



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis de inyección de gas
metano por simulación
numérica en yacimientos
naturalmente fracturados de
aceite negro.**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A

Alma Cristina Martínez Fernández

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Martín Carlos Velázquez Franco



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019

Índice

<u>Agradecimientos</u>	4
<u>Objetivo</u>	6
<u>Introducción</u>	7
<u>Capítulo 1 Yacimientos Carbonatados</u>	9
1.1 Origen y clasificación de las rocas carbonatadas.....	9
1.1.1 Propiedades petrofísicas de las rocas y físico químicas de los fluidos.....	23
1.2 Importancia en México y el mundo.....	41
1.3 Comparación entre yacimientos carbonatados y areniscas	45
<u>Capítulo 2 Métodos de recuperación de hidrocarburos</u>	49
2.1 Clasificación de reservas de hidrocarburos	49
2.2 Clasificación de los métodos de producción	51
2.2.1 Primaria	52
2.2.1.1 Mecanismos de producción	53
2.2.2 Secundaria	58
2.2.2.1 Inyección de agua o gas	58
2.2.3 Mejorada	59
2.2.3.1 Térmicos	59
2.2.3.2 Miscibles	61
2.2.3.3 Químicos.....	62
2.3 Comparación entre los métodos de recuperación secundaria y mejorada.	64
<u>Capítulo 3 Efecto de la inyección del gas metano sobre el hidrocarburo</u>	65
3.1 Análisis PVT	65
3.1.1 Pruebas de laboratorio.....	65
3.2 Efectos del incremento de metano sobre propiedades de flujo del hidrocarburo .	69

<u>Capítulo 4 Aplicación del proceso en modelos híbridos de simulación numérica de yacimientos</u>	75
4.1 Modelo petrofísico	75
4.2 Modelo PVT	76
4.3 Modelo de simulación	79
4.4 Generación de escenarios	86
<u>Capítulo 5 Análisis de resultados</u>	91
<u>Conclusiones y Recomendaciones</u>	99
<u>Bibliografía</u>	101

Agradecimientos

Tendrás fracasos en tu vida, pero es lo que haces durante esas caídas lo que determina la altura a la que llegarás.

Rahm Emanuel.

A la UNAM.

Por haberme recibido en tus aulas desde mi educación media superior y brindarme la oportunidad de crecer personal y profesionalmente. Ahora puedo decir lo que desde niña he soñado, ¡SOY, ORGULLOSAMENTE, HECHA EN CU!

A mi madre.

Por acompañarme en mis noches de desvelos, en mis desventuras y aciertos, por criarme y darme los valores y fortalezas que hoy me hacen ser quien soy, este logro es tan mío como tuyo. ¡Si se pudo ma, te amo!

A mi padre.

Sé que estarás conmigo siempre. Espero estés orgulloso de tu titina. ¡Te amo, pa!

A mis hermanos, Luis y Roberto.

Por cuidarme, aconsejarme y apoyarme cuando lo he necesitado. Les agradezco tanto que hayan hecho papel de hermanos y papá, ustedes fueron un factor muy importante para que esta meta se vea cumplida. ¡los amo!

A Rubén.

Por acompañarme y apoyarme durante estos años, realmente eres muy especial para mí. ¡Te amo, pancho!

A mis amigos y compañeros de la facultad.

Karen, Sandra, Ana, Ale, Jorge, Diana, Ángeles, Edgardo, Miguel, David, Carlos, Héctor y tantos otros que fueron mis compañeros en las aulas, a pesar de que no estudiamos la misma carrera, pero sabemos el trabajo y dedicación que cuesta terminar una.

Objetivo

La presente tesis tiene como objetivo analizar los efectos de la inyección de gas metano sobre el hidrocarburo en yacimientos carbonatados de aceite negro, a través de la simulación numérica de yacimientos.

Introducción

La demanda por el petróleo a nivel mundial, a lo largo de los años, se ha incrementado debido al crecimiento socioeconómico de las naciones y al aumento de la población mundial que requieren de grandes consumos de hidrocarburos para satisfacer necesidades prioritarias, como son el suministro de agua, energía eléctrica y transportes.

Actualmente la obtención de hidrocarburos es compleja y costosa debido a diferentes factores, entre los que podemos mencionar: yacimientos ya depresionados por efecto de la explotación a la que han sido sometidos, se encuentran a grandes profundidades y en formaciones problemáticas, lo que ha ocasionado el desarrollo y aplicación de tecnologías altamente especializadas.

De acuerdo con los análisis de quien fuera comisionado de la comisión nacional de hidrocarburos (CNH), Edgar Rangel, el factor de recuperación en México se estima en 15% mediante fuerzas primarias.¹

Las rocas carbonatadas son estructuras complejas debido a los diferentes tipos de porosidades y permeabilidades que poseen, el conjunto de estas forma un camino tortuoso para el flujo de los fluidos, afectando directamente a la productividad en los pozos; otro factor que afecta el desplazamiento del aceite dentro del medio poroso es la posible afinidad de la roca carbonatada a ser mojada por el hidrocarburo.

Generalmente las formaciones carbonatadas son de mojabilidad intermedia a mojabilidad por aceite. El 80% de las formaciones en carbonatadas son mojables al aceite, 12% son de mojabilidad intermedia y 8% son mojables al agua.²

¹ Karol G, El economista, Abril 24, 2017.

²Zhang D, Liu S, Puerto M, Miller C, Hirasaki G, Alteración de la mojabilidad e imbibición espontánea en formaciones carbonatadas mojables al aceite, Journal of Petroleum Science and Engineering 52 (2006) 213–226

La gran mayoría de los yacimientos en México están conformados por rocas carbonatadas, las cuales debido a eventos geológicos a que fueron sometidos, dieron origen a yacimientos muy complejos, donde coexisten dos sistemas de flujo y almacenamiento, matriz y fractura, el primero de ellos con alta capacidad de almacenamiento pero baja capacidad de flujo y el segundo con alta capacidad de flujo y baja capacidad de almacenamiento, esto implica que la recuperación de hidrocarburos sea considerablemente pequeña ya que lo que se recupera principalmente es el hidrocarburo existente en el sistema de fracturas y vóculos conectados a las fracturas; las tecnologías de recuperación secundaria y mejorada que se han implementado en yacimientos, principalmente está enfocada a areniscas, para optimizar su producción y no deben ser aplicadas para los yacimientos carbonatados sin estudios previos, pues su naturaleza y comportamiento de flujo es distinto.³

³Bagrintseva, K., 2015, Yacimientos de rocas carbonatadas, Ed. Wiley, EUA, 337 p.

Capítulo 1

Yacimientos Carbonatados

1.1 Origen y clasificación de las rocas carbonatadas

➤ Origen

Las rocas carbonatadas son parte del ciclo geológico del carbono. Cuando el dióxido de carbono (CO_2) en la atmósfera se disuelve en el agua (H_2O) se produce ácido carbónico (H_2CO_3) este al reaccionar con el calcio (Ca^{2+}) o con magnesio (Mg^{2+}), los cuales se encuentran en zonas marinas: mares, ríos, arrecifes, etc., precipitan en carbonato de calcio (CaCO_3) o en carbonato de magnesio (MgCO_3), según sea el caso.⁴

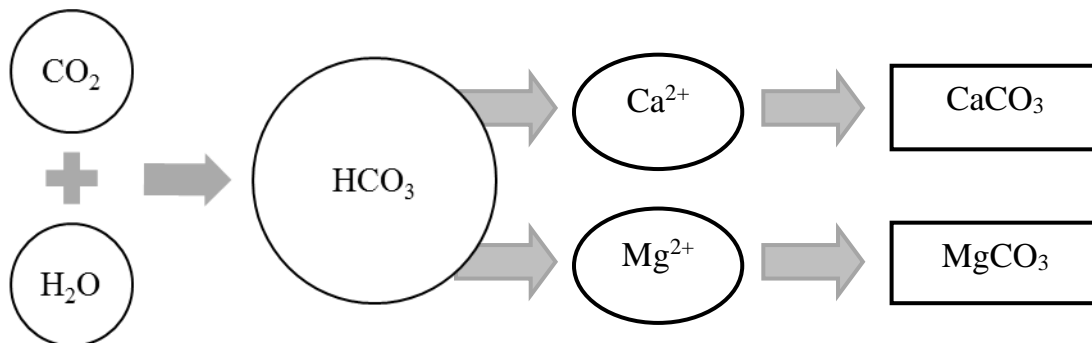


Figura 1.1.1 Representación de las reacciones químicas que se llevan a cabo para la formación de carbonatos

Los carbonatos pueden ser precipitados químicamente del agua, pero a mayoría de las calizas están conformadas por organismos calcáreos por lo que las propiedades de las calizas tienen un origen biológico y mineralógico.⁵

Los factores principales, causantes de la precipitación de carbonatos, son:

⁴Bjoelykke, K., 2010, Geociencia del petróleo desde ambientes sedimentarios hasta la física de las rocas, Ed. Springer, EUA, 518 p.

⁵Bagrintseva, K., 2015, Yacimientos de rocas carbonatadas, Ed. Wiley, EUA, 337 p.

1. Abundancia de animales y plantas que se encuentran o son cercanos al fondo marino, debido a que proporcionan el material carbonatado.
2. Ausencia de material limo-arenoso y silíceo, cuya presencia causa la destrucción de partículas calcáreas.
3. Temperatura y salinidad del agua favorable para que exista vida vegetal.

La siguiente tabla muestra los principales minerales que contienen los sedimentos carbonatados.⁶

Mineral	Fórmula química
Calcita con bajo magnesio	$\text{CaCO}_3 (< 4\% \text{MgCO}_3)$
Calcita con alto magnesio	$(\text{Ca}, \text{Mg}) \text{CO}_3 (< 4\% \text{MgCO}_3)$
Aragonita	CaCO_3 (ortorrómbico)
Siderita	FeCO_3
Magnesita	MgCO_3
Dolomita	$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$

Tabla 1 Principales minerales contenidos en los sedimentos carbonatados

La aragonita y la calcita con bajo y alto magnesio son minerales que se encuentran en sedimentos carbonatados formados en ambientes marinos, los restantes son minerales comunes para cualquier sedimento carbonatado.

Composición de rocas carbonatadas

La composición de las rocas carbonatadas usualmente se refiere al tipo de grano que las compone, los granos se clasifican en: esqueléticos y no esqueléticos.⁷

⁶Bagrintseva, K., 2015, Yacimientos de rocas carbonatadas, Ed. Wiley, EUA, 337 p.

⁷Wayne, M., 2008, Geología de yacimientos carbonatados: La identificación, descripción, y caracterización de yacimientos de hidrocarburos en rocas carbonatadas, Ed. Wiley, EUA, 297 p.

Los granos esqueléticos incluyen restos o fragmentos de planta y animales calcáreos: moluscos, colares, algas calcificadas, braquiópodos, artrópodos, equinodermo, etc., los granos no esqueléticos incluyen ooids, pisoids, peloids y clastos.⁸

✓ Ooids⁹

Granos redondos, los cuales consisten en capas de carbonato alrededor de un núcleo, que puede consistir en pequeños granos clásticos o algún fragmento de carbonatos.

Los ooids son el resultado de precipitaciones químicas o biológicas y se encuentran únicamente en ambientes marinos cálidos y en algunos lagos salados. La agitación de las olas o corrientes marinas son las que ocasionan la forma redonda de los granos y que la precipitación sea uniforme, esta agitación se lleva a cabo en aguas someras, normalmente en una profundidad menor al rango de 2 a 3 metros (2-3 [m]).

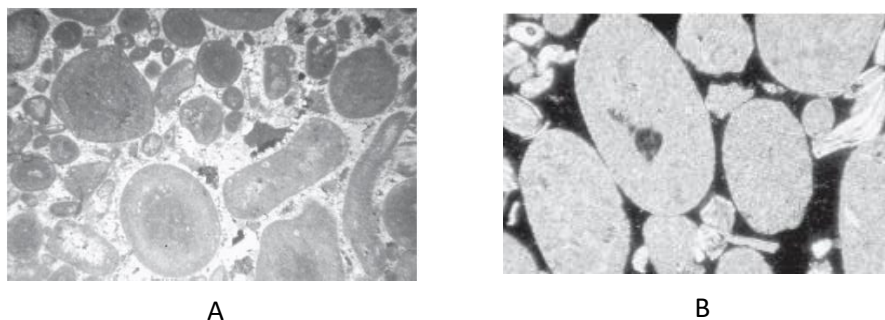


Figura 1.1.2 Fotomicrografías (A) granos calcáreos con ooids, intraclastos y pisoids. (B) pellets fecales de gusano ovoide y poliqueto.⁸

Por definición, los ooids son de un diámetro inferior a los 2 milímetros (2 [mm]), la mayoría presentan un diámetro entre 0.30 y 1 milímetros (0.30 [mm] - 1 [mm]).

⁸Wayne, M., 2008, Geología de yacimientos carbonatados: La identificación, descripción, y caracterización de yacimientos de hidrocarburos en rocas carbonatadas, Ed. Wiley, EUA, 297 p.

⁹Bjoelykke, K., 2010, Geociencia del petróleo desde ambientes sedimentarios hasta física de las rocas, Ed. Springer, EUA, 518 p

✓ Pisoids⁸

Estructuras concéntricas similares a los ooids, excepto que su diámetro es mayor a los dos milímetros (2 [mm]).

✓ Peloids⁸

Grupo de granos esféricos, elipsoidales o angulares, con márgenes difusos y sin estructura interna; independientemente de su tamaño u origen estos granos consisten en carbonatos de grano fino.

La mayoría de los peloids se forman por micritización en granos de carbonato preexistentes, los cuales están relacionados con actividades de microorganismos de algas y hongos. El proceso de micritización consiste en erosión biológica y abrasión mecánica donde se destruye la textura interna de las partículas, ya sea total o parcialmente.

✓ Clastos⁸

Fragmentos de rocas carbonatadas ocasionados por el proceso de erosión llevado a cabo en el fondo marino o dentro de las plataformas continentales adyacentes.

Los clastos son de cualquier tamaño y forma, debido a que son depositados dentro de la zona en la que son generados.

Son muy comunes en facies de piedra caliza de aguas poco profundas y son indicadores de cementación temprana y erosión por corrientes.

Ambientes sedimentarios¹⁰

Los sedimentos carbonatados se originan en ambientes continentales, transicionales y marinos, existe una mayor presencia de estos en ambientes marinos, principalmente en zonas neríticas.

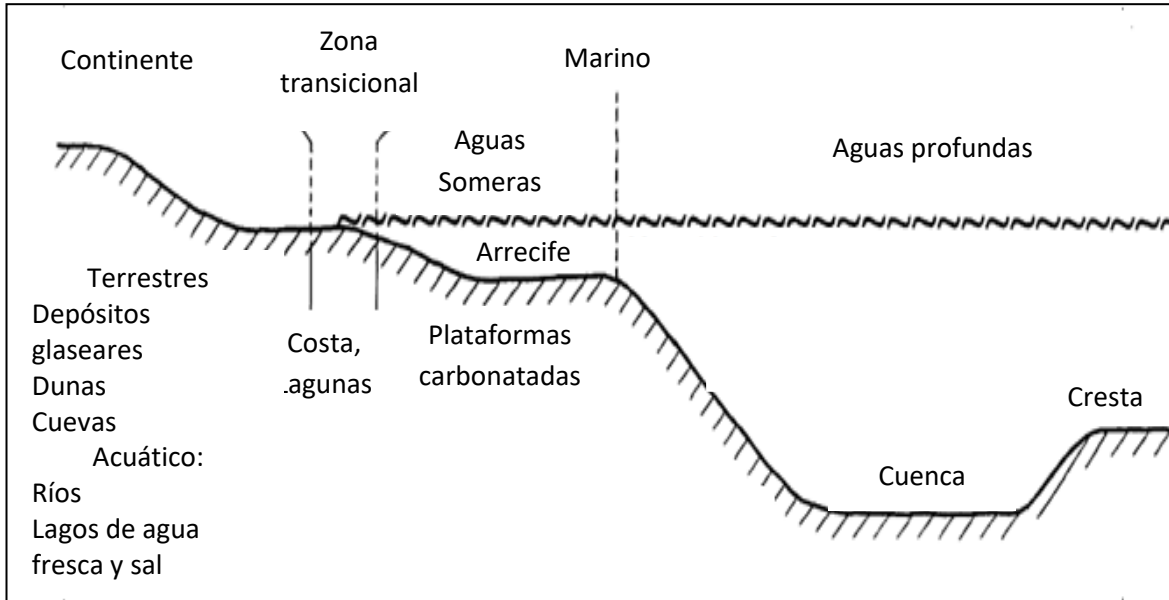


Figura 1.1.3 Principales zonas de formación de carbonatos⁷.

➤ Carbonatos en ambientes continentales.

Los carbonatos no marinos son originados en tierra y en ambientes marinos sin influencia marina, son formados por procesos abióticos y/o bióticos. Los principales ambientes para carbonatos no marinos son:

- ✓ Paleosols
- ✓ Lacustre
- ✓ Cavernas
- ✓ Dunas eólicas
- ✓ Glaciales

¹⁰Flügel, E., 2010, Microfacies de rocas carbonatadas: Análisis, interpretación y aplicación: 2da edición, Ed. Springer, EUA, 901 p.

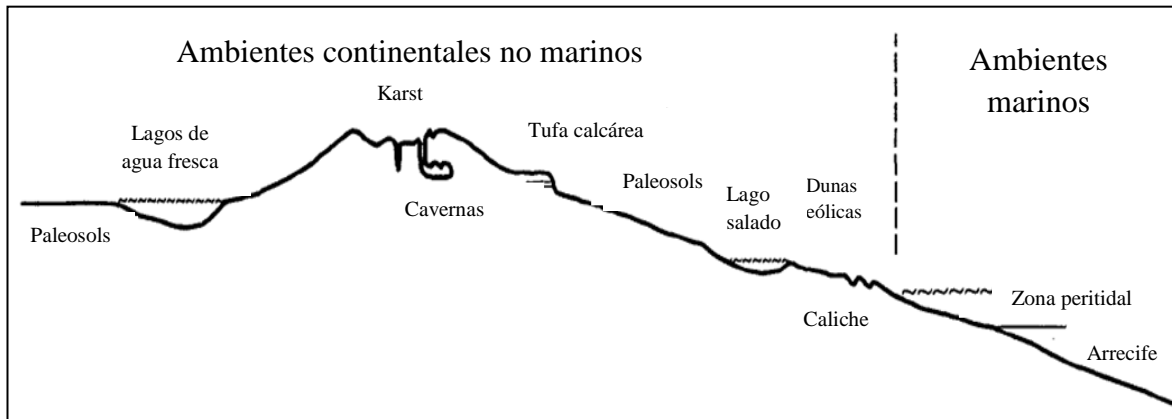


Figura 1.1.4 Principales ambientes de precipitación para carbonatos marinos

➤ Carbonatos en ambientes transicionales.

Los ambientes transicionales ocurren en una estrecha zona costera o a lo largo de la frontera entre los ambientes continentales y marinos. El litoral está marcado por una gran inestabilidad ambiental debido a una intensa interacción entre las fuerzas de alta energía relacionadas con: las olas, mareas, el viento, las corrientes marinas y el constante cambio del nivel del mar.

La precipitación de carbonatos, dentro de los ambientes transicionales, tiene lugar en: la zona ribereña costera a la playa, en lagunas costeras y dentro de la zona peritidal.

✓ Playas y lagunas costeras

La zona de la playa está dominada por el movimiento de las olas, por lo que está en constante cambio. Los sedimentos son el producto del influjo de ríos, erosiones de acantilados y lecho marino, acumulaciones de arrecifes y la depositación de sedimentos no consolidados.

La mayoría de estos ambientes están dominados por Grainstones, compuestos por esqueletos de los organismos que viven en estos ambientes y en pequeños arrecifes costeros.

✓ Zona Peritidal

El proceso de sedimentación en esta zona se lleva a cabo en mareas de baja energía, especialmente en humedales, esteros, plataformas y rampas incluyen depósitos formados en áreas supratidal, intertidal e interdital.

1. Zona Supratidal.

Zona de costera que se ubica por encima de la marea alta normal. La zona incluye pantanos, manglares y diversos estanques costeros de diferente salinidad. El ancho de esta zona depende del relieve y de la inmersión de las costas.

2. Zona Intertidal

Zona cerca a la costa, se ubica entre niveles de área alta y baja, además de que llega a inundarse alternativamente.

3. Zona Interdital.

Zona marina por debajo de la marea baja, extendiéndose hasta el borde de la plataforma continental y subyace a la zona nerítica.

➤ Carbonatos en ambientes marinos

La distinción entre aguas someras y profundas se debe a su ubicación y a la penetración de la luz solar. Las aguas someras se ubican por encima de la plataforma continental, incluyen los márgenes del ambiente marino, tanto ambientes pericontinentales como epicontinentales; las aguas profundas se ubican sobre las pendientes, sus extremos y dentro de las cuencas. Existe una clasificación para aguas profundas dependiendo la penetración de luz:

1. Zona Fótica

Región marina que se encuentra por debajo del nivel de penetración efectiva de luz para la síntesis de fitoplancton.

2. Zona Disfótica

Región marina cuya profundidad es mayor que la profundidad de las plataformas continentales (> 200 metros), aún llega a retener algo de luz.

3. Zona Afótica

Región marina permanentemente oscura, se encuentra por debajo de las zonas fótica y disfótica.

Existen diferencias básicas entre plataformas y rampas en relación con la posición de la producción óptima de carbonatos y el transporte de sedimentos. El termino rampa de carbonato fue adoptado para describir una superficie de depositación levemente inclinada desde un entorno superficial de alta energía hasta un entorno más profundo y de baja energía.

La siguiente tabla presenta los tipos de plataformas que existen, con sus respectivas características.


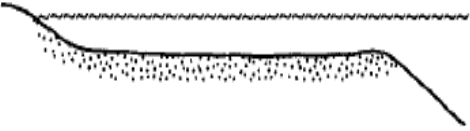
Nombre e imagen	Descripción
<p>Plataforma carbonatada bordeada</p> 	Plataformas pericontinentales de superficie plana con un borde morfológico (arrecifes de barrera, bajíos, islas) en la zona exterior resultado del movimiento de las olas.
<p>Plataforma carbonatada sin borde</p> 	Plataformas poco profundas son barrera en el margen exterior. Se caracteriza por la circulación de agua abierta.

Tabla 2 Nombre y descripción de los diferentes tipos de rampas y plataformas.¹¹

¹¹Flügel, E., 2010, Microfacies de rocas carbonatadas: Análisis, interpretación y aplicación: 2da edición, Ed. Springer, EUA, 901 p.

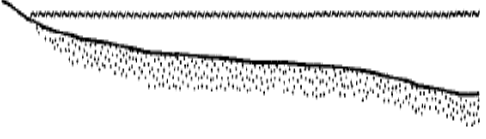
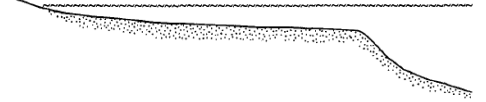


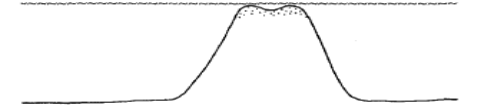
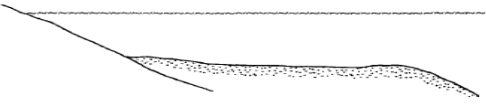
Nombre e imagen	Descripción
<p>Rampas homoclinales</p> 	<p>Plataformas pericontinentales y epericas someras, caracterizadas por suaves pendientes deposicionales. La parte superior es de alta energía, cercana a la costa, y pasa a una zona más profunda y fangosa.</p>
<p>Rampas distantemente inclinadas</p> 	<p>Similar a las rampas homoclinales, pero con un aumento distinto en el gradiente en la región de la rampa externa.</p>
<p>Plataformas epéricas</p> 	<p>Áreas muy extensas, planas, cratónicas cubiertas por mares poco profundos, dominados por baja energía y ciclos planos de marea. El margen hacia el océano puede ser suave o empinado y puede ser bordeado.</p>
<p>Plataformas aisladas</p> 	<p>Plataformas de aguas someras separadas o aisladas, en alta mar desde plataformas continentales rodeadas de aguas profundas. La mayoría tienen márgenes empinados y pendientes de aguas profundas.</p>
<p>Atolones oceánicos</p> 	<p>Formados en volcanes extintos que se elevan varios centenares a miles de metros desde el fondo oceánico.</p>
<p>Plataformas ahogadas</p> 	<p>El aumento rápido del nivel del mar, el fuerte hundimiento o la drástica reducción de la productividad de carbonato pueden causar el ahogamiento completo o incipiente de rampas o plataformas ahogadas.</p>

Tabla 3 Nombre y descripción de los diferentes tipos de rampas y plataformas.

Continuación ¹²

¹²Flügel, E., 2010, Microfacies de rocas carbonatadas: Análisis, interpretación y aplicación: 2da edición, Ed. Springer, EUA, 901 p.

➤ Clasificación de rocas carbonatadas ^{13,14}

La clasificación de rocas carbonatadas se realiza principalmente por dos motivos:

- Describir de manera sistemática y reproducible las descripciones de las propiedades fundamentales de las rocas.
- Facilitar la transferencia de información.

Existen, principalmente, tres clasificaciones; la diferencia entre estas es que cada una se enfoca en características diferentes de las rocas carbonatadas. Las clasificaciones son:

1. Clasificación de Folk (1962)
2. Clasificación de Dunham (1962)
3. Clasificación de Embry y Klovan (1971)

Las clasificaciones de Folk y Dunham comparten un tema en común, ambas se basan en la textura deposicional de la piedra caliza pero la diferencia entre ambas es que Folk basa su criterio en la composición de la matriz y Dunham en la naturaleza de la estructura de la misma roca.

Clasificación de Folk

La mayoría de los depósitos de carbonatos contienen más de un tipo de material en su formación y Folk basó su clasificación en las proporciones relativas de los componentes finales de las rocas: Granos de sedimento (*allochems*), lodo calcáreo microcristalino y cemento de calcita *sparry*, juntos forman al sedimento primario.

¹³ Wayne, M., 2008, Geología de yacimientos carbonatados: la identificación, descripción, y caracterización de yacimientos de hidrocarburo en rocas carbonatadas, Ed. Wiley, EUA, 297 p

¹⁴ Braithwaite, C., 2005, Sedimentos y rocas carbonatadas: Un manual para los científicos e ingenieros de la tierra, Ed. Whittles Publishing, Escocia, Reino Unido, 164 p.

Folk definió cuatro tipos de *allochems*: Clastos, Ooids, Fósiles y Pellets y acuñó el término *micrita* para referirse a los granos con un diámetro de 1 a 4 micrómetros. Estos forman una matriz alrededor de los granos de mayor tamaño.

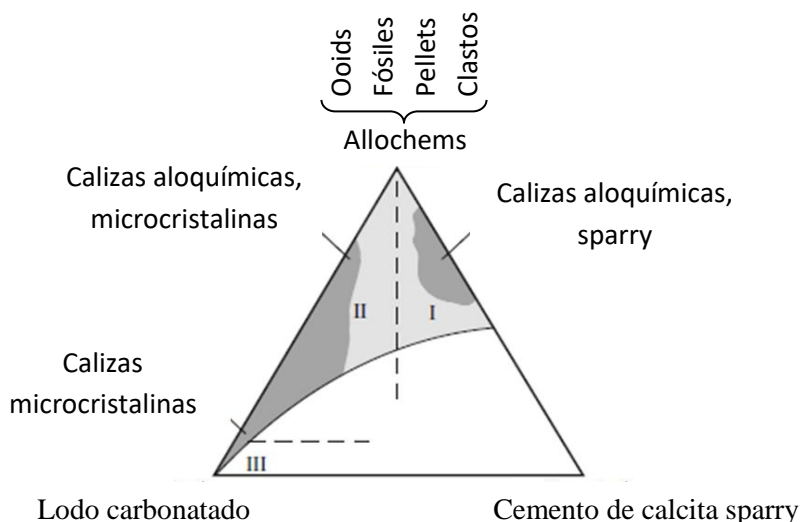


Figura 1.1.5
Diagrama triangular que muestra los tres tipos de textura para Calizas, según Folk¹³

Figura 1.1.6 Terminología y subdivisión textural de calizas

		Rocas Aloquímicas (más del 10% de los granos)		Rocas Ortoquímicas (menos del 10% de granos)			
		Cemento Calcita Sparry más de matriz micrita	Matriz microcristalina más de cemento de calcita sparry	Calcita microcristalina (1-10% de granos)			
Naturaleza y proporciones de los tipos de grano	más de 25% de clastos		Intasparita	Intramicrita	Clastos con micrita		
	Menos del 25% de clastos	más de 25% de Ooids	Oosparita	Oomicrita	Ooids con micrita		
		Menos del 25% de Ooids	Relación fósil-peloids	> 3:1	Biosparita	Biomicrita	Bioclastos con micrita
				3:1 - 1:3	Biopelsparita	Biopelmicrita	Peloid con micrita
				< 1:3	Pelsparita	Pelmicrita	

Usando los términos de Folk las rocas podrán ser descritas texturalmente tal como se muestra en la Figura 1.1.6





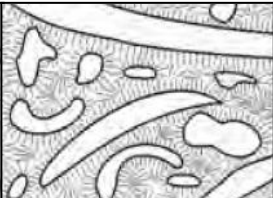
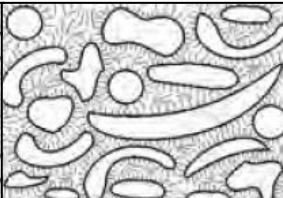
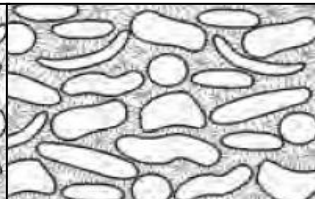
			
Micrita fosilífera	Escasa biomicrita	Empaquetado de biomicrita	
1-10% de allochems	10-50% de allochems	>50% de allochems	
Más del 66% de matriz micrita			
			
Bioesparita mal lavada	Bioesparita sin clasificar	Bioesparita clasificada	Bioesparita redondeada
50/50 spar y micrita	Poca clasificación	Buena clasificación	Excelente clasificación y redondez
	Más del 66% de cemento sparry		

Figura 1.1.7 Clasificación textural y subdivisión espectral de las rocas carbonatadas¹⁴

Folk también propuso un espectro textural, consultar la Figura 1.1.7, que incorpora el empaquetamiento relativo de los granos en una matriz lodosa o la clasificación de granos donde no había matriz presente.

Clasificación de Dunham

La roca presentará diferentes soportes en su estructura dependiendo de la energía del ambiente en donde fue depositada. La estructura soportada por granos, partículas cuyo tamaño de arenas o más grandes, se presenta en ambientes de alta energía mientras que la estructura soportada por lodo, partículas menores a veinte

micrómetros de tamaño (20 μm), se presenta en ambientes de baja energía. Dunham basó su clasificación acorde a los soportes de las estructuras que presentan las rocas.

Dunham reconoce cuatro categorías principales de piedra caliza:

1. Mudstones: Calizas con poco contenido de grano (<10%) flotando en una matriz de lodo.
2. Wackestone: Calizas semejantes a las Mudstone pero con un contenido de grano superior (>10%).
3. Packstone: Calizas soportadas por granos, pero con matriz de lodo dispersa.
4. Grainstone: Calizas soportadas por granos, no hay presencia de lodo, los poros primarios están llenos de cemento sparrow.




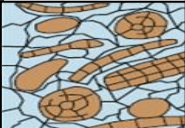
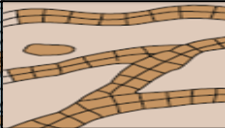
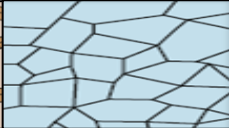
Componentes originales no unidos durante la depositación				Componentes originales unidos	Textura deposicional no reconocible Carbonato cristalino
Contiene lodo calcáreo					
Apoyo por lodo		Apoyo por granos			
Menos del 10% de granos	Más del 10% de granos				
Mudstone	Wackestone	Packestone	Grainstone	Boundstone	Crystalline
					

Figura 1.1.8 Clasificación de rocas carbonatadas de acuerdo a su textura

Dunham manejó el término Boundstone para cuando la fábrica de la roca indica que los componentes originales fueron unidos durante la depositación.

¹⁵Bjoelykke, K., 2010, Geociencia del petróleo desde ambientes sedimentarios hasta física de las rocas, Ed. Springer, EUA, 518 p.

Clasificación de Embry y Klovan

La clasificación de Embry y Klovan consiste en la adición de términos a la clasificación de Dunham, esto es para tratar particularmente a las rocas con un tamaño de grano mayor a los dos milímetros (2 mm).

1. Floatstone: Calizas con contenido de grano mayor al 10% soportadas por una matriz de lodo.
2. Rudstone: Calizas con contenido de grano mayor al 10% soportadas por una matriz de granos.

Los términos Bafflestone, Bindstone y Framestone se usan para rocas calizas cuyos componentes orgánicos fueron unidos durante la depositación.

Alóctonos		Autóctonos		
Componentes originales no orgánicos durante el proceso de depositación		Componentes originales orgánicos unidos durante el proceso de depositación		
>10% granos >2mm		Por organismos que actúan como deflectores	Por organismos que incrustan y unen	Por organismos que construyen una estructura rígida
Soportada por matriz	Soportada por componentes mayores de 2mm			
Floatstone	Rudstone	Bafflestone	Bindstone	Framestone

Figura 1.1.9 Clasificación de rocas carbonatadas según Embry y Klovan

1.1.1 Propiedades petrofísicas de las rocas y físico químicas de los fluidos.

- Propiedades petrofísicas de las rocas^{16, 17}

Porosidad

La porosidad es la capacidad de la roca para almacenar fluidos por acción de fuerzas capilares. Esta propiedad es una medida del potencial de volumen de almacenamiento de hidrocarburos. El rango de porosidad en yacimientos carbonatados es de 1 a 35%.

La porosidad es definida como el volumen del poro entre el volumen total de la roca y se denota con ϕ .

$$\phi = \frac{\text{Volumen de poros}}{\text{Volumen total}}$$

Para cálculos en ingeniería la porosidad es usada como una fracción, sin embargo, los geólogos se refieren a la porosidad como porcentaje.

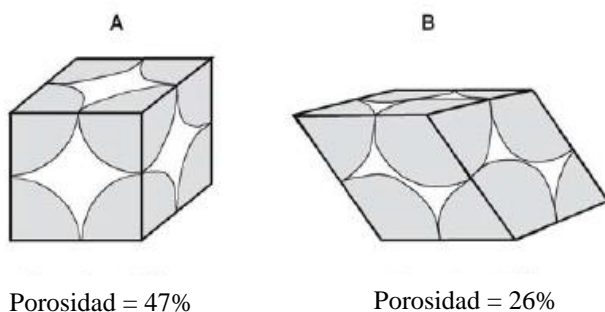


Figura 1.1.10 Porcentaje de porosidad. (A) Empaque cúbico y (B) Empaque romboédrico.¹⁸

El término porosidad efectiva se usa comúnmente para indicar la porosidad preponderante para el flujo de fluidos.

¹⁶Bagrintseva, K., 2015, Yacimientos de rocas carbonatadas, Ed. Wiley, EUA, 337 p.

¹⁷F., Jerry Lucia, 2007, Caracterización y aprovechamiento integral de yacimientos carbonatados: 2da edición, Ed. Springer, EUA, 342 p.

El tipo de poro más común en rocas sedimentarias es intergranular, esta porosidad no está en función del tamaño del grano sino en su clasificación. El porcentaje de porosidad para un empaquetamiento unitario cúbico y granos esféricos puede ser calculada a 47.6%, mientras que para un empaquetamiento romboédrico el porcentaje es de 25.9% debido al empaquetamiento de los granos.

La porosidad de las areniscas no consolidadas y extremadamente bien clasificadas es de 42%, mientras que para una arenisca mal clasificada es de 27% (Beard y Weyl, 1973). La presencia de espacios porosos dentro de conchas y peloides, formadores de los sedimentos carbonatados, aumenta la porosidad de la roca que se esperaría originalmente.

Se han desarrollado varios esquemas de clasificación para los espacios porosos con el objetivo de describir la porosidad:

1. Clasificación de Archie (1952)¹⁸

Esta clasificación se basa en la relación entre la estructura del poro visible y la textura de la matriz de la roca observada en núcleos y recortes.

Descripción	Frecuencia-porcentaje de superficie cubierta por poros
Excelente	20
Buena	15
Razonable	10
Pobre	5

Tabla 4 Descripción y porcentaje de poros visibles en roca

¹⁸ Archie G., 1952. Clasificación de yacimientos carbonatados y consideraciones petrofísicas, Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., v. 36, (Nº 23) pp. 278–298.

Clase	Características
A	Porosidad no visible a simple vista, bajo un microscopio la porosidad es menor de 0.01 mm de diámetro
B	Porosidad visible $0.01 < \phi < 0.1$ mm
C	Porosidad visible $0.1 < \phi < \text{corte}$
D	Porosidad visible como se evidencia por el crecimiento de los cristales secundarios en cortes y caras que muestran evidencia de canales de fracturación o solución, donde el tamaño del poro es mayor que el tamaño del corte.

Tabla 5 Clasificación de porosidad visible

Textura de la matriz	Apariencia de la muestra	
	En mano	Bajo microscopio 10X a 15X
Tipo 1 Contacto cristalino	Cristalina, dura, densa, con bordes afilados y caras lisas al romperse. Resinoso	Matriz compuesta de cristales, estrechamente entrelazados, que no permiten un espacio visible de poros entre los cristales produciendo, comúnmente, un borde de pluma al romperse debido a la fractura de los cúmulos de cristales en finas escamas.

Tabla 6 Clasificación de texturas de matriz.

Textura de la matriz	Apariencia de a muestra	
	En mano	Bajo microscopio 10X a 15X
Tipo 2 Tiza	Mate, terroso o calcáreo. Sin apariencia cristalina debido a que los cristales se estrechan menos ocasionando que la luz se refleje en diferentes direcciones.	Cristales menos entrelazados que en el tipo 1, uniéndose en diferentes ángulos. La textura extremadamente fina puede todavía parecer bajo este aumento, pero otras pueden comenzar a parecer cristalinas.
Tipo 3 Granular o Saccharoides	Parece arena o azúcar. Tamaño de los cristales o granos clasificados como: Muy bien: 0.05 mm Bien: 0.1mm Medio: 0.2 mm Grueso: 0.4 mm	Cristales interconectados en diferentes ángulos permitiendo generalmente espacios porosos considerables entre los cristales. Oolic y otras texturas granulares caen en esta clase.

Tabla 7 Clasificación de texturas de matriz. Continuación

2. Clasificación de Choquette y Pray (1970)^{19, 20}

La clasificación de Choquette y Pray es la más aceptada dentro de la industria petrolera, esta clasificación realiza una distinción inicial entre la porosidad primaria, la cual es formada posteriormente a la depositación de sedimentos y la porosidad secundaria, ocasionada después de eventos diagenéticos y tectónicos; el que se

¹⁹ Braithwaite, C., 2005, Sedimentos carbonatados y rocas: Un manual para los científicos e ingenieros de la tierra, Ed. Whittles Publishing, Escocia, Reino Unido, 164 p.

²⁰Flügel, E., 2010, Microfacies de rocas carbonatadas: Análisis, interpretación y aplicación; 2da edición, Ed. Springer, EUA, 901 p.

realice esta distinción inicial sugiere que existe una diferencia entre los poros de fábrica selectiva, cuya naturaleza es determinada por los componentes principales de la roca, y la fábrica no selectiva, como las fracturas.

Porosidad de fábrica selectiva	
Nombre	Característica
Interpartícula	Porosidad primaria existente entre los granos de la roca.
Intrapartícula	Porosidad que se encuentra dentro de los granos de la roca.
Fenestral	Porosidad formada dentro de los sedimentos por expansión de gas
Shelter	Poros formados por sedimentación mecánica de partículas pequeñas alrededor de granos más grandes y rígidos.
Móldica	Formada por la disolución de granos, fósiles o ooids.
Intercristalina	Porosidad en la que el tamaño del cristal es más o menos igual obtenido del proceso de recristalización y dolomitización temprano y tardío.
De crecimiento	Porosidad primaria asociada al crecimiento de organismos.

Tabla 8 Nombre y formación de las porosidades de fábrica selectiva.²¹

²¹Braithwaite, C., 2005, Sedimentos carbonatados y rocas: Un manual para los científicos e ingenieros de la tierra, Ed. Whittles Publishing, Escocia, Reino Unido, 164 p.

Porosidad de fábrica no selectiva	
Nombre	Característica
Canales	Variedad de cavidades generadas por disolución indiscriminada.
Fracturas	Resultado de presencia de aberturas producidas por rompimiento de rocas, a menudo causada por la fractura frágil de las cascarras como resultado del aumento de la sobrecarga antes de la cementación, plegado, falla, solución salina o sobrepresión de fluidos.
Vúgulos	Porosidad causada por proceso diagenético temprano y tardío distribuido irregularmente a través de los granos y/o de los límites del cemento.
Cavernas	Abertura del tamaño de una persona o mayores en formas de canal o vúgulo formadas predominantemente por procesos de solución cárstica.

Tabla 9 Nombre y formación de las porosidades de fábrica no selectiva²²

²²Braithwaite, C., 2005, Sedimentos carbonatados y rocas: Un manual para los científicos e ingenieros de la tierra, Ed. Whittles Publishing, Escocia, Reino Unido, 164 p.







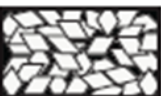

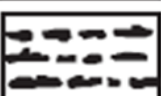


Porosidad Primaria		Porosidad Secundaria	
Fábrica Selectiva		Fábrica No Selectiva	
	Interpartícula	Fracturas	
	Intrapartícula	Canales	
	Móldica	Vúgulos	
	Intercristalina	Cavernas	
	Fenestral		
	Shelter		
	De Crecimiento		

Figura 1.1.11 Clasificación de porosidad propuesta por Choquette y Pray (1970) Braithwaite, Colin

Las fracturas, generalmente, no están relacionadas con las propiedades deposicionales o diagenéticas de las rocas, ya que estas son producidas por esfuerzos mecánicos que ocurren en las rocas ya litificadas.²³

En yacimientos fracturados la porosidad total y los valores de permeabilidad consisten en componentes de matriz y fractura. Nelson (2001) clasifica tres tipos de propiedades petrofísicas de las fracturas:

1. Permeabilidad de la fractura
2. Porosidad de la fractura
3. Saturaciones de fluido dentro de las fracturas

²³Wayne, M., 2008, Geología de yacimientos carbonatados: La identificación, descripción y caracterización de yacimientos de hidrocarburos de rocas carbonatadas, Ed. Wiley, EUA, 297 p.

Los dos principales factores que distinguen la permeabilidad y porosidad de fractura de las de matriz dentro de un sistema poroso son: la anchura y el espaciamento de las fracturas. Los factores geológicos influyen en estos factores son: la composición de la roca carbonatada, la porosidad, el grosor del lecho y la posición de la zona fracturada con respecto a la geometría de las fallas y pliegues.

Stearns y Friedman (1972) señalan que generalmente las rocas compuestas, principalmente, de constituyentes quebradizos presentan fracturas espaciadas más estrechas que aquellas sin constituyentes frágiles, los constituyentes quebradizos típicos comunes en los depósitos de carbonato son: dolomía, chert y, en algunos casos, calcita.

La porosidad influye en el espaciamento de las fracturas ya que la resistencia de la roca disminuye a medida que aumenta la porosidad. Si la composición y la fábrica de la roca no varían las rocas con menor porosidad tendrán fracturas más espaciadas y una mayor intensidad de fractura, aunque esta situación puede ser infrecuente en carbonatos debido a que los cambios de porosidad que sufre la roca están generalmente acompañados por variaciones en fábrica o textura.

El espesor del lecho impide el espaciamento y la intensidad de la fractura, ya que, siendo iguales, las partes delgadas tendrán fracturas más estrechas que las gruesas.

Permeabilidad

La permeabilidad es una medida de la conductividad del medio para permitir el paso de los fluidos a través de este, representa uno de los principales parámetros de las rocas para la extracción de los fluidos dentro de ellas. Este valor substancialmente depende del tamaño y sinuosidad de los canales de poro y del fracturamiento de las rocas. Este parámetro es expresado por la ley de Darcy: ²⁴

²⁴F., Jerry Lucia, 2007, Caracterización y aprovechamiento integral de yacimientos carbonatados: 2da edición, Ed. Springer, EUA, 342 p.

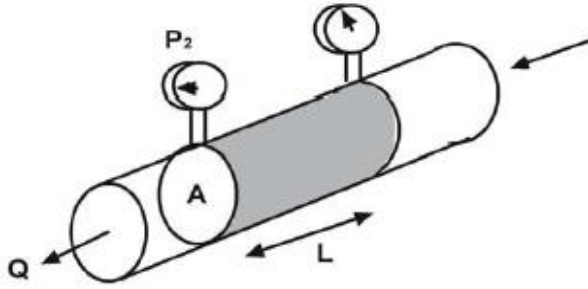


Figura 1.1.12 Método de medición de permeabilidad de un núcleo en laboratorio²⁴

Datos:

Q = Gasto de flujo [cm^3]

k = Permeabilidad [D]

μ = Viscosidad del fluido [cP]

$\Delta P/L$ = Caída de presión potencial a través de una muestra [atm/cm]

A =Sección transversal de la muestra [cm^2]

$$Q = \left(\frac{k}{\mu}\right) \left(\frac{\Delta P}{L}\right) A$$

La ley de Darcy muestra la permeabilidad en función de la sección transversal de la muestra y las caídas de presión a lo largo de la muestra.

El valor de la permeabilidad será igual a 1 [D] si 1.0 [cm^3] del volumen del fluido por segundo fluye a través de un área de 1.0 [cm^2] de la roca, bajo un gradiente de presión de 1.0 [atm/ cm^2], todo esto cuando la viscosidad del fluido es de 1.0 [cP].

La clasificación de la permeabilidad se realiza dependiendo de la saturación de fluidos presentes dentro de los poros de la roca.²⁵

1. Permeabilidad absoluta.

Medida de permeabilidad de la roca cuando se encuentra saturada en un 100% por un solo un fluido.

²⁵ Rodríguez R., 1987. Principios de mecánica de yacimientos, División de ingeniería de ciencias de la tierra, depto. De explotación del petróleo, México, 120 p.

2. Permeabilidad efectiva

Medida de permeabilidad de la roca cuando contiene la presencia de dos o más fluidos a diferentes saturaciones. La permeabilidad efectiva siempre será menor que la permeabilidad absoluta y cambiará con respecto a los cambios de saturación.

3. Permeabilidad relativa.

Esta es simplemente la medida de la permeabilidad para una específica saturación de un fluido expresado como la fracción del total o de la permeabilidad absoluta.

El manejo de las gráficas de permeabilidad relativa de un fluido contra la saturación del agua presente en el yacimiento (k_{rf} vs. s_f) es muy importante, debido a que estas pueden ser usadas para predecir cambios en la tasa de producción del crudo respecto a la saturación del agua.²⁶

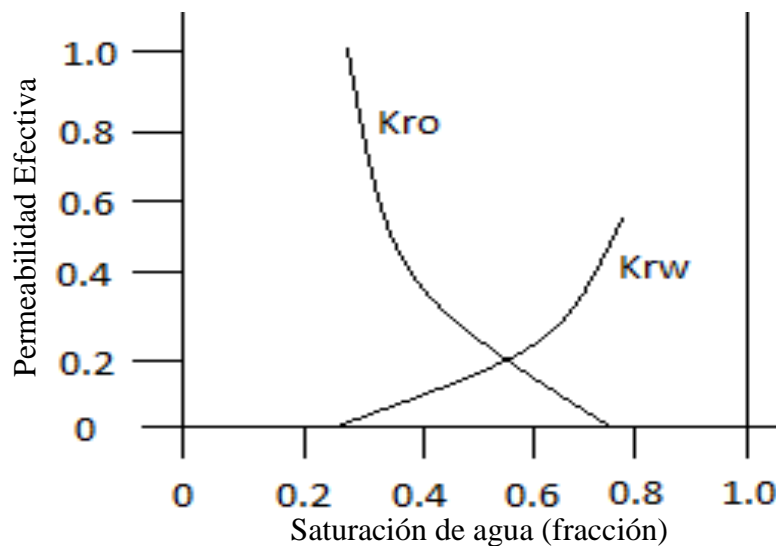


Figura 1.1.13 Ejemplo de gráfica de permeabilidad relativa del agua y aceite.²⁶

²⁶Rodríguez R., 1987. Principios de mecánica de yacimientos, División de ingeniería de ciencias de la tierra, depto. De explotación del petróleo, México, 120 p.

En la obtención de la permeabilidad por medio de pruebas de laboratorio se deben de manejar las muestras a condiciones de yacimiento, sí esto no se realiza las superficies porosas, especialmente en rocas carbonatadas, reaccionan a los cambios en los fluidos por lo que su estado de mojabilidad puede ser alterado.²⁷

Fuerzas capilares y capilaridad²⁸

Las fuerzas capilares en los yacimientos de hidrocarburos son el resultado de efectos combinados de las tensiones interfaciales y superficiales, del tamaño y forma de los poros y del valor relativo de las fuerzas de adhesión entre fluidos y sólidos y las fuerzas de cohesión en los fluidos, es decir, de las propiedades de la mojabilidad del sistema roca-fluido.

En la figura 1.1.14 se observa un claro ejemplo de presión capilar debido a la elevación del nivel del agua en el medio poroso.²⁸

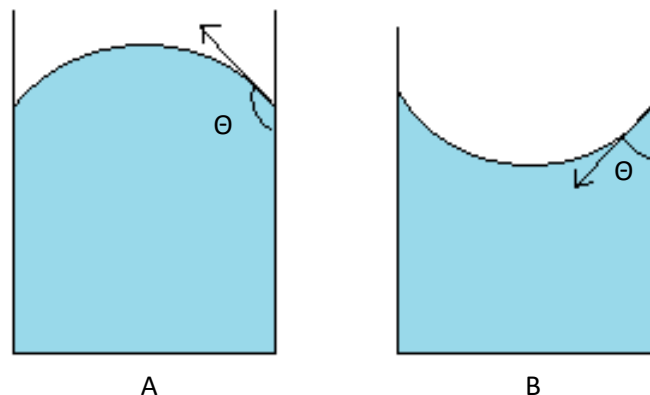


Figura 1.1.14 Representación de presión capilar.

Sistema mojado (A), Sistema no mojado (B)

²⁷ F., Jerry Lucia, 2007, Caracterización y aprovechamiento integral de yacimientos carbonatados: 2da edición, Ed. Springer, EUA, 342 p.

²⁸ Rodríguez R., 1987. Principios de mecánica de yacimientos, División de ingeniería de ciencias de la tierra, depto. De explotación del petróleo, México, 120 p.

Se utiliza P_c para representar a la presión capilar la cual, para un medio poroso, se ha definido como la capacidad que tiene el medio para succionar el fluido que lo moja y de repeler alno mojante, también se define como la diferencia de presiones a través de la interfase de los fluidos.

$$P_c = P_{nm} - P_m$$

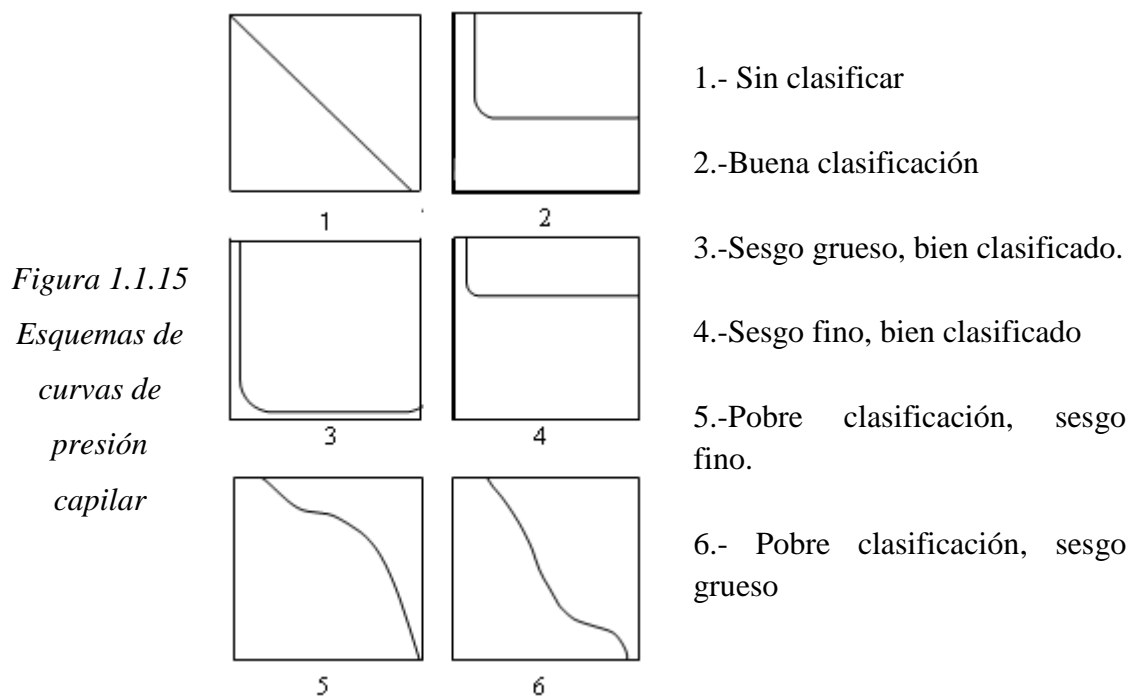
Donde:

P_c = Presión capilar.

P_m = Presión de la fase mojante.

P_{nm} = Presión de la fase no mojante.

Gráficamente es posible representar el comportamiento de la presión capilar con respecto a la distribución de la porosidad que presenta la roca.



Las curvas observadas en la figura 1.1.15 se interpretan en términos de la distribución de las gargantas de poros, las cuales pueden ser descritas como: no clasificadas, mal clasificadas o bien clasificadas, con modificadores que indican una asimetría gruesa o fina.²⁹

Una forma de encontrar la presión capilar en una muestra de roca del yacimiento es determinando la presión que se debe aplicar a un fluido no mojante para alcanzar una cierta saturación de este mismo, a cada saturación le corresponde una presión capilar.

Esto quiere decir que si los capilares de una muestra son muy uniformes no se requerirá de mayor presión para saturarla del fluido no mojante y la curva resultante de presión capilar contra saturación, P_c vs. S , será plana, hasta valores cercanos de S a la saturación irreductible; esto puede apreciarse en la Figura 1.1.16 donde al observar el comportamiento de la curva señalada con el número 1, las curvas restantes corresponden a medios con poros cuyo tamaño no es uniforme.³⁰

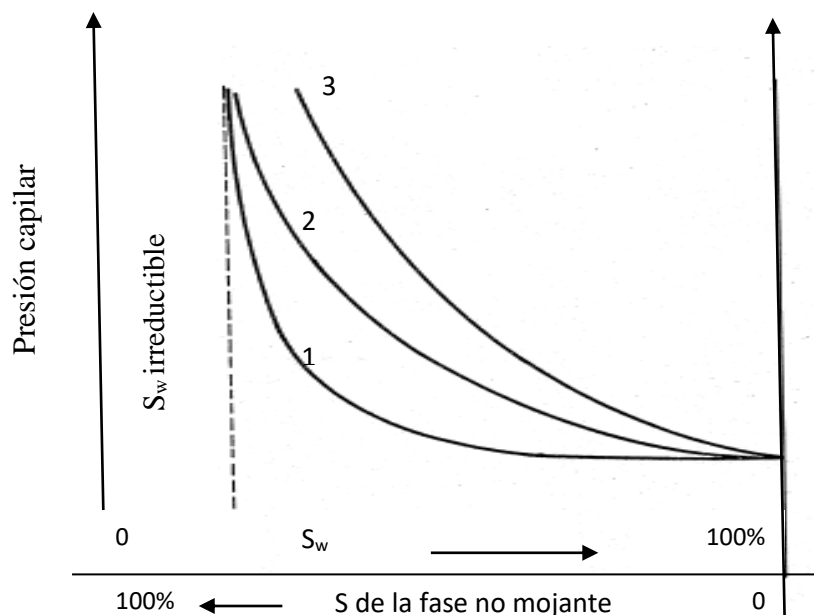


Figura 1.1.16
Curvas de presión capilar vs saturación de agua (P_c vs. S_w)³⁰

²⁹Braithwaite, C., 2005, Sedimentos carbonatados y rocas: Un manual para los científicos e ingenieros de la tierra, Ed. Whittles Publishing, Escocia, Reino Unido, 164 p.

³⁰Rodríguez R., 1987. Principios de mecánica de yacimientos, División de ingeniería de ciencias de la tierra, depto. De explotación del petróleo, México, 120 p.

Saturación ³¹

La saturación es definida como la proporción del volumen de poro ocupado por un fluido, normalmente agua, aceite o gas, con respecto al volumen poroso del yacimiento.

donde:

S_f = Saturación de fluido

V_f = Volumen de fluido

V_p = Volumen poroso

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

La suma de las saturaciones, las cuales son expresadas en porcentaje, es de 100%.

$$S_g[\%] + S_o[\%] + S_w[\%] = 100\%$$

El agua que se encuentra en las rocas del yacimiento se le conoce como agua connata o intersticial, esta queda atrapada desde la depositación de los sedimentos.

La saturación del agua, S_w , depende del tamaño de los poros y de la garganta de estos, de la distribución del tamaño de la abertura y la elevación por encima del nivel de agua libre.

Para que el aceite y el gas entren en el yacimiento, estos deben de desplazar al agua connata. Sí el volumen de poro es suficientemente grande, el aceite desplazará el agua y residirá en los poros, pero no podrá desplazar el agua que se encuentra en los poros pequeños o de los recubrimientos de las superficies de los granos, en el caso de que la roca sea mojada por agua.

A medida que el agua permanece en los poros pequeños y en las superficies de grano, se deduce que los poros grandes de los granos gruesos tienen valores más bajos de S_w y las rocas de grano fino tienen valores más altos.

³¹ Wayne, M., 2008, Geología de yacimientos carbonatados: La identificación, descripción y caracterización de yacimientos de hidrocarburo de rocas carbonatadas, Ed. Wiley, EUA, 297 p.

La Saturación del aceite es justamente lo contrario: es menor en las rocas de grano fino y más grande en las rocas de grano grueso. Cualitativamente una saturación de aceite alrededor del 100% indica una zona productiva en el yacimiento, una saturación de 50% representa una zona transicional y una saturación entre 10-20% representa una zona de agua.³²

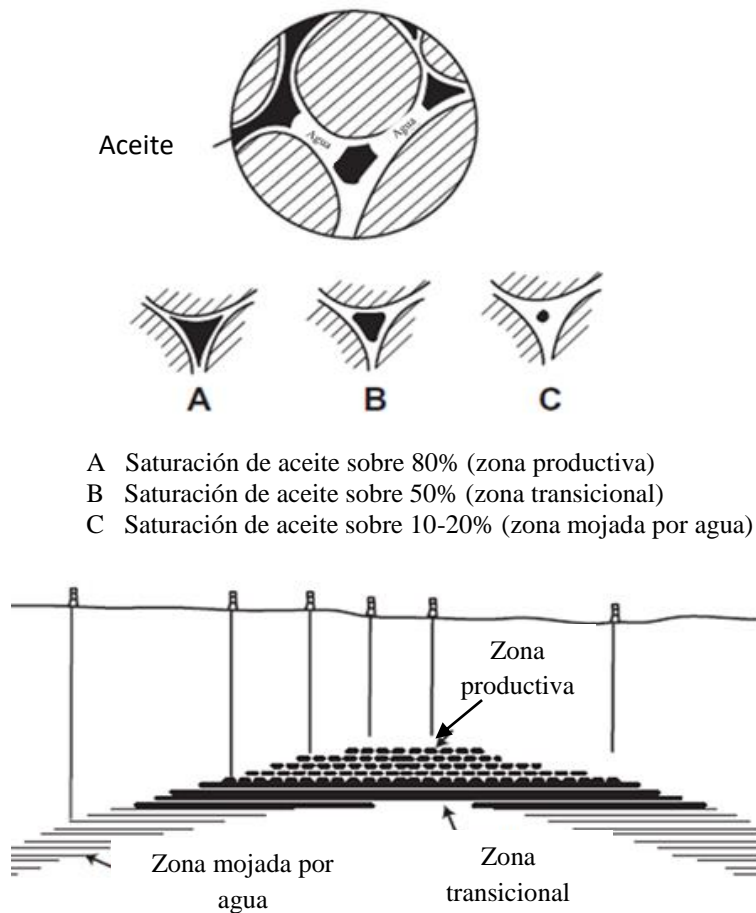


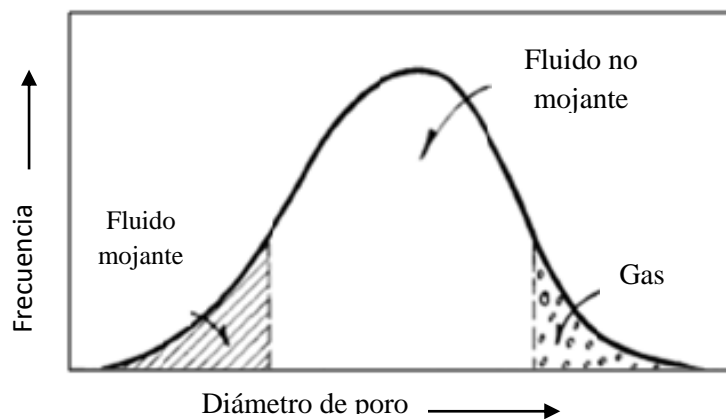
Figura 1.1.17 Niveles de saturación en poros de agua-aceite³³

³²Rodríguez R., 1987. Principios de mecánica de yacimientos, División de ingeniería de ciencias de la tierra, depto. De explotación del petróleo, México, 120 p.

Mojabilidad³³

La mojabilidad puede ser definida como la tendencia de un fluido a esparcirse o adherirse en la superficie de un sólido en presencia de otro fluido inmisible. Los yacimientos de hidrocarburo pueden contener agua, aceite y gas por lo que se debe de tratar tres tipos de interfase:

1. Gas y agua
2. Aceite y agua
3. Gas y aceite



*Figura 1.1.18 Curva de distribución de frecuencias de tamaño de poro y condiciones de saturación de fluidos.*³⁴

Solo el agua y el aceite pueden considerarse como las posibles fases mojantes de la roca. Sí los tres fluidos están presentes en los poros de la roca el fluido mojante, como se ha mencionado anteriormente, estará ubicado en los poros más pequeños de la roca.

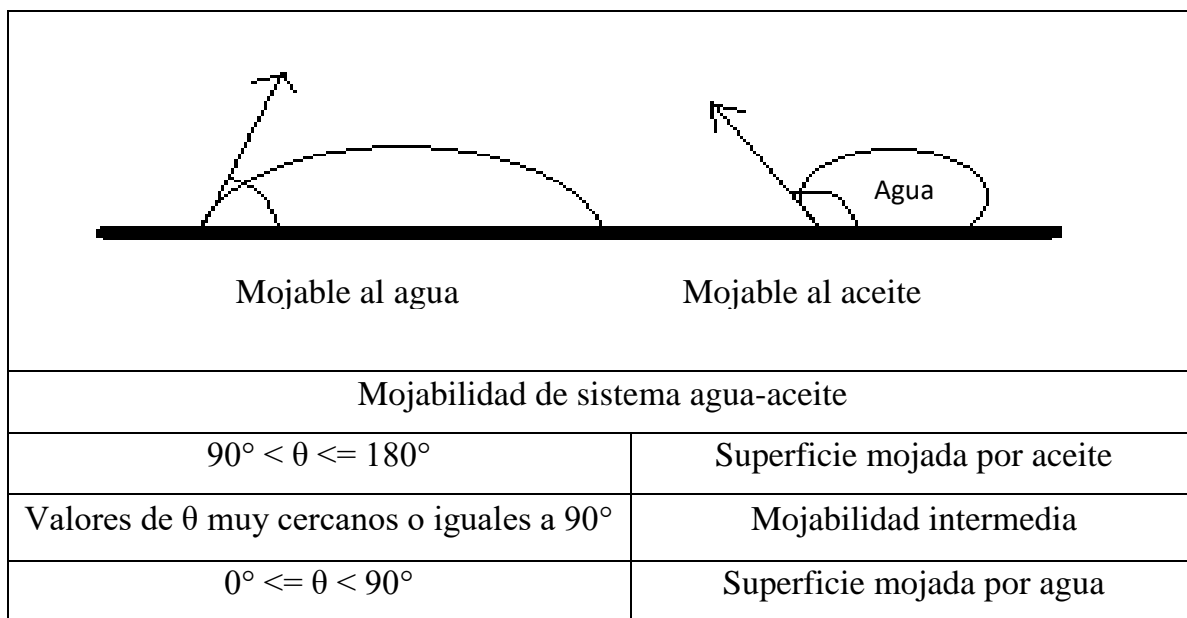
La Figura 1.1.18 muestra una curva en donde se aprecia la frecuencia de tamaño de poro que podría existir en medios porosos los cuales están saturados por agua, aceite

³³Chilingarian, G.V., Caracterización de yacimientos carbonatados: un análisis de ingeniería geológica, parte 1, desarrollos en la ciencia del petróleo 30

y gas. Se observa que el gas llena los poros más grandes, los de tamaño mediano son llenados por un fluido no mojante.³⁴

El ángulo entre las superficies sólidas y la interfase de dos fluidos inmiscibles se denomina ángulo de contacto, θ . El concepto de ángulo de contacto se utiliza como medida de mojabilidad, su valor puede variar de 0° a 180° .

Para un sistema agua-aceite los ángulos de contacto cercanos a 0° y a 180° son considerados como un medio mojado por agua y uno por aceite, respectivamente; los ángulos de contacto cercanos a los 90° está referidos a una mojabilidad intermedia.³⁵



*Figura 1.1.19 Diagrama y tabla con base en el ángulo de contacto en un sistema agua-aceite.*³⁵

Anteriormente se consideraba que todas las formaciones son preferentemente mojadas por agua, esto parecía natural, considerando que las areniscas se depositan en ambientes en donde existe presencia de agua, además de que en formaciones

³⁴Chilingarian, G.V., Caracterización de yacimientos carbonatados: un análisis de ingeniería geológica, parte 1, desarrollos en la ciencia del petróleo 30

carbonatadas el agua juega un papel importante en todo el desarrollo de la porosidad para estos sistemas.

Pruebas de laboratorio han determinado que la naturaleza de la mojabilidad de las rocas se debe a la ausencia o presencia de componentes polares, también llamados tensoactivos, existentes en pequeñas cantidades dentro del aceite. Estos componentes polares, aparentemente de naturaleza asfáltica, son adsorbidos por la superficie de la roca y tienden a hacer que las superficies sean mojables al aceite. El efecto de estos tensoactivos depende en cierta manera de la naturaleza de la superficie de las rocas, es decir si la superficie es sílice, carbonato o arcilla.³⁵

La fuerza con la que las moléculas de los sólidos y de los tensoactivos se unen depende de las polaridades de éstos, la polaridad de asocia comúnmente a la presencia de componentes con nitrógeno que contienen oxígeno o azufre, los cuales estos se encuentran con frecuencia en los componentes básicos o ácidos de los aceites.

Aunque ambos tipos de rocas, arenas y calizas, absorben preferentemente diferentes tensoactivos, los componentes nitrogenados tienen una mayor afinidad por las calizas, ocasionando que estas sean mojables al aceite.

➤ Propiedades físico-químicas de los fluidos

Tensión interfacial y Tensión superficial

Los líquidos, al contrario de los gases, no tienden a ocupar todo el volumen del espacio en donde se encuentran, las moléculas de los líquidos están más unidas debido a las fuerzas de atracción que existen entre ellas.

³⁵Chilingarian, G.V., Caracterización de yacimientos carbonatados: un análisis de ingeniería geológica, parte 1, desarrollos en la ciencia del petróleo 30

La tensión interfacial es el resultado de efectos moleculares por los cuales se forma una interfase o superficie que separa dos fluidos en su fase líquida, si su valor es igual a cero, se dice que ambos fluidos son miscibles entre sí.

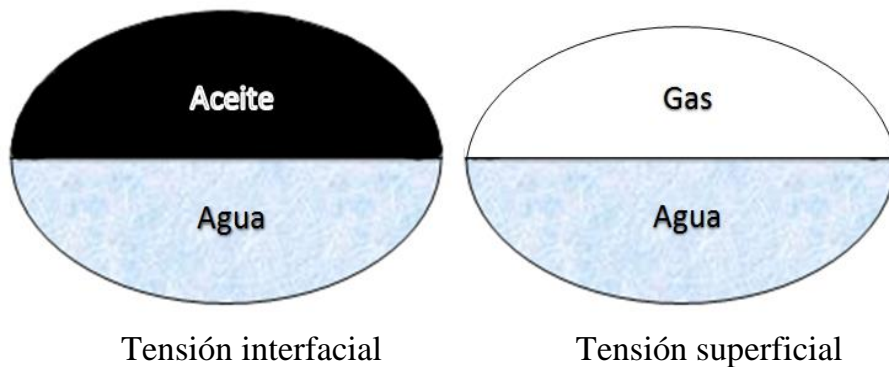


Figura 1.1.20 Ejemplificación de tensión superficial y tensión interfacial

El término tensión superficial es usualmente usado para evaluar las fuerzas moleculares cuando un líquido y un gas están en contacto.

La combinación de mojabilidad y tensión superficial o interfacial permiten la existencia de las fuerzas capilares.

1.2 Importancia en México y el mundo

Los yacimientos carbonatados tomaron importancia en la industria petrolera después de la primera guerra mundial; perforaciones y exploraciones resultaron en el descubrimiento de grandes reservas petroleras en rocas carbonatadas en el Medio Oriente. La empresa ARAMCO, al culminar la gran guerra, estimuló investigaciones para yacimientos carbonatados y revivió el interés por su estudio en universidades y en laboratorios de investigación a cargo de compañías petroleras.³⁶

³⁶Braithwaite, C., 2005, Sedimentos y rocas carbonatadas: Un manual para científicos e ingenieros de la tierra, Ed. Whittles Publishing, Escocia, Reino Unido, 164 p.

Los yacimientos de rocas calizas y dolomías, en conjunto, proporcionan más del 60% de las reservas de aceite y un 40% de reservas de gas a nivel mundial. La figura 1.2.2 muestra la distribución de reservas en carbonatos a nivel mundial. El medio oriente posee el 62% de las reservas de petróleo convencionales comprobadas del mundo con el 70% de estas alojadas en carbonatos.³⁷

México se encuentra posicionado en el lugar número 18 dentro de la lista de los principales países productores a nivel mundial en cuanto a las reservas probadas.³⁸

En la Figura 1.2.1 se muestra la producción de México, desde el año 2000, en esta puede observarse que la producción nacional de crudo va decreciendo con el paso del tiempo.³⁹ El principal tipo de crudo que se produce en México es del tipo pesado, tal y como puede observarse en la Figura 1.2.3, en donde se muestra la producción de los tres diferentes tipos de crudos que se producen en México, del 2015 al 2017.⁴⁰

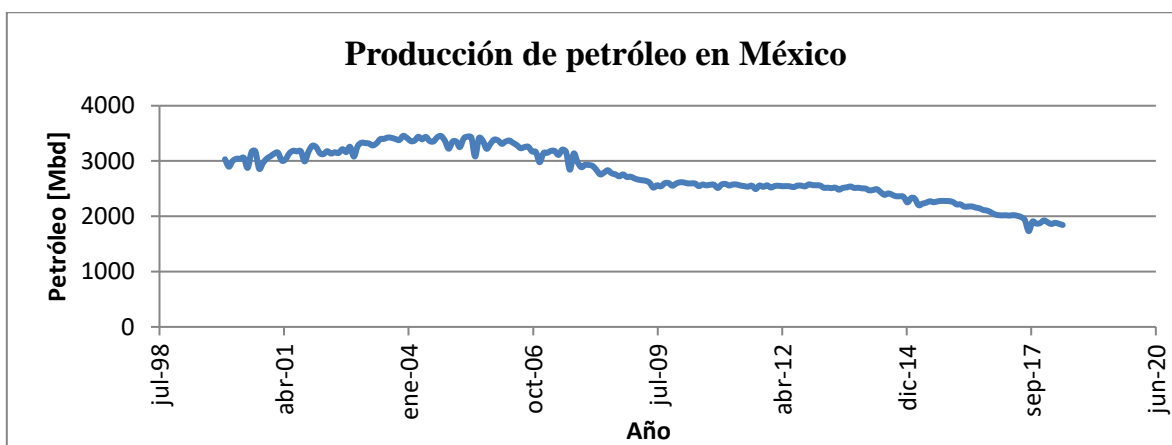


Figura 1.2.1 Producción de petróleo en México. Enero 2000 a Julio 2018.³⁹

³⁷Schlumberger; Yacimientos carbonatados, enfrentando sus desafíos singulares para maximizar la recuperación; 2008; 1 – 14

³⁸ Evaluación de las reservas de hidrocarburos, 1 de enero 2016; Pemex Exploración y Producción, 2016.

³⁹ Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNIH, Producción.

Distribución mundial de las reservas en carbonatos

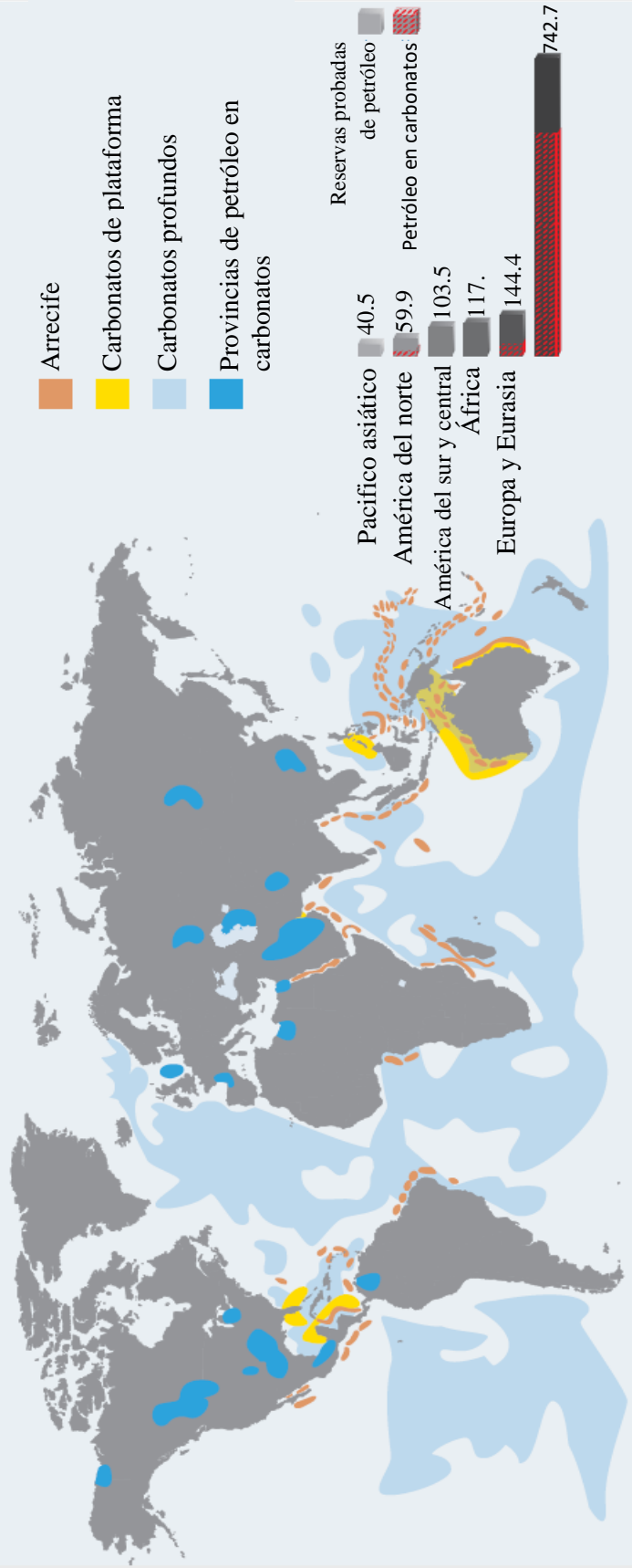


Figura I.2.2 Distribución mundial de las reservas en carbonatos³⁸

La figura 1.2.4 muestra la producción de aceite que se obtuvo en el año 2017 y la producción que se ha realizado en el año 2018.⁴⁰

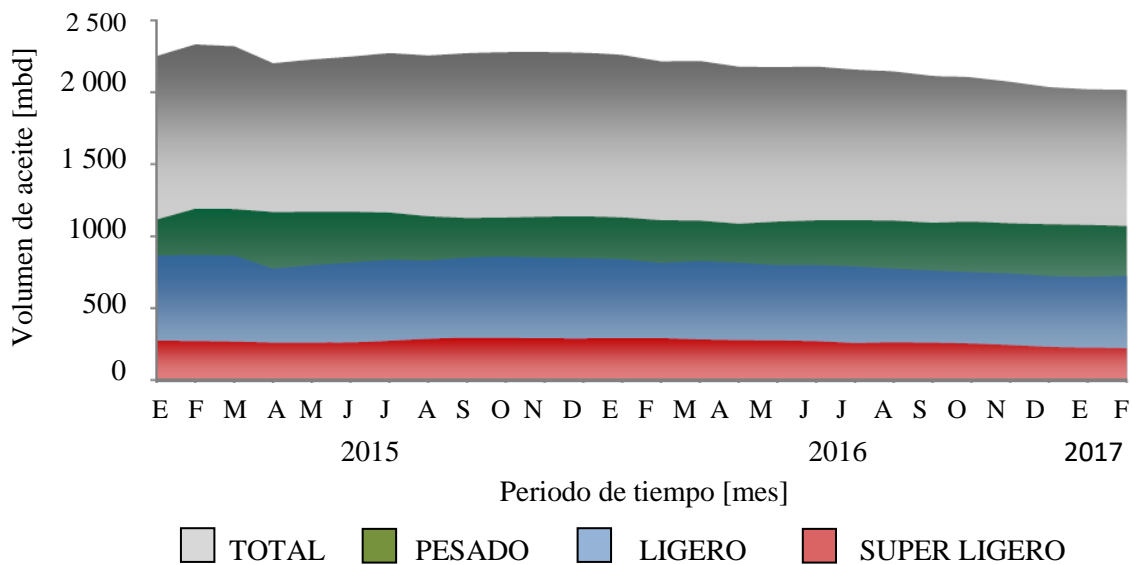


Figura 1.2.3 Volúmenes de hidrocarburo producidos en México.⁴⁰

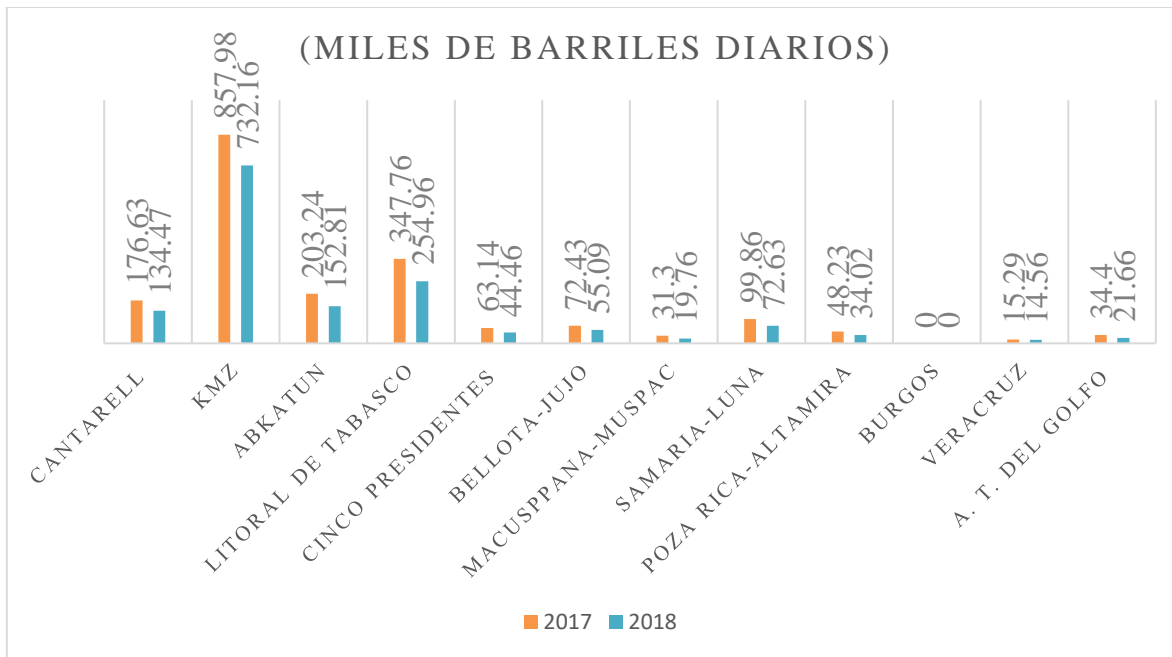


Figura 1.2.4 Producción de crudo por activos integrales.⁴¹

⁴⁰ Secretaría de Energía, SENER, Producción de crudo anual.

Los principales complejos productores de petróleo de México son: Cantarell, Chicontepec y Ku-Maloob-Zap, dos de estos complejos, Cantarell y Ku-Maloob-Zap, están conformados por rocas carbonatadas naturalmente fracturadas.

En promedio a nivel nacional, desde marzo del 2015 hasta febrero del año 2017, se han producido 2 188 millones de barriles de crudo por día, el complejo Ku-Maloob-Zap produce 862.54 miles de barriles de crudo por día, esto quiere decir que KMZ produce el 39.41% del crudo a nivel nacional. ⁴¹

1.3 Comparación entre yacimientos carbonatados y areniscas⁴²

➤ Areniscas.

- ✓ Las partículas que constituyen a las areniscas tienden a ser de forma esférica a subesférica debido al prolongado trayecto que sufrieron hasta el momento de su depósito, este transporte ocasiona la predominancia de minerales estables y una graduación, entre 0.05 y 0.25 mm, la cual forma estratos más homogéneos.
- ✓ Las reacciones diagenéticas que sufren las areniscas se dirigen hacia una mayor estabilidad mecánica y química, estas reacciones son impulsadas por la compresibilidad efectiva, al cual causa una reducción en la porosidad, a temperaturas menores de 70 u 80°C.
- ✓ Las propiedades de los depósitos de areniscas son función de la composición primaria, controladas por la composición textural y mineralógica (procedencia), del ambiente deposicional y de los procesos diagenéticos cerca de la superficie y durante el entierro.

⁴¹ Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNH, indicadores de interés.

⁴²Bjoelykke, K., 2010, Geociencias del petróleo desde ambientes sedimentarios hasta física de las rocas. Ed. Springer, EUA, 518 p.

➤ Carbonatos.

- ✓ La principal diferencia en el flujo de fluidos a través de rocas carbonatadas y areniscas es que las formaciones carbonatadas son extremadamente heterogéneas.
- ✓ Por su naturaleza, en comparación con las areniscas, las rocas carbonatadas son más susceptibles a alteraciones, las cuales modifican las características y propiedades originales de éstas.
- ✓ Los sistemas de poros en rocas carbonatadas son mucho más complejos que la de las areniscas, debido a las diferencias en las ultraestructuras de las partículas y la mayor susceptibilidad, en la mayoría de los carbonatos, a las alteraciones diagenéticas.

La siguiente tabla muestra una comparación de la porosidad entre carbonatos y areniscas realizada por Choquette y Pray.⁴³

Aspecto	Arenisca	Carbonato
Porcentaje de porosidad primaria en sedimentos	25 – 40% (Comúnmente)	40 – 70% (Comúnmente)
Porosidad en rocas	Comúnmente la mitad o más de la mitad de la porosidad inicial 15 – 30%	Normalmente nula o una pequeña fracción de la porosidad inicial; 5 – 15% es común en facies almacenadoras

Tabla 10 Diferencia de porosidades de areniscas y carbonatos

⁴³Bjoelykke, K., 2010, Geociencias del petróleo desde ambientes sedimentarios hasta física de las rocas, Ed. Springer, EUA, 518 p.

Aspecto	Arenisca	Carbonato
Tipos de porosidad primaria	Casi exclusivamente interpartícula	Comúnmente predomina interpartícula, pero intrapartícula y otros tipos son importantes.
Tipos de porosidad final	Casi exclusivamente interpartícula	Muy variada debido a las modificaciones post-deposicionales
Tamaño de poro	El diámetro y garganta de poro están muy cercanos al tamaño y clasificación de las partículas sedimentarias	El diámetro y garganta de poro comúnmente muestran una pequeña relación al tamaño y clasificación de las partículas sedimentarias.
Forma de poro	Fuerte dependencia a la forma de las partículas	Muy variada, rangos de fuertemente dependiente a independiente de la forma de las partículas o de los componentes diagenéticos.
Uniformidad del tamaño, forma y distribución del poro	Comúnmente muy uniforme dentro de un cuerpo homogéneo	Variable, rangos de muy uniforme a extremadamente heterogéneo, aún dentro del mismo cuerpo.
Influencia del fracturamiento	Generalmente no es de gran influencia en las propiedades almacenadoras	De gran importancia en las propiedades almacenadoras

Tabla 11 Diferencia de porosidades de areniscas y carbonatos. Continuación

Aspecto	Arenisca	Carbonato
Evaluación visual de la permeabilidad y porosidad	Estimaciones visuales semicuantitativas, pueden realizarse de manera relativamente fácil.	La estimación visual varía de fáciles de realizar a virtualmente imposible, comúnmente son necesarios instrumentos.
Relación Permeabilidad-porosidad	Relativamente consistentes, dependen del tamaño y clasificación de las partículas.	Muy variada, comúnmente son independientes del tamaño y clasificación de las partículas.

Tabla 12 Diferencia de porosidades de areniscas y carbonatos. Continuación.

Capítulo 2 Métodos de recuperación de hidrocarburos

2.1 Clasificación de reservas de hidrocarburos⁴⁴

Para que un volumen de hidrocarburo, el cual se encuentra dentro del yacimiento, sea considerado como reserva debe cumplir con:

1. Estar descubierto,
2. Ser recuperable,
3. Ser comerciable y
4. Mantenerse sustentado en proyectos de desarrollo.

En pocas palabras una reserva es el volumen conocido de hidrocarburo dentro del yacimiento que se prevé que por medio de proyectos de desarrollo podrá ser recuperado bajo ciertas estipulaciones.

Las reservas se caracterizan de acuerdo a su nivel de certidumbre de las estimaciones de volumen, esta certidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de datos geológicos, geofísicos, petrofísicos e ingenieriles que se tengan; Dependiendo de la certidumbre que tenga la reserva esta se clasifica principalmente en: *reservas probadas* y *reservas no probadas*.

➤ Reserva Probada

Acumulaciones de hidrocarburos, cuya certidumbre es razonable, las cuales serán recuperadas a futuro cuya rentabilidad es establecida en condiciones económicas actuales.

⁴⁴ Evaluación de las reservas de hidrocarburos, 1 de enero 2016; Pemex Exploración y Producción, 2016.

✓ Reservas desarrolladas

Reservas que se esperan sean recuperadas por medio de la infraestructura actual mediante actividades adicionales cuyos costos de inversión son moderados.

Para procesos de recuperación secundaria y/o mejorada se considerará reserva desarrollada si no es necesario colocar nueva infraestructura para su realización, o bien, los costos deberán ser considerablemente menores y las respuestas de producción hayan sido previstas en la planeación del proyecto.

✓ Reservas no desarrolladas

Reservas que se esperan serán recuperadas en pozos nuevos perforados o se requiere inversiones relativamente grandes para terminar pozos y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte.

➤ Reservas no probadas

Son volúmenes de hidrocarburo evaluados a condiciones atmosféricas cuya certidumbre, al momento de su evaluación, va más allá de lo razonable, también se le conoce como reservas no probadas al volumen de hidrocarburo descubierto y comercialmente producible el cual, por ciertas situaciones, no se consideran para un desarrollo inmediato.

✓ Reserva probable

Reservas no probadas para las cuales el análisis del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables. Existe una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.⁴⁵

⁴⁵ Evaluación de las reservas de hidrocarburos, 1 de enero 2016; Pemex Exploración y Producción, 2016.

✓ Reservas posibles

Volúmenes de hidrocarburo cuya información del yacimiento sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables. La suma de las reservas probadas más las probables más las posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

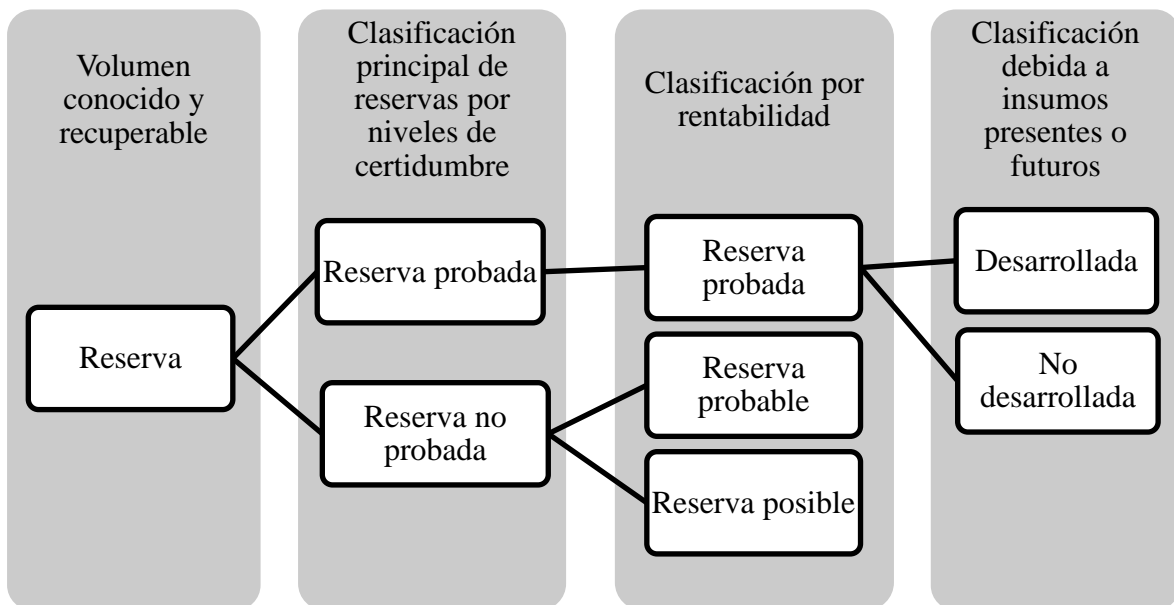


Figura 2.1.1 Diagrama de clasificación de reservas

2.2 Clasificación de los métodos de producción

Las operaciones de recuperación de aceite tradicionalmente se subdividen en tres etapas: Primaria, secundaria y mejorada. Históricamente estas tres etapas son aplicadas en sentido cronológico,⁴⁶ sin embargo, es necesario eliminar esa idea ya que la aplicación de cada mecanismo dependerá del plan de desarrollo a la que esté sujeto el yacimiento a explotar.

⁴⁶ Green Don W. y Willhite G. Paul; Recuperación mejorada de aceite, SPE Textbook Series Vol. 6, 1998.

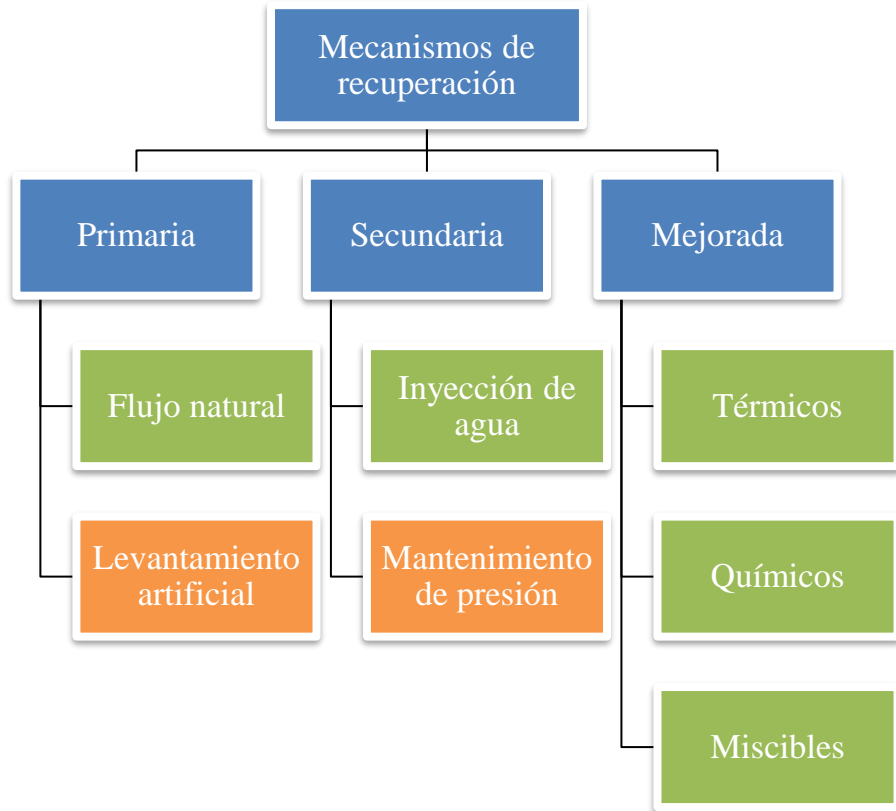


Figura 2.2.1 Diagrama de clasificación de mecanismos de producción

2.2.1 Primaria

La recuperación primaria es el resultado del desplazamiento del hidrocarburo debido a la energía natural existente en el yacimiento. ⁴²

El comportamiento de este método de recuperación está regido por las fuerzas que intervienen en el flujo de fluidos a través de un medio poroso:

1. Fuerzas viscosas
2. Fuerzas gravitacionales y
3. Fuerzas capilares

Su proceso se caracteriza por variaciones de presión en el yacimiento, ritmos de producción, la relación gas-aceite, la afluencia del acuífero y la expansión de

casquete de gas. Los factores que afectan el comportamiento del yacimiento son las características geológicas, las propiedades roca-fluido, la mecánica de fluidos y las instalaciones de producción.⁴⁷

2.2.1.1 Mecanismos de producción⁴⁸

El desplazamiento del fluido dentro del yacimiento depende principalmente de los mecanismos de producción los cuales se presentan en la etapa de producción:

- Expansión del sistema roca-fluido.

Este proceso de desplazamiento ocurre en los yacimientos bajosaturados, hasta que se alcanza la presión de saturación (P_b). El sistema, el cual está conformado por: el aceite, el agua congénita y la roca se expanden provocando el desplazamiento del aceite hacia los pozos productores. Debido a la baja compresibilidad del sistema el ritmo de declinación de la presión del yacimiento, con respecto a la extracción, es muy pronunciado.

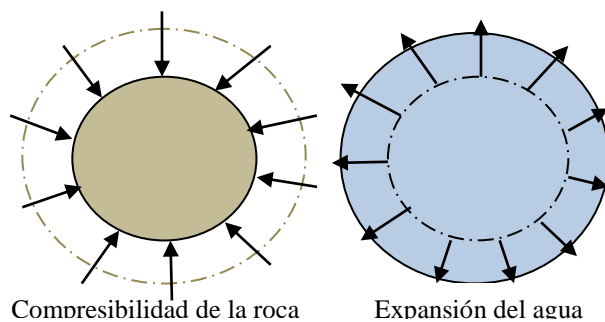


Figura 2.2.1.1 Esquematización de expansión del sistema roca-fluido

La saturación del aceite prácticamente no varía, la porosidad y permeabilidad absoluta disminuyen ligeramente, así como la viscosidad del aceite.

⁴⁷Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNH, 2012, El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada, IOR-EOR, 123 p.

⁴⁸Garaicochea F., Bashbush J., 1984, Apuntes de comportamiento de los yacimientos, División de ingeniería de ciencias de la tierra, depto. De explotación del petróleo, México, 246 p.

➤ Empuje por gas disuelto.

Al alcanzarse la presión de saturación el gas que se encontraba disuelto en el aceite se libera, por lo que será el primordial mecanismo de empuje para el desplazamiento del aceite.

Este gas liberado no fluye instantáneamente hacia los pozos, sino que se acumula en forma de gotas aisladas, estas llegarán a formar una sola fase debido a la declinación de la presión. La relación gas-aceite que fluye en el yacimiento aumentará constantemente y la relación gas-aceite producida en la superficie mostrará un incremento hasta que la presión del yacimiento se abata.

La saturación de aceite disminuirá constantemente, a causa de su producción y encogimiento por la liberación del gas disuelto, por lo que mientras la permeabilidad del aceite disminuye la del gas, por el contrario, aumenta.

Este mecanismo se presenta generalmente en yacimiento cerrados y con una producción de agua muy pequeña o nula. La recuperación que se presenta en este mecanismo es baja, variando entre el 5 y el 35%.

➤ Empuje de casquete de gas.

Este mecanismo consiste en una invasión progresiva de gas en la zona en donde se encuentra el aceite. Los requerimientos básicos para que este mecanismo ocurra son:

1. Que en la parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas.
2. Que exista un continuo crecimiento o agrandamiento de la zona ocupada por el casquete de gas.

Este mecanismo tiene la ventaja de que propicia la obtención de producciones de aceite de la sección del yacimiento que no contiene gas libre. Sin la inyección de gas, el empuje por capa de gas tendrá lugar debido a la expansión del gas del casquete debido a la declinación de la presión.

Las recuperaciones en yacimientos con este tipo de mecanismo varían normalmente del 20 al 40% pero si llegasen a existir condiciones favorables de segregación se pueden obtener recuperaciones de 60% o más.⁴⁹

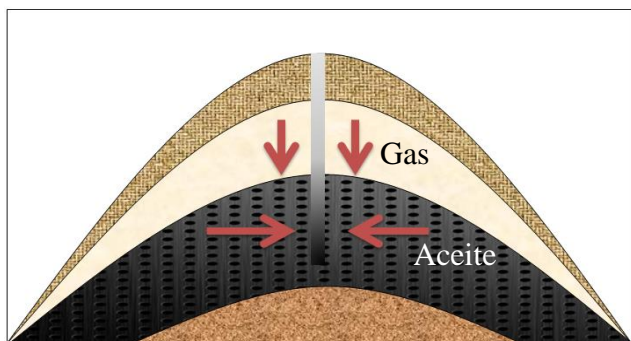


Figura 2.2.1.2 Representación de empuje gas disuelto y posteriormente debido a casquete de gas.

➤ Empuje por acuífero.

En este método el agua invade y desplaza al aceite desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Este método es similar al empuje por casquete de gas.

Sí el empuje hidráulico llegase a ocasionar un mantenimiento de presión del yacimiento ocasiona un ligero abatimiento el aceite será recuperado casi en su totalidad debido a que no habrá liberación de gas o sí llegase a ocurrir esta será mínima.

Los requerimientos básicos para este proceso son:

1. Una forma accesible de suministrar agua al yacimiento.
2. Una presión diferencial existente entre la zona en donde se encuentra el aceite y la zona donde ubica el agua.

⁴⁹Garaicochea F., Bashbush J., 1984, Apuntes de comportamiento de los yacimientos, División de ingeniería de ciencias de la tierra, depto. De explotación del petróleo, México, 246 p.

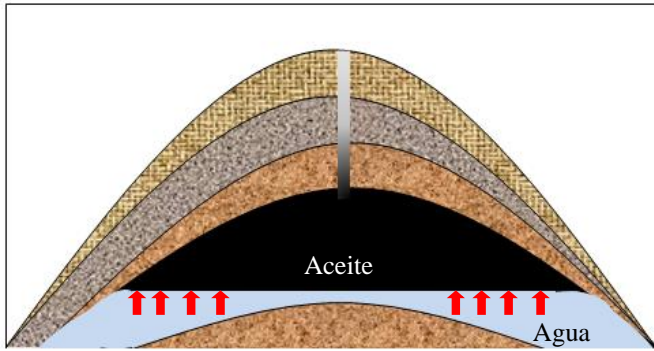


Figura 2.2.1.3 Representación de empuje por acuífero

El agua tiene una ventaja sobre el gas, hablando de ser un agente desplazante, ya que tiene una menor movilidad; si se ingresará un volumen definido de agua y uno de gas a un yacimiento el agua desplazará un mayor volumen de aceite debido a que la viscosidad del agua es mayor.

Las recuperaciones con este método varían entre 35 y 75% del volumen original.

➤ Segregación gravitacional.

Tendencia de los fluidos pertenecientes al yacimiento a distribuirse dentro de este por sus densidades. Los yacimientos cuando poseen un espesor considerable, una alta permeabilidad y los gradientes de presión no influyen en su totalidad en el desplazamiento de los fluidos son propicios a presentar segregación gravitacional.

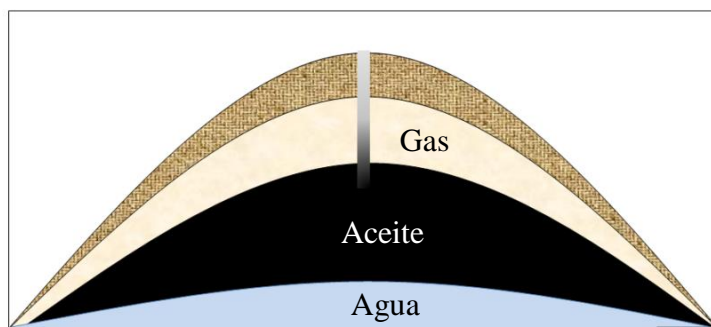


Figura 2.2.1.4 Representación de segregación gravitacional

La Figura 2.2.1.5 presenta las principales características de cada uno de los mecanismos de empuje, así como la representación gráfica de estos.⁴⁵

Mecanismo de empuje	Presión de yacimiento	RGA	W_p	Fr máximo
Expansión del sistema roca-fluido	Declinación rápida y continua	La relación es baja y constante	No, pero se presenta una saturación de agua alta	1-10%
Gas disuelto	Declinación rápida y continua	Relación alta, incrementa y cae	No, pero se presenta una saturación de agua alta	5-35%
Casquete de gas	Declinación lenta y continua	Crece continuamente. Formaciones inclinadas	Despreciable	20-40%
Por acuífero	Permanece alta, pero depende del caudal	Sí la presión es alta la relación será baja	Pozos bajos tienen W_p que crece	35-80%
Segregación gravitacional	Declinación rápida y continua	Dependiendo de inclinación de la formación.	Despreciable	40-80%

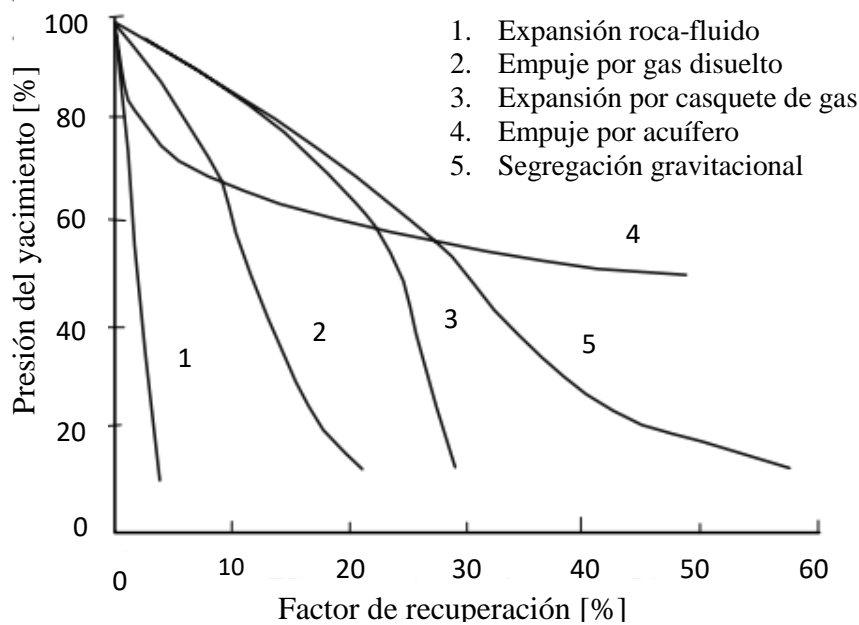


Figura 2.2.1.5 Características principales y representación gráfica de los mecanismos de producción para yacimientos homogéneos ⁵⁰.

⁵⁰ Escobar F., Fundamentos de ingeniería de yacimientos, Ed. Universidad Surcolombiana, primera ed., Colombia, 331 p.

2.2.2 Secundaría

Este método de recuperación consiste en adicionar energía al yacimiento por medio de inyección de agua, gas inmiscible o la combinación de ambas, siempre y cuando no se alteren la interacción roca-fluido original del yacimiento; cuando se realiza este método se reemplaza casi o totalmente el mecanismo primario de recuperación debido a que este ya no es el óptimo para obtener una recuperación favorable. Con este método se espera una recuperación de 50 a 65% del volumen original en yacimientos convencionales. ⁵¹

2.2.2.1 Inyección de agua o gas

➤ Inyección de agua

La inyección de este fluido es el método más utilizado en la recuperación secundaria debido a: ⁵²

1. Disponibilidad de agua.
2. Debido a la carga hidrostática que causa la columna de fluido, la factibilidad de la inyección es mayor o la necesidad de energía adicional para inyectar al yacimiento.
3. La facilidad con la que el agua se extiende en la formación.
4. La eficiencia del agua para un óptimo desplazamiento del aceite.

➤ Inyección de gas

Bajo condiciones económicas dominantes la inyección de gas es uno de los métodos más prometedores para programas de recuperación secundaria. La selección de gas a

⁵¹Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNH, 2012, El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada, IOR-EOR, 123 p.

⁵²Pemex: Exploración y Producción, PEP, 2010, Diseño e implementación de procesos de recuperación adicional en PEP, 177 p.

inyectar dependerá de las características del yacimiento y la disponibilidad de este, los más comunes son: ⁵³

1. Nitrógeno
2. Bióxido de carbono
3. Gas de formación o gas seco
4. Mezcla de gases

2.2.3 Mejorada

La recuperación mejorada se debe a la inyección de sustancias ajenas al yacimiento o que normalmente se encuentran en él, pero son inyectadas a condiciones específicas con la finalidad de alterar la interacción roca-fluido original del yacimiento o el comportamiento físico-químico de los fluidos dentro del yacimiento.

Este método permite extraer volúmenes de aceite que normalmente no es posible extraer por métodos de recuperación primaria y secundaria.

Los procesos de recuperación mejorada pueden ser divididos en tres principales categorías: químico, térmico y miscible. El proceso térmico ha sido conceptualizado y utilizado para el desplazamiento de aceites pesados, sin embargo, existen casos de éxito en aceites intermedios a ligeros, mientras que los procesos químicos y miscibles han sido conceptualizados y utilizados principalmente en el desplazamiento de aceites ligeros. ⁵⁴

2.2.3.1 Térmicos⁴⁹

Este proceso es dividido en tres categorías: Combustión in situ, inyección de vapor e inyección de agua caliente.

⁵³Pemex: Exploración y Producción, PEP, 2010, Diseño e implementación de procesos de recuperación adicional en PEP, 177 p.

⁵⁴Donaldson E., Chilingarian G., Fu Yen T., 1968, Recuperación Mejorada de aceite, II procesos y operaciones, Ed. Elsevier, Amsterdam-Oxford-Nueva York-Tokyo, 604 p.

➤ Combustión in situ

Inyección de aire comprimido, desde la superficie, a la zona de interés con el fin de obtener diversas reacciones químicas, las cuales se forman a partir de la mezcla de aire y los componentes hidrocarburos; esta mezcla ocasiona una reacción exotérmica, provocando que el crudo se separe en fracciones livianas (vapor), intermedias (líquido) y pesadas (sólidos), más gases de reacción (CO, CO₂, vapor de agua) las cuales fluyen hacia el pozo productor.⁵⁵

➤ Inyección de vapor

Vapor es inyectado al yacimiento de forma continua o cíclica. La inyección continua de vapor se lleva a cabo en un solo pozo, por lo que se inyecta el vapor y se produce el aceite en el mismo pozo.

La inyección de vapor es más fácil de controlar en comparación con la combustión in-situ; su tiempo de respuesta, en comparación con la combustión in-situ, es de 15 a 50% menor.⁵⁶

➤ Inyección de agua caliente

La inyección de agua caliente provoca una disminución en la viscosidad del crudo lo que ocasiona una mejor movilidad hacia el pozo productor.

Este proceso, por lo general, es menos efectivo que un proceso de inyección de vapor debido a que el agua tiene un contenido calórico menor, pero la ventaja que llega a poseer depende de la sensibilidad de la formación al agua, sí esta es mojable o no al agua.

⁵⁵Yatte F, Muñoz S, 2011, Una Nueva Mirada A La Combustión In-Situ: Tratando De Romper Un Viejo Paradigma, Revista Fuentes: El Reventón Energético Vol. 9 N° 1 de 2011 - Ene/Jun - pp 41/56

⁵⁶Donaldson E., Chilingarian G., Fu Yen T., 1968, Recuperación Mejorada de aceite, II procesos y operaciones, Ed. Elsevier, Amsterdam-Oxford-Nueva York-Tokyo, 604 p.

2.2.3.2 *Miscibles*⁵⁷

El proceso de desplazamiento miscible involucra la inyección de un solvente como: alcohol, hidrocarburos refinados, gases hidrocarburos condensados, gases de petróleo licuados o dióxido de carbono los cuales pueden disolverse en el aceite del yacimiento.

Este solvente reduce las fuerzas capilares, las cuales causan la retención del aceite dentro de los espacios porosos; el solvente es seguido por la inyección de un líquido o gas el cual fuerza al solvente a mezclarse con el aceite.

El desplazamiento miscible puede ser dividido en cinco procesos: proceso por tapón miscible, proceso de gas enriquecido, proceso de gas magro a alta presión, proceso de solvente común y proceso de dióxido de carbono.

➤ Proceso de tapón miscible

Este proceso involucra la inyección de un tapón de hidrocarburo líquido aproximadamente igual a la mitad del volumen poroso del yacimiento. El tapón es seguido por la inyección de agua o aceite, esta inyección conduce al tapón a través del yacimiento.

➤ Proceso de gas enriquecido

En este proceso es inyectado un tapón de gas natural enriquecido, el cual es del 10 al 20% del volumen poroso, posteriormente se inyecta de gas magro o la combinación de gas magro con agua.

⁵⁷Pemex: Exploración y Producción, PEP, 2010, Diseño e implementación de procesos de recuperación adicional en PEP, 177 p.

➤ Proceso de gas magro a alta presión

Este proceso consiste en la inyección de gas magro a alta presión para causar evaporación retrograda del aceite y la formación de una fase miscible entre el aceite del yacimiento y el gas.

➤ Proceso de solvente común

Este proceso consiste en la inyección de solventes los cuales son miscibles tanto con el aceite del yacimiento como en el agua. Estos solventes forman una fase en el yacimiento y con ello mejoran la recuperación de aceite, para que se forme una sola fase en el yacimiento debido a estos solventes es necesario ingresar una gran concentración de éstos.

➤ Proceso de dióxido de carbono

Bajo condiciones indicadas de presión, temperatura y la composición del aceite en el yacimiento el dióxido de carbono puede crear un frente miscible el cual se moverá como una sola fase y desplazará eficientemente al aceite hacia los pozos productores.

2.2.3.3 *Químicos*

El proceso químico puede ser dividido en tres principales categorías: Surfactantes, Polímeros y Soluciones alcalinas.⁵⁸ Los químicos empleados, sus concentraciones en los procesos de inyección y el tamaño de los mismos dependerán de las propiedades de los fluidos y del medio poroso de la formación, así como de las consideraciones económicas correspondientes, debido a que cada yacimiento es único.⁵⁹

⁵⁸Donaldson E., Chilingarian G., Fu Yen T., 1968, Recuperación mejorada de aceite, II Procesos y operaciones, Ed. Elsevier, Amsterdam-Oxford-Nueva York-Tokyo, 604 p.

⁵⁹Pemex: Exploración y Producción, PEP, 2010, Diseño e implementación de procesos de recuperación adicional en PEP, 177 p

➤ Inyección de polímeros

El principio básico de este método es el aumento de la viscosidad del agua inyectada al yacimiento, lo que provoca una mejoría en la relación de movilidad y puede mejorar la eficiencia de barrido.

Entre los polímeros utilizados se encuentran los polisacáridos (biopolímeros) y las poliacrilamidas (PAA). A bajas salinidades las PAA presentan una mayor eficiencia de desplazamiento al incrementar la viscosidad del agua y disminuir la permeabilidad del agua de la formación, los biopolímeros son menos sensibles a los efectos de salinidad.

✓ Inyección de surfactantes

El objetivo principal de la inyección de surfactantes es recuperar el petróleo residual que queda en un yacimiento después de haber realizado el proceso de inyección de agua. Consiste en reducir la tensión interfacial que existe entre el aceite y el agua presentes en el yacimiento para así lograr desplazar volúmenes discontinuos de aceite atrapado.

En este método son inyectados múltiples baches, incluyendo surfactantes en el agua; estos reducen las fuerzas capilares que atrapan al aceite en los poros de las rocas. El tapón de surfactante desplaza la mayoría del aceite del volumen contactado en el yacimiento formando un banco fluyente que se propaga delante del tapón de surfactante.

✓ Inyección de soluciones alcalinas

Este método consiste en inyectar soluciones alcalinas a la formación, estos químicos reaccionan con los ácidos orgánicos presentes en el aceite y activan surfactantes naturales lo que ocasiona una mejora en la movilidad del aceite hacia los pozos productores ya sea por reducción de tensión interfacial, por un mecanismo de emulsificación espontánea o por cambios en la mojabilidad de la roca.

Uno de los mayores problemas de este proceso es la reacción química de las soluciones alcalinas con los minerales de la formación.

2.3 Comparación entre los métodos de recuperación secundaria y mejorada.

En la siguiente tabla se muestran las diferencias principales entre los métodos de recuperación secundaria y recuperación mejorada.

Métodos de recuperación	Proceso	Ventajas	Desventajas
Secundaria	Inyección de agua	-Facilidad del fluido para extenderse en la formación. -El fluido y el aceite son inmiscibles entre si	Disponibilidad del agua
	Inyección de gas	El gas hidrocarburo extraído puede ser inyectado	-La selección de gases dependerá de las características del yacimiento. -Disponibilidad del gas
Mejorada	Térmicos	Recuperación de aceites pesado	El vapor que se produce en uno de los procesos puede saturar al aceite
	Químicos	-Recuperación de aceites ligeros. -Disminución de tensión interfacial entre el agua y el aceite.	Económicamente alto
	Miscible	Reducción de fuerzas capilares	Son necesarios procesos de limpieza para retirar contaminaciones del aceite ya en superficie

Tabla 13 Comparación entre métodos de recuperación secundaria y mejorada

Capítulo 3

Efecto de la inyección del gas metano sobre el hidrocarburo

*3.1 Análisis PVT*⁶⁰

El análisis PVT son pruebas relativamente sencillas realizadas a muestras de fluidos representativos albergados en un yacimiento que simulan el proceso de su recuperación.

Las pruebas se realizan sometiendo la muestra a diferentes valores de presión, debido a que en la mayoría de los métodos de recuperación el valor de la temperatura permanece prácticamente constante, el énfasis principal de estas pruebas se encuentra en los datos volumétricos del fluido a temperatura del yacimiento y a la de superficie.

El conocimiento del comportamiento volumétrico del fluido que alberga un yacimiento es esencial para evaluar sus reservas, desarrollar un plan óptimo de producción y determinar la calidad y cantidad de los fluidos a producir.

3.1.1 Pruebas de laboratorio

Los análisis PVT son realizados para estudiar y calificar el comportamiento de fase y las propiedades del fluido de un yacimiento.

➤ *Análisis composicional.*

Una prueba importante para todas muestras de fluido es la determinación de su composición. El método más común de análisis composicional de fluidos que se encuentran a alta presión consiste en flashear un volumen relativamente grande de la

⁶⁰Danesh A. 1998, PVT y comportamiento de fase de fluidos petroleros del yacimiento, ed. ELSEVIER, 388 P.

muestra a la presión atmosférica y así formar, generalmente, dos fases estabilizadas de gas y líquido, ambas fases son analizadas individualmente por cromatografía y destilación, respectivamente, para que posteriormente sean recombinadas numéricamente.

➤ Separación diferencial

Durante esta prueba la composición total del sistema varía debido a que el gas liberado, durante la disminución de la presión de la celda en donde se encuentra, es extraído de forma total o parcial provocando una variación en la masa del fluido.

Los pasos a seguir para esta prueba son los siguientes:

1. La muestra del fluido es ingresada a una celda en donde se simularán las condiciones de presión y temperatura del yacimiento de donde fue extraída.
2. Por medio de un pistón la presión de la celda es reducida, provocando la liberación de gas.
3. El gas liberado es retirado de la celda y cuantificado.
4. Los pasos anteriores son realizados al aceite remanente albergados en la celda hasta que la presión que se tenga esta sea la misma que el valor de la presión de superficie.

➤ Separación instantánea o Flash

Esta prueba se realiza de la misma forma que la prueba de separación diferencial, la diferencia entre ambas es que en esta el gas liberado permanece dentro de la celda, por lo que la composición total del sistema permanece constante durante el agotamiento de la presión.

➤ Prueba de separadores

Esta prueba se realiza para cuantificar el efecto de las condiciones de separación en superficie sobre las propiedades del crudo, consiste en obtener una muestra de

fluido, que ha pasado por un separador, para luego someterla a la presión del yacimiento e ir disminuyendo este valor hasta llegar a la presión de superficie.

➤ Expansión a composición constante (CCE)

Esta prueba determina principalmente el volumen total del hidrocarburo en función de la presión, factores de compresibilidad del gas y la presión de burbuja.

Los pasos para realizar esta prueba son los siguientes:

1. La muestra se introduce a una celda donde se encontrará a la temperatura del yacimiento y a un valor de presión mayor a la presión del yacimiento de donde fue obtenida.
2. Disminuyendo la presión de la celda se medirá el volumen de la muestra hasta que las presiones estén en equilibrio, el último valor medido de volumen se le conoce como volumen de saturación.

➤ Agotamiento a volumen constante (CVD)

Esta prueba reproduce las caídas de presión dentro del yacimiento y como esto afecta a la composición del fluido.

Los pasos para realizar esta prueba son:

1. La muestra, cuyo volumen es conocido, es ingresada a una celda en donde estará sometida a la presión de saturación y temperatura del yacimiento.
2. Disminuyendo la presión de la celda ocasiona una expansión en el volumen de la muestra.
3. Después de alcanzar el equilibrio se retira fluido para que el volumen que almacena la celda sea el valor del volumen inicial.
4. El fluido retirado de la celda se analiza para determinar la composición y el peso molecular de los componentes pesados.

5. Los pasos anteriores se realizan, por lo regular de 5 a 10 veces hasta alcanzar la presión de superficie o la presión de abandono del pozo. Después de la etapa final el líquido que aún permanece en la celda es analizado.

La siguiente tabla muestra los parámetros que son obtenidos en cada una de las pruebas.

Separación Diferencial	Separación Instantánea	Prueba de separadores	CCE	CVD
Factor de compresibilidad del gas (z)	Presión de burbuja (P_b)	Factor volumétrico del aceite (B_o)	Volumen total del hidrocarburo (V_t)	Volumen del gas y del líquido (V_g y V_l)
Relación de solubilidad (R_s)	Volumen relativo (V_r)	Relación de solubilidad (R_s)	Volumen de saturación (V_s)	Factor de compresibilidad del gas (C_g)
Factor volumétrico del aceite (B_s)	Compresibilidad del aceite (C_o)	Gravedad API del aceite.	factores de compresibilidad del gas (C_o)	
Factor volumétrico del gas (B_g)	Función Y	Composición del gas separado.	Presión de burbuja (P_b)	
Factor volumétrico total (B_t)		Gravedad específica del gas separado y del tanque (γ_g)		
Densidad del aceite (ρ_o)				
Gravedad específica del gas (γ_g)				
Gravedad API del crudo residual.				

Tabla 14 Propiedades obtenidas en cada una de las pruebas de laboratorio

3.2 Efectos del incremento de metano sobre propiedades de flujo del hidrocarburo

Para observar el efecto que provoca la inyección de gas metano a las propiedades de flujo del hidrocarburo es necesario conocer el valor y comportamiento de las propiedades iniciales de este.

En la elaboración de esta tesis se manejó la herramienta Winprop, del simulador CMG, en este fueron ajustados, por regresión de parámetros, y graficados los parámetros del fluido obtenidos de laboratorio.

Sí se desea conocer los pasos para la elaboración del proceso antes mencionado es necesario dirigirse al capítulo 4 de la presente tesis.

Las figuras a continuación presentan el diagrama de fase, valores y comportamiento de las propiedades de viscosidad y densidad del hidrocarburo, que fue manejado para la elaboración de esta tesis, conforme la presión del yacimiento va disminuyendo.

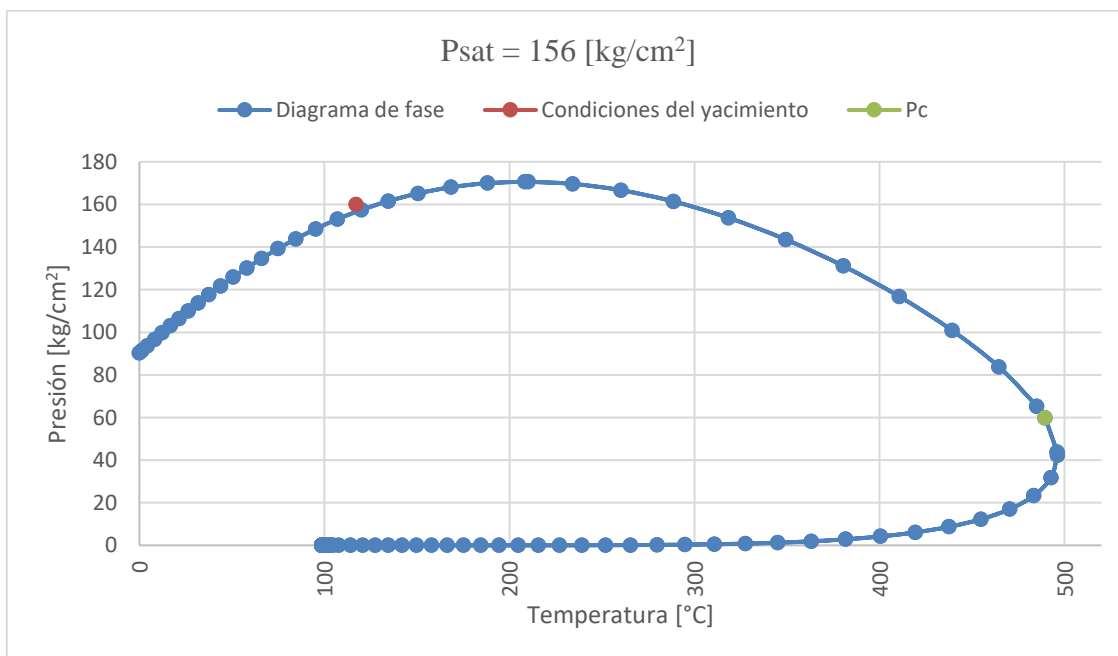
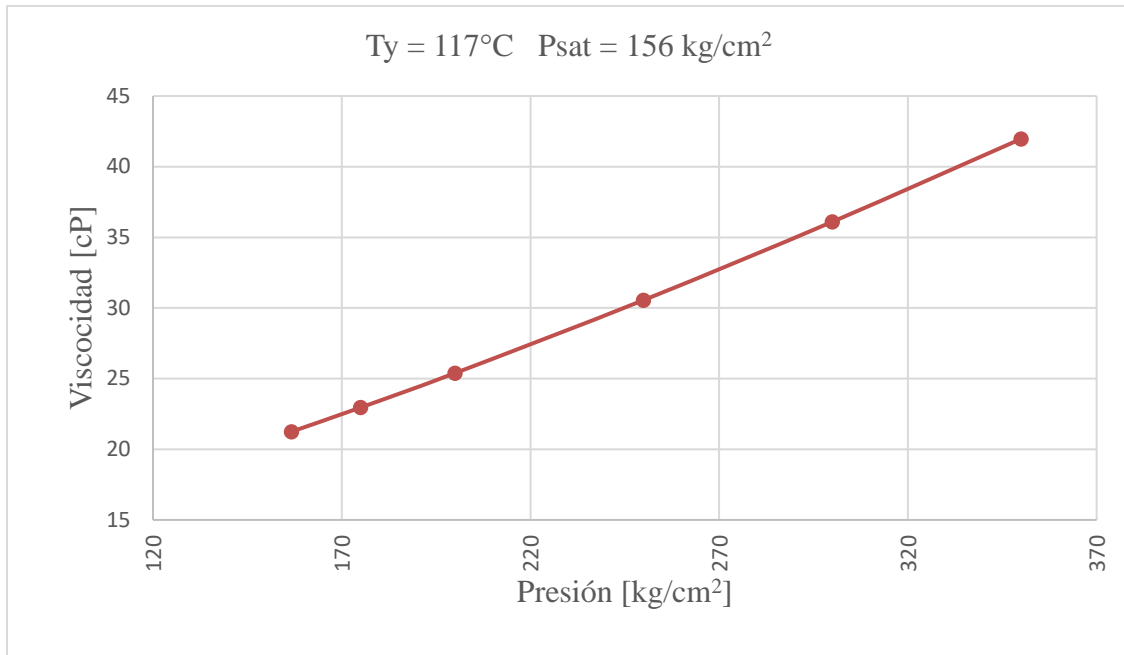
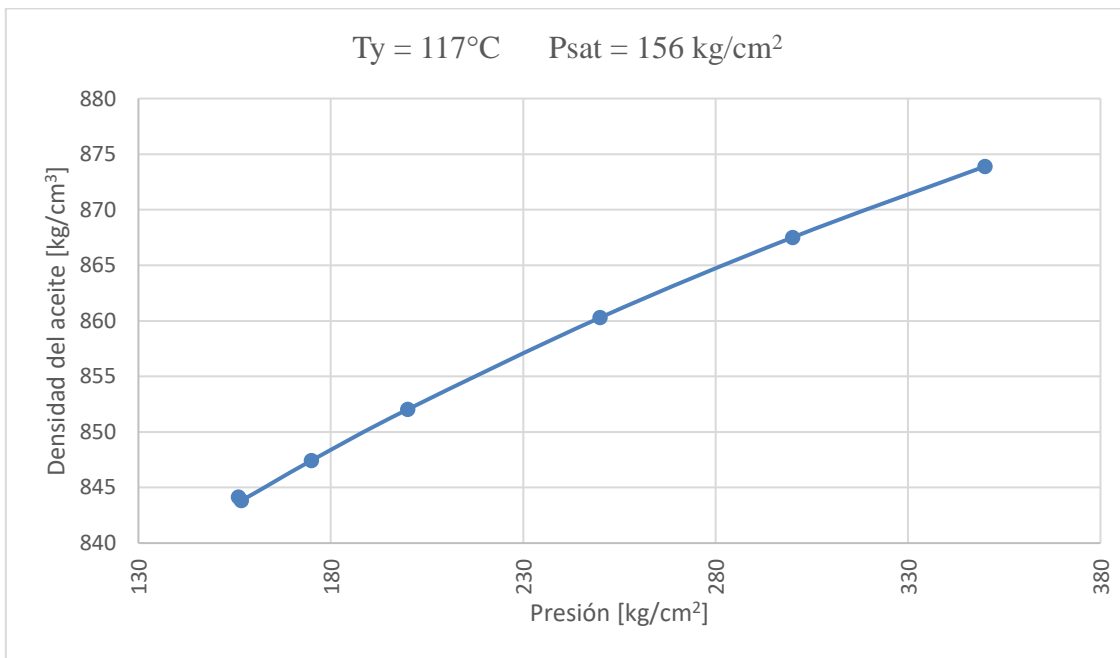


Figura 3.2.1 Diagrama de fase, resultado de la simulación del capítulo 4



(A)



(B)

Figura 3.2.2 Viscosidad vs. presión (A) y Densidad vs. presión (B), resultado de la simulación de las pruebas de laboratorio, para un líquido bajosaturado, realizadas en el capítulo 4

Para observar el comportamiento que tiene el fluido, una vez que se ha inyectado el gas metano, se realizó un aumento del 20%, 40%, 60% y 80% a la fracción original de este, mientras que para las demás fracciones composicionales fue realizado una normalización.

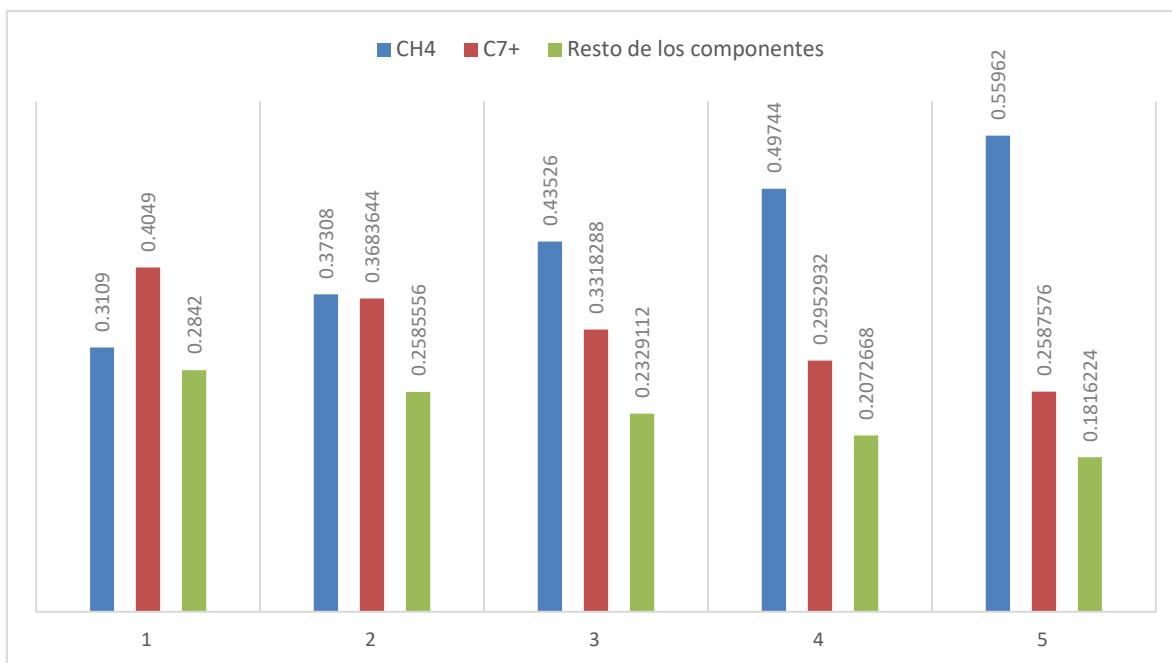


Figura 3.2.3 Nuevos valores en composicionales dependiendo el incremento de metano.

La figura 3.2.3 muestra gráficamente los valores de los componentes plus y el resto de los componentes, mientras el valor fraccional de metano aumenta. La sección número 1 grafica los valores composicionales originales, las secciones de la 2 a las 5 señala las variaciones composicionales que ocurren cuando el metano aumenta 20, 40, 60 y 80% su valor original.

Como puede observarse, originalmente los componentes pesados (C_{7+} , barra roja) tienen un valor fraccional mayor en comparación con el componente ligero (CH_4), conforme el valor del metano aumenta el valor del C_{7+} disminuye, esto sucede debido a que el gas metano y el fluido en el yacimiento son miscibles entre sí, lo que quiere decir que el fluido en el yacimiento, mientras más metano esté presente, será más ligero.

Esto puede apreciarse en la siguiente figura, en donde se presentan las diferentes envolventes de fase que se obtienen con cada nueva composición.

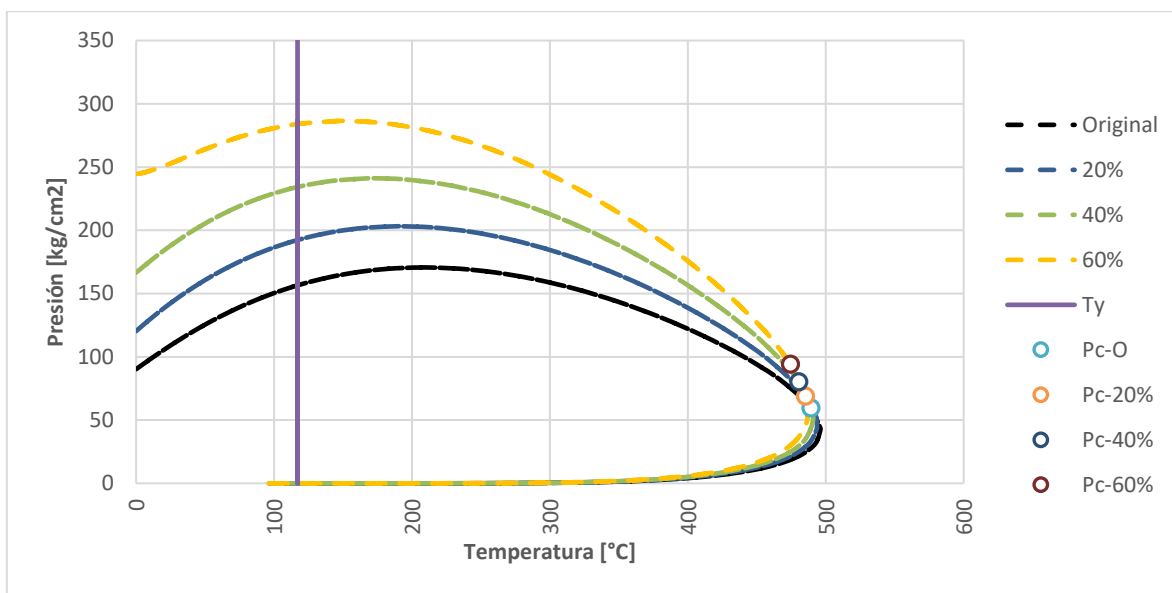


Figura 3.2.4 Envolventes de fase de la composición original y de 20, 40, y 60% más metano del valor original.

Como puede apreciarse mientras el valor de la fracción de metano aumente dentro del yacimiento el punto crítico se desplazará hacia la izquierda, lo que significa que el fluido en el yacimiento estará siendo cada vez más ligero.

Se observa que el fluido en el yacimiento, conforme el valor de metano aumente, requerirá más presión para llegar a la presión de saturación, provocando que el gas disuelto en el aceite se pueda liberar más fácil dentro del yacimiento a mayores presiones

Sí el fluido dentro del yacimiento va siendo cada vez más ligero, a causa del gas metano inyectado, las propiedades de flujo de este también se modifican, mejorando la fluidez de este. En cuanto a la densidad del hidrocarburo, dado que el metano es un componente ligero, disminuirá. Las siguientes imágenes muestran los cambios que sufren la viscosidad y densidad de este conforme el valor del gas metano va en aumento.

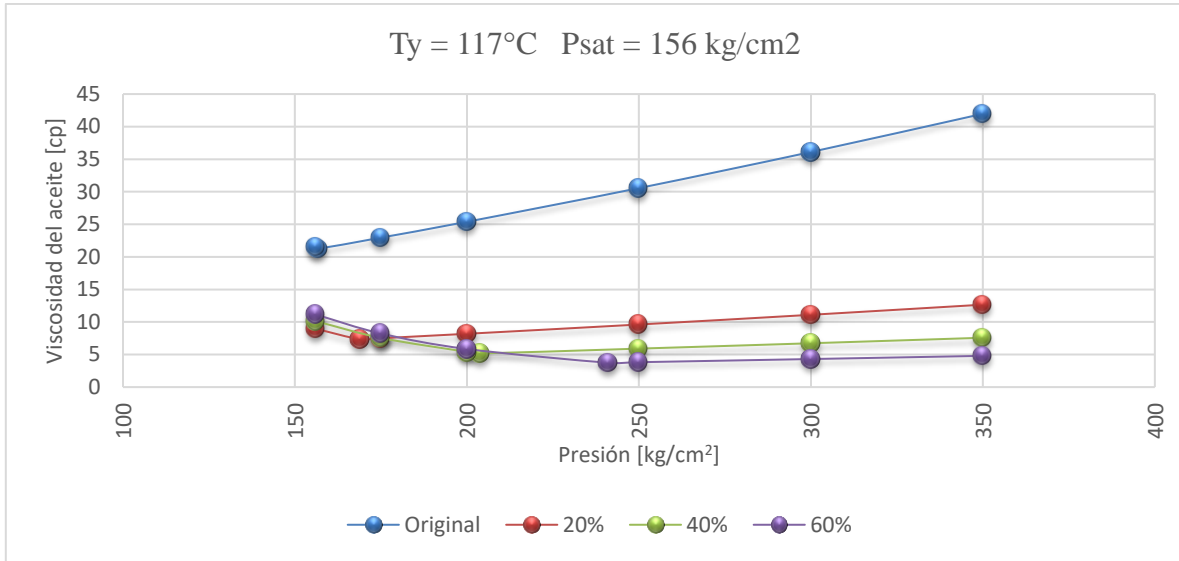


Figura 3.2.5 Viscosidad vs. presión, de cada una de las nuevas composiciones respecto al valor de metano

En la figura anterior se observa el comportamiento y valores de la viscosidad respecto a la presión, se aprecia que el valor de la viscosidad disminuye conforme el porcentaje de metano, presente en el yacimiento, aumenta.

El que el fluido sea menos viscoso quiere decir que este tendrá una mayor fluidez dentro de los poros de la roca para dirigirse hacia el pozo productor.

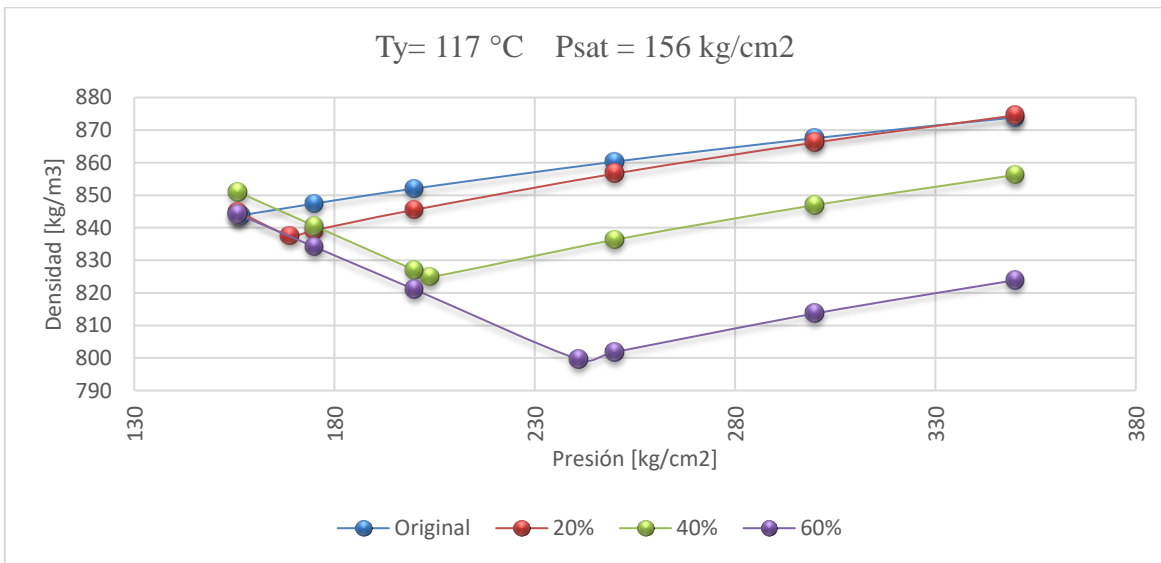


Figura 3.2.6 Densidad vs. presión, de cada una de las nuevas composiciones respecto al valor de metano

La figura 3.2.6 presenta el comportamiento y valores de la densidad respecto a la presión. Al igual que los valores de la viscosidad la densidad también disminuye conforme el valor de metano aumenta. Esto se debe a que la relación de componentes pesados es menor respecto a los componentes ligeros, por lo que la masa del fluido también disminuirá.

Capítulo 4
Aplicación del proceso en modelos híbridos de simulación
numérica de yacimientos

4.1 Modelo petrofísico

El modelo petrofísico que se presenta a continuación pertenece a un yacimiento naturalmente fracturado; los siguientes datos son la combinación de datos reales de un complejo petrolero mexicano, datos teóricos y datos ficticios.

La siguiente tabla muestra las características petrofísicas del complejo a manejar, tomadas del pozo llamado Titina-9.

Titina	Clasificación de yacimiento	Bajo saturado
	°API	13.7° – 22 °
	Permeabilidad	2 – 75 [D]
	Porosidad	7.1 – 22.3 %
	Mojabilidad	De mixta a mojable por aceite

Tabla 12 Características petrofísicas del complejo Titina⁶¹

Los datos de permeabilidades relativas contra saturación de agua fueron obtenidos de las reglas de dedo de Craig, para así indicar el tipo de mojabilidad de la roca en el yacimiento.

⁶¹ Cardenas 2008

	Mojable al agua	Mojable al aceite
Saturación de agua intersticial	$S_{wi} > 20$ a 25%	$10\% < S_{wi} < 15\%$
Saturación en donde las permeabilidades de agua y aceite son las mismas.	$50\% < S_w$	$S_w < 50\%$
Permeabilidad relativa respecto al agua en una máxima saturación de agua.	$K_{rw} < 30\%$	$50\% < K_{rw}$ se acerca a 100%

Tabla 13 Reglas de dedo de Craig para determinar la mojabilidad del yacimiento⁶²

El proceso de inyección a simular, como ya se ha mencionado, se realiza en un yacimiento naturalmente fracturado, este tipo de yacimiento se presenta en rocas carbonatadas siendo estas mojables al aceite.

4.2 Modelo PVT

En este punto del modelado se presentan los resultados obtenidos, por análisis PVT, a muestras de fluido obtenidas en el fondo del pozo: Titina-9, del complejo mencionado anteriormente.

El análisis composicional de la muestra se determinó a una presión mayor a la de saturación, 156 kg/cm², y a temperatura ambiente. Con técnicas de destilación criogénica, crioscopía y cromatografía se determinarán los componentes plus.

La siguiente tabla muestra los resultados experimentales de la composición original del fluido.

⁶² William A. literatura del estudio de la mojabilidad - Parte 2: medición de la mojabilidad, SPE, 1246 – 1262 p

Componente	Fracción mol
N ₂	0.00358
CO ₂	0.03013
S	0.02583
C ₁	0.3109
C ₂	0.07093
C ₃	0.06056
iC ₄	0.00837
nC ₄	0.03072
iC ₅	0.01147
nC ₅	0.01617
C ₆	0.02644
C ₇₊	0.4049

Tabla 14 Composición de fluido original. Pozo Titina-9

Como puede observarse en la composición de la tabla anterior se está manejando un fluido pesado, esto se debe a que el valor de pseudocomponente C₇₊ presenta el valor más alto, además de que la fracción mol del metano es muy baja.

En el capítulo anterior fueron mencionadas las pruebas que pueden realizarse a muestras de fluido provenientes del algún yacimiento petrolero. Las siguientes tablas presentan los resultados obtenidos de pruebas CCE y DL, a una muestra del fluido del pozo Titina-9.

Tabla 15 Resultados de prueba liberación diferencial a volumen constante. Pozo Tiina-9

P [kg/cm ²]	R _s [m ³ /m ³]	B ₀ [m ³ /m ³]	B _g × 10 ⁻³ [m ³ /m ³]	B _t [m ³ /m ³]	ρ _o @ c.y [g/cm ³]	N _g [%]	γ _g aire=1	Z	V _{rl} [%]	ρ _g @ c.y [g/cm ³]
156	64.55	1.2398		1.2398	0.8495	0			100	
125	53.57	1.2015	0.00664	1.2733	0.8625	10.91	0.7823	0.891	96.9	0.0953
100	43.99	1.1796	0.00896	1.3638	0.8737	24.22	0.7622	0.896	95.14	0.077
75	33.69	1.1542	0.01155	1.5231	0.8858	40.89	0.779	0.906	93.09	0.0558
50	25.89	1.1351	0.01928	1.8804	0.9016	58.79	0.8201	0.921	91.55	0.039
25	16.05	1.1024	0.03434	2.7678	0.9177	76.13	0.9331	0.952	89.33	0.0232

<i>Tabla 16 Resultados de separación diferencial a volumen constante. Pozo Titina-9</i>				
P [kg/cm ²]	V _r [cm ³ /cm ³]	B _o [m ³ /m ³]	P _o @ c.y [g/cm ³]	C _o [1/kg/cm ²]
350	0.9792	1.2141	0.8676	
300	0.984	1.22	0.8634	0.0000986
350	0.9892	1.2265	0.8589	0.0001012
200	0.9947	1.2333	0.8541	0.0001045
175	0.9969	1.2361	0.8521	0.0001064
156	1	1.2398	0.8495	0.0001081

4.3 Modelo de simulación

Software de modelado por computadora, CMG, por sus siglas en inglés, es una compañía de software que se dedica a la simulación de yacimientos para la industria petrolera. Esta compañía ofrece tres tipos de aplicaciones para la simulación:

1. IMEX.

Utilizada para simular recuperación de aceite negro, útil para procesos donde no hay cambios de composición y el modelado se hace por propiedades volumétricas y en base a fases.

2. GEM.

Aplicación que contempla cambios de composición, así como modelado de inyección de fluidos miscibles, espumas, surfactantes, muy útil para modelar procesos de recuperación mejorada.

3. STARS.

Aplicación que contempla cambio de materia a energía, es la principal aplicación que maneja este tipo de fenómenos con éxito acorde a la frecuencia de los reportes técnicos de la SPE.

Para el presente trabajo se realizaron las simulaciones con la aplicación de GEM, en la parte de simulación del fenómeno en el yacimiento, con apoyo de las herramientas Winprop (que nos permitió modelar el comportamiento PVT de los hidrocarburos) y Builder (que nos permitió construir el modelo y controlar las variables de simulación).

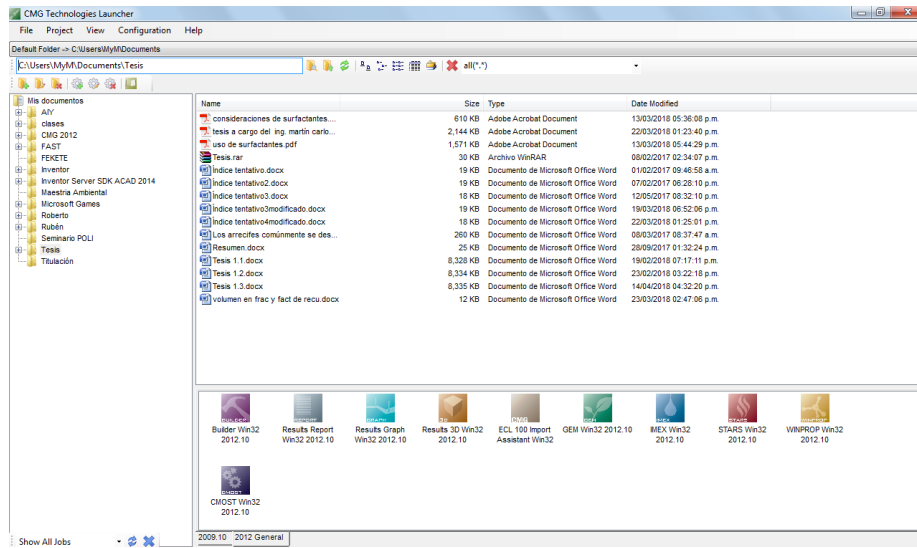


Figura 4.3.1 Portada CMG Technologies Launcher, versión 2012

La herramienta Winprop fue utilizada en la simulación del comportamiento termodinámico de los hidrocarburos a cambios de presión, volumen y temperatura y composición, tabla 14, y en los resultados de las pruebas de laboratorio de: expansión a composición constante, tabla 15, y liberación diferencial, tablas 16.

Para manejar esta herramienta es necesario elegir la ecuación de estado, para la elaboración de este trabajo fue elegida la ecuación de Peng-Robinson (1978), que, de acuerdo al personal de PEMEX y a los resultados obtenidos, es la que mejor ajusta al comportamiento de hidrocarburos intermedios a pesados; las unidades de presión y temperatura son de kg/cm^2 y $^{\circ}\text{C}$, respectivamente.

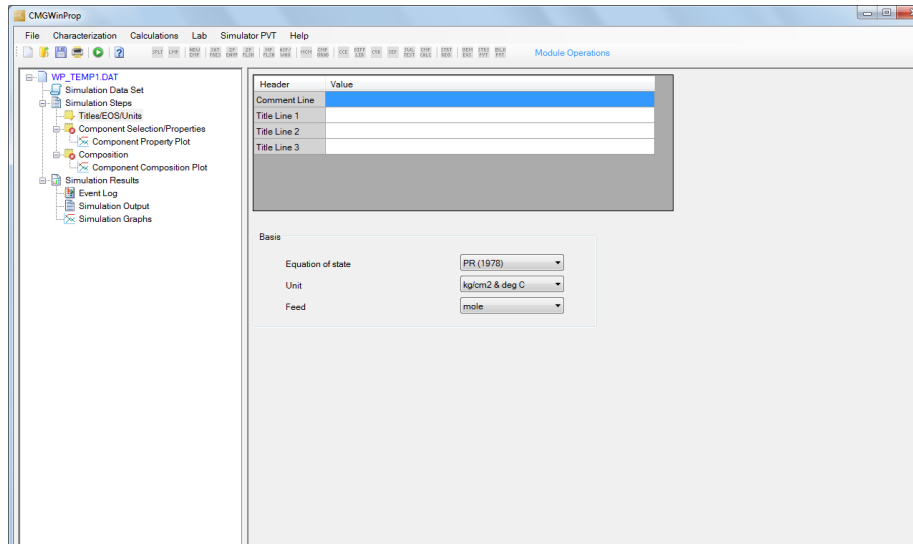


Figura 4.3.2 Primer hoja CMG Winprop, versión 2012

Para realizar una correcta simulación de los parámetros proporcionados en el PVT fue necesario realizar un ajuste por método de regresión de parámetros; este ajuste se realiza seleccionando los valores de presión, volumen y temperatura críticos del pseudocomponente plus (C_{7+}) debido a que este componente tiene una gran incertidumbre, en comparación con los otros componentes que son bastante más conocidos y estables.

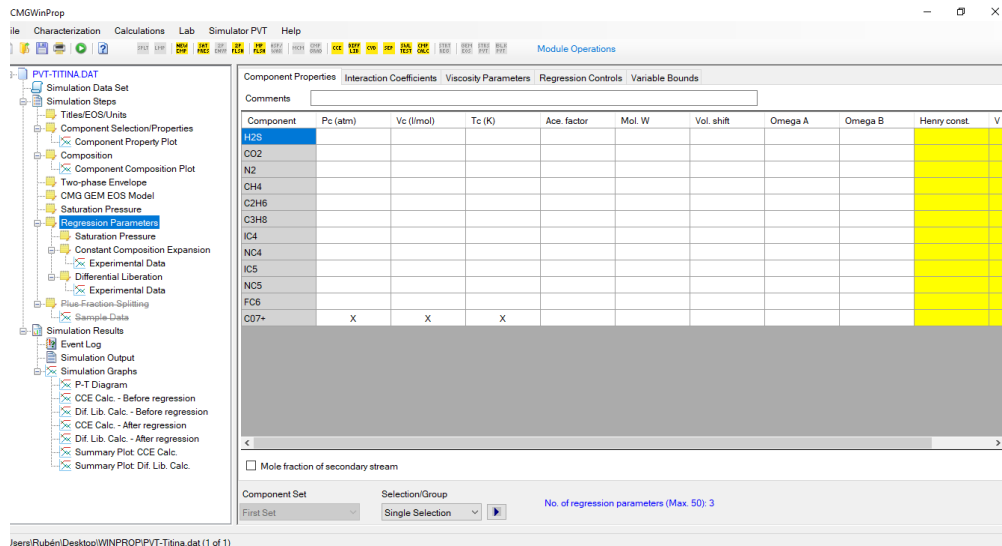


Figura 4.3.3 Selección de presión, volumen y temperatura críticos de los componentes plus para realizar el método de regresión de parámetros.

En el bloque de regresión se colocaron las opciones de presión de saturación, CCE y DL, que son datos medidos con mayor certidumbre, de esta forma el simulador arrojará valores cercanos a los valores de las pruebas de laboratorio. El modelo utilizado para la viscosidad fue el de Pedersen modificado, diseñado para aceites pesados y extrapesados, ya que este ajustaba mucho mejor su comportamiento.

Para el ajuste de las pruebas de laboratorio se le dio un mayor peso al ajuste de datos de CCE que al ajuste para los resultados de DL, debido a que los valores de DL no son tan confiables en comparación con los resultados arrojados en CCE, por el tiempo que le toma a cada prueba llegar a valores estabilizados debido al tipo de crudo.

Las siguientes figuras muestran el pre- y post- regresión de parámetros de cada prueba de laboratorio.

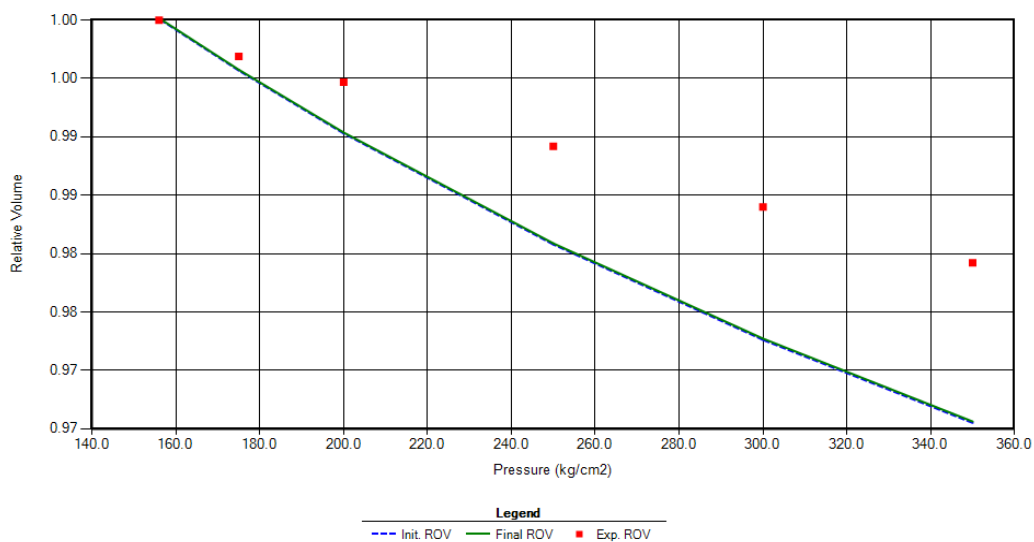


Figura 4.3.4 Datos experimentales de prueba de expansión a composición constante. Volumen relativo vs. presión

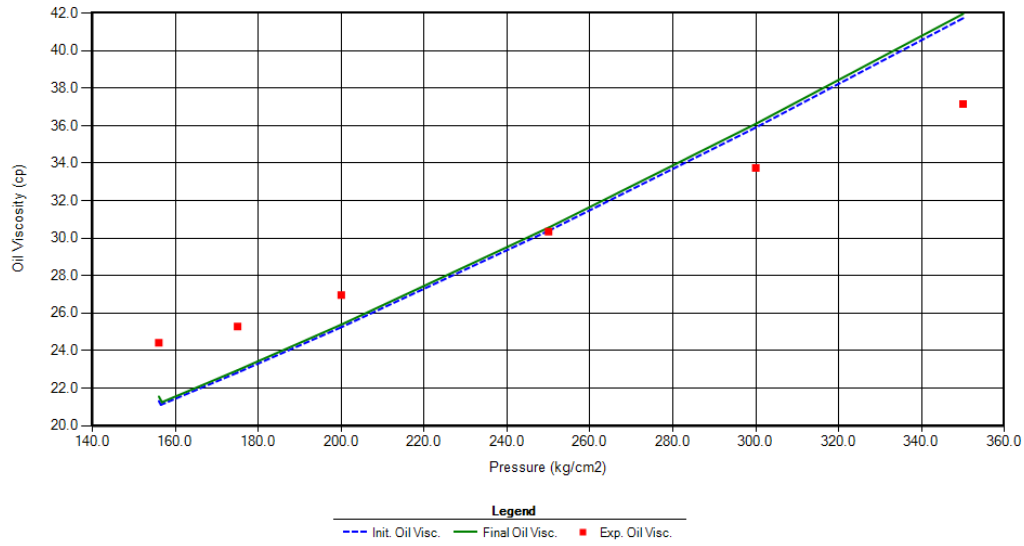


Figura 4.3.5 Datos experimentales de prueba de expansión a composición constante.
Viscosidad del aceite vs. presión

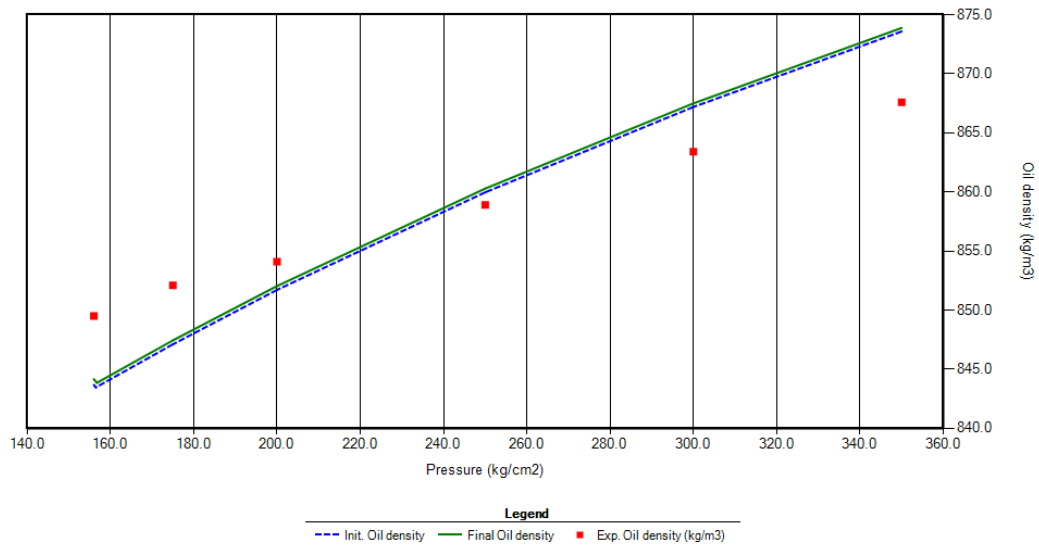


Figura 4.3.6 Datos experimentales de prueba de expansión a composición constante.
Densidad del aceite vs. presión

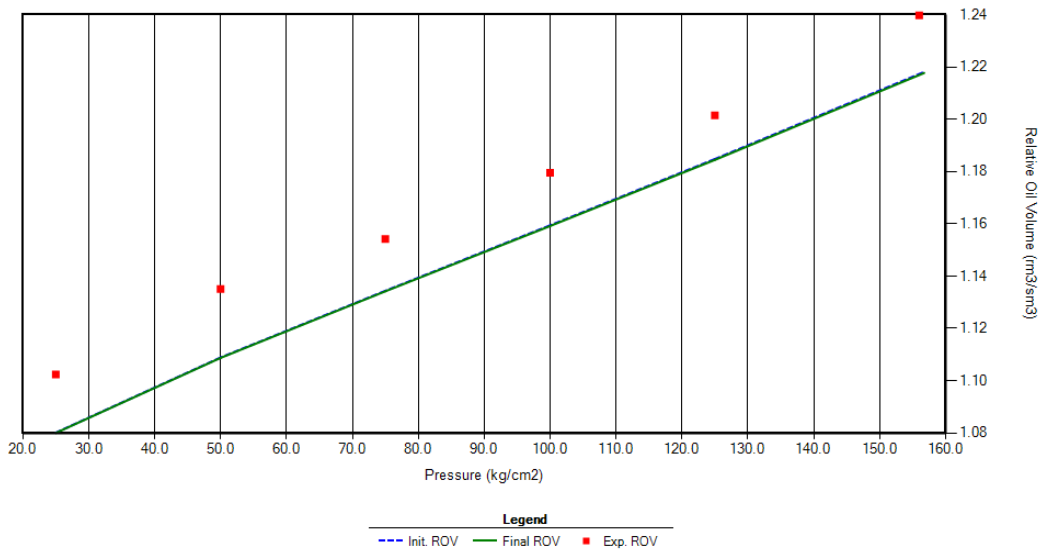


Figura 4.3.7 Datos experimentales de prueba de liberación diferencial.
Volumen relativo de aceite vs presión

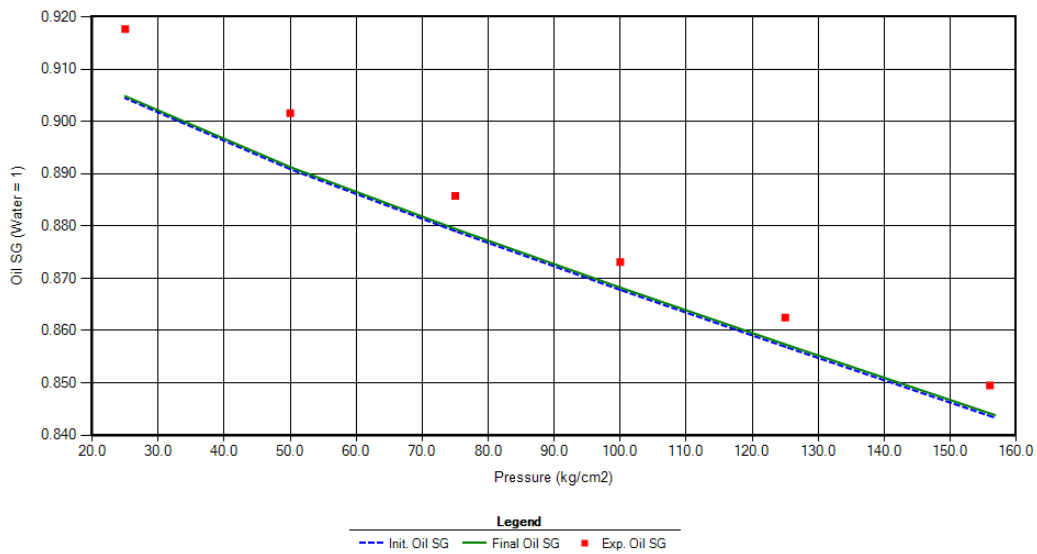


Figura 4.3.8 Datos experimentales de prueba de liberación diferencial.
Densidad relativa de aceite vs. presión

Una vez ajustados los parámetros, el resultado es una ecuación de estado que permite predecir el comportamiento fisicoquímico de la composición de hidrocarburos a cambios de presión, volumen y temperatura, lo siguiente a realizar fue la simulación en CMG Builder. Esta herramienta simula el comportamiento del yacimiento cuando está siendo explotado.

A continuación, se indica, paso a paso, como realizar la correcta simulación en esta herramienta.

1. En la ventana principal de CMG Technologies Launcher seleccionar el acceso directo de la herramienta Builder.
2. Elegir el simulador (GEM, STARS o IMEX), el sistema de unidades, tipo de porosidad y el año en que comenzará la simulación.
3. En la ventana *Reservoir* se creará el mallado que simulará al yacimiento a manejar, así como las propiedades de éste.
4. En la ventana *Components* se debe importar el archivo de Winprop que se elaboró anteriormente
5. En la ventana *Rock-Fluid* se ingresarán los valores de saturaciones de agua, aceite y gas, así como los valores de las permeabilidades relativas.
6. Introducir los valores iniciales que se sabe que tiene el yacimiento antes de ser explotado.
7. Según sea el caso, ingresar los valores requeridos en las ventanas de *Numericaly Geomechanics*
8. Para finalizar se debe de colocar el número de pozos deseado, ya sean productores o inyectores, esto se realiza en la ventana de *Wells & Recurrent*, donde se colocan las características de cada pozo, así como las fechas en que cada uno deberá comenzar su función

4.4 Generación de escenarios

Para la generación de los escenarios de esta tesis se crearon tres mallados conformados por 21 bloques en dirección i , 21 bloques en dirección j y 11 bloques en dirección k , esto con la finalidad de crear un yacimiento que sea naturalmente fracturado, donde los bloques pares, en cada dirección, representen las fracturas del yacimiento, mientras que los impares representen la matriz.

La siguiente tabla muestra las propiedades petrofísicas de cada uno de los mallados elaborados, los cuales serán sometidos a cada uno de los tres métodos de recuperación.

Propiedad	Mallado # 1		Mallado # 2		Mallado #3	
	Fractura	Matriz	Fractura	Matriz	Fractura	Matriz
Porosidad [-]	0.99	0.07	0.99	0.07	0.99	0.07
Permeabilidad [mD]	200	200	2000	200	2000	20

Tabla 17 Valores de permeabilidad y porosidad de cada mallado

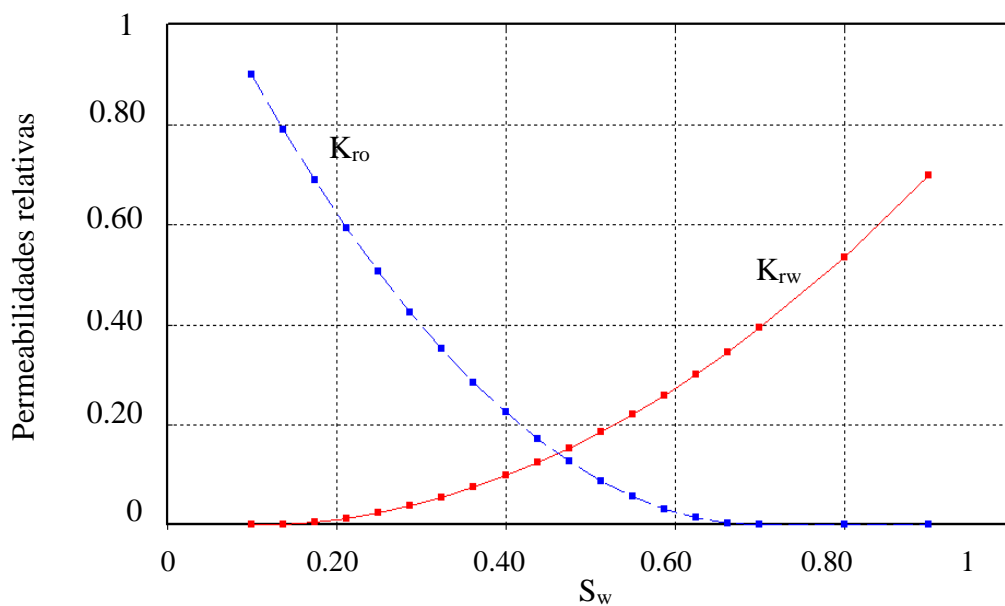


Figura 4.4.1 Gráfica de permeabilidades relativas vs. saturación.

La siguiente Figura 4.4.1 muestra la curva de permeabilidades relativas utilizada en esta simulación, la cual se obtuvo de los valores de reglas de dedo de Craig para rocas mojables al aceite, al observar el comportamiento de estas curvas logra observarse que el medio que se está manejando es mojado por aceite.

La parte superior del yacimiento se ubicó a una profundidad de 3000 [m] y el contacto agua-aceite se ubica a 3048 [m] de profundidad. La presión del yacimiento, 160 [kgf/cm²], está por encima de la presión de saturación, 156 [kgf/cm²], por lo que es un yacimiento bajo saturado.

➤ Primer escenario

El primer escenario, para cada uno de los diferentes mallados, consiste en la simulación de un yacimiento siendo sometido a recuperación primaria, iniciando el 11 de junio de 1976.

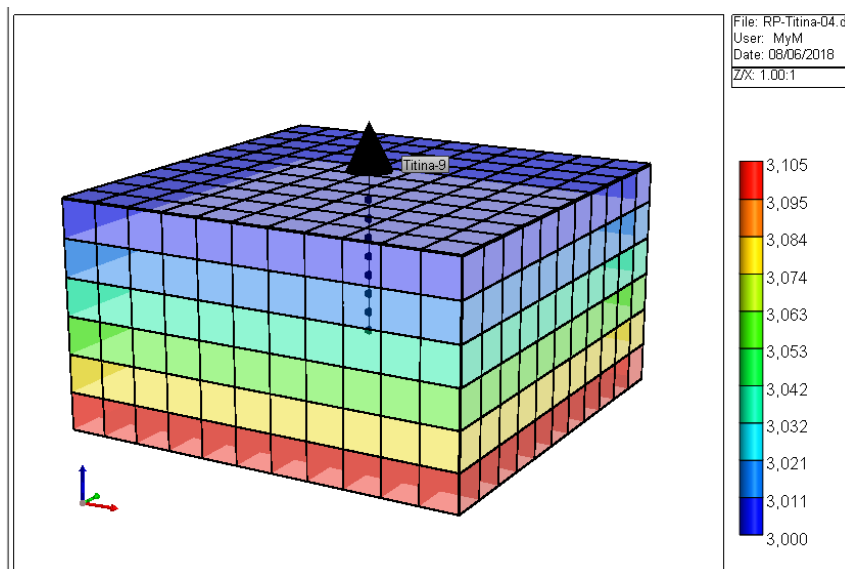


Figura 4.4.2 Malla generada para la simulación del primer escenario. Un pozo productor central, CMG Builder, versión 2012

Fue colocado un pozo productor en el centro de la malla, cuyos disparos se encuentran desde la capa 1 hasta la 8, región saturada de aceite, el cual operó con un

gasto de 0.6 [m³/día], este es monitoreado por un valor de relación gas aceite de 645.5 m³/m³, donde sí la producción presente en pozo llegase a este valor la simulación se detendría automáticamente. Observar la Figura 4.4.2.

El gasto de producción se determinó a 0.6 [m³/día] debido a que en valores menores el comportamiento de este, respecto al tiempo, se presentaba como una recta horizontal, mientras que, con un gasto superior la presión del yacimiento se perdía rápidamente, por lo que la producción del aceite no era la óptima.

➤ Segundo escenario

El segundo escenario consiste en la simulación de un yacimiento siendo sometido a recuperación secundaria.

El 11 de junio de 1976 el yacimiento inició producción únicamente con la energía del yacimiento, el 1 de mayo de 1992 comenzó la etapa de recuperación secundaria por inyección de agua dulce, siendo inyectada directamente al acuífero.

La Figura 4.4.3 presenta la imagen del mallado elaborado para este escenario.

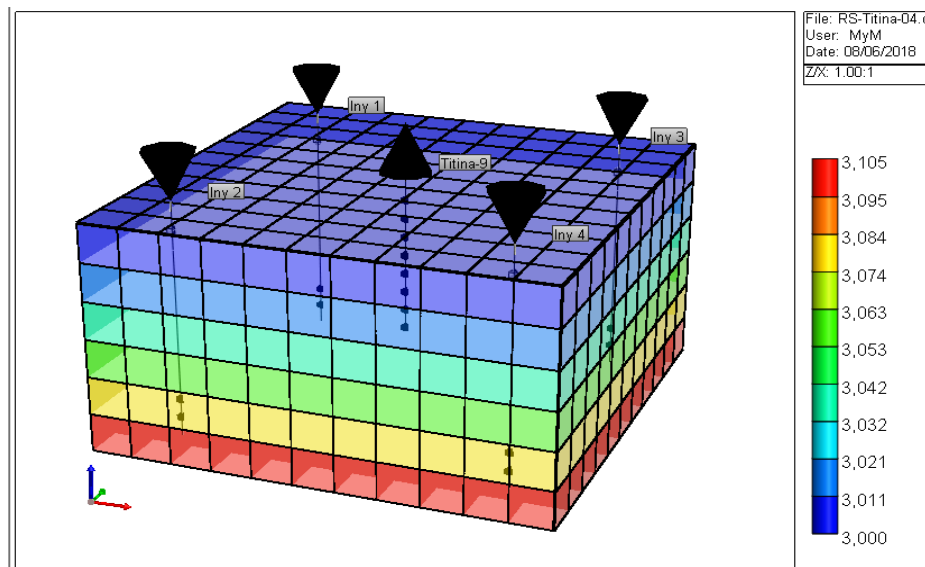


Figura 4.4.3 Malla generada para la simulación del segundo escenario. Arreglo normal de cinco pozos. CMG Builder, versión 2012

La inyección de este fluido se llevó a cabo en un arreglo normal de 5 pozos, con un gasto de inyección, por pozo, de 0.1 [m³/día], la densidad del agua de inyección es de 1 [g/cm³].

Debe recordarse que la finalidad de esta tesis es observar los efectos que tiene, en este tipo de yacimientos, cada método de recuperación.

➤ Tercer escenario.

En el tercer escenario se simuló el método de recuperación mejorada, por inyección de gas metano, en un yacimiento que ha estado sometido a recuperación primaria desde el 11 de junio de 1976.

La inyección de este gas miscible inició el 1 de mayo de 1992, culminando el 1 de mayo de 1993, por lo que duro un año completo. El gas fue inyectado al yacimiento en un arreglo normal de 5 pozos, el gasto de inyección, por pozo, fue de 0.2 [m³/día].

La razón del porque el gasto de inyección de gas es mayor, comparándolo con el gasto de inyección de agua, en recuperación secundaria, es debido a que el volumen de cualquier gas disminuye, drásticamente, conforme aumenta la presión del lugar en donde se encuentren ubicados.

La inyección del gas se realizó en la región saturada de aceite, es decir, de las capas 1 a 8 del mallado. Al día siguiente de la fecha de término comenzó a inyectarse agua dulce, para que esta realice un empuje tipo pistón, este método de recuperación consiste en alternar la inyección de agua con la inyección de gas, es conocido, por sus siglas en inglés, como WAG.

La densidad del agua inyectada es de 1 [g/cm³] y el gasto de inyección, por pozo, fue de 0.05 [m³/día], esta fue inyectada, directamente, al acuífero, capas 9 a 11 del mallado.

Las figuras 4.4.4 y 4.4.5 muestran los mallados realizados para la simulación de este método de recuperación.

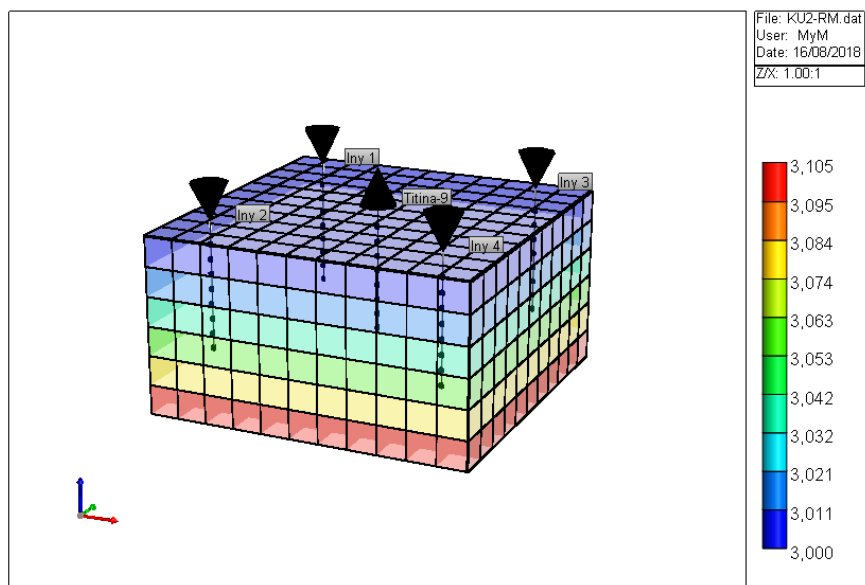


Figura 4.4.4 Primera etapa del tercer escenario. Inyección de gas metano a la zona de aceite. Arreglo normal de cinco pozos, CMG Builder, versión 2012

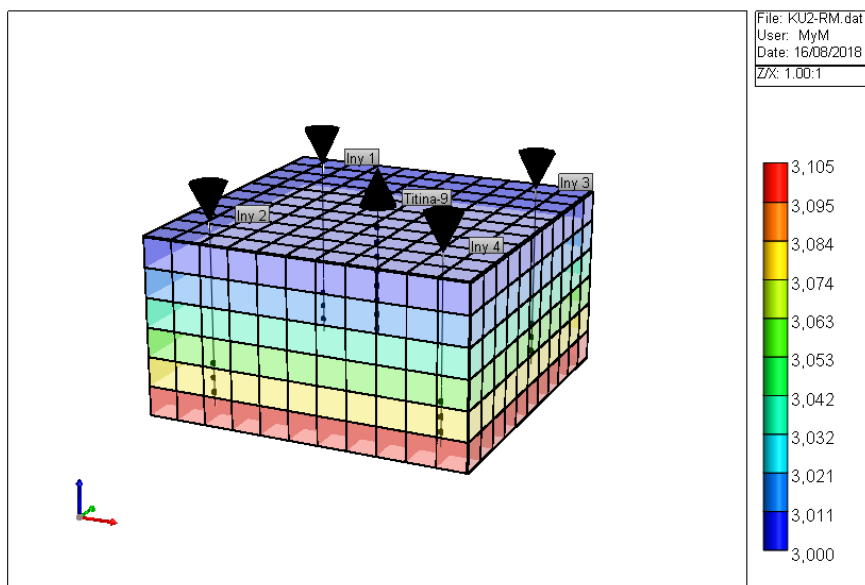


Figura 4.4.5 Segunda etapa del tercer escenario. Inyección de agua, directamente al acuífero. Arreglo normal de cinco pozos, CMG Builder, versión 2012

Capítulo 5

Análisis de resultados

La siguiente tabla muestra los tiempos que le tomaron, a los tres modelos, cumplir el periodo de simulación en cada uno de los escenarios propuestos.

Datos			Tiempo de simulación		
Malla	K matriz	K fractura	Primaria	Secundaria	Mejorada
# 1	200 [mD]	200 [mD]	2 h 12 min	2 h 57 min	3 h 02 min
# 2	200 [mD]	2000 [mD]	7 h 19 min	7 h 50 min	8 h 38 min
# 3	20 [mD]	2000 [mD]	10 h 49 min	12 h 42 min	13 h 15 min

Tabla 18 Tiempos de simulación.

Como puede observarse en la tabla 18 los tiempos de simulación se reducen sí el valor de la permeabilidad de la fractura se acerca al valor de la matriz, una de las razones por las que sucede esto es que al simulador le toma un menor tiempo el converger, recordando que la simulación numérica es un método de aproximaciones sucesivas.

La razón por la que al mallado número uno le tome un menor tiempo converger en comparación con el mallado número tres se debe al constante valor de permeabilidad matriz-fractura. Sí el valor de la permeabilidad en las fracturas es cercano a el valor que se tienen en la matriz ocasiona que el desplazamiento del aceite se asemeje más a un tipo pistón, debido a que el yacimiento se comporta como un yacimiento homogéneo, todo lo contrario, sí se tuviese un valor en la permeabilidad de la fractura muy lejano al valor en la roca matriz.

Se debe recordar que un valor de 200 [mD] de permeabilidad para una fractura puede considerarse muy bajo, en realidad las fracturas poseen valores de permeabilidades muy altos, como la del mallado número 3 que es de 2000 [mD].

Las siguientes imágenes se muestra el comportamiento del gasto de aceite, relación gas-aceite, gasto de agua y presión de fondo para los escenarios propuestos anteriormente, bajo los tres métodos de producción.

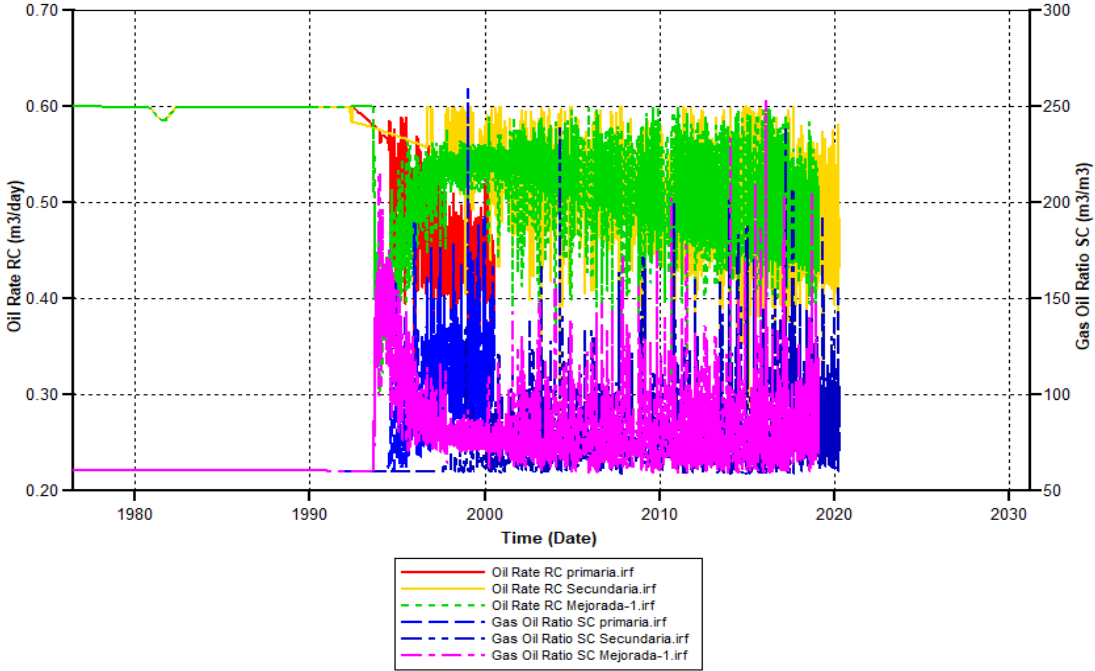


Figura 5.1 Gasto de aceite, Relación gas-aceite vs. Tiempo. Primer escenario.

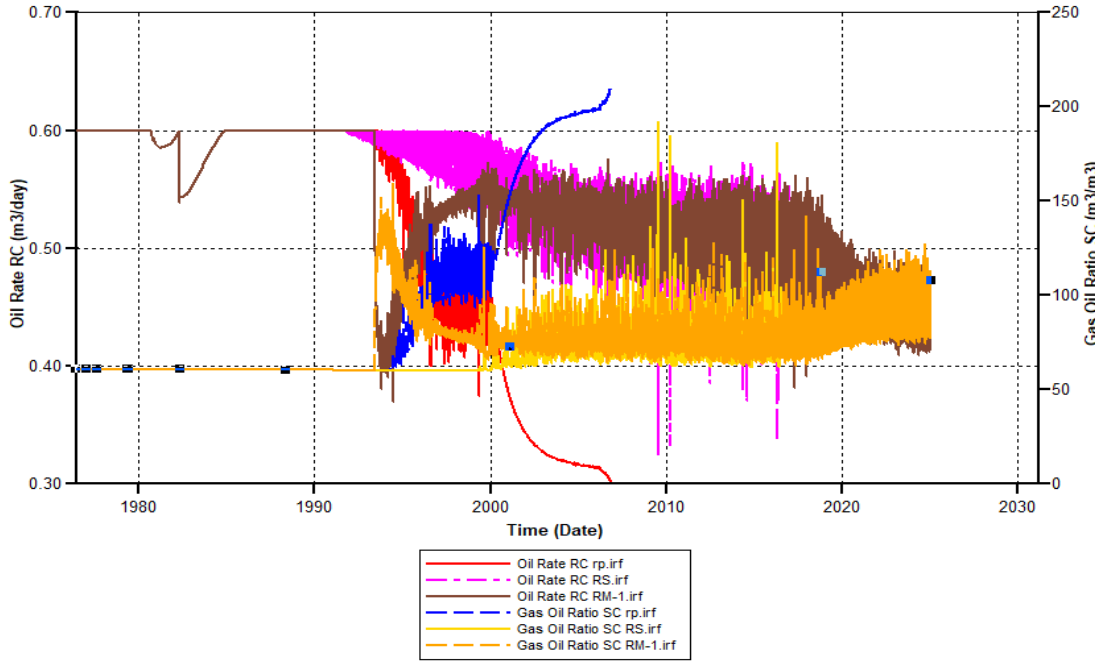


Figura 5.2 Gasto de aceite, Relación gas-aceite vs. Tiempo. Segundo escenario

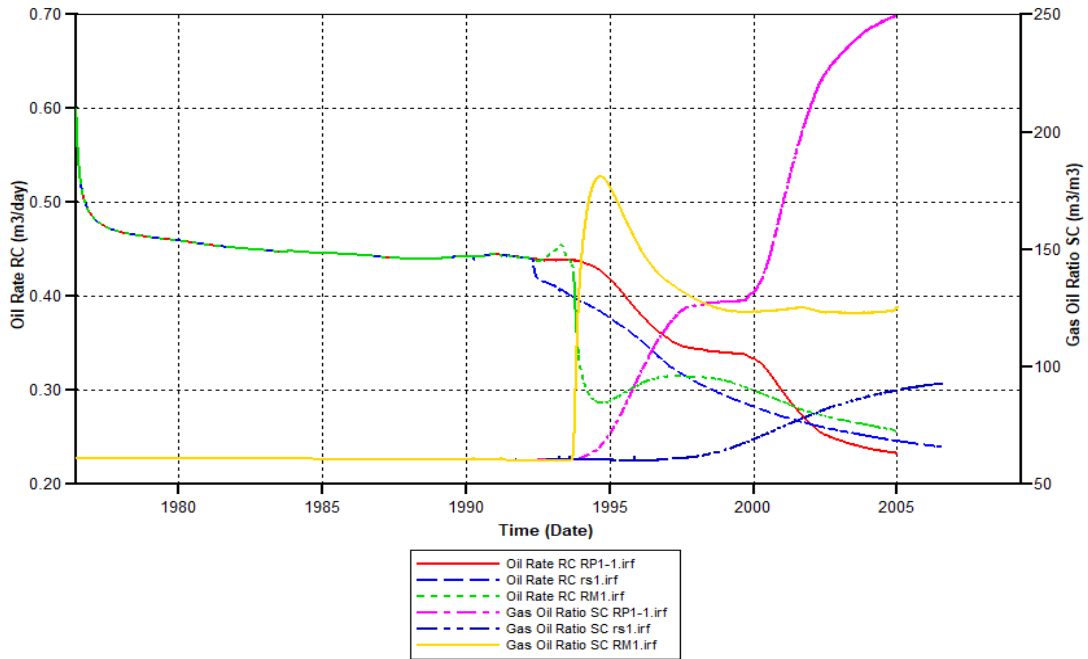


Figura 5.3 Gasto de aceite, Relación gas-aceite vs. Tiempo. Tercer escenario.

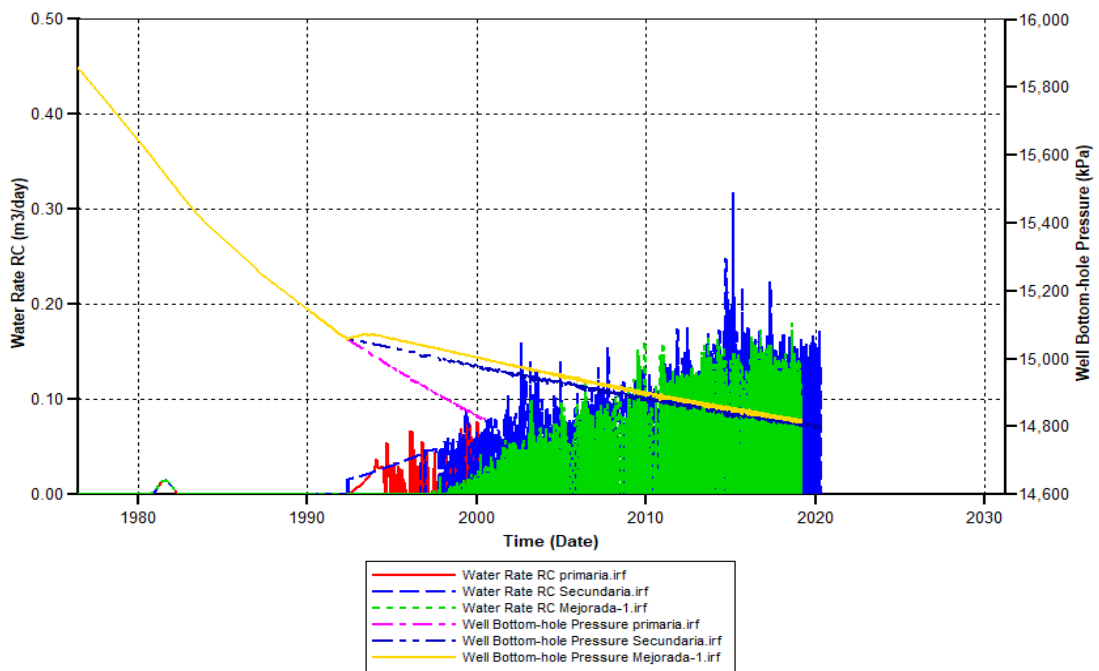


Figura 5.4 Gasto de agua, Presión de fondo vs Tiempo. Primer escenario.

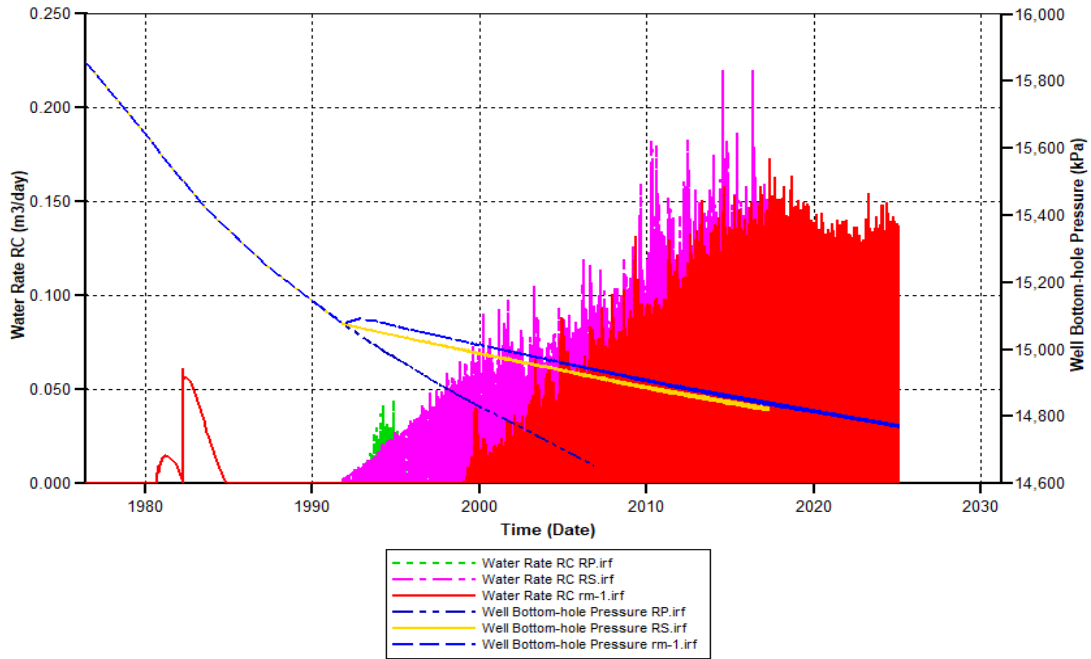


Figura 5.5 Gasto de agua, Presión de fondo vs Tiempo. Segundo escenario.

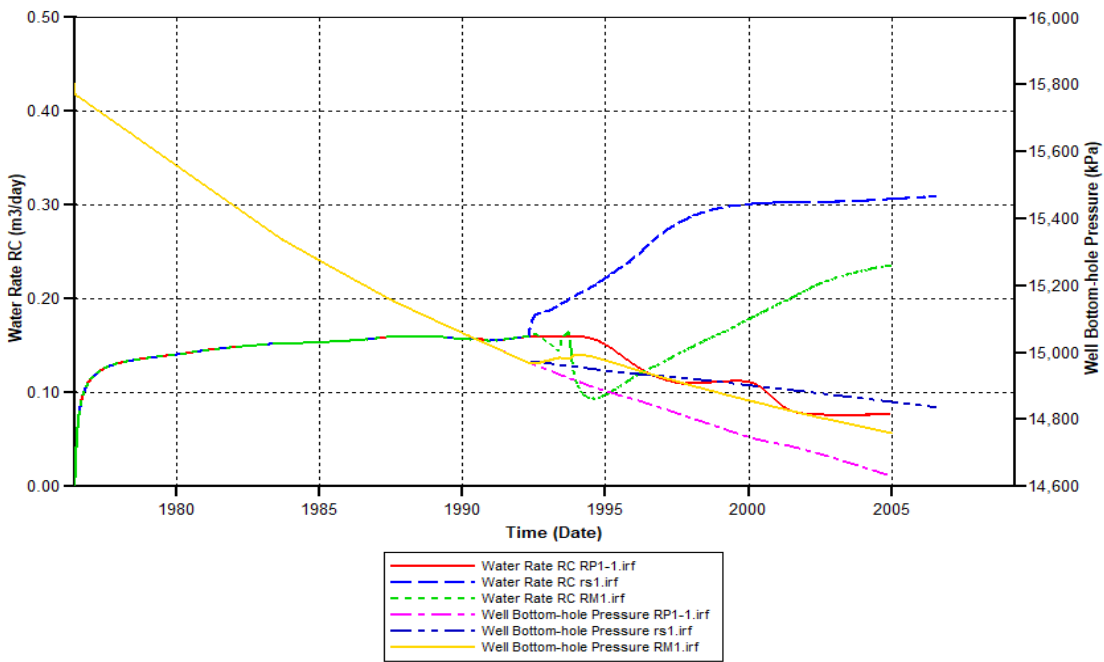


Figura 5.6 Gasto de agua, Presión de fondo vs Tiempo. Tercer escenario.

Del análisis de los resultados obtenidos podemos hacer los siguientes comentarios:

Yacimientos donde los valores de permeabilidad de matriz y fractura se encuentran muy alejados uno del otro, el método de recuperación que da mejores resultados es el primario; al aplicar la inyección de agua, debido a la mojabilidad de la roca, el agua solo actúa sobre los canales principales, no logrando entrar a la matriz debido al alto contraste entre la permeabilidad de los dos medios (matriz fractura), finalmente el agua irrumpirá en el pozo productor sin haber logrado los beneficios deseados de desplazar el aceite también de la matriz. En el caso de la inyección de gas, el gas entrará en contacto, principalmente, sobre el aceite ubicado principalmente en la fractura, disminuyendo su viscosidad y generando que el hidrocarburo, que de por sí es más fácil que fluya por la fractura, incremente sustancialmente su movilidad en el medio fracturado contra la matriz, en cuyo sistema entra muy poco gas y los beneficios son mínimos.

Adicionalmente a lo mencionado anteriormente se debe recordar que la viscosidad del agua inyectada es menor que la del aceite que se encuentra dentro del yacimiento por lo que su movilidad será mayor, ocasionando que el empuje, que pueda provocar, sea pobre debido a que solo actúa sobre la fractura, en comparación al que provoca en yacimientos donde los valores de permeabilidad son más cercanos uno del otro, debido a que en este tipo de yacimientos el empuje que se lleva a cabo es del tipo pistón y aplica en ambos medios, lo que ocasiona un mayor desplazamiento de aceite hacia el pozo productor, parte de la matriz y parte de la fractura, y aunque sí se produce agua pero en menor cantidad.

La finalidad de inyectar gas miscible al yacimiento es modificar las propiedades de flujo del aceite, la inyección de gas provoca una reducción en los valores de viscosidad y densidad, ocasionando que este tenga una mejor fluidez hacia el pozo productor.

Este beneficio se observa mejor, como ya se ha mencionado, en yacimientos donde los valores de permeabilidad son más cercanos uno del otro, debido a que en este tipo de yacimientos el gas, a pesar de tener una mejor movilidad que el aceite, tiene tiempo suficiente para entrar en el sistema matricial, donde se hace miscible parcial o totalmente en el aceite con el que entra en contacto, generando beneficios tanto en matriz como en fractura, el gas que no logra miscibilizarse en el aceite, debido a su movilidad, llega mucho más rápido al pozo productor ocasionando que la producción de gas aumente y la producción de aceite no sea óptima.

Cuando se habla de un yacimiento carbonatado, donde el contraste entre las propiedades de flujo y matriz y fractura no es muy contrastante, el mejor método de recuperación será el mejorado por inyección de gas, esto se observa en las figuras 5.1 y 5.2 ya que en comparación con el método de recuperación secundaria el gasto obtenido de agua será mucho menor debido a que las rocas carbonatadas son mojables al aceite y no al agua, por lo que el agua, a pesar de que provoca un empuje de aceite hacia el pozo productor, deja un gran rastro de aceite detrás de ella, mientras que el gas, al modificar las propiedades de flujo, ocasiona que exista una mejor movilidad del aceite hacia el pozo productor, por lo que el gasto recuperado de aceite es mayor, con apoyo del agua inyectada posteriormente.

A continuación, se muestran los gastos acumulados de aceite para los tres escenarios propuestos bajo los tres métodos de producción.

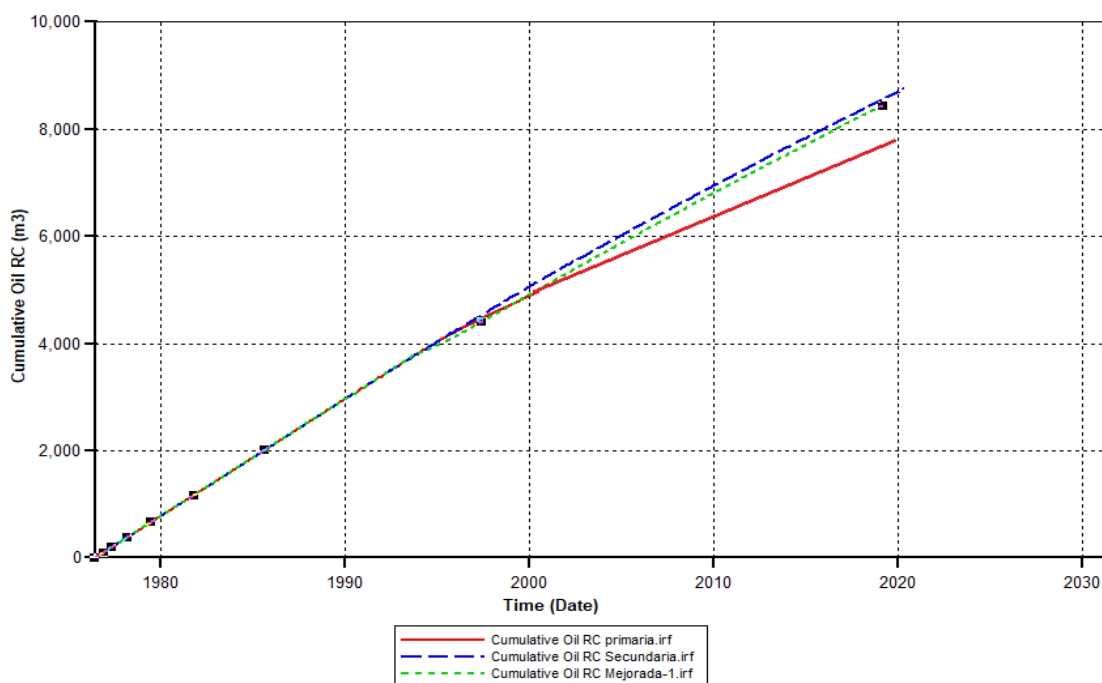


Figura 5.7 Producción acumulada de aceite vs. Tiempo. Primer escenario

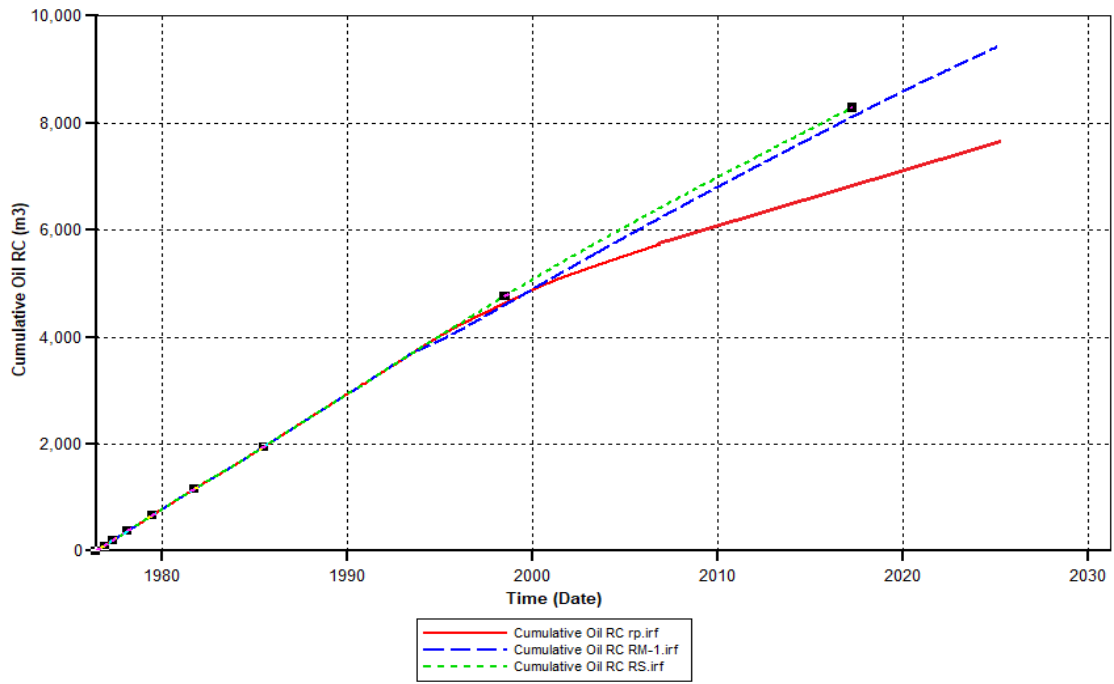


Figura 5.8 Producción acumulada de aceite vs. Tiempo. Segundo escenario

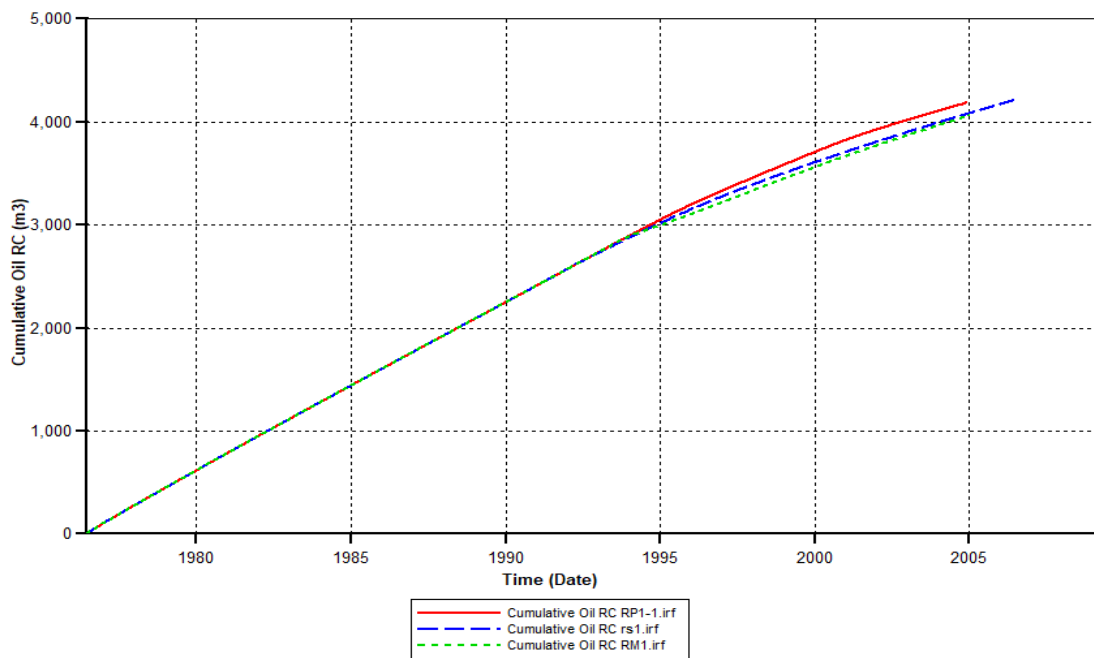


Figura 5.9 Producción acumulada de aceite vs. Tiempo. Segundo escenario

La figura 5.7 y 5.8 muestran el gasto acumulado para el primer y segundo escenario, respectivamente, en estas se muestran que los métodos de recuperación secundaria y mejorada son superiores a la primaria, se debe tomar en cuenta que el gasto de aceite obtenido por recuperación secundaria es ligeramente superior en ambos casos en comparación con el gasto obtenido por recuperación mejorada se debe de recordar que el gasto obtenido de agua es mucho mayor que en recuperación mejorada.

La figura 5.9 muestra el gasto acumulado de aceite concerniente al tercer escenario propuesto, en esta se aprecia que el mejor método de producción, para un yacimiento naturalmente fracturado es el primario.

De las gráficas también podemos concluir que el proceso de explotación es muy sensible a las condiciones de flujo, una extracción de aceite alta generará mayores canalizaciones que iniciarán directamente en el factor de recuperación final de hidrocarburos.

Conclusiones y Recomendaciones

1. Es necesario realizar una correcta caracterización estática y dinámica del yacimiento a producir para que se logre elegir el método y administración de recuperación más óptimo.
2. Es recomendable, antes de arrancar un proyecto, realizar un análisis costo-beneficio de las diferentes alternativas de explotación, este ayudará a elegir el método de recuperación que más convenga, además de optimizar el momento de utilizar estos procesos para que tengan una mayor rentabilidad.
3. Debe tomarse en cuenta de que el beneficio de la producción de aceite obtenido por el método de recuperación mejorada, no se tendrá inmediatamente, sino que esta se presentará a largo plazo; este incremento, en los beneficios de producción, se puede incrementar sí tiene un control adecuado en el monitoreo y producción de hidrocarburos.
4. La recuperación de aceite se tendrá en valores óptimos de producción sí el valor de las permeabilidades de fractura y matriz, no son muy alejadas una de la otra, debido a que el desplazamiento del aceite se realizará en un movimiento más asemejado al tipo pistón ya que se tendrá un yacimiento casi homogéneo.
5. La industria petrolera es costosa por lo que la simulación numérica de yacimientos es esencial para plantear una correcta explotación; existe la posibilidad de que el yacimiento a trabajar requiera, desde una etapa temprana de su producción, algún método de recuperación secundaria o mejorada.
6. El simulador CMG es una gran herramienta de apoyo para la simulación de yacimientos debido a que permite trabajar con los parámetros del fluido y roca, obtenidos de pruebas de laboratorio, y predecir el comportamiento de este

mientras es explotado por algún método de recuperación, así como hacer ejercicios de sensibilidad a parámetros que puedan tener incertidumbre en las condiciones de operación del yacimiento.

7. Adicionalmente el uso de simuladores numéricos, permite que los profesionistas se sensibilicen sobre el comportamiento de yacimientos, propiedades que más inciden en la recuperación, sensibilidad a resultados de laboratorio, etc.

Bibliografía

1. Archie G., 1952. Clasificación de yacimientos carbonatados y consideraciones petrofísicas, Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., v. 36, (№ 23) pp. 278–298.
2. Bagrintseva, K., 2015, Carbonate Reservoir Rocks, Ed. Wiley, EUA, 337 p.
3. Braithwaite, C., 2005, Carbonate sediments and rocks: A manual for earth scientist and engineers, Ed. Whittles Publishing, Escocia, Reino Unido, 164 p.
4. Bjoelykke, K., 2010, Geociencia del petróleo desde ambientes sedimentarios hasta física de las rocas, Ed. Springer, EUA, 518 p.
5. Chilingarian, G.V., Carbonate Reservoir Characterization: a geologic-engineering analysis, part 1, Developments in Petroleum Science 30.
6. Braithwaite, C., 2005, Sedimentos carbonatados y rocas: Un manual para los científicos e ingenieros de la tierra, Ed. Whittles Publishing, Escocia, Reino Unido, 164 p.
7. Cardenas 2008
8. Chilingarian, G.V., Caracterización de yacimientos carbonatados: un análisis de ingeniería geológica, parte 1, desarrollos en la ciencia del petróleo 30
9. Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNH, 2012, El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada, IOR-EOR, 123 p.
10. Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNH, indicadores de interés.
11. Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNIH, Producción.
12. Danesh A. 1998, PVT y comportamiento de fase de fluidos petroleros del yacimiento, ed. ELSEVIER, 388 P.
13. Donaldson E., Chilingarian G., Fu Yen T., 1968, Recuperación Mejorada de aceite, II procesos y operaciones, Ed. Elsevier, Amsterdam-Oxford-Nueva York-Tokyo, 604 p.
14. Escobar F., Fundamentos de ingeniería de yacimientos, Ed. Universidad Surcolombiana, primera ed., Colombia, 331 p.

13. Evaluación de las reservas de hidrocarburos, 1 de enero 2016; Pemex Exploración y Producción, 2016.
14. F., Jerry Lucia, 2007, Caracterización y aprovechamiento integral de yacimientos carbonatados: 2da edición, Ed. Springer, EUA, 342 p.
15. Flügel, E., 2010, Microfacies de rocas carbonatadas: Análisis, interpretación y aplicación: 2da edición, Ed. Springer, EUA, 901 p.
16. Garaicochea F., Bashbush J., 1984, Apuntes de comportamiento de los yacimientos, División de ingeniería de ciencias de la tierra, depto. De explotación del petróleo, México, 246 p.
17. Green Don W.y Willhite G. Paul; Recuperación mejorada de aceite, SPE Textbook Series Vol. 6, 1998.
18. Karol G, El economista, abril 24, 2017.
19. Pemex: Exploración y Producción, PEP, 2010, Diseño e implementación de procesos de recuperación adicional en PEP, 177 p
20. Rodríguez R., 1987. Principios de mecánica de yacimientos, División de ingeniería de ciencias de la tierra, depto. De explotación del petróleo, México, 120 p.
21. Schlumberger; Yacimientos carbonatados, enfrentando sus desafíos singulares para maximizar la recuperación; 2008; 1 – 14
22. Secretaría de Energía, SENER, Producción de crudo anual.
23. Wayne, M., 2008, Geología de yacimientos carbonatados: La identificación, descripción y caracterización de yacimientos de hidrocarburo de rocas carbonatadas, Ed. Wiley, EUA, 297 p.
24. William A. literatura del estudio de la mojabilidad - Parte 2: mediciones de la mojabilidad, SPE, 1246 – 1262 p.
25. Yatte F, Muñoz S, 2011, Una Nueva Mirada A La Combustión In-Situ: Tratando De Romper Un Viejo Paradigma, Revista Fuentes: El Reventón Energético Vol. 9 N° 1 de 2011 - Ene/Jun - pp 41/56.

26. Zhang D, Liu S, Puerto M, Miller C, Hirasaki G, Alteración de la mojabilidad e imbibición espontánea en formaciones carbonatadas mojables al aceite, diario de ciencia e ingeniería del petróleo, 52 (2006) 213–226.