

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN QUÍMICA APLICADA



**ESTADO DEL ARTE DE LA RECUPERACIÓN DE PETROLEO:
INYECCIÓN DE POLÍMEROS COMO NUEVA PERSPECTIVA**

CASO DE ESTUDIO

PRESENTADO COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL DIPLOMA DE:

ESPECIALIZACIÓN EN QUÍMICA APLICADA

OPCIÓN: Ingeniería de Procesos de Polimerización

PRESENTA:

JOSELINE GUADALUPE TORRES MARTINEZ

SALTILLO, COAHUILA

AGOSTO 2023

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN QUÍMICA APLICADA



**ESTADO DEL ARTE DE LA RECUPERACIÓN DE PETROLEO:
INYECCIÓN DE POLÍMEROS COMO NUEVA PERSPECTIVA**

CASO DE ESTUDIO

PRESENTADO COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL DIPLOMA DE:

ESPECIALIZACIÓN EN QUÍMICA APLICADA

OPCIÓN: Ingeniería de Procesos de Polimerización

PRESENTA:

JOSELINE GUADALUPE TORRES MARTINEZ

ASESOR:

DR. CLAUDE ST THOMAS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN QUÍMICA APLICADA



ESTADO DEL ARTE DE LA RECUPERACIÓN DE PETROLEO:
INYECCIÓN DE POLÍMEROS COMO NUEVA PERSPECTIVA

CASO DE ESTUDIO

PRESENTADO COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL DIPLOMA DE:

ESPECIALIZACIÓN EN QUÍMICA APLICADA

OPCIÓN: Ingeniería de Procesos de Polimerización

PRESENTA:

JOSELINE GUADALUPE TORRES MARTINEZ

EVALUADORES

DR. GRISELDA CASTRUITA
DE LEÓN

DR. ENRIQUE JAVIER
JIMÉNEZ REGALADO

AGRADECIMIENTOS

Al término de este trabajo, quiero agradecer a aquellas personas que hicieron posible esta revisión bibliográfica y que de alguna u otra manera han estado conmigo durante mi trayectoria profesional.

En primer lugar, quiero agradecer a mis padres Jesús Torres y Adriana Martínez por el apoyo incondicional que día con día me brinda y que hasta el día de hoy confían y respetan mis decisiones. Han sido un gran apoyo en este recorrido profesional y en la vida diaria.

También me gustaría agradecer a mis abuelos y a mi hermanito que de igual manera me brindan su apoyo y palabras de aliento para que yo continúe en el camino que yo deseo.

Agradezco igual a CONAHCYT por apoyarme económicamente para poder seguir realizando mis estudios profesionales.

Y por último, agradezco a mi asesor el Dr. Claude, quien con su experiencia, conocimiento y motivación me ha orientado durante mi desarrollo profesional.

Índice

Introducción	1
Objetivos	3
Justificación	3
Capitulo I. Generalidades	4
1.1 Petróleo, Composición y Clasificación.....	4
1.2 Producción de petróleo en el mundo	10
1.3 Producción y reservas de petróleo en México	12
1.3.1 Producción de petróleo	12
1.3.2 Reservas de petróleo	15
1.4 Métodos de recuperación	17
1.4.1 Recuperación primaria	19
1.4.2 Recuperación secundaria	21
1.4.3 Recuperación mejorada	22
Capitulo II. Recuperación mejorada de petróleo	25
2.1 Panorama de la recuperación mejorada de petróleo.....	25
2.2 Principales métodos de recuperación mejorada.....	31
2.2.1 Métodos térmicos.....	32
2.2.2 Métodos químicos	35
2.2.3 Métodos miscibles	41
Capitulo III. Estado del arte	43
3.1 Recuperación mejorada de petróleo mediante inyección de polímeros.....	43
3.2 Polímeros sintéticos empleados para recuperación mejorada de petróleo.....	47
3.2.1 Polímeros Hidrosolubles Asociativos	50

3.2.2	Parámetros para la aplicación de polímeros en la EOR....	53
4.	Áreas de oportunidad	57
5.	Conclusiones	58
6.	Recomendaciones	59
7.	Referencias	60

Índice de figuras

Figura 1. Consumo energético mundial del 2020.....	5
Figura 2. Estructuras químicas de los compuestos orgánicos presentes en el petróleo.....	6
Figura 3. Movilidad de crudos en función de su gravedad API..	10
Figura 4. Producción de petróleo en el mundo 2021.....	12
Figura 5. Distribución de reservas en México.....	13
Figura 6. Probabilidad de recuperación de las reservas de hidrocarburos.....	16
Figura 7. Clasificación típica de los métodos de recuperación	18
Figura 8. Clasificación de métodos EOR.....	23
Figura 9. Volumen remanente en México.....	26
Figura 10. Sistema petrolero.....	27
Figura 11. Sistema de las rocas carbonatadas.....	29
Figura 12. Sistemas de las rocas siliciclásticos.....	30
Figura 13. Distribución yacimientos de acuerdo al tipo de roca en México.....	31
Figura 14. Diagrama de inyección de agua caliente.....	33
Figura 15. Diagrama de inyección cíclica de vapor.....	34
Figura 16. Proceso de inyección de métodos químicos.....	36

Figura 17. Estructura química de la poliacrilamida (PAM)	37
Figura 18. Estructura química de la goma xantan.....	38
Figura 19. Proceso de inyección de polímeros.....	39
Figura 20. Movilización de petróleo mediante el método EOR con inyección de polímeros.....	44
Figura 21. Movilidad del petróleo durante la aplicación de inyección de polímeros.....	46
Figura 22. Poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM)	49
Figura 23. Asociaciones intra e inter moleculares.....	51
Figura 24. Clasificación de PHA.....	51

Índice de tablas

Tabla 1. Clasificación de hidrocarburos, factor KUOP.....	9
Tabla 2. Clasificación del petróleo de acuerdo a la gravedad API	9
Tabla 3. Descubrimientos de pozos petroleros 2021.....	14
Tabla 4. Reservas de hidrocarburos por categoría.....	17
Tabla 5. Mecanismos de producción primaria.....	20
Tabla 6. Tipos de inyección en la recuperación secundaria....	22

Introducción

Con la creciente demanda de combustibles fósiles la producción de petróleo se encuentra en una etapa de declive, puesto que, el petróleo representa una tercera parte de la cantidad requerida para satisfacer el consumo energético global. Se ha pronosticado que la producción y uso de petróleo se mantendrá como la principal fuente de energía durante los próximos 15 años.

Debido a la necesidad de incrementar la producción de petróleo, ha surgido gran interés de implementar nuevos métodos para obtener la mayor cantidad de petróleo al momento de su extracción de los yacimientos. La extracción de petróleo se da en 3 principales etapas, dos de estas están definidas como "Métodos de Extracción Convencionales", los cuales involucran a la "Recuperación Primaria", en la cual se extrae el petróleo por la presión misma del yacimiento. Posterior a esta etapa surge la "Recuperación Secundaria", la cual consiste en la inyección de agua caliente para continuar removiendo el petróleo existente. Con los métodos convencionales, se ha reportado que únicamente se extrae un 20 - 40 % (aproximadamente) del petróleo en sitio. Después del uso de estos métodos, los expertos han estimado que aún se encuentran grandes cantidades de petróleo por remover (60 - 80 %, aproximadamente). Por lo tanto, la exploración y aplicación de la "Recuperación Terciaria" mejor conocida como "Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR, Enhanced Oil Recovery por sus siglas en inglés)", representa una excelente alternativa para incrementar la extracción y producción de petróleo. Los métodos EOR, se basan en inyectar soluciones inherentes al yacimiento las cuales permitan remover el petróleo en sitio. Con la aplicación de estos métodos se han reportado recuperaciones del 5 - 30 % de petróleo.

Para el caso de México en donde la producción de petróleo se encuentra en declive desde hace tiempo, la implementación de una estrategia mediante la aplicación del método EOR podría conseguir volúmenes importantes de producción adicional y entre los yacimientos que se podrían explotar se encuentran Cantarell y Ku Maloob Zaap, los cuales cuentan con la mayor cantidad de reservas por extraer. Los procesos EOR que se podrían implementar son los siguientes: procesos térmicos (inyección de vapor, combustión "in-situ", entre otros), procesos químicos (inyección de surfactantes, polímeros y álcalis) y procesos miscibles (espumas y gases inertes), entre otros.

Es de gran importancia conocer los procesos y retos involucrados en la extracción de petróleo para así poder realizar un análisis detallado sobre las posibles implementaciones de una mejora en la recuperación de petróleo considerando el tipo de hidrocarburo que se tiene en México (ligero, mediano, pesado y extra pesado) así como también las condiciones geológicas del yacimiento con las que se cuenta en el país. Con dicha información, se encontró que una de las aplicaciones convenientes a aplicar es la inyección de productos químicos específicamente los polímeros debido a sus características físico-químicas y a la perspectiva de recuperación que se ha reportado.

Objetivos

- Presentar el estado actual del proceso de recuperación de petróleo y la producción de petróleo.
- Examinar las dificultades y razones del declive de la producción de petróleo a nivel mundial
- Enumerar las diferentes etapas de extracción y las principales tecnologías utilizadas para mejorar la recuperación de petróleo.
- Investigar la posibilidad de utilizar estas nuevas tecnologías en los reservorios petroleros de México.

Justificación

A pesar de la disminución en la producción de petróleo en los últimos años, este sigue siendo la principal fuente de energía a nivel mundial. Por lo tanto, el interés para encontrar nuevas tecnologías capaces de incrementar y mejorar el proceso de recuperación de petróleo es hoy en día un reto muy importante para la comunidad científica. Entonces, conocer el panorama global de los reservorios y las técnicas utilizadas en la recuperación de petróleo puede facilitar el desarrollo de nuevas tecnologías en el proceso de extracción del petróleo.

Capitulo I. Generalidades

1.1 Petróleo, Composición y Clasificación

El petróleo es un líquido viscoso de color verde, amarillo, marrón o negro, dependiendo del contenido químico. Es una mezcla con una estructura química compleja, formada principalmente por átomos de carbono e hidrogeno en cantidades variables. Asimismo, en su estructura química coexisten cantidades de heteroátomos (nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales) de distinta composición química que le brindan características específicas. [1]

El petróleo es considerado como la principal fuente de energía, y la materia prima más importante objeto de comercio entre los países. Más de la mitad de la energía que mantiene en actividad a la civilización proviene de esta fuente energética. [1]

Desde hace décadas y hasta hoy en día, el petróleo es considerado como la fuente energética más importante a nivel mundial. Como se puede observar en la Figura 1, el consumo energético de esta fuente no renovable (petróleo) a nivel mundial en 2020 fue del 31%, presentándose un decrecimiento de -9.3 % debido a la contingencia provocada por la pandemia COVID-19.

A partir de la reactivación económica, se espera un incremento en el uso de petróleo en los próximos años para mantener las necesidades energéticas del mundo. En cuanto al consumo de otras energías como; carbón, gas, hidroeléctricas, renovables y nucleares, el consumo se encuentra entre el 27% y el 4%.

Algunas de estas energías, tales como las renovables y la hidroeléctrica tuvieron un aumento de consumo, debido a la caída de las fuentes no renovables.

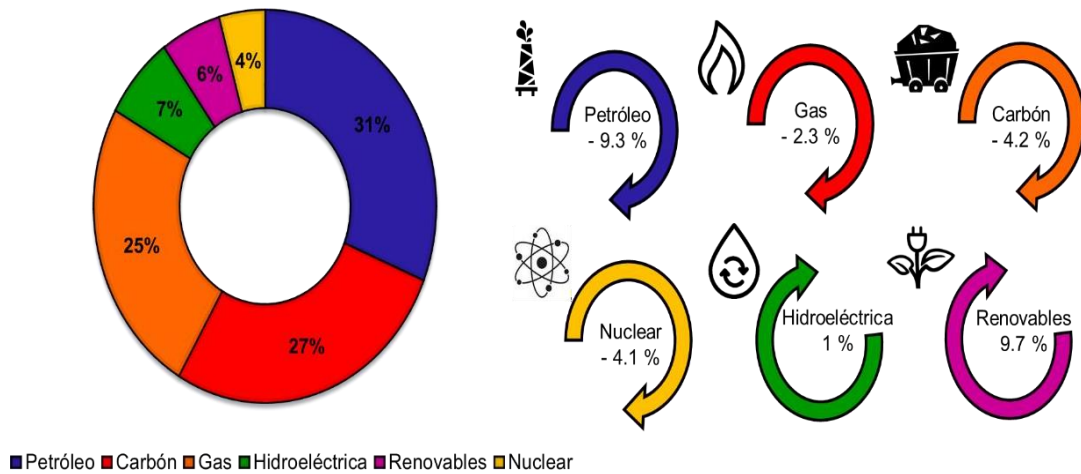


Figura 1. Consumo energético mundial del 2020 [2]

Se ha reportado que el consumo energético del petróleo en 2017 fue de casi 4 billones de toneladas equivalentes y se espera que para el año 2040 se alcancen casi los 5 billones de toneladas equivalentes, mientras que, el consumo de otras fuentes de energía (gas, carbón, nuclear, hidroeléctricas y renovables), se encuentra entre 1 y 3 billones de toneladas equivalentes. [3]

Las propiedades físicas y químicas de cualquier tipo de hidrocarburo dependen no sólo de la cantidad de átomos de carbono en la estructura química, sino también de la naturaleza de los enlaces químicos entre ellos. Los átomos de carbono se unen fácilmente entre sí (con hidrógeno y heteroátomos) en diferentes formas (enlaces simples, dobles y triples) para formar diferentes clases de hidrocarburos [4]. Por ejemplo, cuando la estructura química de las cadenas de carbono del hidrocarburo se encuentran en cadenas rectas sin presentar ramificación, dichos compuestos son conocidos como parafina mientras que si se presenta alguna ramificación en su estructura el compuesto resultante se considera una isoparafina. Por otra parte, si al interior de la estructura se presentan dobles enlaces entre los átomos de carbono, se obtienen las olefinas, mientras que la formación de ciclos de

carbono constituye a los naftenos. Finalmente, cuando estos ciclos presentan enlaces dobles alternos, se trata de compuestos aromáticos, tal como se ilustra en la Figura 2. [4], [5]

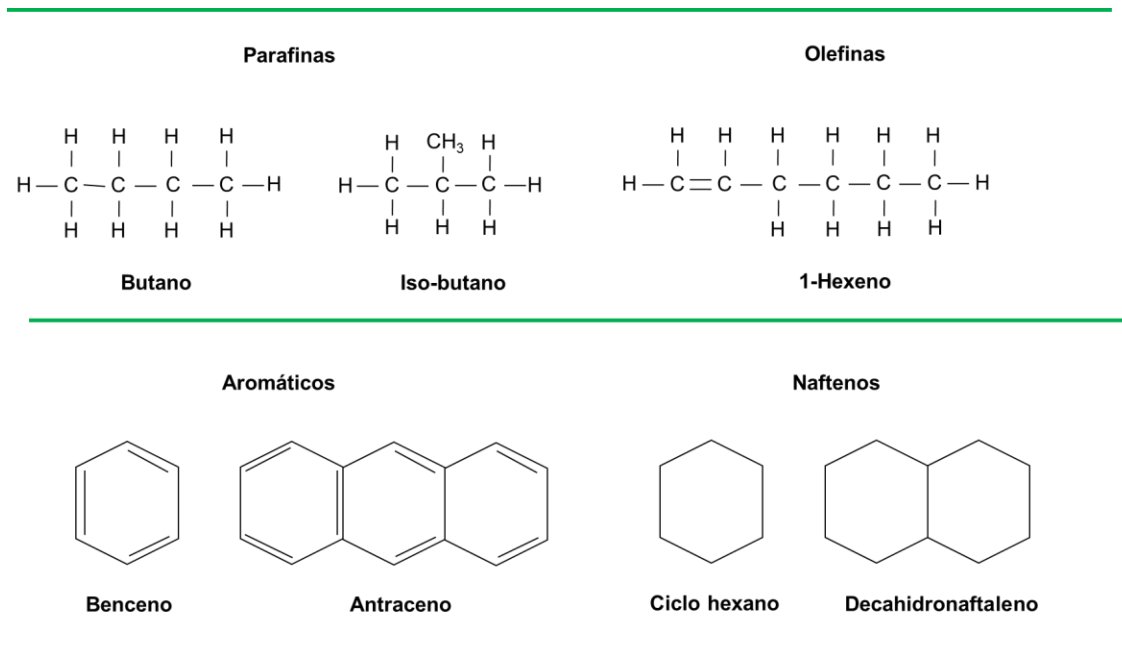


Figura 2. Estructuras químicas de los compuestos orgánicos presentes en el petróleo [6]

La parafina, los aromáticos y los naftenos son componentes naturales del petróleo. En general, los componentes aromáticos tienen mayor proporción de carbono-hidrógeno (C/H) que los naftenos. Por su parte, los naftenos tienen mayor proporción de C/H que las parafinas. Cuánto más pesado (más denso) es el petróleo, más alta es su proporción de C/H y las estructuras se vuelven demasiado complejas y difíciles de identificar [6]. Un ejemplo de esto son los asfaltenos, los cuales son pequeñas partículas finas que se encuentran suspendidas coloidalmente en el petróleo y son considerados como los compuestos de menor valor económico debido a que la presencia y la cantidad de estas partículas provocan la disminución en la movilidad de flujo, lo que presenta dificultades al momento de transportar y procesar el

petróleo. [5]

Se puede decir que el petróleo está constituido de un gran número de compuestos químicos y se identifican por su volatilidad, es decir, por su temperatura de ebullición. Conforme se calienta el petróleo este se empieza a fraccionar en compuestos ligeros (parafinas de bajos pesos moleculares) y pesados (aromáticos y naftenos).

Debido a la gran variedad de composiciones químicas del petróleo, resulta difícil poder clasificarlos. Pero normalmente se utilizan sistemas basados en una inspección superficial que incluye alguna propiedad física como: densidad, gravedad API, contenido de azufre, temperatura de ebullición, índice de viscosidad, etc. [7]

Entre las técnicas más utilizadas para caracterizar el petróleo se puede considerar su naturaleza química y gravedad API. La primera clasificación se basa en el factor de caracterización K_{uop} (Factor Universal Oil Product) cuyo valor representa la cantidad relativa de hidrocarburos de acuerdo a lo siguientes valores:

- Parafínicos ($K_{uop}=13$): Su componente principal son las cadenas parafínicas lineales o ramificadas (min 75 %). Tienen baja densidad (0.75-0.85 g/ml). Proporcionan una mayor cantidad de naftalenos y lubricantes. [7], [8]
- Mixtos ($K_{uop}=12$): Posee características de los hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos. [7], [8]
- Nafténicos ($K_{uop}= 11$): Sus componentes principales son los naftenos (mín.75%) y los hidrocarburos aromáticos, presentan elevada densidad (0.95 g/ml). Producen poca nafta y abundante combustóleo quedando asfalto como residuo. [7], [8]

- Aromáticos ($K_{uop} = 10$): Contiene hidrocarburos aromáticos (no saturados) con una o varias cadenas laterales, son compuestos cuyas moléculas están formadas por una o más estructuras de anillos estables. Presentan densidad muy elevada, índice de viscosidad muy bajo y se emulsionan fácilmente en agua. [7], [8]

Para la determinación del factor K_{uop} , se parte de que la densidad de los hidrocarburos está ligada a la relación de C/H y al carácter químico de los enlaces, mientras que, el punto de ebullición está relacionado con el número de átomos de carbono. Como el petróleo es una mezcla compleja de hidrocarburos, no presenta una temperatura de ebullición bien definida. Por lo tanto, para la estimación de la temperatura media de ebullición (T_{me}) se utiliza la curva de destilación conocida como Temperatura de Ebullición Real o TBP (True Boiling Point). El factor de caracterización, se calcula utilizando la ecuación (1). [8]

$$K_{UOP} = \frac{\sqrt[3]{1.8 + T_{me}}}{sg} \quad (\text{Ec.1})$$

Donde:

T_{me} = Temperatura media de ebullición en grados Kelvin (K).
El cálculo de la T_{me} se realiza obteniendo el promedio de las diferentes temperaturas de ebullición (10, 30, 50, 70 y 90 °C)

Sg = Gravedad específica a 60 °F

Con el valor del factor K_{uop} , se clasifican a los hidrocarburos por su naturaleza química de acuerdo a los valores indicados en la Tabla 1.

Tabla 1. Clasificación de hidrocarburos, factor KUOP [8]

K_{uop}	Tipo de hidrocarburo
13	Parafínico
12	Mixto
11	Nafténico
10	Aromático

Otra clasificación del petróleo está basada en la obtención de la gravedad API (American Petroleum Institute) la cual está definida por la ecuación (2). [8]

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{sg} - 131.5 \quad (\text{Ec.2})$$

Donde:

Sg= Gravedad específica a 60 °F

Con el valor obtenido de gravedad API y con la Tabla 2, se logra identificar y clasificar el tipo de petróleo.

Tabla 2. Clasificación del petróleo de acuerdo a la gravedad API [9]

Petróleo	Densidad (g/cm ³)	Gravedad API
Extrapesado	> 1.0	10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Medio	0.92 - 0.87	22.3 - 31.3
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

Se observa que existen petróleos de carácter extrapesado, pesado, medio, ligero y superligero. En la Figura 3, las imágenes del lado izquierdo corresponden a petróleos extrapesados y pesados, se

logra observar que presentan poca movilidad al momento de fluir a comparación de los petróleos del lado derecho (medianos, ligeros y superligeros), los cuales presentan una mayor movilidad.



Figura 3. Movilidad de crudos en función de su gravedad API

1.2 Producción de petróleo en el mundo

El desarrollo económico del mundo está ampliamente ligado a la industria petrolera la cual desempeña un rol importante debido a que representa la principal fuente energética a nivel mundial. Desde el inicio de la era industrial y hasta hoy en día, el consumo energético mundial depende del petróleo, gas y carbón, respectivamente. Estas 3 fuentes energéticas derivadas de recursos fósiles han predominado en el consumo energético a pesar del desarrollo de la energía nuclear, hidroeléctrica y otras fuentes de energías como renovables o sustentables. La suma de las tres fuentes de energías fósiles cubren el 83 % del consumo energético del planeta, como se observó en la Figura 1. Por su parte, el desarrollo de otras fuentes de energías solo cubren el 17 % de la necesidad energética del mundo. [10]

Debido al crecimiento económico que los países presentan año con

año, se genera un aumento en el consumo energético. Por dicha razón, el petróleo y sus derivados seguirán presentes en los proyectos futuros para la generación de energía. Además, dichas fuentes son necesarias para las industrias petroquímicas, farmacéuticas, etc. Debido a los insumos que requieren dichas industria que son principalmente derivados del petróleo. [10]

La principal característica del petróleo y sus derivados, como fuente de energía, es que son líquidos que presentan un alto contenido energético, lo que les da una conveniencia para su uso como combustibles a comparación de otras fuentes de energía que principalmente son utilizadas para la generación eléctrica, industrial y uso residencial.[10]

En la Figura 4 se muestra la producción de petróleo que se generó en el año 2021 a nivel mundial. Se puede observar que Estados Unidos de América (USA por sus siglas en inglés) es el mayor productor con 694 Mt (millones de toneladas) de petróleo. Dicha producción representa un 17 % de la producción mundial. Después de los USA, el segundo productor de petróleo es Rusia con 523 Mt y por debajo de se encuentra Arabia Saudita con 516 Mt el cual representa un 1.5 % por debajo de Rusia. Dentro de los diez países con mayor producción de petróleo a nivel mundial, se encuentra México con una producción de 98 Mt.

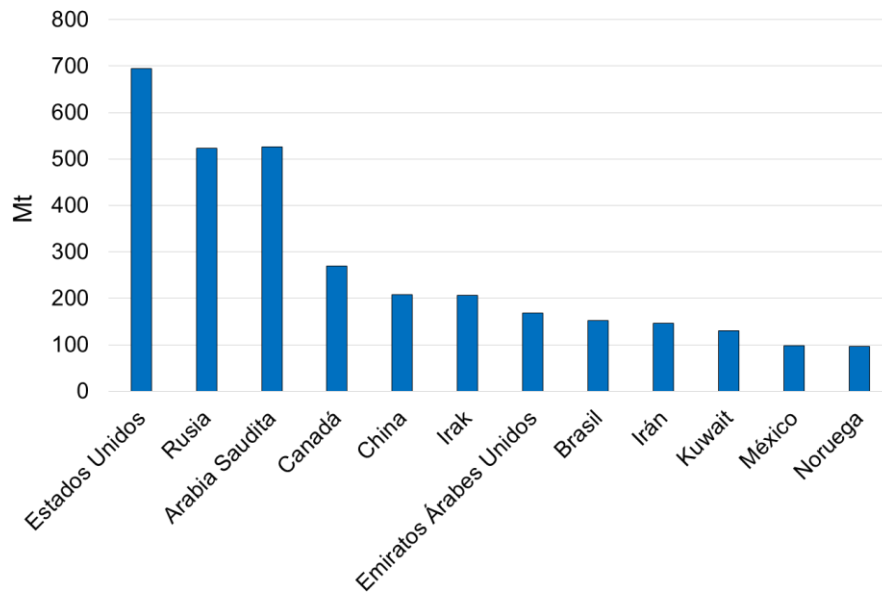


Figura 4. Producción de petróleo en el mundo 2021 [11]

1.3 Producción y reservas de petróleo en México

1.3.1 Producción de petróleo

En el caso de México, los campos petroleros (área superficial en donde existen un determinado número de pozos) se encuentran divididos en dos categorías:

- **Terrestres:** son campos que se encuentran bajo la superficie terrestre a cientos o miles de metros de profundidad.
- **Marinos (costa fuera u offshore):** Son campos que se encuentran bajo la superficie marina a cientos o miles de metros de profundidad. Asimismo, estos campos se subclasifican en: 1) aguas someras las cuales tienen una profundidad de decenas hasta 500 m (distancia entre la superficie y el lecho marino) y 2) aguas profundas en donde la profundidad es de 500 m hasta 1500 m.[12]

En la Figura 5, se ilustran dichas categorías, en donde la parte

de color azul, corresponde a las áreas terrestres y la parte de color naranja y rosa corresponde a zonas marinas (mares y océanos).

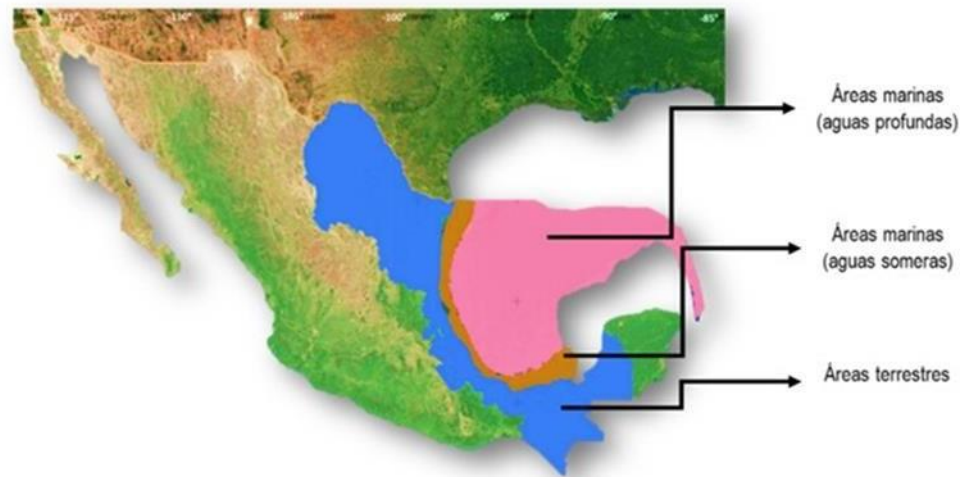


Figura 5. Distribución de reservas en México [13]

Tanto en las zonas terrestres como en las zonas marinas (principalmente aguas someras), la industria petrolera de México ha dedicado gran recurso para realizar la prospección, exploración y perforación de yacimientos (unidad del subsuelo constituida por roca permeable que contiene petróleo, gas y agua, las cuales conforman un solo sistema) para satisfacer la demanda.

Considerando los reportes de la producción total de petróleo de México, la gran mayoría de petróleo extraído proviene (70 %) principalmente de las zonas marinas las cuales corresponden a los campos de aguas someras. [14]

Las cuencas con mayores aportaciones han sido, la cuenca del Sureste y la cuenca Tampico-Misantla. La cuenca del Sureste, está conformada por una porción terrestre y otra marina, la zona terrestre abarca el sur del Estado de Veracruz, el norte del Estado de Chiapas, casi todo el Estado de Tabasco y el extremo suroccidental del Estado de Campeche mientras que la zona marina, ocupa la zona del Golfo de México. Por su parte, la cuenca Tampico-

Misantla comprende desde el extremo sur del Estado de Tamaulipas hasta la parte central del Estado de Veracruz. [15]

Los yacimientos productores más importantes, se encuentran en la zona de Campeche, uno de ellos es Cantarell, el cual fue descubierto en 1976 y está constituido por los campos Nohoch, Chac, Akal, Kutz, Ixtoc, Ek y Sihil. Llegó a tener alrededor de 190 pozos (perforación para el proceso de búsqueda o producción de petróleo, gas natural o para proporcionar servicios relacionados con los mismos) y fue el segundo yacimiento más productivo de petróleo en el mundo en el 2003, desde su descubrimiento ha aportado más de 13,400 millones de barriles (mmb) y ha llegado a tener una producción de 850,000 barriles diarios (bd). Posteriormente, se encuentra Ku Maloob Zaap descubierto en 2002 y se encuentra en las costas de Tabasco y Campeche, está conformado por los campos Ku, Maloob, Zaap, Bacab y Lum. Cuenta con 32 ductos, 28 plataformas marinas y más de 80 pozos, la producción más alta (375,000 bd) se obtuvo en 2010. [5] Actualmente, la producción de petróleo en dichos yacimiento (Cantarell y Ku Maloob Zaap) se encuentran en declive. Sin embargo, para el año 2020-2021 se han descubierto nuevos campos los cuales se muestran en la Tabla 3. [14]

Tabla 3. Descubrimientos de pozos petroleros 2021 [14]

Campo	Pozo	Tipo de fluido	Gravedad API
Ixachi	Ixachi-2001	Gas y condensado	42
Terra	Terra-101	Petróleo Volátil	46
Quesqui	Quesquil y 1DL	Gas y condensado	43.8
Itta	Itta-1	Petróleo	32.9
Tlamatini	Tlamatini-1	Petróleo	27.5
Paki	Paki-1	Petróleo	26.3

El pozo Ixachi-2001, está ubicado en la Cuenca de Veracruz, el cual presenta volúmenes de gas y condensado de 42° API. Los pozos

Paki-1 EXP, Tlamatini-1, Quesqui-1, Quesqui-1 DL, Pozo Itta-1 y Terra-101, se encuentran ubicados en aguas someras en las cuencas del Sureste en el estado de Tabasco, los cuales presentan aportaciones de volúmenes de petróleo, gas y condensado (fracción de petróleo extremadamente ligero).

De acuerdo a lo anterior, México cuenta con nuevos campos para ser explorados. Basado en la gravedad API, el petróleo contenido en estos campos petroleros puede ser clasificado como: medio, ligero y superligero. En este contexto, se espera que con estos descubrimientos la aportación petrolera de México aumente hasta alcanzar 702 mmb.

1.3.2 Reservas de petróleo

Como se ha mencionado anteriormente, el petróleo es la fuente de energía más importante para el desarrollo económico. Por lo tanto, es necesario planificar y cuantificar las cantidades de petróleo disponibles (presentes y futuras) con el objetivo de conocer la disponibilidad de petróleo para su actual y futura producción. Es por ello que, es necesario conocer que son las reservas de hidrocarburo las cuales se definen como volúmenes de petróleo, condensado, gas natural y líquidos de gas natural que en un determinado tiempo se espera sean recuperables, por medio de la planificación de proyectos de desarrollo considerando avances tecnológicos que permitan la exploración y extracción de hidrocarburos. Las reservas deben satisfacer tres criterios principales, estas deben de ser descubiertas, comerciales y remanentes. [13]

Las reservas se clasifican en 3 tipos:

- Probadas (1P): son reservas con cantidades de petróleo que de acuerdo con datos de geología e ingeniería, existe al

menos un 90 % de probabilidad que las cantidades a recuperar sean iguales o excedan el estimado.

- Probables (2P): son reservas no probadas que de acuerdo con la recopilación de datos del análisis de geología e ingeniería, dichas reservas son menos certeras que las reservas probadas, es decir, existe una probabilidad de al menos 50 % de que las cantidades a recuperar sean iguales o excedan el estimado.
- Posibles (3P): corresponden a las reservas que presentan una probabilidad hasta 10 % de que sean recuperables o bien que excedan el estimado.

En la figura 6, se muestra gráficamente la probabilidad de recuperación de las reservas 1P, 2P y 3P.

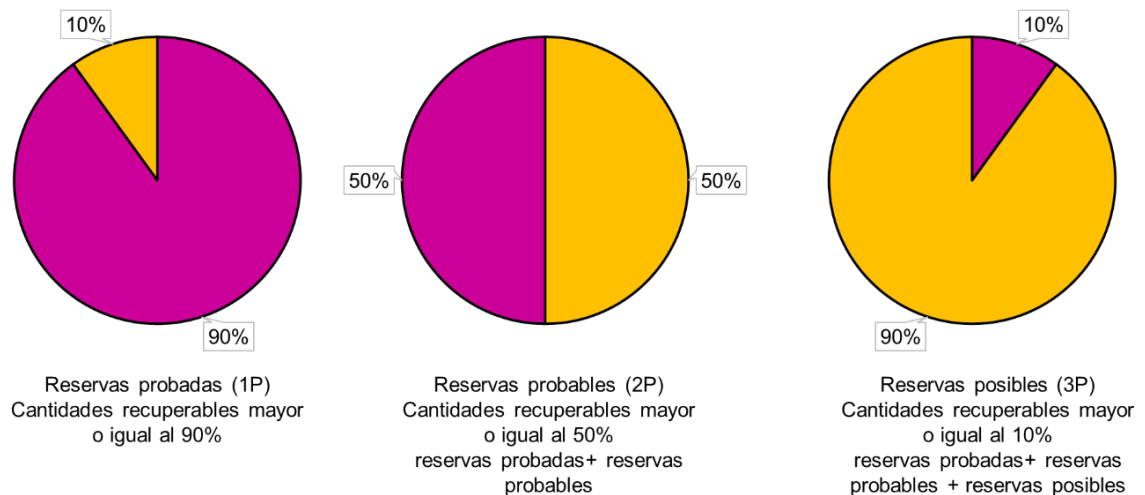


Figura 6. Probabilidad de recuperación de las reservas de hidrocarburos [13]

En México

Con la información proporcionada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), las cantidades de petróleo y de petróleo

crudo equivalente (PCE) para las reservas 1P, 2P y 3P al 1 de enero del 2021 de México se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4. Reservas de hidrocarburos por categoría [16]

Categoría	Petróleo (mmb)	PCE (mmb)
Total 1P	6,119.7	7,985.2
Total 2P	11,470.5	15,248.8
Total 3P	17,119.1	22,847.0

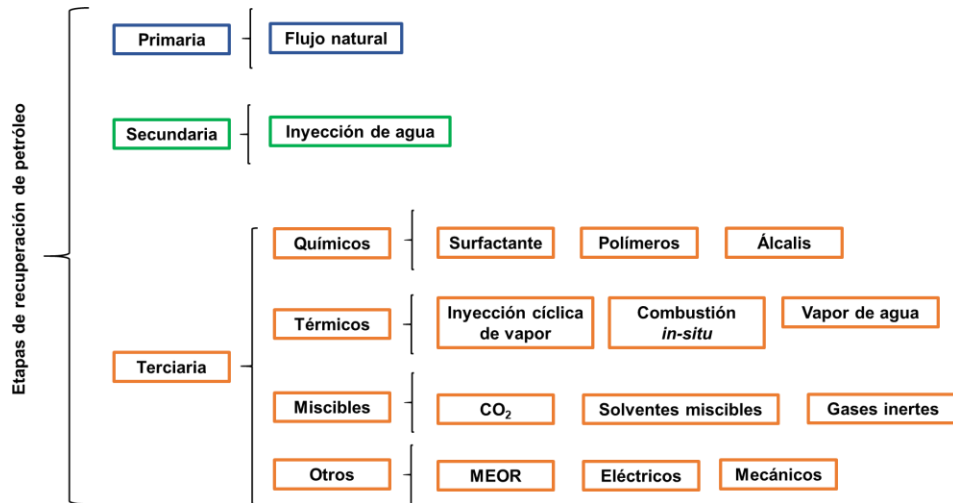
Los campos que contribuyen con aproximadamente el 70% de las reservas de petróleo 1P, 2P y 3P son los campos de aguas someras. Entre los más importantes se encuentran: Ayatsil, Maloob, Akal y Zaap, respectivamente. Estos campos son considerados como los principales y de mayores reservas probadas de petróleo de México.

De acuerdo a los datos reportados por la CNH, los volúmenes de petróleo de los campos de aguas someras y terrestres en función del tipo de reservas son los siguientes: Para las reservas 1P, 2P y 3P de los campos de aguas someras, los volúmenes de petróleo son de: 3,728.3, 6,059.8 y 8,865.2 mmb, respectivamente. En cuanto a las reservas 1P, 2P y 3P de los campos terrestres, los volúmenes de petróleo contribuyen con 855.6, 1,830.6 y 3,177.4 mmb, respectivamente. Para el caso del PCE, los volúmenes de petróleo de las reservas de tipo 1P, 2P y 3P de los campos de aguas someras contribuyen con volúmenes de 4,111.1, 6,913.7 y 9,688.9 mmb; mientras que para las reservas 1P, 2P y 3P de los campos terrestres los volúmenes de petróleo contribuyen con 1,403.0, 3,562.2, y 6,145.9 mmb, respectivamente. [16]

1.4 Métodos de recuperación

La extracción de petróleo se realiza mediante la perforación de pozos después del proceso de exploración. El proceso de extracción

se dividen en tres categorías: primaria, secundaria y terciaria [17], de esta última categoría se derivan sub-métodos los cuales se ilustran en la Figura 7.



MEOR, Microbial Enhanced Oil Recovery

Figura 7. Clasificación típica de los métodos de recuperación [18]

Como se puede observar en la Figura 7, existen diversos métodos para la recuperación de petróleo, y entre los más usados son: uso de flujo natural del pozo (recuperación primaria), inyección de agua (recuperación secundaria) y adición de químicos (recuperación terciaria). La selección del método apropiado para la extracción de petróleo dependerá de las características del yacimiento y del fluido (petróleo). [19]

Se ha reportado que generalmente, se extrae del 20 al 40 % de petróleo ocupando los métodos tradicionales (recuperación primaria y recuperación secundaria). Por lo tanto, quedan atrapados grandes volúmenes de petróleo por recuperar [20]. La principal razón de este débil porcentaje de extracción es porque la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria están limitados por dos factores importantes:

- El petróleo se queda atrapado en la roca porosa, por lo cual, este se queda concentrado como pequeños glóbulos discontinuos atrapados en la roca por fuerzas capilares.
- En ciertas partes del yacimiento en donde se inyecta el fluido de recuperación primaria o secundaria este no penetra debido a la baja permeabilidad de ciertas zonas, por lo cual, el fluido de inyección sigue caminos preferenciales (alta permeabilidad) y deja cantidades de petróleo sin remover.

1.4.1 Recuperación primaria

Durante la recuperación primaria, el petróleo se obtiene y migra naturalmente hacia los pozos productores por el efecto del gradiente de presión presente entre el fondo de los pozos y el seno del yacimiento, es decir, se emplea la energía natural del yacimiento. Puesto que, la presión del yacimiento es mayor que la presión contenida dentro del pozo. Al existir dicha diferencia, los fluidos se direccionan del yacimiento a los pozos y posteriormente a la superficie. Generalmente, en la mayoría de los yacimientos la presión es mayor que la presión hidrostática, lo que permite que el petróleo viaje o migre hacia la superficie utilizando únicamente la energía del yacimiento y conforme los fluidos del yacimiento se expanden, la presión tiende a bajar en forma descendente. [21]

En la aplicación del método de recuperación primaria, la movilización de los fluidos depende de tres tipos de fuerzas: viscosas, gravitacionales y capilares [22]. Por lo tanto, la eficiencia de desplazamiento depende de los mecanismos de empuje o de producción que presentan los yacimientos. En la Tabla 5 se presentan los mecanismos de producción más importantes. Dichos

mecanismos, tienen la peculiaridad de actuar simultáneamente o secuencialmente en el yacimiento. Esto dependerá de la composición de los fluidos contenidos y de las propiedades del sistema roca-fluido [19].

Tabla 5. Mecanismos de producción primaria [22]

Mecanismo	Características de la presión del yacimiento	Eficiencia
Expansión roca-fluidos	Declina rápido y continuamente	1-10 %
Empuje por gas disuelto	Declina rápido y continuamente	5-35 %
Empuje por casquete de gas	Declina lento y continuamente	20-40 %
Empuje por acuífero	Permanece alta y es sensible a la producción de aceite, gas y agua	35-80 %
Segregación gravitacional	Declina rápido y continuamente	40-80 %

Basando en los mecanismos de producción mostrados en la Tabla 5, el proceso más eficiente e importante es la segregación gravitacional, la cual se implementa en yacimientos con echado es decir con ángulo de inclinación que facilita la segregación del aceite y empuje acuífero. Este mecanismo consiste en que la expansión del agua desplaza al petróleo hacia la zona de pozos de producción. [19], [22]

El ciclo de la recuperación primaria tiene una duración variable pero es necesario que se efectúe, puesto que, en esta primera etapa de recuperación se puede recolectar información relevante sobre el comportamiento del yacimiento y de esta manera se puede generar una planificación de explotación posterior. [21]

La recuperación primaria llega al fin de su ciclo cuando la presión dentro del yacimiento es demasiado baja o cuando se generan grandes cantidades de otros fluidos como gas y agua, principalmente.

Aproximadamente, el porcentaje de recuperación de petróleo durante la recuperación primaria es del 10-20%. En este caso, existen aún grandes cantidades de petróleo por recuperar. Por lo tanto, se puede recurrir a la utilización de otros métodos, tales como: la "recuperación secundaria y/o terciaria". [21]

1.4.2 Recuperación secundaria

La recuperación secundaria tiene como objetivo remover el petróleo existente mediante la inyección de algún fluido inmisible de bajo costo (generalmente, se utiliza gas como CO₂ o N₂, agua y combinación agua-gas) dentro del yacimiento para mantener el gradiente de presión para que así el petróleo siga desplazándose a los pozos productores. Dicho método, se usa con la finalidad de remplazar de forma total o parcial el mecanismo de recuperación primaria. [23]

La recuperación secundaria, se basa en mantener la presión del yacimiento o que ésta se encuentre dentro de las condiciones necesarias que permitan el desplazamiento de los hidrocarburos. Con el uso de la recuperación secundaria, se extrae aproximadamente el 20-40 % del total del yacimiento. [22]

El método más utilizado es la inyección de agua el cual consiste en inyectar agua en la zona de inyección para movilizar el petróleo del yacimiento hacia la zona de producción [22]. En la Tabla 6, se mencionan algunos tipos de inyección de agua y gas inmisible que se emplean en la recuperación secundaria.

Tabla 6. Tipos de inyección en la recuperación secundaria [23]

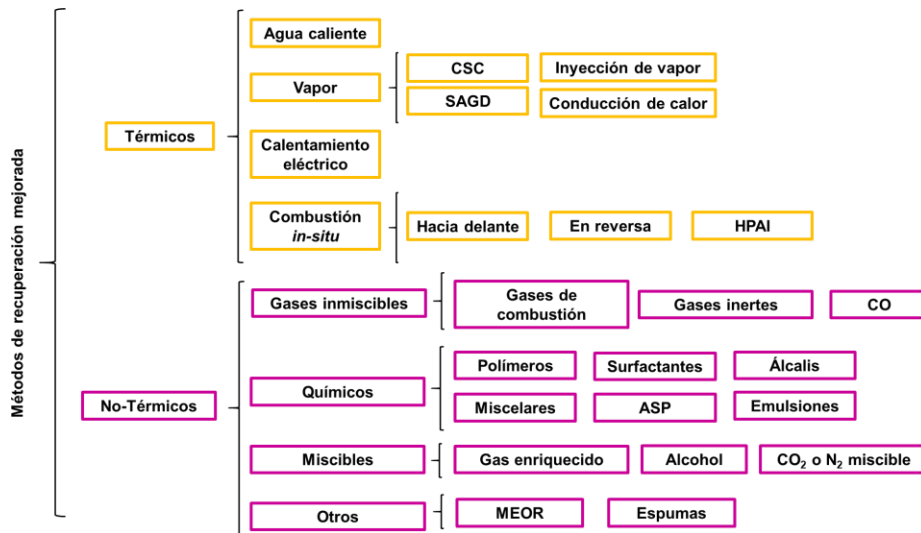
Tipo de inyección	Características
Periférica o tradicional (externa)	La inyección es en el acuífero, cerca del contacto agua-petróleo. No se requiere buena descripción del yacimiento
Dispersa o en arreglos (interna)	El agua se inyecta dentro de la zona de petróleo. Se emplea en yacimientos con poca inclinación y una gran superficie

1.4.3 Recuperación mejorada

La recuperación mejorada consiste en la aplicación de técnicas sofisticadas que alteran las propiedades (físico-químicas) originales del petróleo para poder incrementar la recuperación. El uso de este proceso de recuperación se efectúa después de emplear los métodos convencionales (primarios y secundarios) [24]. Es importante mencionar que el método de recuperación mejorada puede ser empleado en cualquier momento durante la vida productiva del yacimiento. [19]

La finalidad de emplear el método de recuperación terciaria no es solamente para restaurar la presión de yacimiento, sino también para mejorar el desplazamiento del petróleo o el flujo de fluidos en el yacimiento. Como se ha mencionado anteriormente, es posible que el petróleo remanente se encuentre en forma de gotas aisladas atrapadas en los poros de la roca o como una película de petróleo que cubre las paredes de los poros lo que es difícil de remover durante la aplicación de los métodos de recuperación primaria y secundaria. Por dicha circunstancia, se procede a aplicar las técnicas terciarias (EOR) para poder movilizar dichas gotas o películas de tal manera que se forme un banco de petróleo que se pueda desplazar hacia los pozos productores, y así, poder extraer volúmenes de petróleo adicionales. [17]

La aplicación de estos métodos se basa en la inyección de materiales inherentes al yacimiento, pero estos necesitan inyectarse a condiciones específicas para alterar el comportamiento físico-químico de los fluidos presentes en el yacimiento [19]. En la Figura 8 se muestran los métodos de la EOR los cuales se clasifican en dos ramas principales: métodos térmicos (inyección de vapor, agua caliente, combustión in-situ y calentamiento eléctrico) y métodos no-térmicos (inyección de surfactantes, polímeros, álcalis e inyección de gases miscibles, principalmente).



ASP: Alkali-Surfactant-Polymer CSC: CO₂ storage and capture
 HPAI: High Pressure Air Injection SAGD: Steam assisted gravitational drainage

Figura 8. Clasificación de métodos EOR [25]

Las técnicas más utilizadas en la EOR han sido la inundación química (inundación alcalina o inundación con polímeros), el desplazamiento miscible (inyección de [CO₂] o inyección de hidrocarburos) y la recuperación térmica (inyección de vapor o combustión en sitio) [26].

Para que el uso de cada uno de estos métodos tenga una aplicación

óptima, se tienen que considerar diferentes parámetros como: la temperatura, la presión, la profundidad, la zona productiva, la permeabilidad, el tipo de petróleo residual, las saturaciones de agua, la porosidad y las propiedades del fluido del yacimiento, tales como la gravedad API y la viscosidad.[27]

Las técnicas EOR han sido generalmente usadas para mejorar el desplazamiento de petróleos ligeros, medianos, pesados e incluso hasta en extrapesados. Es importante considerar que en un futuro la producción mundial de petróleo provendrá de recursos no-convencionales, se considera como recurso no-convencional cuando la recuperación de petróleo requiere la aplicación de tecnologías diferentes a las tecnologías convencionales [28], [29]. En este sentido, se toma como referencia dos parámetros muy importantes: la gravedad API y la viscosidad de fluido. En el caso que la gravedad API sea menor a 20 o el petróleo presente dificultades al fluir es necesario ocupar tecnologías para reducir su viscosidad, se considera que estos son recursos no-convencionales [19],[30]. Algunos recursos de este tipo son: petróleos extrapesados, bitumen, aceite de aguas profundas y rocas lutitas impregnadas con aceite o gas (shale oil o shale gas), entre otros [28].

Después de haberse utilizado los métodos de recuperación convencional, se ha estimado que existe un volumen de 2×10^{12} barriles de petróleo convencional más otros 5×10^{12} barriles de petróleo no-convencionales [25]. Estos últimos permanecerán atrapados y almacenados en los yacimientos. Por dicha razón, el desarrollo de nuevas tecnologías sobre todo los métodos actuales de EOR podrían ser utilizados para remover una gran cantidad de petróleo remanente atrapado en los yacimientos.

Capitulo II. Recuperación mejorada de petróleo

2.1 Panorama de la recuperación mejorada de petróleo

Como se ha mencionado anteriormente, existen grandes cantidades de petróleo por recuperar las cuales provienen principalmente de recursos no convencionales o bien de pozos que ya fueron sometidos a un proceso explotación. En este caso, solo se ha obtenido la extracción de una parte del petróleo existente.

En el caso de México, se ha reportado la existencia de un enorme potencial para la aplicación de los métodos de EOR. Puesto que, el volumen de petróleo remanente en México es relativamente alto. Además, se ha comprobado que solo el 15.5 % del petróleo descubierto de los yacimientos mexicanos se ha explotado, y que la única manera de poder remover la mayor cantidad de petróleo residual es y sería a través de la aplicación de los métodos EOR. [19]

La CNH ha reportado que para Enero de 2021, los yacimientos mexicanos cuentan con un volumen de petróleo remanente de 213,809.6 MMbpce (millones de barriles de petróleo crudo equivalente). Las zonas que cuentan con mayor volumen son la Cuenca del sureste con 114,383.7 MMbcpe, seguido de Tampico-Misantla con 91,662.6 MMbcpe. [14]

De acuerdo a la Figura 9, se reportan las diferentes zonas de México en donde se cuenta con volúmenes remanentes considerables de petróleo por recuperar.

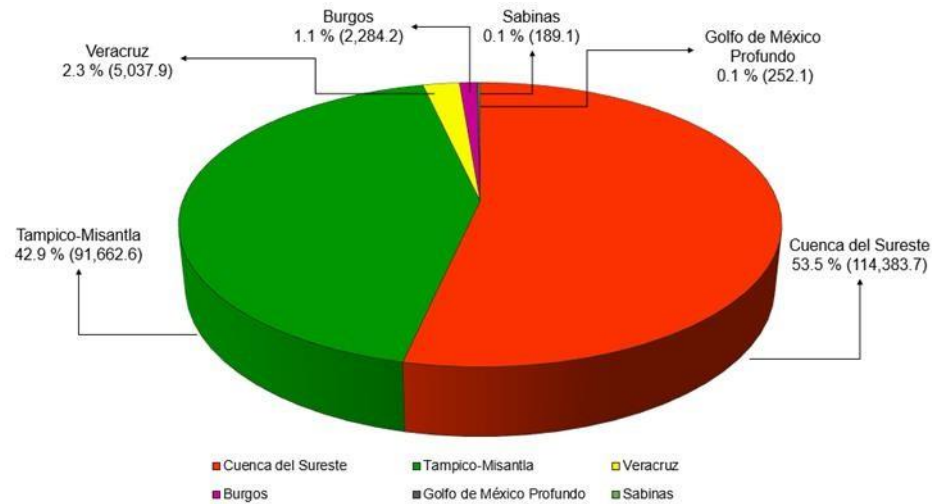


Figura 9. Volumen remanente en México [14]

Una de las ventajas para proceder a la extracción de petróleo en estas cuencas es el riesgo geológico muy bajo, puesto que la gran mayoría de estos depósitos de petróleo se encuentran en campos "Brown Field". Este término puede ser traducido como campo marrón u ocupado el cual se refiere al despliegue de nuevos campos en presencia de campos existentes y/o en campos maduros. [5], [19]

Para la existencia de petróleo es necesario un "Sistema Petrolero" (Figura 10), el cual es un sistema geológico natural que incluye todos los elementos (roca sello, roca almacén y roca generadora) y procesos (generación, migración, acumulación y preservación) esenciales para la existencia de una acumulación de hidrocarburos (yacimientos). Y todos los elementos esenciales deben darse en tiempo y espacio para que puedan ocurrir todos los procesos que dan origen a la acumulación de hidrocarburos, lo cual se conoce como sincronía. La ausencia de uno solo de los elementos o procesos elimina la posibilidad de tener un yacimiento de petróleo. [31]

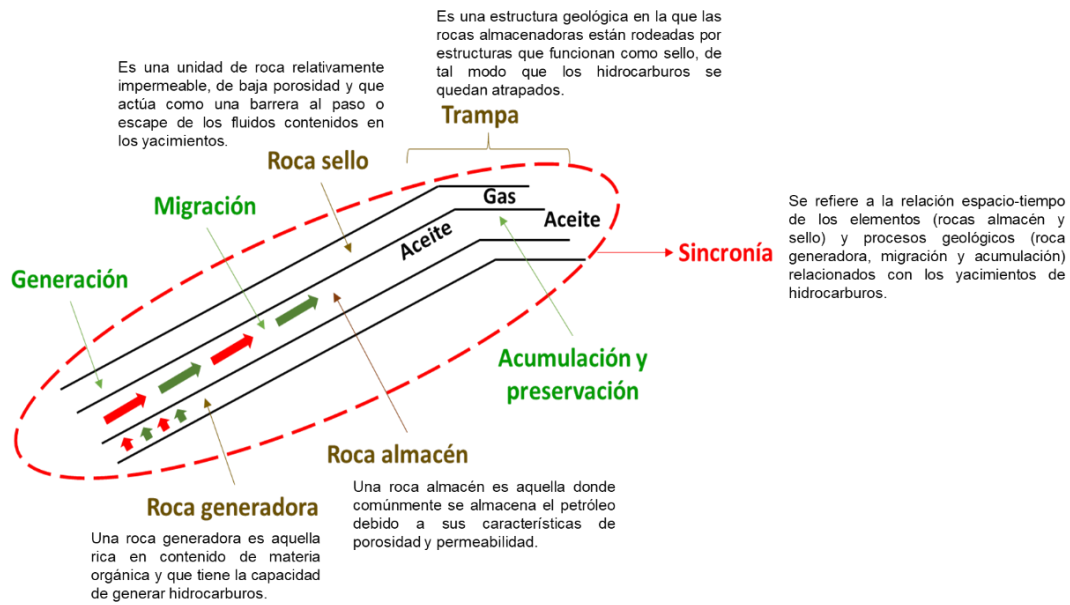


Figura 10. Sistema petrolero [31], [32]

Las zonas petroleras de México se encuentran en el oriente del país, y son grandes cuencas sedimentarias donde la acumulación de materia orgánica tiene potencial para generar hidrocarburos. Durante millones de años en estas áreas se han acumulado sedimentos que han dado lugar a la generación, acumulación y migración de petróleo. En México se reconocen 12 provincias petroleras, seis provincias productoras (Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz, Sureste y Golfo de México Profundo) y seis provincias con potencial medio-bajo (Plataforma de Yucatán, Cinturón Plegado de Chiapas, Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, Chihuahua, Golfo de California y Vizcaíno-La Purísima-Iray. [32]

De acuerdo a lo mencionado con el "Sistema Petrolero", la roca almacenadora representa un papel importante al momento de seleccionar el método de recuperación, ya que esta roca es la responsable de la retención de hidrocarburo [32] y para ser considerada roca almacenadora es necesario considerar 2 características importantes:

- Porosidad: son los espacios suficientes para almacenar un volumen considerable de hidrocarburos. [33]
- Permeabilidad: capacidad para permitir el movimiento de fluidos (agua, petróleo o gas) esto se da por la interconexión existente entre los poros. [33]

La mayor acumulación de petróleo en el mundo se encuentra en yacimientos con rocas almacenadoras de los tipos clásticos o detríticos, incluyendo las areniscas. [34]

En el caso de México, la mayor producción se da en rocas carbonatadas y siliciclásticos [33]. Los yacimientos del tipo carbonatados, presentan una gran variedad de texturas y sistemas porosos. Los yacimientos carbonatados están principalmente conformados por dos sistemas:

- Sistema matriz el cual está conformado por una textura cristalina (compacta con poca porosidad y baja permeabilidad). [5], [33]
- Sistema de fractura conformado por texturas porosas que presentan una alta permeabilidad. [5], [33]

En la Figura 11 se presenta la representación descriptiva de un sistema de rocas carbonatadas.

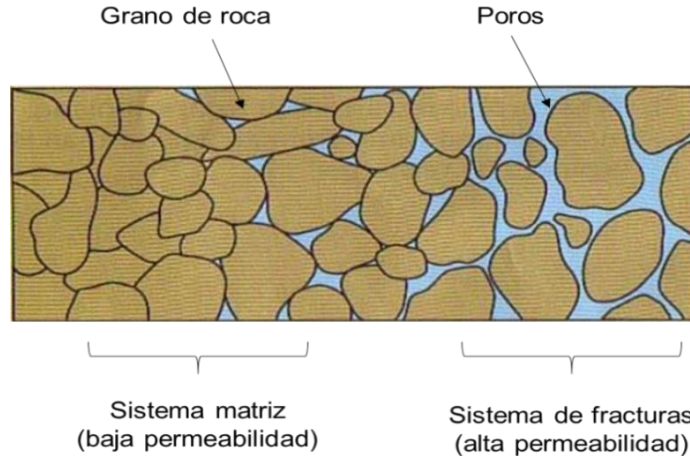


Figura 11. Sistema de las rocas carbonatadas [35]

Un ejemplo típico de yacimientos de este tipo son Cantarell y Ku Maloob Zaap. Estos yacimientos aún se encuentran saturados de petróleo, es decir, que aún existe petróleo atrapado en el medio poroso que se puede recuperar. La mayor extracción se ha obtenido del sistema de fracturas y Cantarell ha aportado hasta 10 mil millones de barriles del sistema de fracturas y 3,500 millones de barriles del sistema matriz. Adicionalmente, se estima que aun existan 15 mil millones de barriles almacenados en el sistema matriz en el yacimiento Cantarell. [5]

Para el caso de yacimientos siliciclásticos, estos se producen por procesos de meteorización (descompresión o expansión térmica), erosión (desgaste), transporte y depósito. Entre las ventajas de este tipo de rocas, es que las partículas adoptan formas esféricas generando una geometría porosa lo que permite la acumulación de hidrocarburo [36]. Estos tipos de rocas están conformados por tres elementos:

- Esqueleto: son los componentes de mayor tamaño que marcan la estructura de la roca. [36]

- Matriz: es la masa de menor tamaño que esta entre el esqueleto. [36]
- Cemento: es lo que le brinda solidez a la roca unificando todo el sistema. [36]

En la Figura 12, se presenta una descripción de un sistema de rocas siliciclásticas.

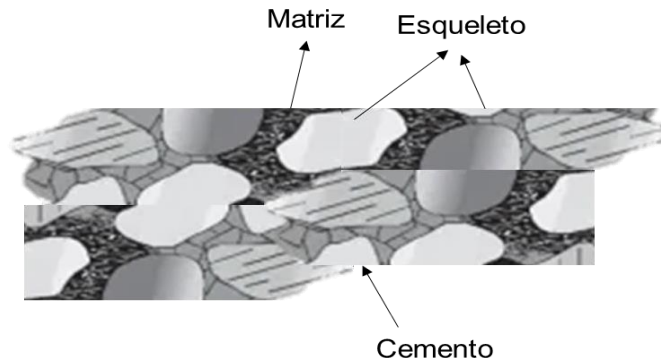


Figura 12. Sistemas de las rocas siliciclásticas [37]

La mayor parte de los yacimientos productivos de México están ubicados en el sur del país y principalmente en los estados de Tabasco y Campeche, aunque también existen yacimientos en la plataforma de Córdoba (ubicada en la cuenca de Veracruz), parte de la Faja de Oro (ubicada entre Tampico y Poza Rica), Sur del estado de Tampico (Tamaulipas), y la cuenca de Sabinas (ubicada en el noroeste de México). [33]

En la Figura 13, se presentan la cantidad de yacimientos correspondientes a los tipos carbonatados y siliciclásticos de México. Se puede observar que se cuenta con 129 yacimientos, de los cuales 86 son del tipo carbonatado y 43 del tipo siliciclásticos. [19]

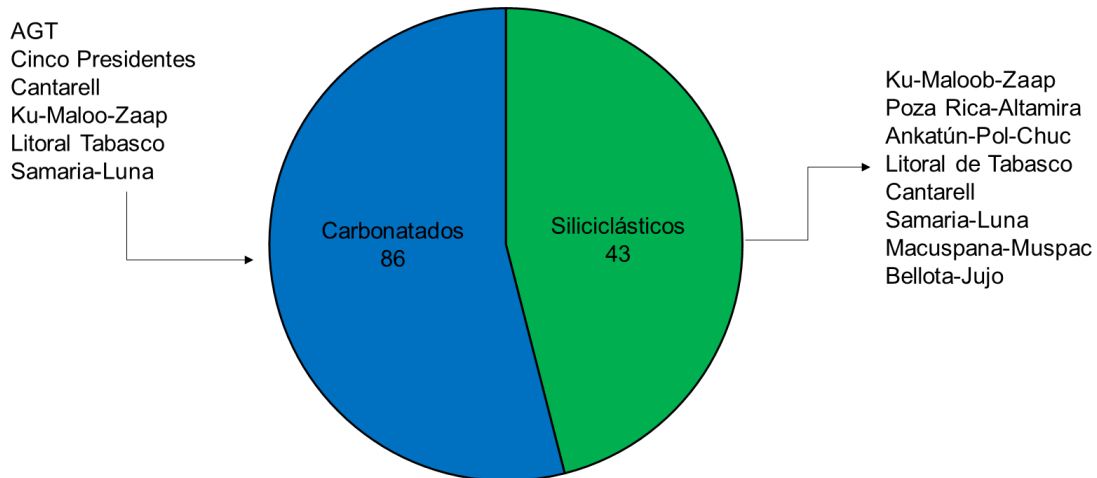


Figura 13. Distribución yacimientos de acuerdo al tipo de roca en México [19]

2.2 Principales métodos de recuperación mejorada

Desde 1926 W. J. Beckman, dedujo que la mayor parte del petróleo existente se queda atrapado en el yacimiento, aun después de haber aplicado la recuperación primaria y secundaria. Por lo tanto, era necesario investigar nuevos métodos que permitieran incrementar el factor de recuperación de las reservas de petróleo. Inicialmente, Beckman propuso que la inyección de bacterias productoras de enzimas puede posiblemente modificar la viscosidad y densidad del petróleo al interior del yacimiento lo cual permitiría que el petróleo volviera a fluir y así poder extraerlo. [38]

Para finales del siglo XX, se habían investigado y desarrollado diversos métodos que permitan la recuperación mejorada de petróleo. Estos métodos se han clasificado en tres categorías: químicos, térmicos y miscibles. Cualquiera de los métodos de las tres categorías consiste principalmente en la inyección de sustancias inherentes al yacimiento que permitan la movilización de petróleo modificando las propiedades fisicoquímicas como viscosidad y densidad. En este caso, se han empleado diferentes

sustancias tales como; surfactantes, emulsificantes, polímeros, ácidos, dispersantes y solventes. Algunas de estas sustancias han sido acopladas a técnicas de recuperación secundaria (inundación con agua). Sin embargo, es importante considerar que algunas de estas aplicaciones pueden representar ciertos riesgos ambientales debido a la presencia de sustancias tóxicas en la composición de algunos materiales. Debido a esto, se han investigado y aplicado otras alternativas utilizando sustancias que sean eco-amigables. Algunos ejemplos son: los biopolímeros, polímeros hidrosolubles, microorganismos, etc. [38]

2.2.1 Métodos térmicos

Los métodos de recuperación térmica implican el suministro de calor al yacimiento con el objetivo de reducir la viscosidad del medio para activar el empuje produciendo una expansión térmica y por lo tanto incrementar el efecto de empuje por expansión de fluidos. Este proceso altera la mojabilidad y la tensión interfacial del petróleo, por consecuencia modifica la presión capilar y la permeabilidad relativa. [39]

En el caso de la aplicación de los métodos térmicos, existen dos formas de suministrar calor al yacimiento:

- Inyección de fluidos como vapor, agua caliente o suministro de energía eléctrica en el exterior del yacimiento y dichos fluidos pueden ser inyectados en forma cíclica o continúa. [40]
- Generación directa de calor en el interior del yacimiento a partir de la formación de una combustión interna, en donde el petróleo (in situ) actúa como combustible y se inyecta aire o cualquier otro fluido que contenga oxígeno para que

haga la acción del oxidante. [40]

En la Figura 8 se presentó la clasificación de los principales métodos térmicos utilizados en la EOR. Dentro del proceso térmico, existen sub-métodos aplicados para la EOR. Entre los más destacados se encuentran la inyección de agua caliente, inyección cíclica de vapor y combustión in-situ, que se describirán a continuación.

- Durante la aplicación del método de inyección de agua caliente el petróleo es desplazado inmisciblemente por zonas de agua caliente y zonas de agua que se encuentran a temperatura del yacimiento. Entonces, la recuperación de petróleo incrementa debido al aumento de la movilidad del fluido producto de la reducción de su viscosidad, y a la reducción de la saturación de petróleo residual a altas temperaturas ya que existe una alteración de la tensión interfacial y de la mojabilidad. En la Figura 14 se presenta un diagrama descriptivo del método de inyección de agua caliente. [39],[41]

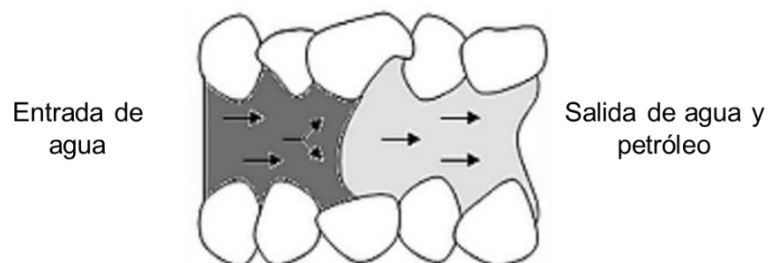


Figura 14. Diagrama de inyección de agua caliente [42]

- El proceso de Inyección Cíclica de Vapor (Cyclic Steam Stimulation, CSS por sus siglas en inglés) fundamentalmente consta de tres etapas en donde el pozo funciona como inyector y productor de manera alternada. En la primera

etapa, se inyecta vapor de alta pureza (80% de pureza aproximadamente) al yacimiento por un lapso de 2 a 3 semanas. En la segunda etapa, el pozo es cerrado por algunos días con la finalidad de que el vapor se distribuya en el interior del yacimiento y caliente el petróleo. Finalmente, en la tercera y última etapa de este proceso se abre el pozo a producción y se deja produciendo durante lapsos determinados los cuales pueden ser semanas hasta meses. En la Figura 15, se ilustra el proceso antes descrito. Generalmente, este tipo de inyección ha demostrado ser uno de los procesos de recuperación mejorada de mayor éxito, ya que, en los últimos años se ha reportado que EU, Canadá Y Venezuela ha obtenido un incremento del 60% en su producción diaria implementando dicho método. [39], [40]

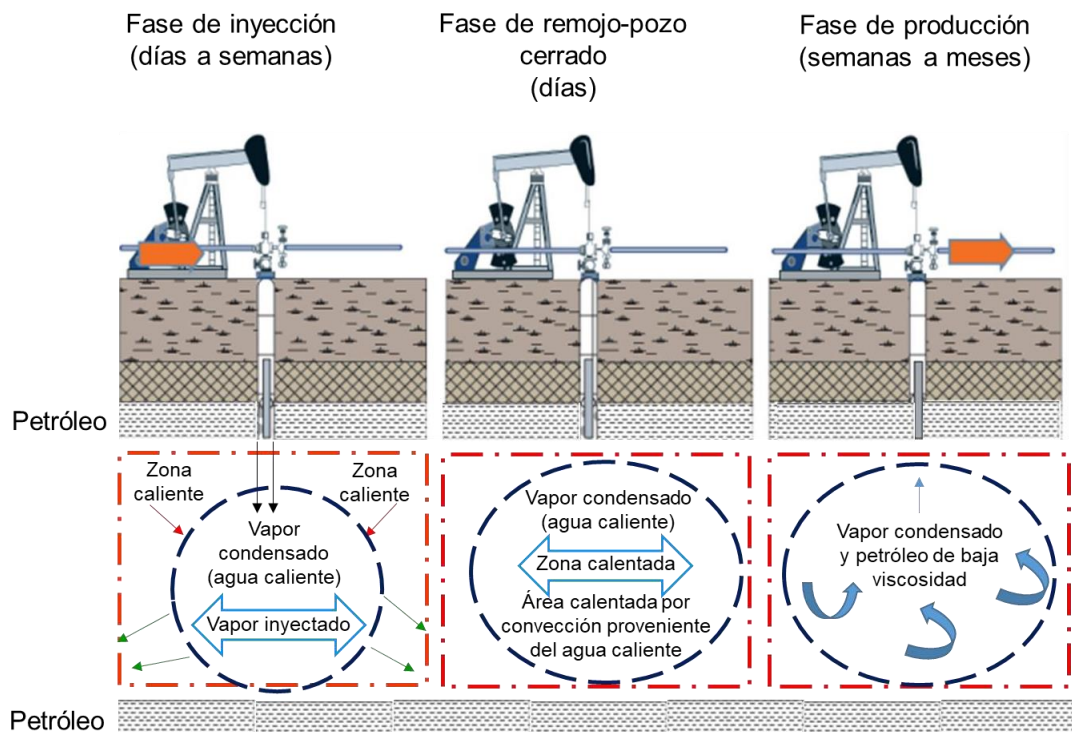


Figura 15. Diagrama de inyección cíclica de vapor [43]

- El método de combustión in-situ consiste en inyectar aire enriquecido con oxígeno o solo oxígeno para quemar una porción del petróleo en el yacimiento (aproximadamente 10%) y así generar calor para reducir la viscosidad del fluido. La combustión in-situ tiene tres tipos de procesos: (1) combustión convencional o "hacia adelante" es decir la zona de combustión avanza en la misma dirección que el flujo de fluidos, (2) combustión en reverso o en "contracorriente" en donde la zona de combustión se mueve en dirección opuesta a la del flujo de fluidos y (3) combustión húmeda caracterizada por la inyección adicional de agua en forma alternada con el aire, creándose vapor que contribuye a una mejor utilización del calor y reduce los requerimientos de aire. [40]

Los tratamientos térmicos son principalmente aplicados para petróleos con alta viscosidad y se ha reportado una obtención cerca de 2 MMb de petróleo por día. Esta cantidad representa aproximadamente el 67% de la producción mundial de acuerdo a los datos publicados en el 2012 por la revista "Oil & Gas Journal". [40]

2.2.2 Métodos químicos

Los métodos químicos, son empleados con el objetivo de mejorar el desplazamiento del petróleo a partir del uso de compuestos químicos (principalmente polímeros, surfactantes o una mezcla de ambos). El uso de compuestos químicos provoca que exista una reducción de la tensión interfacial existente entre el fluido inyectado y el petróleo lo que provoca que incremente la relación de movilidad [44], [45]. En la Figura 16 se muestra el proceso de recuperación utilizando métodos químicos.

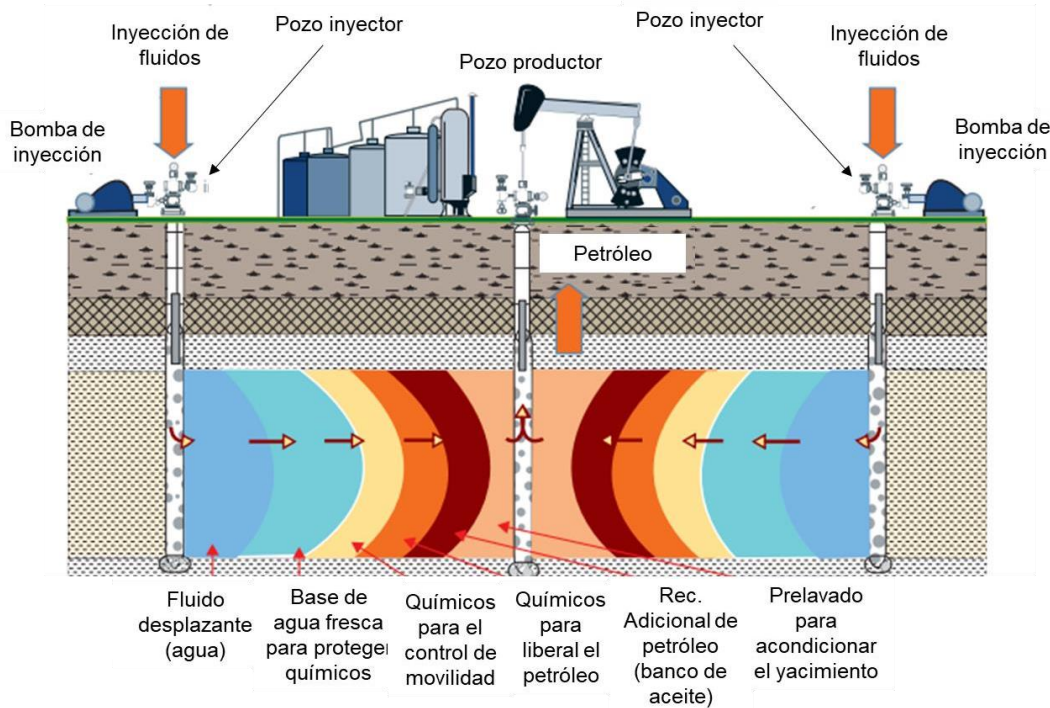


Figura 16. Proceso de inyección de métodos químicos [19]

A continuación, se describen algunos de los agentes químicos más ocupados en la aplicación de los métodos químicos y los requerimientos para que estos compuestos sean eficientes en el proceso de EOR:

- Los polímeros solubles en agua hidrófobamente modificados son de los materiales más utilizados en la EOR y estos compuestos deben ser de altos pesos moleculares en concentraciones diluidas, ser resistentes a degradaciones mecánicas, químicas y biológicas. La aplicación de los polímeros tiene como objetivo fundamental incrementar la viscosidad del agua. Los principales factores a considerar para la aplicación de polímeros en la EOR son: (1) viscosidad del fluido (en este caso agua), el incremento de la viscosidad del fluido puede disminuir su capacidad de desplazamiento. Por lo que, este método ha sido generalmente

aplicado para petróleos del tipo medianos; (2) permeabilidad, el pozo debe presentar una permeabilidad moderada para que el polímero pueda desplazarse en el medio; (3) profundidad del yacimiento ya que tiene relación con la temperatura, la cual puede influir en la estabilidad del polímero y (4) salinidad porque a altas concentraciones de sales pueden provocar que el polímero salga de fase (se vuelva hidrófobo en el medio de solución). [44], [45]

Los polímeros más usados en la EOR son las poliacrilamidas y polisacáridos. Las poliacrilamidas tienden a adsorberse fuertemente en las superficies minerales (debido a la higroscopia del material, es decir, la capacidad que tiene el NH₂ para generar puentes de hidrogeno). Por dicha razón, el polímero debe ser parcialmente hidrolizado para reducir la adsorción (Figura 17).

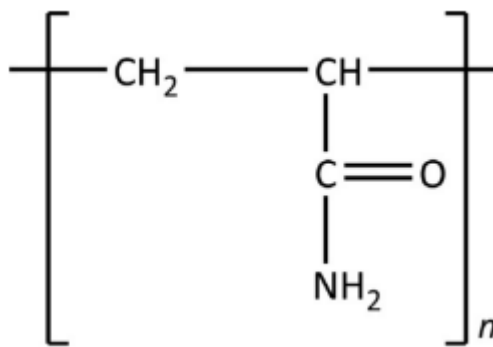


Figura 17. Estructura química de la poliacrilamida (PAM)

Dentro de los polisacáridos, el más usado es la goma de Xantan (Figura 18) que es un biopolímero producido por reacciones microbianas. Dicho polímero actúa como una varilla semi-rígida en el yacimiento y es resistente a la degradación mecánica. Por otra parte, este polímero es altamente degradable por ataque bacteriano, lo cual provoca

pérdidas y disminución de la viscosidad de la solución polimérica en consecuencia provoca una ineficiente movilidad de petróleo. [44], [45]

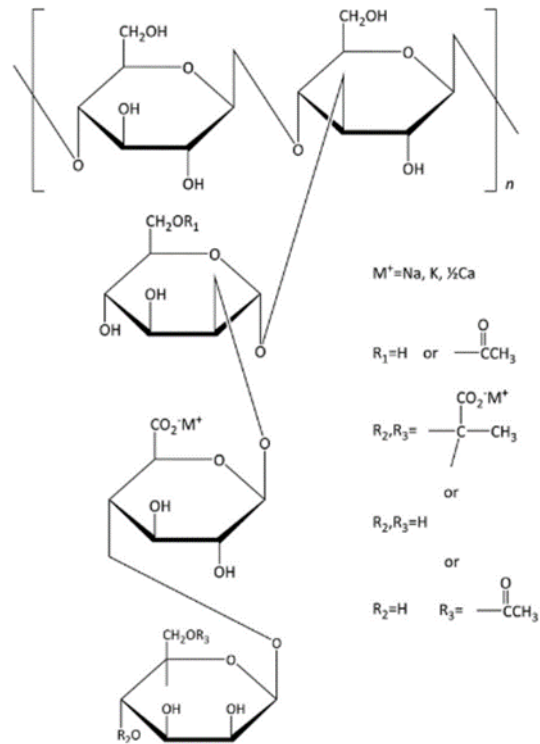


Figura 18. Estructura química de la goma xantán

En la Figura 19, se muestra el esquema representativo del proceso de inyección de polímeros. La aplicación de este proceso se realiza por la inyección de pequeñas cantidades en forma de baches de una solución diluida de polímero en medio acuoso. Estos baches de soluciones poliméricas son desplazados a través del yacimiento por empuje de agua y es importante tener un control de movilidad en la inyección de polímeros, ya que, es necesario evitar digitación viscosa (es la invasión del fluido inyectado dentro del fluido desplazado, es decir, el fluido menos viscosos tiende a penetrar en el más viscoso) en el proceso de desplazamiento

de petróleo. [44], [45]

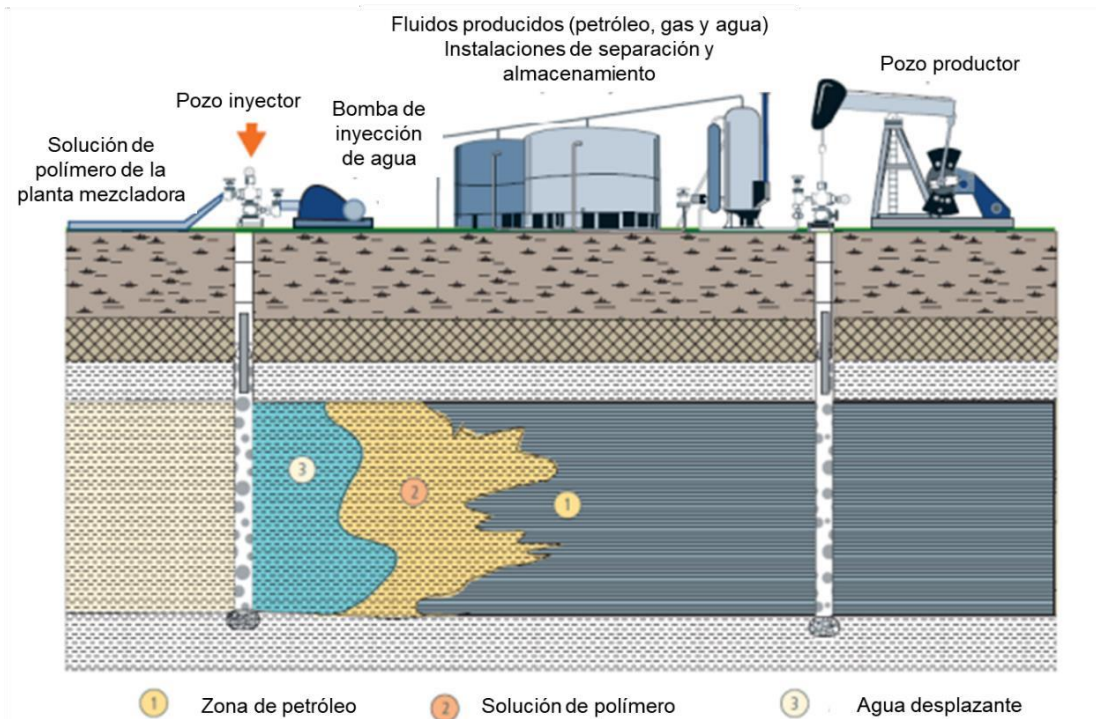


Figura 19. Proceso de inyección de polímeros [46]

- Surfactantes son agentes de humectación que permiten una fácil dispersión de los compuestos del medio y es capaz de bajar la tensión interfacial entre dos líquidos. Los surfactantes son usualmente compuestos orgánicos anfifílicos, es decir, están compuestos por grupos hidrófilos (solubles en agua) e hidrófobo (insolubles en agua) [47]. La inyección de surfactantes se lleva a cabo con la finalidad de disminuir la tensión interfacial hasta movilizar el petróleo residual con lo cual se crea una acumulación de petróleo donde el petróleo y el agua fluyan como fases continuas [48]. Un factor importante a considerar para el uso de surfactantes, es la profundidad del medio ya que, se puede relacionar con la temperatura del yacimiento, la cual influye en la estabilidad de los químicos. Para el uso de surfactantes en

la EOR, se ha recomendado que la temperatura del yacimiento sea menor a los 90°C aproximadamente para evitar la degradación térmica del surfactante. [44], [45]

- Otros de los compuestos utilizados en la EOR son los álcalis los cuales tienen la característica de reaccionar con algunos aceites de cierta composición actuando como surfactantes naturales que disminuyen la tensión interfacial entre el fluido desplazante (solución alcalina) y el desplazado (petróleo) [24]. Los álcalis más empleados como aditivos en el mezclado con agua para la inyección son: el hidróxido de sodio, el hidróxido de amoníaco, el hidróxido de potasio, el ortosilicato de sodio, el fosfato trisódico, el carbonato de sodio y el silicato de sodio [49]. Con la técnica de inyección de álcalis o también conocida como inyección caustica, se pretende reducir la tensión interfacial entre el petróleo y la fase acuosa mediante la reacción que se genera con los radicales en el petróleo formando surfactantes. Este método suele ser eficiente cuando el petróleo presenta un pH bajo (alta acidez). Para que un petróleo sea altamente ácido, es necesario que la composición del petróleo presente grandes cantidades de resinas y asfaltenos. [44], [45]

Al momento de inyectar la sustancia alcalina, no solo se altera la tensión superficial, sino también la mojabilidad de la roca la cual es alterada por la interacción entre el álcali y las moléculas polarizadas adsorbidas por los granos de la roca. [49]

- También se ha utilizado la inyección de productos químicos combinados (ASP: Álcali, Surfactante y Polímero) la cual

tiene como objetivo disminuir las fuerzas capilares mediante la disminución de la tensión interfacial agua-aceite y mejorar los perfiles de inyección mediante la modificación de la viscosidad del agua de inyección, permitiendo con esto la movilidad del petróleo. Para modificar la tensión interfacial agua-aceite, se usan surfactantes y álcalis mientras que para modificar la viscosidad del agua se ocupan polímeros hidrosolubles. Por separado, estos pueden usarse para la recuperación de hidrocarburos. Sin embargo, el uso combinado de estos compuestos (ASP) genera una sinergia que mejora por mucho los resultados individuales de cada compuesto. [49]

2.2.3 Métodos miscibles

Son métodos en los cuales se ocupa la inyección de un gas para incrementar el número capilar (efecto relativo entre la viscosidad y la tensión superficial que actúa a través de una interfaz entre un líquido y un gas, o entre dos líquidos inmiscibles), es decir, la tensión interfacial entre el fluido inyectado y el petróleo se reducirá por el incremento del número capilar. Entre los fluidos que comúnmente utilizados en los métodos miscibles, se pueden mencionar: gas natural, GLP (gases licuados de petróleo), (CO₂), N₂ y gases de combustión. [50]

Durante la aplicación de este método, se pueden presentar 3 casos de miscibilidad: (1) Miscibilidad al primer contacto la cual se genera cuando los fluidos son miscibles en cualquier proporción, (2) Miscibilidad de contacto múltiple por condensación, en donde la fracción de petróleo intermedia en el yacimiento se "condensa" al gas inyectado enriqueciendo la fase líquida en equilibrio y haciéndola cada vez más ligera y (3) Miscibilidad de contacto

múltiple por vaporización, generada cuando se tiene un yacimiento con petróleo ligero, rico en hidrocarburos intermedios, y se le inyecta gas seco (gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano) o N_2 y a través de los contactos sucesivos entre el petróleo y el vapor, el cual se está enriqueciendo por la vaporización de la fracción intermedia, se alcanza una composición miscible.[24]

A continuación se describen los métodos de miscibilidad del petróleo con los diferentes tipos de gases que se ocupan en el proceso EOR.

- Nitrógeno (N_2) este gas se ocupa para desplazar verticalmente el petróleo dentro del yacimiento y en este caso predomina el efecto de gravedad. La aplicación del N_2 extrae generalmente parte de la fracción ligera del petróleo. [19]
- Gases de combustión es una mezcla de CO_2 y otros gases. Durante su aplicación al yacimiento, esta mezcla de gases desplaza el petróleo por transferencia de masa sobre todo de los componentes intermedios del petróleo al gas inyectado, y por la subsecuente condensación de los componentes intermedios con mayor peso molecular a la fase líquida. [51], [52]
- Gases hidrocarburo o gas natural. Este gas es enriquecido con etano, propano o butano y es inyectado en los yacimientos para incrementar su miscibilidad con el petróleo. [22]
- CO_2 . El uso de CO_2 es un proceso importante en la EOR porque la inyección de este gas (CO_2) en el yacimiento puede conducir

a la solubilidad del gas en el petróleo residual debido a que los hidrocarburos ligeros se disuelven fácilmente en el CO₂. Por lo tanto, se provoca una disolución del CO₂ en el petróleo. Para que este proceso de disolución de CO₂ en el petróleo ocurra, existen dos parámetros fundamentales a considerar: 1) la densidad del CO₂ debe ser alta (cuando está comprimido) y 2) el petróleo debe contener un volumen significativo de hidrocarburos ligeros. [53],[24]

Capitulo III. Estado del arte

3.1 Recuperación mejorada de petróleo mediante inyección de polímeros

En los últimos años, la extracción del petróleo ha captado la atención de muchos países debido a que el consumo energético sigue incrementando y la principal problemática por la cual no se satisface la demanda energética es la insuficiencia de petróleo y las dificultades que se presentan para la extracción del mismo debido a las características de los yacimientos existentes. Por lo tanto, la implementación de las técnicas EOR representa una excelente estrategia para solucionar dicha situación.

Se sabe que cuando se explota un yacimiento solo se obtiene del 20-40 % usando las técnicas de recuperación primaria y secundaria. En consecuencia, aún queda petróleo remanente (del 60-80 % aproximadamente) y la única manera para extraerlo consiste en la aplicación de los métodos EOR, con lo que se lograría obtener o extraer un 5 hasta 30 % (aproximadamente) del petróleo remanente. [17]

A lo largo de 50 años de investigación y varias aplicaciones de campo comerciales en el mundo, se ha encontrado que la inyección

de polímeros es una de las técnicas probadas de la EOR y una alternativa segura para recuperar la mayor cantidad de petróleo incrustado en los yacimientos. También, ha demostrado ser un método eficaz que se ha aplicado durante varios años en yacimientos alcanzando recuperaciones de petróleo entre 5 y 11 % en pruebas de aplicación en campo. [54]

La técnica de inyección de polímeros promueve la movilización del petróleo remanente con la inyección de una solución polimérica al yacimiento la cual mejora la relación de movilidad provocando que se formen dos frentes de separación (Figura 20): (1) zona válida, en la cual se forma un banco de petróleo debido a que este es desplazado hacia adelante por la solución polimérica y (2) zona inválida, está formada por el fluido inyectado y el petróleo remanente. [55]

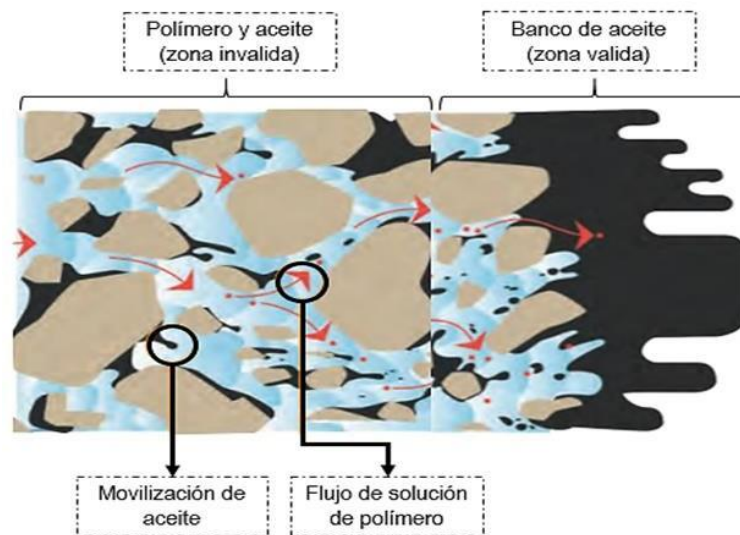


Figura 20. Movilización de petróleo mediante el método EOR con inyección de polímeros [54]

Para estimar la relación de movilidad, es necesario realizar un análisis previo considerando las características del pozo y de la

solución de polímero a utilizar y en este caso se emplea la ecuación derivada de la "Ley de Darcy" (ecuación 3). [56]

En esta ecuación, se consideran los efectos de la permeabilidad relativa, la viscosidad del agua y el petróleo.

$$M_{w,o} = \frac{K_w/\mu_w}{K_o/\mu_o} \quad (\text{Ec. 3})$$

Donde:

K_w = Permeabilidad del agua K_o = Permeabilidad del petróleo

μ_w = Viscosidad del agua μ_o = Viscosidad del petróleo

$M_{w,o}$ = Movilidad agua/petróleo

Con la ecuación de Darcy, se puede evaluar la relación de movilidad agua/petróleo. En donde, si el valor final de la $M_{w,o}$ es igual a uno o ligeramente menor a uno indica que el desplazamiento del sistema será eficiente. Por el contrario, si el valor de la $M_{w,o}$ es mayor que uno eso indica que la solución polimérica deja atrás regiones de petróleo no movilizadas. [56]

Para el proceso de movilización de petróleo, la viscosidad de la fase acuosa (polímero) representa un factor importante puesto que al inyectar la solución polimérica al pozo, ésta se desplaza por el camino de menor resistencia, es decir, intenta encontrar zonas que presenten una mayor permeabilidad. Entonces si la solución polimérica inyectada al yacimiento presenta una viscosidad más baja que la del petróleo, la solución pasará por encima o a través del petróleo, lo cual provocará que se tenga una baja eficiencia de movilidad. En cambio, cuando la viscosidad de la solución polimérica es similar a la del petróleo, ésta actuará como un medio de empuje y como resultado se tendrá mayor eficiencia

provocando una mejor movilización del petróleo como se observa en la Figura 21. [56]

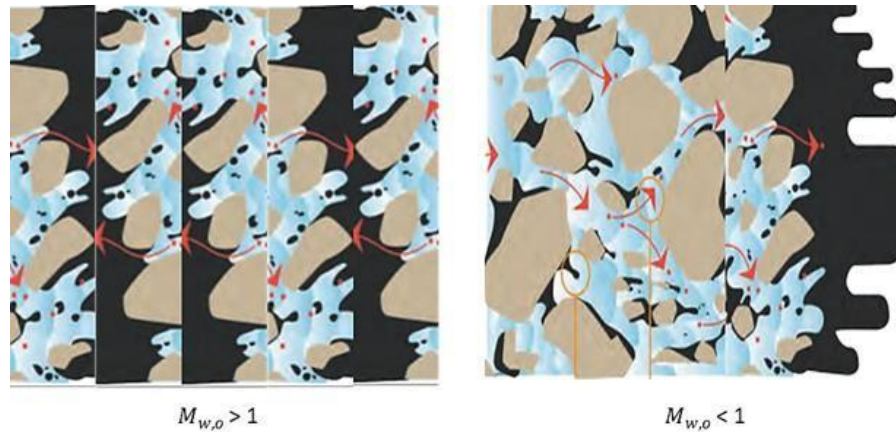


Figura 21. Movilidad del petróleo durante la aplicación de inyección de polímeros. [54]

Con lo mencionado anteriormente, el tipo y las propiedades físico-químicas del polímero a utilizar juegan un papel muy importante dentro del proceso de movilización del petróleo. Es por ello que el polímero seleccionado para la EOR debe de ser diseñado bajo ciertos criterios, como los que se mencionan a continuación:

- Estado físico del polímero (polvo, emulsión o líquido concentrado para biopolímeros). El estado físico de este dependerá de las condiciones y/o características del yacimiento y de la logística.[57]

- El tipo de polímero (sintético o natural) utilizado en la EOR. La selección del polímero dependerá de las condiciones de temperatura y de salinidad del agua de formación dentro del yacimiento. [57]

- Peso molecular del polímero. Esta característica será definida por la permeabilidad y la heterogeneidad del yacimiento. Para ello, debe considerarse que el polímero debe ser capaz de sufrir un deterioro mínimo (degradación mecánica y microbiana) al entrar al yacimiento y este debe de propagarse en el medio con pérdidas mínimas de adsorción y atrapamiento. [57]
- Los materiales empleados en la preparación del polímero deben presentar una alta disponibilidad, un bajo costo y subsecuentemente una alta rentabilidad.[57]

3.2 Polímeros sintéticos empleados para recuperación mejorada de petróleo

Se ha reportado que los polímeros más convenientes para la técnica EOR, son aquellos que presenten un comportamiento no newtoniano (pseudoplásticos). El comportamiento de estos fluidos depende de la velocidad de corte ($\dot{\gamma}$), es decir, conforme aumenta este parámetro ($\dot{\gamma}$), la viscosidad (η) tiende a disminuir [5].

Con investigaciones previamente realizadas, se ha encontrado que los polímeros sintéticos resultarían ser funcionales para la aplicación requerida (EOR) y los más utilizados son los siguientes:

- Polímeros a base de acrilamida (PAM). La poliacrilamida fue el primer polímero utilizado como agente espesante (aumento de viscosidad) para soluciones acuosas. La capacidad de espesamiento que brinda el PAM es atribuido a su peso molecular el cual está en un rango de 5×10^5 a 1×10^6 g/mol.

El PAM, se ha utilizado como "modelo de referencia" para realizar modificaciones químicas o bien para sintetizar nuevos copolímeros a base de acrilamida con mejores propiedades como: la resistencia al esfuerzo de corte, compatibilidad con salmuera, estabilidad térmica y mecánica, por mencionar algunas [58]

- Poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (Hydrolized Polyacrylamide, HPAM por sus siglas en inglés). El HPAM es un copolímero de PAM y PAA (Ácido poliacrílico) obtenido por hidrólisis de PAM o por copolimerización de acrilato de sodio con acrilamida. Generalmente, la acrilamida está hidrolizada entre un 25 y 35%. La razón por la cual las unidades monoméricas necesitan estar hidrolizadas es debido a que dentro de la estructura del polímero se contienen cargas electrostáticas y al estar inmersos en agua son capaces de expandirse debido a las repulsiones electrostáticas internas y por ende la viscosidad del HPAM aumenta. Es importante considerar que el grado de hidrólisis no puede ser demasiado alto porque la solución de polímero se volvería demasiado sensible a la salinidad y dureza de la salmuera, por ello, el grado de hidrólisis debe de ser del 25-35 %.[59]

La capacidad espesante de HPAM radica en su alto peso molecular y también en la repulsión electrostática que se produce entre el polímero y segmentos poliméricos del mismo (Figura 22).

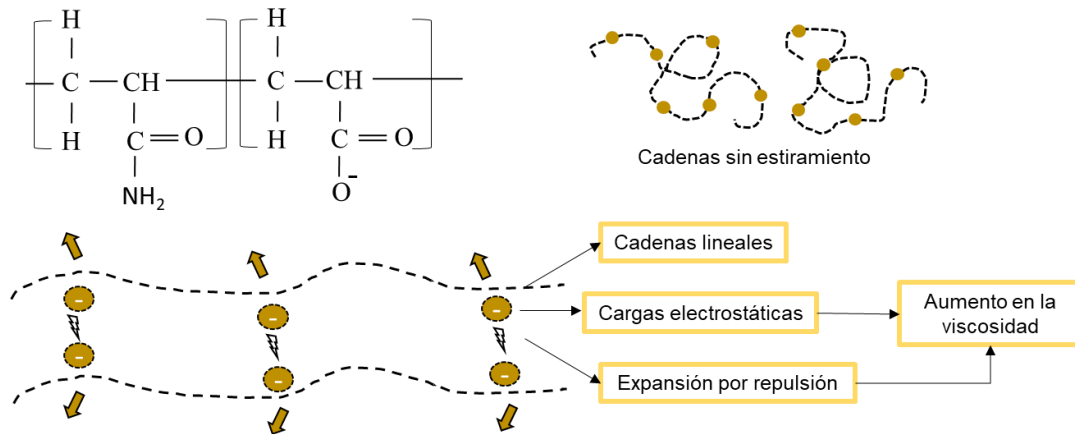


Figura 22. Poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) [54]
[59]

- Polímeros modificados. Debido a que el desarrollo de polímeros comerciales disponibles para la aplicación de EOR es limitado, se han sintetizados nuevos polímeros que involucren asociaciones con grupos hidrófobos previamente incorporados en la cadena polimérica y a través de dichas asociaciones intra o intermolecular se puede lograr una mayor capacidad de espesamiento en comparación con los polímeros tradicionales [60] de PAM o HPAM. Los tipos de polímeros modificados más estudiados y reportados en la literatura para la EOR son: Poliacrilamida Hidrófobamente Modificada (Hydrophobically Modified PolyAcrylamide, HMPAM por sus siglas en inglés), Uretano Etoxilado (Hydrophobically Modified Ethoxylated Urethane, HEUR por sus siglas en inglés), Hidroxietilcelulosa (Hydrophobically Modified HydroxiEthylCellulose, HMHEC por sus siglas en inglés) y Emulsión Hinchable en Álcali (Hydrophobically Modified Alkali Soluble Emulsion, HASE por sus siglas en inglés) [59].

Además de éstos, existen otros tipos de polímeros que poseen propiedades interesantes, tales como alto peso molecular

(superiores a 1×10^6 g/mol) y alta viscosidad intrínseca. Dichos polímeros son solubles en agua y presentan grupos hidrófobos dentro de la cadena polimérica los cuales provocan asociaciones moleculares entre las cadenas en solución acuosa. Una gran ventaja de estos polímeros es que sus propiedades viscosificantes las adquieren al ser solubilizados en agua. Esta clase de polímeros es mejor conocido como "Polímeros Hidrosolubles Asociativos (PHA)". [61]

3.2.1 Polímeros Hidrosolubles Asociativos

Los PHA se sintetizaron por primera vez hace casi cinco décadas, aunque el propósito era diferente a las aplicaciones EOR. Debido a la crisis del petróleo al inicio de la década de 1980, se realizaron varias investigaciones considerando el uso de polímeros para sus aplicaciones EOR las cuales han sido precursoras para continuar con el desarrollo e investigación de PHA para su aplicación en las técnicas EOR. [59]

Los PHA son polímeros anfífilos, es decir, que están conformados por dos partes: una parte hidrófila (generalmente el esqueleto de la cadena) y una parte hidrófoba, la cual tiene pequeños grupos hidrófobos que se encuentran distribuidos a lo largo de la cadena principal. Por encima de una concentración de polímero dada (dependiendo de la estructura molecular) los grupos hidrófobos se asocian, cuando el polímero se disuelve en agua, para formar microdominios hidrofóbicos, es decir, asociaciones intramoleculares (asociaciones entre la misma cadena) y/o intermoleculares (asociaciones hidrófobas entre cadenas poliméricas diferentes). Las asociaciones que se generan por las interacciones intermoleculares de los grupos hidrófobos conducen a un aumento en el volumen hidrodinámico y con ello la viscosidad,

tal como se ilustra en la Figura 23. [59]

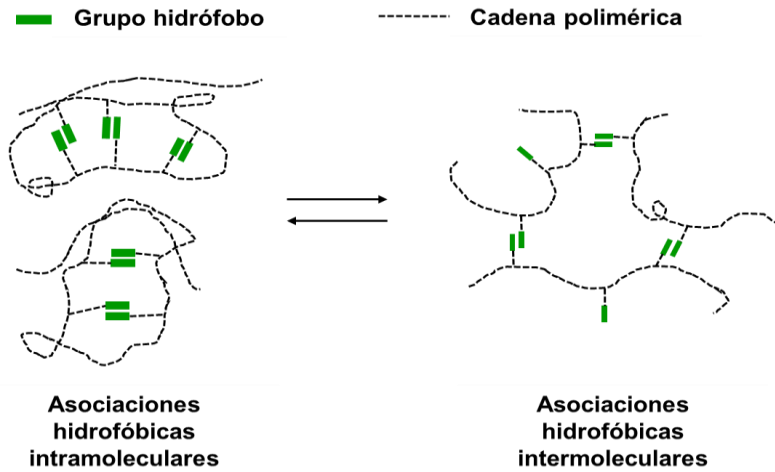


Figura 23. Asociaciones intra e inter moleculares [59]

Dentro de los PHA, existe una sub-clasificación que se describe a continuación y se esquematiza en la Figura 24.

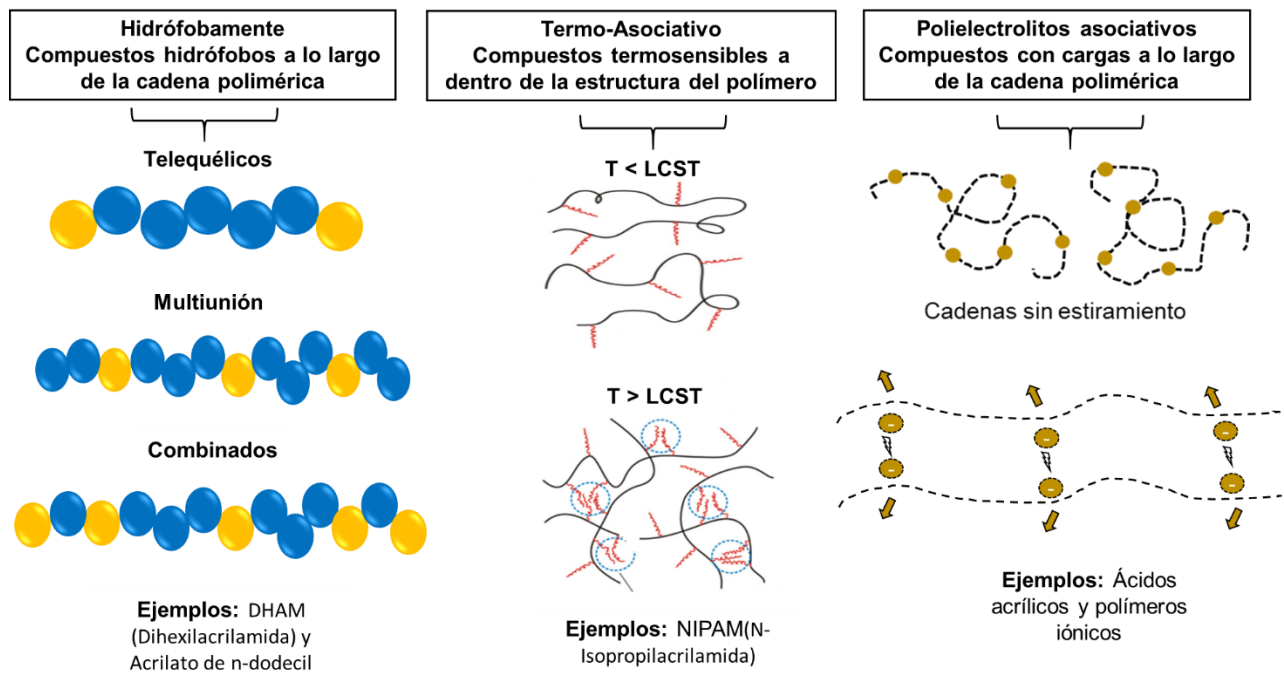


Figura 24. Clasificación de PHA [54] [62] [63]

De acuerdo a la Figura 24, se observa que existen 3 grupos dentro de los PHA. Una de ellas está relacionada a la presencia de los

fragmentos o compuestos hidrófobos en la cadena polimérica, los cuales deben estar distribuidos a lo largo de la cadena. Estos pueden encontrarse distribuidos de la siguiente manera: (1) telequéricos, los grupos hidrófobos son localizados en los extremos de la cadena, (2) multiunión, los grupos hidrófobos son distribuidos al interior de la cadena y (3) combinados, los grupos hidrófobos son insertado en los extremos y en el interior de la cadena[62]. Se ha demostrado que cuando los segmentos hidrófobos se distribuyen en forma de bloque (unidades hidrófobas a lo largo de la cadena polimérica), las asociaciones intramoleculares son más fuertes en comparación de las que tienen con pocas unidades. [64]

Otra de las clasificaciones, se enfoca en que el polímero contenga en su estructura un fragmento sensible a la temperatura conocido como termo-asociativo o termo-sensible. Generalmente el aumento de temperatura provoca una reducción de la viscosidad del polímero debido a la disminución de las fuerzas de asociación entre los hidrófobos. Sin embargo, al agregar un fragmento termo-sensible a la cadena polimérica, se observa un aumento en la viscosidad cuando se incrementa la temperatura. Este cambio en la viscosidad se debe a la solubilidad del segmento termo-sensible insertado en la estructura del polímero y a la temperatura. A una temperatura inferior a la temperatura crítica de la solución (Lower Critical Solution Temperature, LCST por sus siglas en inglés) del segmento termo-sensible, la viscosidad se mantiene mientras que un aumento de la temperatura arriba de la LCST del fragmento termo-sensible conduce a la insolubilidad de este segmento provocando la formación de grupos hidrófobos los cuales favorecen las interacciones intra o intermoleculares y provoca un incremento considerable en la viscosidad de la solución polimérica. [59][65]

La última clasificación de los PHA son los polielectrolitos asociativos (PEA). Los PEA surgen de problemas de separación de fases (el polímero se vuelve insoluble en agua) del grupo hidrófobo de los PHA a altas concentraciones provocados por las interacciones hidrófobas entre las cadenas hidrófilas y las moléculas de agua. Subsecuentemente, esto ocasiona que las cadenas de los PHA (sin carga) colapsen y precipiten en la solución. Para aportar una solución a esta problemática, se ha buscado introducir monómeros iónicos es decir con cargas a la cadena polimérica conduciendo a la síntesis de polielectrolitos asociativos. En algunos casos, estos polímeros pueden contener fragmentos hidrófobos en su estructura los cuales les confieren buenas propiedades asociativas por la formación de las interacciones intra e intermoleculares y la expansión electrostática de iones en las moléculas del polímero. [62]

3.2.2 Parámetros para la aplicación de polímeros en la EOR

Para lograr un proceso eficiente, la síntesis y desarrollo de polímeros aplicables a la EOR deben de considerar los siguientes factores:

- El peso molecular es un parámetro importante a considerar para realizar la inundación química en los yacimientos. Puesto que, este se relaciona con la viscosidad porque a mayor peso molecular conlleva a una mayor viscosidad e inversamente. Entonces, cualquier disminución de la viscosidad del polímero que se presente por procesos

químicos, biológicos, mecánicos o térmicos provoca un deterioro en las propiedades de la solución polimérica y por lo tanto en la recuperación de petróleo. [58]

- Degradación química. La principal causa de la degradación química es la presencia de radicales libres los cuales degradan tanto los biopolímeros como a los sintéticos. Dichos radicales reaccionan fácilmente y provocan el rompimiento químico de la cadena polimérica. Para los polímeros a base de acrilamida las reacciones de hidrólisis (auto hidrólisis) son las que ocurren con mayor frecuencia. Este tipo de reacciones provocan un deterioro en la viscosidad de la solución. Generalmente, este tipo de dificultades se presentan en yacimientos de alta temperatura que contiene una concentración significativa de cationes divalentes en el agua de formación.[66], [67]

- Degradación biológica. Este tipo de degradación es provocado por la acción de microorganismos como bacterias, hongos y algas a los materiales químicos inyectados al yacimiento. Para el caso de los biopolímeros, estos se ven más afectados en comparación de los polímeros sintéticos. Por ejemplo, la acrilamida es susceptible a microorganismos debido al grupo N_2 el cual tiende a formar amonio y ácido acrílico en presencia de bacterias.[58]

- Degradación mecánica, durante el proceso de inundación química el polímero se someten a altas velocidades de corte, lo que produce una degradación mecánica ya que a altas velocidades de corte se puede provocar el rompimiento de cadenas [68]. Este tipo de degradación está directamente relacionado con el peso molecular del polímero, es decir, a mayor

peso molecular existen cadenas más grandes por lo tanto es más susceptible e inestable el polímero a la degradación mecánica. Y a menor peso molecular, las cadenas son más cortas es menos susceptible al rompimiento pero la viscosidad de la solución es muy baja. [58]

- Degradación térmica, en general todos los procesos de inundación de polímeros en la EOR tienen una temperatura en la cual ya no son químicamente estables. Para determinar la temperatura a la cual los polímeros pueden resistir se toman en cuenta los siguientes factores: el medio de solución del polímero, la salmuera del yacimiento y la composición química del polímero.[69] De acuerdo a los parámetros antes mencionados y reportes de la literatura, se ha encontrado que los polímeros utilizados han sido los siguientes:
 - Copolímero de acrilamida con acrilamido-2-metilpropanosulfonato (AM-co-AMPS) se puede utilizar en yacimientos de temperatura de 90 °C y de alta salinidad (200,000 ppm). Presenta una buena estabilidad térmica y mejor rendimiento a comparación de la HPAM [70],[71]
 - Copolímero hecho de N, N-dimetilacrilamida con Na-2-acrilamido-2-metilpropanosulfonato (NNDAM-co-NaAMPS), es térmicamente estable a 120 °C al menos durante un período de 1 mes. [72]

- Copolímero de vinilpirrolidona (N-Etenil-2-pirrolidona) y acrilamida (NVP-co-AM), se reportó que una muestra de este polímero permaneció en agua de mar sintética (formada de Ca^{2+} , Mg^{2+} y TDS (Sólidos Disueltos Totales)) a 121 °C durante más de seis años sin precipitaciones.[73]
- Polímeros a base de acrilamida (AM), acrilato de sodio (AA-Na), terbutil acrilamida sulfato de sodio (ATBS) y N-vinilpirrolidona (NVP), presentan estabilidad térmica a temperaturas de hasta 120 °C y TDS de hasta 70,000 ppm con alta contenido de dureza. El NVP y ATBS mejoran la temperatura y la estabilidad de la sal, soportando dichas condiciones con una pérdida menor de viscosidad durante al menos 1 año. Una desventaja de estos copolímeros de NVP es su elevado costo en comparación con los polímeros HPAM.[74]-[76]
- Polímeros hidrosolubles empleando como estructura básica la HMPAM. Uno de los polímeros desarrollados recientemente está compuesto por una cadena hidrofílica de AM, N-isopropilacrilamida (NIPAM, compuesto termo-sensible) y Dihexilacrilamida (DHAM, compuesto hidrófobo), dicho polímero presenta propiedades viscosificantes demasiado buenas a bajas concentraciones (1 al 5 % en peso de polímero) y resistencia a la temperatura hasta 120 °C, en desventaja presenta sensibilidad a la concentración de sal lo cual provoca que a altas concentraciones éste salga de fase. A pesar de su vulnerabilidad a dicho factor, dicho polímero ha sido precursor para realizar una nueva investigación que se encuentra en desarrollo. Algunos de otros polímeros sintetizados fueron reportados por D.A.Z Wever et al. [59].

Los polímeros antes mencionadas, no han tenido una aplicación definida aún en yacimientos Mexicanos y esto es debido a la poca exploración e investigación que se tiene en el desarrollo de polímeros para métodos EOR. Pero se ha reportado que se han desarrollado polímeros para el transporte del petróleo, estos podrían darnos un panorama de las características físico-químicas que tendrían que tener los polímeros para EOR. Algunos de estos polímeros han sido reportados por el Dr. Flavio Vázquez [77], [78].

4. Áreas de oportunidad

De acuerdo a la revisión bibliográfica realizada sobre el proceso de extracción de petróleo, se encontró que existe una gran demanda sobre este combustible fósil a pesar de la existencia de otras fuentes energéticas. Como estimación, se espera que el petróleo seguirá siendo la principal fuente energética durante los próximos 15 años. Con las estimaciones reportadas y con la investigación que se realizó en este trabajo, las áreas de oportunidad que se logran identificar son las siguientes:

- Investigar sobre polímeros actuales utilizados para las técnicas EOR o bien polímeros que se hayan utilizado para alguna otra aplicación de petróleo como por ejemplo transporte de petróleo. Esto con el objetivo de recabar información sobre las propiedades y características que presentan los polímeros ya utilizados para tener un amplio panorama de los materiales poliméricos usados en diferentes etapas de la producción petrolera.

- Realizar un análisis más detallado sobre los yacimientos carbonatos y siliciclásticos que existen en México con la

finalidad de conocer las condiciones actuales del petróleo incrustado en sitio existente. Asimismo, con la información obtenida proponer cuales de los yacimientos existentes podrían ser candidatos para aplicaciones del proceso de EOR mediante inyección de polímeros. Además de Cantarell y Ku Maloob Zaap (yacimientos conocidos y explotados), evaluar la factibilidad de la aplicación de polímeros en yacimientos y determinar que tanto podría contribuir a la producción actual de petróleo en México.

- A partir de todas las informaciones obtenidas, realizar un análisis comparativo de los polímeros ya probados en función del tipo de yacimiento explotado tomando en cuenta las características y condiciones tanto del yacimiento como del polímero empleado así como el porcentaje de recuperación de petróleo obtenido

5. Conclusiones

El presente trabajo se realizó con la finalidad de proporcionar un panorama sobre la producción de petróleo y los métodos usados durante su proceso de extracción. Se logró investigar el porcentaje de petróleo en sitio que se obtiene utilizando los métodos convencionales y asimismo se obtuvo información respecto a la cantidad de petróleo que aún queda retenido en los yacimientos ya explorados, la cual es una cantidad bastante significativa que podría sumar a la producción actual.

Basado en los porcentajes de recuperación de petróleo durante la aplicación de las etapas convencionales, se deduce que la utilización de las técnicas EOR sobretodo inyección de polímeros es factible. El uso de estos métodos podría aumentar el porcentaje de petróleo recuperado en los yacimientos ya

explorados y/o en futuros yacimientos. Las técnicas de recuperación de petróleo más exploradas han sido las térmicas y las químicas. Sin embargo, el enfoque principal de este trabajo de investigación se concentró en la inyección de químicos sobretodo la inundación de polímeros. En este caso, se han reportado que los PHA y HPAM que contienen PAM en su estructura química principal fueron los más utilizados en la inyección de polímeros a los yacimientos explorados y más redituables de acuerdo a las propiedades, características y resultados obtenidos de su aplicación en la EOR.

6. Recomendaciones

La investigación realizada se centraliza en la búsqueda de las tecnologías que se utilizan para la recuperación de petróleo considerando las dificultades que se presentan y la posible aplicación de técnicas más avanzadas como la EOR para incrementar el porcentaje de petróleo recuperado de los yacimientos explorados. Como recomendación para investigaciones futuras, sería conveniente reportar las condiciones de prueba y los experimentos que se realizan para determinar la factibilidad de aplicar la inyección de polímeros como técnica de la EOR mencionada en este trabajo. Esta información permitiría conocer las condiciones a las cuales deben de ser probados los polímeros y tener un panorama de los resultados que se han obtenido de la aplicación de materiales poliméricos los cuales son precursores de futuras investigaciones.

7. Referencias

- [1] REPSOL, «El petróleo. El recorrido de la energía,» *Madridinnova*, pp. 3-15, 2002.
- [2] BP, «BP Statistical Review of World Energy 2021,» BP, 2021.
- [3] BP, «BP Energy Outlook,» BP, 2019.
- [4] A. Á. Cerutti, *La refinación de petróleo. Tomo I*, Argentina: Instituto Argentino del petróleo y del gas (IAPG), 2001.
- [5] J. G. Torres, *Síntesis y caracterización de un polímero hidrosoluble asociativo (PHA) para su aplicación en la recuperación mejorada de petróleo pesado*, Mexico: IPN, 2020.
- [6] Mathpro, *Introducción a la refinación del petróleo y producción de gasolina y diesel con contenido ultra bajo de azufre*, Estados Unidos, 2011.
- [7] J. R. Berasategui y B. Malagón, *Tema 3. El crudo de petróleo. Origen. Caracterización*, España: Open Course Ware, 2010.
- [8] F. Sanchez, «SCRIBD,» 12 Septiembre 2009. [En línea]. Available:
<https://es.scribd.com/presentation/425556473/Caracterizacion-Del-Petroleo-y-Sus-Productos>. [Último acceso: 02 Diciembre 2022].
- [9] Y. Fernández, *Caracterización de las fracciones SARA de crudos provenientes de hidrodésintegración*, México: IPN, 2017.
- [10] J. Feal, «El mundo actual del petróleo,» 2008. [En línea]. Available:

<https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=2671642>.
[Último acceso: 02 Diciembre 2022].

- [11] ENERDATA, «Energía y clima mundial - Anuario estadístico 2022,» 2022. [En línea]. Available: <https://datos.enerdata.net/petroleo-crudo/datos-produccion-energia-mundial.html>. [Último acceso: 18 Noviembre 2022].
- [12] A. Ojeda, *Gradiente dual opción técnica para la perforación de pozos en aguas profundas en el Golfo de México*, México: UNAM, 2015.
- [13] CNH, «Reservas de hidrocarburos en México. Conceptos fundamentales y análisis 2018,» CNH, México, 2018.
- [14] SENER, «Evaluación 2021 a la "Ejecución del plan quinquenal de licitaciones" 2020-2024,» SENER, México, 2020.
- [15] CNH, «Golfo de México - Cuencas del Sureste - Aguas Someras,» CNH, México, 2014.
- [16] CNH, «Análisis de reservas de hidrocarburos 1P, 2P, 3P al 1 de enero 2021,» CNH, México, 2021.
- [17] D. W. Green y G. P. Willhite, *Enhanced Oil Recovery*, Reino Unido: Textbook, 2018.
- [18] L. W. Lake, R. L. Schmidt y P. B. Venuto, «A Niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s,» *Oilfield Review*, vol. 4, pp. 55-61, 1992.
- [19] CNH, «El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR,» CNH, México, 2012.

- [20] E. Donaldson, G. Chilingarian y T. Yen, *Enhanced Oil Recovery II - Processes and Operations*, USA: ELSEVIER, 1989.
- [21] J.-L. Salager, *Recuperación Mejorada del Petróleo*, Venezuela: Universidad de los Andes, 2014.
- [22] A. Satte y G. C. Thakur, *Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach*, US: PennWell Books, 1994.
- [23] M. Paris de Ferrer, *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*, Venezuela: Astro Data S.A, 2001.
- [24] G. L. Chierici, *Principles of Petroleum Reservoir Engineering*, Berlin: Springer, 1995.
- [25] S. Thomas, «Enhanced Oil Recovery - An Overview,» *Oil & Gas Science and Technology*, vol. 63, n° 1, pp. 9-19, 2008.
- [26] S. M. Farouq, *Practical Heavy Oil Recovery*, S.M. Farouq Ali,, 2006.
- [27] G. Aguilar, *Estudio de imbibición forzada de petróleo en núcleo tipo sílica*, Puebla: BUAP, 2015.
- [28] R. J. Hiter, S. M. Avasthi y L. B. Paul, «Planning EOR Projects,» de *Paper presented at the SPE International Petroleum Conference in Mexico*, Puebla, 2004.
- [29] M. Marzo, «Recursos convencionales y no convencionales de petróleo y gas,» *Enseñanza de las ciencias de la tierra: Revista de la Asociación Española para la Enseñanza de las Ciencias de la Tierra*, vol. 16, pp. 218-228, 2008.
- [30] IEA, «Resource to reserves / Oil & gas technologies for energy markets of the future,» OECD, 2005.

- [31] CNH, «Introducción al sector de hidrocarburos,» CNH, México, 2019.
- [32] IMP, «Biblioteca Visual del Petróleo,» IMP, México, 2015.
- [33] J. Hernández, «Unidades de flujo en yacimientos petroleros,» UNAM, México, 2010.
- [34] J. Herrera, Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas. Vol. I: Origen y características de los hidrocarburos, Madrid: Universidad Politécnica de Madrid, 2020.
- [35] E. Mantarayo, «Porosidad y permeabilidad,» Twitter, 11 Diciembre 2019. [En línea]. Available: <https://twitter.com/mantarayo/status/1204833665932390400>. [Último acceso: 08 Diciembre 2022].
- [36] R. Marfil y M. Á. Caja, Diagénesis de rocas detríticas, España: CSIC, 2010.
- [37] Pablo, «Divulgación geológica,» 01 04 2014. [En línea]. Available: <https://groundbelowourfeet.wordpress.com/category/petrologia/>. [Último acceso: 11 11 2022].
- [38] M. Hernández Rivera, U. Ojeda Morales y A. Martínez Morales, «Recuperación mejorada de petróleo asistida por microorganismos con capacidad de sintetizar biosurfactantes,» *Journal of Basic Sciences*, vol. 5, n° 15, pp. 58-51, 2019.
- [39] A. Carreón Pitalúa, *Recuperación térmica por inyección de vapor*, México: IPN, 2019.
- [40] D. Márquez Leonel, *Recuperación mejorada mediante el uso de energía geotérmica*, México: UNAM, 2016.

- [41] M. Prats, *Thermal recovery*, SPE Textbook, 1982.
- [42] R. Alcudia Yániz y R. De la Fuente Pérez, *Recuperación avanzada de hidrocarburos (IOR)*, México: UNAM.
- [43] ENERGY, «Carbon dioxide enhanced oil recovery,» *NETL*, vol. 5, n° 3, pp. 76-83, 2016.
- [44] K. Meza Constantino, *Parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos*, México: UNAM, 2013.
- [45] A. Barkley Velásquez, *Análisis de criterios de selección de métodos de recuperación mejorada*, México: UNAM, 2009.
- [46] A. Thomas, *Essentials of polymer flooding technique*, John Wiley & Sons Ltd, 2019.
- [47] C. Norman y J. C. Trombetta, *El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria por*, México: TIORCO, 2007.
- [48] K. Spildo, A. Meland Johannessen y A. Skauge, *Low salinity waterflood at reduced capillarity*, USA: Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2012.
- [49] E. Sánchez Medina, *Recuperación mejorada por inyección de álcali, surfactante y polímero (ASP)*, México: UNAM, 2010.
- [50] L. W. Lake y M. P. Walsh, *Enhanced oil recovery*, USA: Department of Petroleum and Geosystems Engineering.
- [51] O. Shokoya, S. Mehta, R. Moore y B. Maini, *An environmentally-friendly process for improved recovery from light oil reservoirs*, *J Can Pet Technol* 44, 2005.

- [52] DOE, *Enhanced oil recovery program, an archive of important results*, National Energy Technology Laboratory, 2008.
- [53] DOE, *Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery, Untapped Domestic Energy Supply and Long Term Carbon Storage Solution*, National Energy Technology Laboratory, 2010.
- [54] S. Floerger, *Geología del petróleo, Sistemas petrolíferos, EOR 101*, Oil-EOR Handbook, 2015.
- [55] L. N. Vélazquez Bueno, *Inyección de polímeros en yacimientos petroleros como método de recuperación mejorada*, México: UNAM, 2008.
- [56] F. H. Escobar Macualo, *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*, Colombia: Universidad Surcolombiana, 2012.
- [57] S. Jouenne, «Polymer flooding in high temperature, high salinity conditions: Selection of polymer type and polymer chemistry, thermal stability,» *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 195, pp. 107-545, 2020.
- [58] P. Druetta, P. Raffa y F. Picchioni, «Chemical enhanced oil recovery and the role of chemical product design,» *Applied Energy*, vol. 252, pp. 113-480, 2019.
- [59] D. Wever, F. Picchioni y A. Broekhuis, «Polymers for enhanced oil recovery: A paradigm for structure-property relationship in aqueous solution,» *Progress in Polymer Science*, vol. 36, pp. 1558-1628, 2011.
- [60] K. Taylor y H. Nasr-El-Din, «Water-soluble hydrophobically associating polymers for improved oil recovery: a literature

- review,» *Petroleum Science & Engineering*, vol. 19, p. 265-80, 1998.
- [61] N. Sarkar y L. Kershner, «Rigid rod water-soluble polymers,» *Apply Polymer Science*, vol. 62, p. 393-408, 1996.
- [62] A. I. Velázquez García, *Síntesis y caracterización de modificadores reológicos hidrosolubles de tipo polielectrolito con diferente microestructura y alto contenido de sólidos obtenidos mediante polimerización en solución.*, México: CIQA, 2015.
- [63] H. Kheradmand, J. François y V. Plazanet, «Hydrolysis of polyacrylamide and acrylic acid-acrylamide copolymers at neutral pH and high temperature,» *Polymer*, vol. 29, pp. 860-870, 1988.
- [64] A. C. Lara Cenicerros, C. Rivera Vallejo y E. J. Jiménez Regalado, «Synthesis, characterization and rheological properties of three different associative polymers obtained by micellar polymerization,» *Polymer Bulletin*, vol. 58, p. 425-433, 2007.
- [65] F. Winnik, «Association of hydrophobic polymers in water: fluorescence studies with labeled (hydroxypropyl)celluloses.,» *Macromolecules*, vol. 22, p. 734-42, 1989.
- [66] W. Luo, S. Xu y F. Torabi, *Chemical Degradation of HPAM by Oxidization in Produced Water: Experimental Study*, USA: Paper presented at the SPE Americas E&P Health, 2019.
- [67] H. Kheradmand, J. François y V. Plazanet, «Hydrolysis of polyacrylamide and acrylic acid-acrylamide copolymers at

- neutral pH and high temperature,» *Polymer*, vol. 29, pp. 860-870, 1988.
- [68] C. Booth, «The mechanical degradation of polymers,» *Polymer*, vol. 4, pp. 471-478, 1963.
- [69] J. Maurer J y G. Harvey, «Thermal degradation characteristics of poly(acrylamide-co-acrylic acid) and poly(acrylamide-co-sodium acrylate) copolymers,» *Thermochimica Acta*, vol. 121, pp. 295-306, 1987.
- [70] J. Sheng, *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*, Amsterdam: Elsevier, 2011.
- [71] A. Moradi Araghi, D. Cleveland y I. Westerman, *Development and Evaluation of EOR Polymers Suitable for Hostile Environments: II-Copolymers of Acrylamide and Sodium AMPS*, USA: PE International Symposium on Oilfield Chemistry, 1987.
- [72] A. Sabhapondit, A. Borthakur y I. Haque, «Water Soluble Acrylamidomethyl Propane Sulfonate (AMPS) Copolymer as an Enhanced Oil Recovery Chemical,» *Energy Fuels*, vol. 17, n° 3, pp. 683-8, 2003.
- [73] G. Stahl, A. Moradi Araghi y P. Doe, *High temperature and hardness stable copolymers of vinylpyrrolidone and acrylamide*, Springer, 1988.
- [74] K. Sandengen, M. Meldahl, B. Gjersvold, P. Molesworth, N. Gaillard y O. Braun, «Long term stability of ATBS type polymers for enhanced oil recovery,» *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 169, pp. 532-545, 2018.
- [75] N. Gaillard, B. Giovannett, C. Favero, J. Caritey, G. Dupuis y A. Zaitoun, *New Water Soluble Anionic NVP Acrylamide*

Terpolymers for Use in Harsh EOR Conditions, USA: Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2014.

- [76] N. Gaillard, D. Sanders y C. Favero, *Improved Oil Recovery using Thermally and Chemically Protected Compositions Based on co- and ter-polymers Containing Acrylamide*, USA: Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2010.
- [77] L. V. Castro y F. Vazquez, «Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium,» *Energy & Fuels*, vol. 22, p. 4006-4011, 2008.
- [78] E. Cevada, J. Fuentes, E. Benedicto, E. Hernandez, C. Flores, G. Zavala, F. Alvarez y F. Vazquez, «Effect of the Chemical Structure of Alkyl Acrylates on Their Defoaming Activity in Crude Oil: Experimental and Theoretical,» *Energy & Fuels*, vol. 35, pp. 9047-9058, 2021.