

# **Nanopartículas aplicadas a la extracción del petróleo en la Orinoquia Colombiana**

Ana Paola Pinzón Galvis

Universidad Nacional Abierta y a Distancia UNAD  
Escuela de Ciencias Básicas, Tecnología e Ingeniería - ECBTI  
Química  
Enero 2022

# **Nanopartículas aplicadas a la extracción del petróleo en la Orinoquia Colombiana**

Ana Paola Pinzón Galvis

Trabajo de grado para optar el título de Química

Asesora

PhD. Paula Andrea Méndez Morales

Universidad Nacional Abierta y a Distancia UNAD  
Escuela de Ciencias Básicas, Tecnología e Ingeniería - ECBTI  
Química  
Enero 2022

## Resumen

El uso de la nanotecnología en el mejoramiento de procesos es un tema actual que ha sido implementado en diferentes campos. En esta investigación se realizó una revisión teórica de las nanopartículas aplicadas en la extracción del petróleo con la finalidad de evaluar los avances obtenidos y estudiar la viabilidad de su aplicación en los crudos producidos en la Orinoquía Colombiana, una de las regiones con mayor número de pozos exploratorios perforados, de acuerdo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

La revisión teórica se inició con una investigación general tanto de la demanda y oferta del petróleo, técnicas de recobro y aplicación de nanotecnología a nivel mundial con la finalidad de tener un punto de referencia, utilizando palabras clave tales como: crudo, petróleo, EOR, extracción, producción, nanopartículas, nanotecnología; seguido se indagaron los ítems mencionados anteriormente a nivel nacional, dicha investigación permitió recopilar información relevante acerca de las técnicas utilizadas a nivel mundial para el recobro mejorado del petróleo y determinar los avances, fortalezas y desafíos que tiene Colombia en la aplicación de esta tecnología, así como también profundizar en uno de los usos de la nanotecnología, la utilización de nanopartículas en la producción del petróleo, evaluando su efecto positivo o negativo en el medio ambiente y el sector industrial. Los artículos encontrados fueron filtrados con base al rango de tiempo establecido (2000-2021). La mayor parte del trabajo se soportó en Reviews los cuales, además de brindar información de una manera resumida, ofrecían títulos de artículos con información altamente valiosa.

**Palabras clave:** nanopartículas, petróleo, recobro, revisión.

### **Abstract**

The use of nanotechnology to improve process is a current issue which has been implemented in different fields. In this research, a theoretical review about nanoparticles applied in oil extraction was carried out in order to evaluate the progress obtained and to study the feasibility of their application in crude produced in the Colombian Orinoquía zone, one of the regions with the largest number of wells exploratory drilled, according to the National Hydrocarbons Agency (ANH).

The theoretical review began with a general investigation about the demand and supply of oil, recovery techniques and the application of nanotechnology worldwide in order to have a point of reference, using keywords such as: crude oil, oil, EOR, extraction, production, nanoparticles, nanotechnology; followed by the items mentioned above at the national level; so, this research allowed to collect relevant information about the techniques used worldwide for the improved recovery of oil and determine the progress, strengths and challenges that Colombia presents in the application of this technology, as well to deepen into one of the uses of nanotechnology, the use of nanoparticles in oil production, evaluating its positive or negative effect on the environment and the industrial sector. The articles found were filtered in the time range (2000-2021). Most of the work was supported by Reviews which provided information in a summarized way, and specific studies about the topic.

**Keywords:** nanoparticles, oil, recovery, review.

## Contenido

Resumen .....	3
Abstract.....	4
Lista de Tablas.....	7
Lista de Figuras .....	8
Introducción.....	10
Planteamiento del problema .....	12
Objetivos.....	15
General .....	15
Específicos.....	15
Capítulo 1. El petróleo y sus generalidades.....	16
Tipos de petróleo .....	17
Según su composición química .....	17
Según su densidad .....	18
Propiedades del reservorio .....	19
Mojabilidad.....	19
Permeabilidad .....	19
Porosidad .....	20
Tensión interfacial .....	20
Presión capilar .....	20
Producción y demanda a nivel mundial.....	21
Producción .....	21
Demanda.....	23
Producción y consumo de petróleo en Colombia .....	24
Petróleo en la Orinoquía.....	27
Arauca.....	28
Meta .....	29
Casanare.....	30
Capítulo 2. Recuperación del Petróleo .....	32
Recobro mejorado de petróleo (Enhance Oil Recovery).....	35
Recobro térmico .....	36
Recobro gaseoso .....	29
Recobro químico.....	40
Otros métodos de recobro.....	42

Aplicación de técnicas EOR.....	45
Inyección de <b>CO<sub>2</sub></b> .....	50
Recobro térmico .....	54
Inundación con gas .....	58
Uso de polímeros .....	61
Capítulo 3. Nanotecnología .....	65
Generalidades de la nanotecnología .....	65
Métodos de preparación .....	67
Áreas de aplicación.....	68
Aplicación de la nanotecnología en la ingeniería de petróleos .....	69
Modos de uso de las nanopartículas en EOR .....	70
Nanocatálisis.....	71
Nanoemulsiones .....	72
Nanofluidos .....	73
Métodos de recobro en conjunto con nanopartículas .....	75
Métodos térmicos .....	75
Métodos químicos.....	77
Inyección de CO <sub>2</sub> .....	79
Tipos de nanopartículas empleadas .....	79
Nanopartículas a base de sílice.....	79
Óxidos de aluminio.....	80
Óxido de hierro.....	80
Óxido de níquel .....	81
Óxido de titanio .....	82
Beneficios en el empleo de las nanopartículas en EOR .....	84
Desafíos en el uso de la nanotecnología en el recobro mejorado.....	85
Aplicación de las nanopartículas en EOR .....	86
Conclusiones.....	92
Referencias .....	95

## Lista de Tablas

<b>Tabla 1</b> Producción mundial de petróleo por regiones (2020) .....	23
<b>Tabla 2</b> Demanda mundial de petróleo por regiones (2018-2020) .....	25
<b>Tabla 3</b> Criterios de evaluación «Screening» para la inyección de $CO_2$ .....	54
<b>Tabla 4</b> Información de los reservorios (parámetros de fluido, inyección de $CO_2$ .....	55
<b>Tabla 5</b> Criterios del reservorio para la inyección de vapor .....	56
<b>Tabla 6</b> Información de los reservorios (parámetros de fluido, métodos térmicos) .....	58
<b>Tabla 7</b> Información de los reservorios (parámetros de fluido, inyección de gas hidrocarburo) .....	62
<b>Tabla 8</b> Criterios de evaluación «Screening» para la inyección de gas hidrocarburo .....	61
<b>Tabla 9</b> Criterios de evaluación «Screening» para la inyección de polímeros .....	64
<b>Tabla 10</b> Información de algunos reservorios (inyección de polímeros) .....	64
<b>Tabla 11</b> Resumen de nanopartículas más empleadas en EOR junto con su mecanismo dominante .....	83

## Lista de Figuras

<b>Figura 1</b> Producción de crudo a nivel mundial (1990-2019).....	21
<b>Figura 2</b> Mercado del petróleo en 2020.....	23
<b>Figura 3.</b> Producción de petróleo en Colombia.....	26
<b>Figura 4.</b> Consumo de petróleo en Colombia.....	27
<b>Figura 5.</b> Producción de petróleo en el Meta y Colombia en miles de barriles promedio diarios .....	30
<b>Figura 6</b> Factores de recobro .....	33
<b>Figura 7</b> Métodos de recobro mejorado de petróleo.....	35
<b>Figura 8</b> Recobro térmico (Inundación de vapor con aditivos químicos) .....	36
<b>Figura 9</b> Principios de los surfactantes .....	42
<b>Figura 10</b> Ilustración esquemática de MEOR .....	44
<b>Figura 11</b> Número de proyectos EOR en operación a nivel global (1971–2017) .....	45
<b>Figura 12</b> Distribución de proyectos EOR a nivel mundial .....	48
<b>Figura 13</b> Rangos de propiedades basados en el tipo de formación y el tipo de EOR .....	49
<b>Figura 14</b> Relación área superficial con respecto al volumen de un material. ....	65
<b>Figura 15</b> Clasificación de los nanomateriales según las dimensiones. ....	66
<b>Figura 16.</b> Implementación de la nanotecnología en diferentes áreas del conocimiento ....	68
<b>Figura 17.</b> Red de relaciones entre nanotecnología y petróleo.....	70
<b>Figura 18</b> Ventajas del empleo de las nanopartículas como catalizadores.....	71
<b>Figura 19.</b> Distribución de las investigaciones realizadas de los diferentes tipos de nanopartículas en aplicaciones de Oil & Gas. ....	83
<b>Figura 20.</b> Número de investigaciones por año de la nanotecnología en la industria del petróleo. ....	86



**Figura 21.** Análisis de disminución de la tasa acumulativa de la producción de campo antes y después de la estimulación con nanofluidos..... 88

## Introducción

Actualmente se han implementado diversas tecnologías con el fin de maximizar la productividad de los pozos petrolíferos. Al evidenciar la disminución en el suministro global de crudos, las compañías petroleras buscan soluciones que permitan aumentar el factor de recobro, considerando los costos y la logística para desarrollar los pozos productores. Por lo anterior, resulta indispensable conocer las propiedades de los fluidos y del reservorio para decidir los mejores métodos de extracción, producción y procesamiento de un campo.

En Colombia, el sector hidrocarburos representa un 5% del producto interno bruto (PIB), así como el 8% de las regalías (el Nuevo Siglo, 2021), por lo cual es innegable la importancia que este sector tiene en la economía del país. No obstante, es imperativo el fortalecimiento e incorporación de distintas tecnologías que promuevan el aumento de la producción de crudo con el fin de asegurar el desarrollo económico nacional. Así pues, el recobro terciario, o recobro mejorado de petróleo, surge como una alternativa en este sentido.

Ahora bien, a nivel nacional el 68,9% del crudo total del país es producido por una de las 23 cuencas pertenecientes a Colombia, en los llanos orientales, la cual cuenta con una extensión de 225.603 km<sup>2</sup>, en donde se ubican cerca de 337 campos petroleros, cuya distribución, en cuanto a producción, se da de la siguiente manera: 71,5% en el departamento del Meta, 19,1% en Casanare y el 7,8% en Arauca. (Malagón et al., 2016).

Con base en lo anterior y teniendo en cuenta el auge de nuevas tecnologías como la nanotecnología y sus aplicaciones, se hace necesaria la recopilación y profundización en las diferentes temáticas que surgen a raíz de las investigaciones desarrolladas a lo largo de estos años. El uso de nanopartículas en el sector petrolífero ha llamado la atención, debido

a que ha permitido el avance en desarrollo de técnicas para el factor de recobro; y dado que estas investigaciones son recientes, es importante desarrollar revisiones bibliográficas que permitan la recopilación de información relevante acerca de la temática en particular.

Así pues, la finalidad de esta investigación consistió en la realización de una revisión de literatura realizada entre el año 2000 hasta el 2021 con el fin de analizar la aplicabilidad de las nanopartículas en la extracción de petróleo y su potencial uso en la Orinoquia Colombiana. En el capítulo uno se presentan las generalidades en relación con el petróleo, en donde se muestran conceptos claves del recurso, así como información de la producción y demanda a nivel nacional y mundial. Seguidamente, se aborda la recuperación del petróleo (primaria, secundaria y terciaria) profundizando en los métodos de recobro mejorado (Enhanced Oil Recovery –EOR) y sus aplicaciones a nivel global. Finalmente, se expone una revisión sobre la nanotecnología, su aplicabilidad y viabilidad en el sector hidrocarburos de la Orinoquía Colombiana, con énfasis en el recobro terciario, con base en lo encontrado en la literatura, a través del uso de bases de datos como Scopus, Sciencedirect, Web of Science y Google Scholar.

## Planteamiento del problema

Con el descenso de las reservas mundiales de crudo y con técnicas tales como el fracking que producen un impacto negativo sobre el medio ambiente, se hace necesaria la implementación de nuevas tecnologías y materiales para la optimización del recobro mejorado. Los beneficios económicos que recibe Colombia por la explotación petrolera son abundantes, entre ellos podemos mencionar: regalías, impuestos y dividendos que son invertidos en la construcción de vías, instituciones educativas, viviendas nuevas y adecuación de entidades de salud, además de generar gran número de empleos a nivel nacional; de igual forma, esta industria produce una huella perjudicial en el entorno que nos rodea, no únicamente por las labores de las empresas que, al realizar la extracción del petróleo del subsuelo, utilizan algunas prácticas operacionales que alteran el equilibrio ecológico y perjudican las comunidades biológicas, sino también por las acciones criminales de grupos alzados en armas, quienes violentan las tuberías por las cuales se transporta el crudo, causando desastres medio ambientales (Cristancho, 2014).

La actividad petrolífera ocasiona impacto ambiental negativo en cada una de sus etapas. Durante la inspección sísmica, por ejemplo, los explosivos usados desvían el cauce o dirigen los recursos hídricos a mayores profundidades; en la producción se puede presentar la salinización de los suelos por las aguas empleadas en el proceso, afectando la capacidad de intercambio catiónico, indispensable para mantener la fertilidad del suelo (Cristancho, 2014).

El agua es uno de los recursos naturales más afectados por la actividad petrolera, debido a la gran cantidad de agua de producción que es extraída de los pozos, el RAP (relación agua-petróleo) según Ecopetrol fue de 12,45 barriles de agua por barril de crudo en el 2015.

Investigadores especializados en la temática indican que el agua encontrada durante la

exploración petrolera debido a su alta carga mineral y otros factores no es apta para el uso humano (Cristancho, 2014).

Aplicar tecnologías que aumenten el factor de recobro de las reservas nacionales constituiría un logro con gran impacto, especialmente en la economía de nuestro país. Para la extracción de crudos convencionales se utilizan generalmente tres técnicas, las cuales son: el recobro primario (energía natural del yacimiento), el recobro secundario (inyección de agua o gases) y recobro terciario (químico, calor – vapor, espumas, CO<sub>2</sub>, entre otros). Sin embargo, en Colombia con estas técnicas no se obtiene un factor de recobro mayor al 19% (Ospina, 2015).

Según predicciones, se espera que los pozos de crudo pesado, ubicados en los Llanos Orientales del país, alcancen su producción total en un par de años, dicho de otro modo, empezará a declinar su producción. Adicionalmente, la exploración *offshore* no es muy promisorio, ya que implica altos costos económicos para extraer los hidrocarburos a grandes profundidades, lo que hace imposible muchos proyectos de esta naturaleza, teniendo en cuenta las constantes fluctuaciones en el precio del barril de crudo y sus productos (Dinero, 2019).

Ante ello, han surgido nuevas tecnologías como la nanotecnología, un proceso económicamente viable para ser evaluado en los procesos térmicos de inyección de vapor asistido para un mejoramiento catalítico del crudo. La presente revisión documental pretende investigar los avances de la nanotecnología en la industria de los hidrocarburos como una contribución a la solución de problemas asociados a la eficiencia en el proceso de recuperación del crudo, entre los cuales podemos mencionar: altos costos, daños a la formación, fugas, productos químicos, deposición de asfáltenos y problemas ambientales, entre otros. Adicionalmente, identificar las técnicas que tengan un mayor avance

tecnológico a nivel mundial y las propiedades de los fluidos analizados en los artículos de revisión para comparar con las características fisicoquímicas de los crudos que se producen en la Orinoquia Colombiana, la región con mayor número de pozos exploratorios perforados, esto de acuerdo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH); y de esta manera explorar su aplicabilidad en Colombia.

Este contexto nos lleva a formular la siguiente pregunta de investigación: ¿El uso de nanopartículas es una tecnología viable desde la perspectiva de su proceso de obtención, materia prima y método de aplicación, para su utilización en la extracción de petróleo en la Orinoquía Colombiana?

## **Objetivos**

### **General**

Investigar la aplicabilidad de las nanopartículas en la extracción de petróleo y su potencial uso en la Orinoquia Colombiana, a partir de la revisión teórica de los avances en nanotecnología.

### **Específicos**

- Desarrollar una revisión teórica acerca de la aplicabilidad de las nanopartículas en la extracción de petróleo y su potencial uso en la Orinoquia Colombiana.
- Identificar técnicas usadas en el recobro mejorado de crudos a nivel mundial por medio de una revisión del estado del arte.
- Analizar estudios sobre nanotecnología realizados en otros países y sus resultados en la aplicación del recobro mejorado, identificando las ventajas y desventajas de su utilización.

## Capítulo 1. El petróleo y sus generalidades

Etimológicamente hablando, la palabra petróleo se puede traducir, por una parte, del griego *πετρέλαιον* que literalmente significa «aceite de roca», y por otra, de la combinación de dos palabras en latín, *petra* que traduce «roca o piedra» y *oleum* «aceite». Si bien el término «petróleo» como tal no es tan antiguo, se ha demostrado por diferentes documentos históricos que su uso y aplicación se remonta a tiempos antiquísimos en donde diferentes civilizaciones, a lo largo de la historia, lo usaban en diferentes campos. En la Biblia, por ejemplo, se le ordena a Noé calafatear<sup>1</sup> el arca que construyó (Génesis 6:14), así mismo, la arquilla en donde Moisés fue puesto para evitar su muerte, fue impermeabilizada con brea y asfalto (Éxodo 2:3). Por otro lado, se ha encontrado que éste ha sido usado en la medicina farmacéutica por Hipócrates y en la construcción por los egipcios (Simanzhenkov & Idem, 2003). Asimismo, los Nahuas<sup>2</sup> “lo utilizaron para perfumar sus templos, como pegamento, para la producción de barnices, o en la preparación de la argamasa empleada en la construcción, así como para impermeabilizar y proteger la madera de sus construcciones de la humedad, el salitre y los insectos.” (Ortuño Arzate, 2010, p. 24). Por su parte, como se expone en Groysman (2014) a lo largo de los años el ser humano ha utilizado el petróleo de múltiples maneras como la pavimentación de carreteras, producción de queroseno para lámparas o incluso para la producción de productos inflamables con fines militares. Actualmente, la producción del petróleo es usada por un lado como combustible, y por el otro, para la producción de diversos productos tales como perfumes, detergentes, antisépticos, medicinas, fertilizantes, juguetes, entre otros. (p. 222). Así pues, lo expuesto

---

<sup>1</sup> Según la RAE, calafatear hace alusión a cerrar las juntas de las maderas de las naves con estopa y brea para que no entre el agua.

<sup>2</sup> Grupo de pueblos nativos de Mesoamérica



anteriormente es solo una muestra del amplio registro documental que existe en relación con el uso del petróleo por diversas civilizaciones a lo largo de la historia.

Ahora bien, es importante ahondar en el significado del petróleo y su origen.

Inicialmente se tenía la creencia de que el petróleo era de origen inorgánico, y aún algunos científicos defienden tal afirmación, sin embargo, por las diversas investigaciones que se han realizado desde la geología y la química, se ha identificado el petróleo como de origen orgánico de los hidrocarburos. Se plantea que el petróleo surgió a partir de la transformación, durante millones de años, de materia orgánica (animales y plantas), la cual se encuentra en los sedimentos y rocas; para que esta transformación se dé, se requiere de ciertas condiciones de presión y temperatura. Así pues, el petróleo está compuesto, de manera general, de hidrocarburos, asfaltenos, resinas, parafinas, azufre y cenizas. Dentro de su estructura molecular contiene principalmente elementos como carbono *C* (84% al 87%) e hidrógeno *H* (12% al 14%), seguido de otros elementos como el oxígeno *O*, azufre *S*, nitrógeno *N* (1% al 2%) y algunos metales como el cobre *Cu* o el níquel *Ni* (menos del 0,1%) (Simanzhenkov & Idem, 2003, Ortuño Arzate, 2010, Chow Pangtay et al., 1998).

### **Tipos de petróleo**

En relación con los tipos de petróleo, existen diferentes criterios para clasificarlos, entre esos están la clasificación por su composición química y por la densidad. Así pues, Ortuño (2010) desglosa la clasificación de la siguiente manera:

#### ***Según su composición química.***

La división se da en tres grandes grupos, saturados (alcanos o parafinas), no saturados (alquenos, nafteno-aromáticos y aromáticos) y resinas y asfáltenos.

- **Parafínicos:** se componen por más del 50% de hidrocarburos saturados y más del 40% de parafínicos. Poseen densidad cercana al 0.85 l [g/mL] o que los hace ligeros, asimismo se caracterizan por ser fuertemente viscosos;
- **Nafteno-parafínicos:** compuestos con menos del 50% de saturados y más del 40% de hidrocarburos nafténicos;
- **Aromáticos:** su composición está dada con menos de 50% de hidrocarburos saturados, más de 50% de aromáticos de resinas y asfáltenos. Se caracterizan por ser aceites pesados.
- **Amargos:** se consideran de esta categoría cuando el contenido de azufre en su composición es superior al 1.5%
- **Dulces:** si contienen menos del 0.5% de azufre en su composición, son considerados dulces.

### *Según su densidad*

Así mismo, se pueden clasificar de acuerdo con la densidad, que se mide tomando como referencia el agua a la cual se la ha asignado un valor de 10 como referencia (los valores numéricos se identifican como API<sup>3</sup>), así pues, un petróleo con densidad superior a la del agua posee un nivel API menor que 10, en contraparte, uno con densidad inferior a la del agua, un nivel API mayor que 10. Con base en lo anterior, petróleo con más de 29° API es considerado como *Liviano*; con valores entre 22 y 29° API como *Mediano*; entre 10 y 22° API como *Pesado* y finalmente, cuando posee un valor inferior a 10° API es considerado como *Extrapesado*.

---

<sup>3</sup> American Petroleum Institute.

## **Propiedades del reservorio**

Los reservorios petrolíferos son acumulaciones de petróleo que se encuentran dentro de rocas porosas o fracturadas. Son el resultado de procesos sedimentarios ocurridos a lo largo de la historia geológica (X. Wang & Economides, 2009). El entendimiento general de sus propiedades permite la comprensión del comportamiento del crudo dentro del reservorio, lo que al final se traduce en métodos eficientes de extracción del petróleo. A continuación, se presentan los conceptos de las propiedades más importantes de un reservorio.

### ***Mojabilidad***

Tendencia de un fluido de extenderse sobre una superficie en presencia de otro fluido inmisible. Es un factor clave que controla el flujo de fluidos en medios porosos afectando las tasas de desplazamiento de los fluidos y la saturación residual. Esta propiedad puede ser medida a través del método de ángulo de contacto, que consiste en la exposición del fluido de interés sobre una superficie determinada en presencia de otro fluido inmisible. De acuerdo con el ángulo formado entre la gota del fluido y la superficie se determina la mojabilidad del sistema.

### ***Permeabilidad***

Es la facilidad con la que un fluido pasa a través de un material. Es una medida de la conectividad de los poros que usualmente se mide en mili-Darcy (mD). Su medición se realiza a través de distintos métodos entre los que se destaca el análisis del núcleo, que consiste en el flujo de un fluido conocido a través de un núcleo cuyas dimensiones son igualmente conocidas; el propósito de este método es el cálculo de la diferencia de presión para determinar la permeabilidad del núcleo. La determinación de la permeabilidad es vital en procesos tales como la estimación de almacenamiento.

### ***Porosidad***

Es una medida de la capacidad del reservorio de almacenar fluidos. Esta propiedad se mide a través de la relación entre el volumen vacío con respecto al volumen total. Es expresada comúnmente como porcentaje (%) de la roca. La porosidad puede ser medida de tres maneras: Directamente de los núcleos, indirectamente a partir de registros de pozos geofísicos o de datos sísmicos (Selley, 1998).

### ***Tensión interfacial***

Es la fuerza de atracción entre las moléculas en la interfase de dos fluidos inmiscibles. La tensión se incrementa debido a las diferencias en las atracciones moleculares que experimentan las moléculas en la interfaz (J. R. Fanchi & Christiansen, 2016). La tensión interfacial es el principal parámetro que controla la fuerza de atrapamiento capilar que es la que se encarga de atrapar fluidos en las estructuras porosas de los reservorios. Usualmente es expresada en mN/m.

### ***Presión capilar***

Es definida como la diferencia en la presión a través de la interfase, entre dos fluidos inmiscibles. La presión capilar está relacionada con la tensión interfacial y la mojabilidad a través de la ecuación de Young-Laplace, descrita en la Ecuación (1), en donde  $P_c$  es la presión capilar,  $r$  es el radio de poro,  $\theta$  es el ángulo de contacto relacionado con la mojabilidad y  $\sigma$  es la tensión interfacial.

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \quad (1)$$

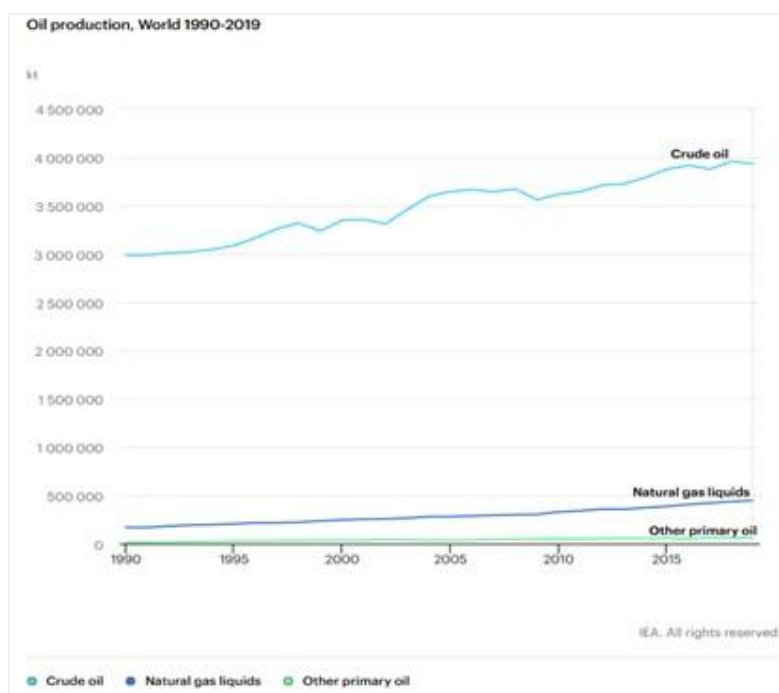
## Producción y demanda a nivel mundial

### *Producción*

Al analizar la producción de petróleo a nivel mundial, se identifica claramente un comportamiento creciente en los últimos 30 años (Ver Figura 1). Sin embargo, a partir del 2019, y como producto de la pandemia, “la producción mundial de petróleo se contrajo en 6,6 millones de barriles por día [b/d], y la OPEC<sup>4</sup> representó dos tercios de la caída.” (British Petroleum, 2021).

### **Figura 1**

*Producción de crudo a nivel mundial (1990-2019)*



*Nota.* Adaptado de *Oil production, World 1990-2019*, por International Energy Agency, 2020, IEA (<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=WORLD&fuel=Oil&indicator=OilProd>).

<sup>4</sup> Organización de Países Exportadores de Petróleo (por sus siglas en inglés)

La producción de petróleo para el año 2020 fue de 88,391 millones de [b/d], es decir, 6,9% menos de lo producido el año inmediatamente anterior (94,961 millones de b/d). En la Tabla 1 se muestra la producción por regiones, en donde el Medio Oriente, seguido de Norteamérica, CIS<sup>5</sup> y Asia Pacífico son las regiones con mayor producción (27,664; 23,521; 13,496 y 7,425 millones de b/d respectivamente). Ahora bien, dentro de los países con mayor producción se encuentran Estados Unidos (16,476 millones de b/d), Arabia Saudita (11,039 millones de b/d), Rusia (10, 667 millones de b/d) y Canadá (5,135 millones de b/d). (British Petroleum, 2021).

**Tabla 1**

*Producción mundial de petróleo por regiones (2020)*

Región	Producción		
	2018	2019	2020
Oriente Medio	31665	30162	27664
Norteamérica	22646	24363	23521
CIS	14624	14727	13496
Asia Pacífico	7610	7628	7425
África	8288	8452	6865
Sur y Centro América	6481	6206	5841
Europa	3538	3424	3579
<b>Total</b>	94851	94960	<b>88391</b>

*Nota.* Se muestra la producción mundial de petróleo de los años 2018, 2019 y 2020 agrupada por regiones; los valores están dados en miles de barriles por día [Mb/d]. (British Petroleum, 2021).

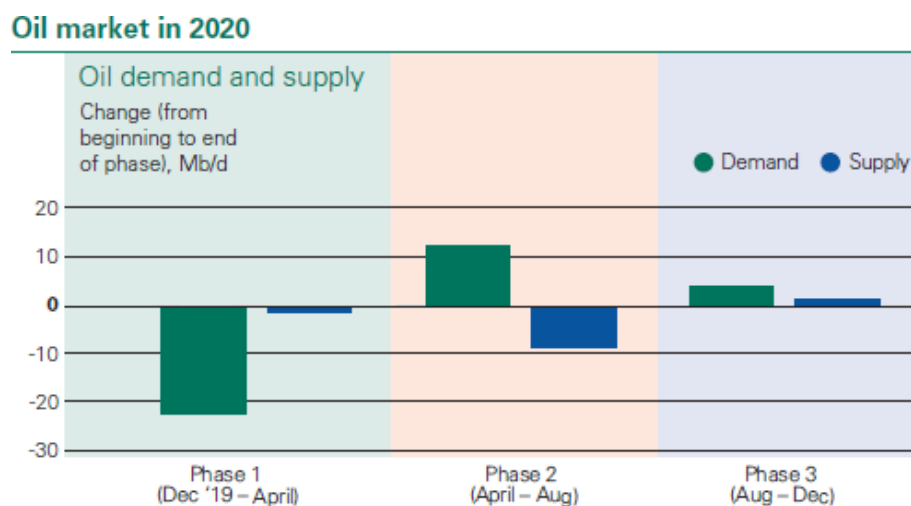
<sup>5</sup> Comunidad de Estados Independientes (CIS, por sus siglas en inglés): Armenia, Azerbaiyán, Bielorrusia, Kazajstán, Kirguistán, Moldavia, Federación de Rusia, Tayikistán, Turkmenistán, Uzbekistán.

## *Demanda*

Sin duda, la pandemia afectó la economía a nivel mundial a todo nivel y el sector energético no ha sido la excepción. En relación con la demanda, la International Energy Agency (2021) afirma que “es poco probable que la demanda mundial de petróleo, que aún se tambalea por los efectos de la pandemia, alcance su trayectoria anterior al Covid.” (p. 4). Así pues, con base en lo anterior y tal como se muestra en la Figura 2, es evidente el impacto que se dio en la demanda principalmente durante el periodo diciembre 2019-abril 2020 en donde se obtuvo una caída de más de 20 Mb/d por debajo de los niveles que se alcanzaron antes de la pandemia (British Petroleum, 2021).

### **Figura 2**

#### *Mercado del petróleo en 2020*



*Nota.* Se muestra el comportamiento del mercado del petróleo en el periodo diciembre 2019 a diciembre 2020 en cuanto a demanda. Adaptado de *Statistical Review of World Energy*, por Bp p.l.c., 2021. Bp (<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>)

En términos numéricos, la demanda total de petróleo a nivel mundial para el año 2020 fue de 88,477 millones de b/d y tal como se observa en la

Tabla 2, Asia Pacífico (33,615 millones de b/d), Norteamérica (20,772 millones de b/d) y Europa (12,788 millones de b/d) fueron las regiones que registraron mayor demanda durante este mismo periodo. En cuanto a los países, Estados Unidos (17,178 millones de b/d), China (14,225 millones de b/d) e India (4,669 millones de b/d) encabezan el listado al ser los países con mayor demanda registrada para el mismo periodo (British Petroleum, 2021).

**Tabla 2**

*Demanda mundial de petróleo por regiones (2018-2020)*

Región	Demanda de petróleo		
	2018	2019	2020
Asia Pacífico	35330	35698	33615
Norteamérica	23784	23710	20772
Europa	14908	14826	12788
Medio Oriente	8879	9011	8321
Sur y Centro América	6000	5889	5274
CIS	4320	4367	4149
África	4045	4098	3559
<b>TOTAL</b>	<b>97265</b>	<b>97598</b>	<b>88477</b>

*Nota.* Se muestra la demanda a nivel mundial de petróleo, categorizada por regiones; los valores están dados en miles de barriles por día [Mb/d]. (British Petroleum, 2021).

### **Producción y consumo de petróleo en Colombia**

Desde el siglo XVI y gracias al descubrimiento de Gonzalo Jiménez de Quesada y sus tropas, Colombia ha tenido conocimiento sobre la presencia del preciado líquido negro en el país. A lo largo de la historia y a través de distintas concesiones, Colombia ha realizado trabajos de exploración de hidrocarburos. Pero, a partir de 1969 y debido a un movimiento



mundial, el presidente Lleras Restrepo por medio de la ley 20 artículo 12, declaró reserva nacional cualquier área petrolífera del país. Con esto, Ecopetrol se convirtió en la administradora de las reservas de petróleo del país, las cuales pueden ser explotadas directamente por la empresa o en asociación con el capital nacional o extranjero.

La industria del petróleo en Colombia ha sido afectada por situaciones geopolíticas nacionales e internacionales, en particular por el conflicto interno del país. Atentados a distintas tuberías ha desencadenado pérdida de grandes cantidades de petróleo, lo que implica cuantiosas pérdidas económicas y lo más importante, graves afectaciones ambientales. A esta problemática se suma el bajo porcentaje de recuperación del crudo que corresponde solo al 19% (Maya et al., 2010).

En el 2014, y debido al aumento en la oferta y producción del petróleo a nivel mundial, la producción del crudo en Colombia se vio significativamente afectada, como se puede apreciar en la

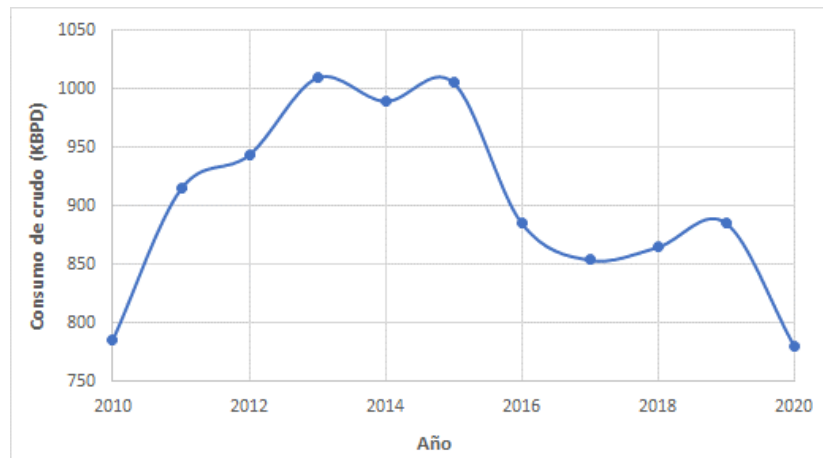
**Figura 3.** Los bajos precios en el mercado conllevaron a la cancelación de proyectos de recobro mejorado, por lo que el país tuvo que seguir extrayendo el petróleo con métodos primarios y secundarios (con bajos porcentajes de factor de recobro), abandonando pozos con alto OIP (Oil in Place) y con baja posibilidad de exploración de pozos no convencionales. Adicionalmente, según British Petroleum (BP), Colombia cuenta con reservas de petróleo para 7.1 años (Looney, 2021).

Por otro lado, y según la Figura 4, el consumo de petróleo en el país ha aumentado, exceptuando en el año 2020 en donde la reducción en la demanda de energía fue causada por la pandemia. Debido a lo anterior, se concluye que para asegurar el desarrollo económico y el suministro del combustible en el país es imperativo el fortalecimiento, incorporación y aseguramiento de distintas tecnologías entre las que se destacan los

métodos de recobro mejorado. Con la implementación de estos métodos se busca aumentar el factor de recobro del 19% al 34% (Saavedra Trujillo & Jiménez Inocencio, 2014).

### Figura 3.

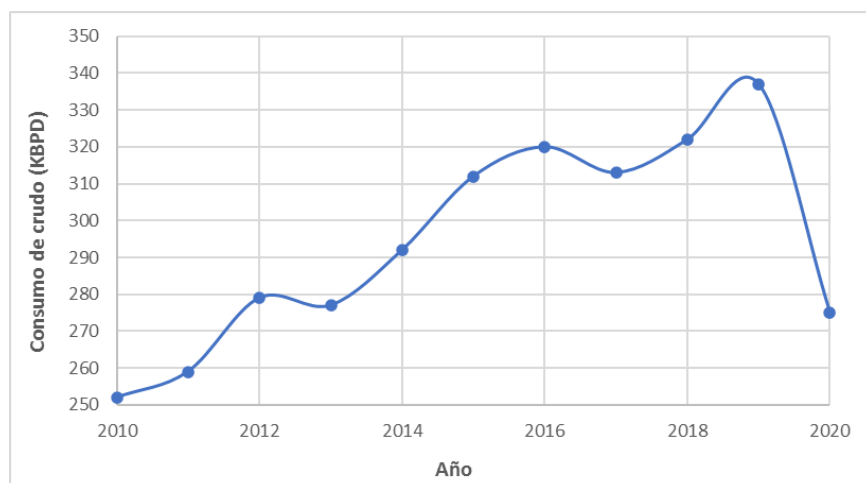
#### *Producción de petróleo en Colombia*



*Nota.* Se muestra la producción de crudo en Colombia en unidades de miles de barriles por día, desde el año 2010 hasta el 2020. Adaptado de *Statistical Review of World Energy*, por Bp p.l.c., 2021. Bp (<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>)

#### Figura 4.

*Consumo de petróleo en Colombia.*



*Nota.* Se muestra el consumo de crudo en Colombia en unidades de miles de barriles por día, desde el año 2010 hasta el 2020. Adaptado de *Statistical Review of World Energy*, por Bp p.l.c., 2021. Bp (<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>)

#### **Petróleo en la Orinoquía**

En Colombia existen veintitrés (23) cuencas sedimentarias, entre las que se destacan la de los Llanos Orientales. Esta cuenca, que produce el 68,9% del crudo total del país, cuenta con una extensión de 225.603 km<sup>2</sup>, en donde se ubican cerca de 337 campos petroleros. La distribución porcentual de la producción de petróleo en esta cuenca es: 71,5% del Meta, 19,1% corresponde al Casanare y el 7,8% a Arauca. (Malagón et al., 2016).

La composición del crudo en esta cuenca corresponde al 68,6% de crudos pesados, 12,8% crudos medianos y el 5,6% crudos livianos. Por otro lado, como lo indica el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo -PNUD:

Si bien la porosidad de las rocas de esta cuenca es media, lo que indica que tiene una capacidad de almacenamiento de fluidos relativamente buena, sus indicadores de saturación de agua son muy elevados (entre 37,3% y 76,9%), lo que significa que acumula una gran cantidad de este líquido, reduciendo la posibilidad de acumulación de hidrocarburos.

### ***Arauca***

Desde 1959 hasta 1982, y a través de distintas concesiones y asociaciones, la explotación petrolera en Arauca tuvo bajos niveles de producción. Fue en 1983, en el contrato Cravo norte entre Ecopetrol y Occidental de Colombia, en donde se hallaron nuevos yacimientos como Cañón Limón, la Yuca y Matanegra. De acuerdo con un informe de Fedesarrollo a Ecopetrol S.A “Los primeros desarrollos sugerían reservas superiores a los 800 millones de barriles de crudo liviano.” (Delgado & Martha, 2018). Los campos y sus respectivas reservas hallados fueron: Campos Caño Yamural, la Yuca y Caño Limón con 1.500 millones de barriles, Campo Redondo con 118,3 millones de barriles, Campo Redondo Este con 1,8 millones de barriles, Campo Remana con 1,9 millones de barriles y Campo Torina con 2,0 millones de barriles.

En 1985 se puso en funcionamiento el oleoducto Caño Limón-Coveñas con capacidad de transportar 220 mil barriles diarios. Gracias a los hallazgos de los pozos en Arauca, Colombia en 1986 logra la autoeficiencia energética y recobra su condición de exportador neto de crudo (Delgado & Martha, 2018).

En 1996 el departamento alcanzó el punto máximo de producción de crudo que correspondía al 43% del total producido en Colombia. Desde 1997 y hasta la fecha, los pozos petroleros del departamento de Arauca han presentado un período de declive de la

producción. Lo anterior es debido a diferentes factores tales como disminución natural de las reservas, el aumento en la oferta a nivel internacional, situación que disminuye los costos de barril del petróleo haciendo inviable la implementación de nuevas técnicas de extracción, además, en los dos últimos años, la pandemia ha acentuado esta situación, complicando aún más la posibilidad de implementar técnicas de recobro mejorado en la región. Cabe resaltar que el tipo predominante producido en el departamento es mediano y los costos de extracción promedio de la región es uno de los más bajos del país (inferiores a USD 10). (Malagón et al., 2016).

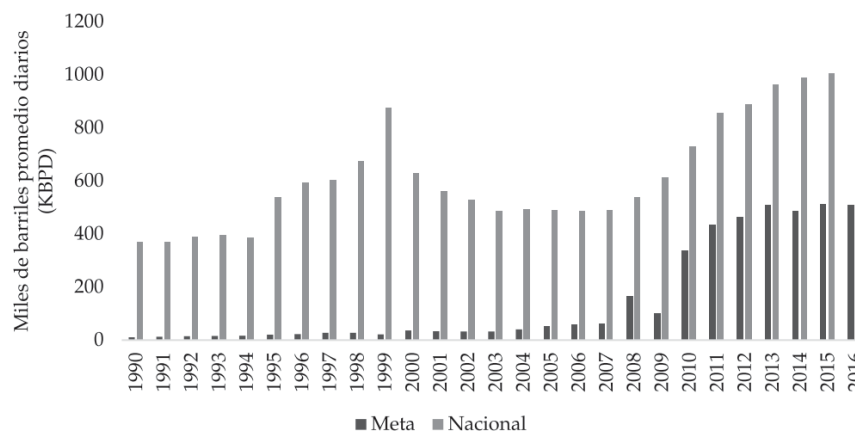
### ***Meta***

En la década de los cuarenta, la compañía Chevron Petroleum Company empezó la exploración petrolera en los Llanos Orientales. Después de distintas concesiones y asociaciones, en el año 1975 fue descubierto el campo Castilla. Luego, en el año 1981, con la perforación del pozo Apiay 1, Ecopetrol descubre el campo Apiay (Delgado & Martha, 2018). Un año después, es descubierto el campo Rubiales por la compañía Intercol. El transporte del crudo a través de carrotanques fue realizado hasta el año de 1989, año en donde inicia labores el Oleoducto Central de los Llanos. En el año 1995, el campo Rubiales empieza con las actividades de perforación. En el año 2002, Ecopetrol inicia un proceso de adecuación y ampliación de las facilidades del campo Castilla-Chichimene. En el año 2011, el campo Castilla y Chichimene reportan su máximo de producción con 119,879 y 34,697 barriles/día, respectivamente. En el año 2013, ocurre lo mismo con el campo Rubiales, que reporta una producción 212,115 barriles/día.

Según Fedesarrollo (Delgado & Martha, 2018) “En el año 2015, el Campo Castilla se ratifica como el mayor productor de Ecopetrol a nivel nacional, el cual aporta alrededor del 12% de la producción del país y el 21% de la producción directa de Ecopetrol.” En la Figura 5, se observa la producción de petróleo en el Meta en comparación con la producción a nivel nacional.

### Figura 5.

*Producción de petróleo en el Meta y Colombia en miles de barriles promedio diarios*



*Nota.* Se muestra la producción de petróleo en el Meta y Colombia desde el año 1990 hasta el 2016. Tomado de *Estudio Sobre El Impacto De La Actividad Petrolera En Las Regiones Productoras De Colombia*, por Fedesarrollo, 2018.

En el departamento del Meta, el tipo de crudo predominante es pesado cuyas gravedades API varían entre 12,1 (Campo Castilla), 12,9 (Campo Rubiales) hasta 18,4 (Campo Chichimene) (Malagón et al., 2016).

#### 1.1.1. Casanare

Desde la década de los 60's hasta mediados de la década de los 80's, hubo grandes dificultades en la extracción del crudo debido a la baja capacidad tecnológica en el

departamento sumado a las enormes dificultades geológicas. En 1988, se inicia perforación en el pozo Cusiana 1 en donde se encuentra reservas de gas; en este mismo año, se abandona temporalmente la exploración del pozo Cusiana 2 debido a fallas mecánicas. En el año 1990 se reanuda la perforación del pozo Cusiana 2 y se descubre un gran yacimiento de petróleo y gas con reservas de 1200 millones de barriles de petróleo, convirtiéndose en el yacimiento petrolífero más grande de la región de la Orinoquía. En el año 1993, se descubre el pozo Cupiagua con reservas de 830 millones de barriles de petróleo. En el 2013 hay un fuerte declive en la producción de petróleo acompañado con un aumento en la extracción de gas. En el año 2016, el campo Cupiagua logró una cifra récord de producción al lograr extraer 212,6 millones de pies cúbicos por día.

## Capítulo 2. Recuperación del Petróleo

Hablar de un promedio de recuperación de petróleo implica no llegar a un acuerdo, pues los valores varían de un autor a otro, según se puede apreciar en la literatura, como se indica a continuación. Aadnøy & Looyeh (2019) afirma que, en promedio la recuperación a nivel mundial de petróleo en reservorios convencionales se encuentra entre el 30 al 35% del petróleo inicial *in situ*. Tal recuperación de petróleo se da en tres (3) etapas: recuperación primaria, secundaria y terciaria y según la *Chulalongkorn University*. Como se aprecia en la Figura 6, en cada etapa el promedio de recobro varía, siendo de hasta el 15% para la recuperación primaria, entre un 20-40% para la secundaria y hasta un 60% para la terciaria.

Antes de ahondar en cada una de las etapas que componen la recuperación de petróleo, es importante hacer mención del término *Factor de Recobro -FR*, pues éste es un concepto de importante relevancia en este tema. Así pues, *FR* hace referencia al porcentaje de petróleo que se puede producir con respecto al petróleo original en sitio de un yacimiento, utilizando algunas de las técnicas existentes (primarias, secundarias o terciarias), depende en forma general de los mecanismos de producción y de las propiedades físicas de las rocas y fluidos del yacimiento.

El porcentaje del factor de recobro viene definido por la siguiente ecuación:

$$\%FR = \frac{\text{Reservas de Hidrocarburos}}{\text{Hidrocarburo Original en Sitio}} \times 100$$

El factor de recobro máximo (FR<sub>máx</sub>) es el porcentaje máximo de volumen de petróleo recuperable. Este factor influye en muchas decisiones para implementar un plan de desarrollo, evaluar la eficiencia del campo explotado y las inversiones económicas; sin embargo, el grado de exactitud de la correcta estimación del factor de recobro máximo es



difícil de determinar debido a la alta cantidad de parámetros relacionados al recobro de petróleo (propiedades petrofísicas, presión de reservorio, propiedades de fluidos, etc.).

## Figura 6

### *Factores de recobro*



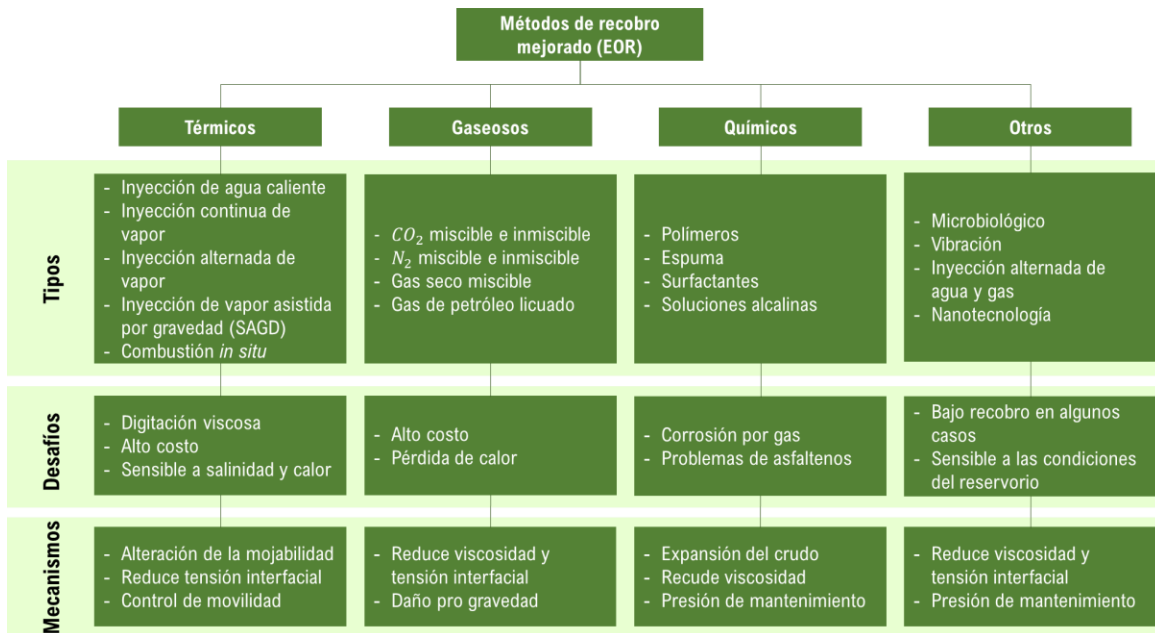
*Nota.* Adaptado de *Recovery Techniques (Extraction of petroleum)*, por Chulalongkorn University, Petroleum Geology class (<https://petgeo.weebly.com/thereservoir.html>).

Ahora bien, la recuperación primaria es la primera etapa en la producción en donde la recuperación se da de forma natural gracias a la energía yacimiento, la cual es generada por la presión subterránea. En algunos casos, el petróleo puede llegar a la superficie únicamente con el aporte energético del propio yacimiento, en otros, se requiere de una fuente externa que aporte energía, es decir, se da por medio de levantamiento artificial. Estas técnicas son aplicadas a crudos livianos; el factor de recuperación depende de la

particularidad del yacimiento y para esta etapa es del orden del 5-20% en promedio (Salager, 2005; Fanchi & Christiansen, 2017).

La recuperación secundaria, la cual es posterior a la primaria, consiste en inyectar agua o gas con el propósito de mantener o aumentar la energía natural del pozo y de esta manera promover la extracción del crudo del yacimiento. Dicha inyección se lleva a cabo desde un pozo inyector con el fin de “empujar” el petróleo para que éste se desplace hasta un pozo productor para ser extraído (Figura 6). El factor de recuperación en esta etapa es en promedio del 25-30% (Salager, 2005; Fanchi & Christiansen, 2017).

Por su parte, la recuperación terciaria (también conocida recobro mejorado, EOR por sus siglas en inglés), se emplea con el propósito de aumentar el factor de recobro del «Oil in Place» (OIP, por sus siglas en inglés) de un yacimiento con crudo pesado o extrapesado, así como en pozos con crudos livianos que han entrado en un proceso de declinación o que previamente han sido intervenidos mediante técnicas de recuperación primaria y secundaria y que aún poseen un alto porcentaje de crudo por extraer (Espinosa & Torres, n.d.). Así pues, como lo expresa Olajire (2014), “el objetivo final de los procesos EOR es aumentar la eficiencia general de desplazamiento de aceite, que es una función de la eficiencia de desplazamiento microscópico y macroscópico” (p. 964). Algunos de las técnicas más usadas en EOR se muestran en la Figura 7, dentro de las cuales se encuentran los métodos térmicos, inyección de gas, inundación química, entre otros.

**Figura 7***Métodos de recobro mejorado de petróleo*

*Nota.* El gráfico muestra las técnicas de recobro mejorado más usadas. Adaptado de *Nanotechnology in enhanced oil recovery*, por (Cheraghian et al., 2020)

**Recobro mejorado de petróleo (Enhance Oil Recovery)**

El recobro mejorado de petróleo, (Enhanced Oil Recovery, EOR por sus siglas en inglés), también conocido como recobro terciario, se refiere al proceso de producción de hidrocarburos por métodos distintos a los convencionales en donde se hace uso de la energía del yacimiento, así como de esquemas de re-presurización del yacimiento con gas o agua (recobro primario y secundario). Este tipo de métodos de recobro alteran las propiedades ya sea del yacimiento o de los fluidos que se encuentran dentro de este con el propósito de aumentar el factor de recobro (Terry, 2001).

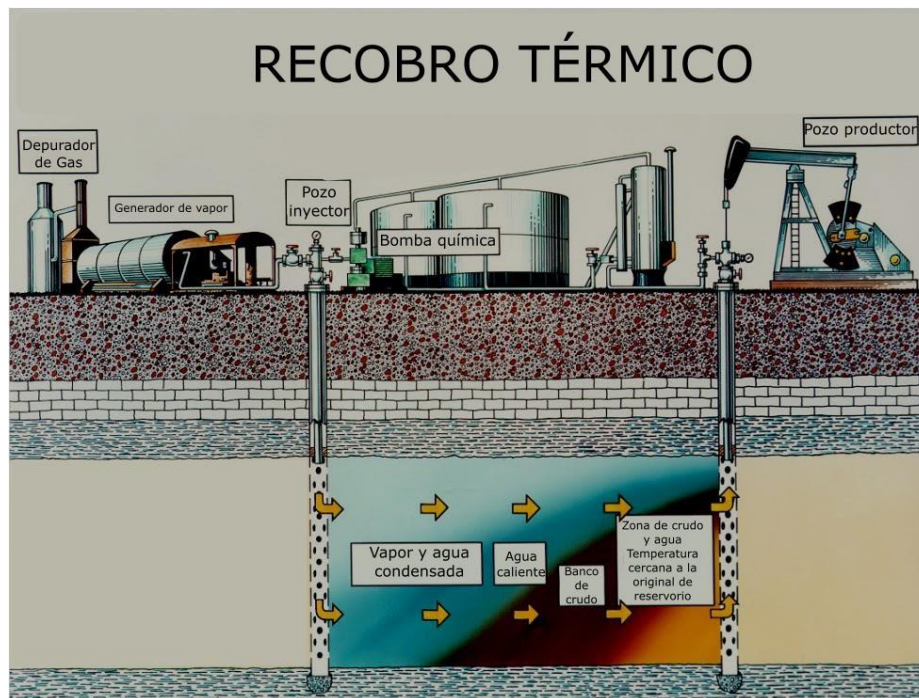
Tal como se describió en el apartado anterior, las técnicas de recobro son utilizadas para aumentar el factor de recuperación del petróleo. Así pues, en este apartado se describirán la técnicas más conocidas y utilizadas.

### ***Recobro térmico***

Consiste en la transferencia de energía en forma de calor a partir de la inyección al reservorio de fluidos calientes como vapor o agua, así como por inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD, por sus siglas en inglés) y combustión *in situ*, con el fin de aumentar la temperatura del crudo para que los fluidos se dilaten y expandan, disminuyendo de esta forma la viscosidad del crudo y facilitando su desplazamiento, es decir, incrementando su movilidad (Caballero Abril & González Camacho, 2018; Espinosa & Torres, n.d.).

### **Figura 8**

*Recobro térmico (Inundación de vapor con aditivos químicos)*



*Nota.* Adaptado de *Enhanced Oil Recovery (THERMAL RECOVERY)*, 2012, por Pet-Oil (<https://pet-oil.blogspot.com/2012/03/enhanced-oil-recovery-thermal-recovery.html>)

**Inyección cíclica de vapor.** En esta técnica, también conocida como *estimulación cíclica de vapor –CSS*, se inyecta vapor al pozo durante un periodo aproximado de tres semanas, para luego cerrarlo por un par de días (a este tiempo se le conoce como *periodo de remojo*), tiempo durante el cual se da la transferencia efectiva de energía a la formación y al crudo; posteriormente, se activa nuevamente la producción en dicho pozo obteniéndose altas tasas de recuperación. Sin embargo, pasado unos meses la producción declinará a su valor original, por lo cual se hace necesaria una re-estimulación del pozo, es decir, repetir el procedimiento hasta que éste ya no sea rentable (Benavides & Pinilla, 2017).

**Inyección de vapor continua.** Consiste en inyectar vapor continuamente, desde un pozo conocido como inyector, con el fin de transmitir la mayor cantidad de energía y así, con el aumento de temperatura, lograr disminuir la viscosidad del crudo y facilitar su desplazamiento hacia el pozo productor. Para aplicar este método se deben considerar las características propias del yacimiento tales como presión, viscosidad del crudo, profundidad y grosor de la arena (Benavides & Pinilla, 2017).

**Inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD).** La técnica requiere la perforación de dos pozos horizontales (uno sobre el otro). Por el pozo superior, es decir el inyector, se introduce vapor a presión el cual forma una cámara de vapor. La condensación del vapor genera el calor necesario para reducir la viscosidad del crudo logrando así la movilización, por gravedad, hacia el pozo inferior (el productor) (Mohammadzadeh & Ioannis, 2010).

**Inyección de agua caliente.** Este método de recuperación terciaria consiste en introducir agua caliente al yacimiento con el propósito de calentar la formación en los alrededores del pozo. Dicha agua se mezcla con los fluidos del yacimiento lo que genera una zona caliente

que permite aumentar la movilidad del crudo a partir de la reducción en la viscosidad de éste gracias a las elevadas temperaturas. Al igual que la *Inyección de vapor*, se requiere de un pozo inyector y otro productor para la implementación de esta técnica, con la diferencia en que éste último es más eficiente por su capacidad de transmitir mayor cantidad de energía, ya que el agua caliente suele dispersarse en el camino (Torre, 2014).

Para las técnicas mencionadas previamente, se requiere agua limpia, es decir, ésta no debe contener sólidos suspendido y/o minerales disueltos ya que pueden causar daños en el sistema de distribución y el mismo pozo, así como en el equipo de generación de vapor (para el caso específico de la inyección de vapor). Asimismo, existe riesgo de que la expansión térmica cause daños en el revestimiento mientras el vapor está siendo inyectado, lo que puede generar serios impactos en la flora y fauna de los alrededores. (Espinosa & Torres, n.d.; Salvador & Evaristo, 2009)

**Combustión *in situ*.** La combustión *in situ* tiene como finalidad generar calor a partir de la quema de un porcentaje del petróleo del yacimiento (aproximadamente el 10%). El procedimiento se da de la siguiente manera: se introduce aire comprimido por el pozo inyector con el propósito de generar ciertas reacciones químicas como la oxidación a bajas temperaturas (dadas por la mezcla entre el aire y ciertos compuestos propios del petróleo). Dichas reacciones son las encargadas de aumentar la temperatura consiguiéndose con esto una disminución en la viscosidad del petróleo y por lo tanto un incremento en la movilidad de éste hacia el pozo productor (Yatte Garzón & Muñoz Navarro, 2011). Esta técnica de recobro es considerada una de las más complejas y suele generar preocupación por los riesgos que conlleva su implementación, pues puede generar un aumento en la actividad sísmica de la zona, contaminación ambiental por la expulsión de gases de combustión al

ambiente a través de fracturas generadas en la roca por las altas temperaturas, causando contaminación de acuíferos subterráneos y cuerpos de agua superficial. (Ardila, 2014)

### ***Recobro gaseoso***

Para estas técnicas se utilizan gases como el Nitrógeno  $N_2$  o el dióxido de carbono  $CO_2$  para generar un «empuje» extra en la producción de petróleo. Estos métodos buscan reducir la tensión interfacial entre el fluido inyectado y el petróleo (aprovechando los principios de transferencia de masa). Así pues, el objetivo de inyectar gas al yacimiento es que la presión de éste permanezca o aumente con el fin de mejorar la movilidad al reducir la viscosidad del petróleo presente en el yacimiento (Caballero Abril & González Camacho, 2018; Espinosa & Torres, n.d.; Romo, 2018). Las técnicas más comunes son inyección de Nitrógeno  $N_2$ , de Dióxido de carbono  $CO_2$ , miscible e inmiscible.

**Inyección de  $CO_2$ .** Esta técnica se basa en la inyección de grandes cantidades dióxido de carbono (aproximadamente 30% del volumen poroso) y se da de dos formas: por desplazamiento miscible e inmiscible. El desplazamiento miscible consiste en desplazar el petróleo del yacimiento a través de la inyección del  $CO_2$ , el cual hace que el petróleo se expanda y disminuya su viscosidad. Asimismo, se eliminan los efectos de la tensión interfacial entre el petróleo y el  $CO_2$  mejorándose así la movilidad del petróleo en el reservorio y por lo tanto su factor de recobro. Por su parte, el desplazamiento inmiscible (en el cual no se genera una mezcla homogénea entre el petróleo y el gas inyectado, sino un hinchamiento del petróleo y una reducción en la viscosidad de éste) mediante  $CO_2$  tiene como objetivo principal aumentar y mantener la presión del reservorio y mejorar así el factor de recobro. Cabe señalar que el desplazamiento miscible es más eficiente que el inmiscible en términos de recuperación de petróleo (Lituma, 2021).

**Inyección de N<sub>2</sub>.** Consiste en inundar con Nitrógeno el yacimiento con el objetivo de incrementar el factor de recobro de petróleo; se da de dos formas: proceso miscible e inmisible. La presión mínima de miscibilidad (MMP, por sus siglas en inglés) es lo que determina cuál de los dos métodos es. Si se tiene una presión por debajo de la MMP el proceso será inmisible a través del cual se hincha el petróleo y se reduce su viscosidad; por otro lado, si la presión es superior a la MMP, el desplazamiento será miscible y la inyección consistirá en un drenaje de vaporización. Para el caso del proceso miscible, hay que tener en cuenta que solo aplica para yacimientos profundos de crudo liviano y con altas presiones (Flores Yenque, 2009; Lituma, 2021).

### ***Recobro químico***

Los métodos de recobro químico consisten en inyectar algunas sustancias químicas tales como polímeros, espuma, surfactantes o soluciones alcalinas con la finalidad de minimizar la tensión interfacial o las fuerzas capilares que dificultan la movilidad del petróleo en el yacimiento. Es la reducción de las tensiones entre el agua y el crudo lo que genera la fuerza de impulse que permite el desplazamiento del petróleo (Caballero Abril & González Camacho, 2018; Olajire, 2014).

**Inyección de polímeros.** Surge como un complemento de mejora a la inyección de agua convencional; su objetivo es lograr mayor uniformidad en el barrido y mayor desplazamiento del petróleo. Asimismo, generar un aumento en la viscosidad del agua para lograr una disminución en la relación de fuerzas viscosas y de este modo controlar la movilidad de los fluidos en el yacimiento. Así pues, el petróleo se puede desplazar con facilidad a través del reservorio para posteriormente ser extraído (Espinosa & Torres, n.d.; Jiménez Molano et al., 2014).



Dentro de los polímeros más utilizados se encuentra los polímeros sintéticos como la *poliacrilamida parcialmente hidrolizada* (HPAM) y biopolímeros como el *Xanthan*.

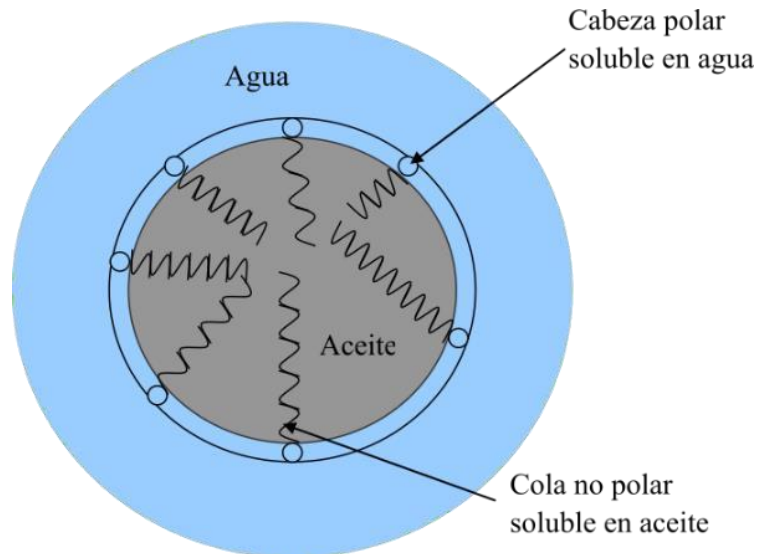
Actualmente se han reportado incrementos por el orden del 5% en el factor de recobro del OOIP (*original oil in place*) a través de estas técnicas (Olajire, 2014).

**Inyección de espuma.** Se inyecta agua, aire y un agente químico al yacimiento con el fin de generar la espuma al interior (dada la dificultad que representaría el inyectar directamente la espuma). La espuma empleada mejora la eficiencia de barrido en el depósito al entrar en contacto con el petróleo. Las espumas se localizan, en primera instancia, en los poros de mayor tamaño, posteriormente en los más pequeño, mientras que aquellas zonas con mayor permeabilidad son inundadas con espuma, mejorando con ello la eficiencia de barrido vertical del yacimiento. La definición de la calidad de la espuma está dada por la razón entre el volumen de gas contenido y el total de volumen de la espuma (Caballero Abril & González Camacho, 2018).

**Inyección de surfactantes.** Un surfactante es un agente tensioactivo compuesto por dos grupos funcionales: uno hidrofílico (cabeza polar) el cual es afín o soluble en agua y otro hidrofóbico (cola no polar) que es soluble en compuestos no polares como el aceite (ver Figura 9). Esta técnica es utilizada para recuperar el petróleo aún presente en un yacimiento luego de la recuperación primaria y/o secundaria y consiste en inyectar surfactante, el cual se desplaza hacia la interfase entre el agua y el petróleo produciendo una reducción de la tensión interfacial (IFT, por sus siglas en inglés) de la interfase agua/petróleo. Conforme va disminuyendo la tensión interfacial entre las dos fases, se incrementa la capacidad desplazamiento de la fase oleosa (petróleo) incrustada en los poros de la matriz de la roca (Olajire, 2014; Terry, 2001).

## Figura 9

### Principios de los surfactantes



*Nota.* Adaptado de “Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry” (p. 968), por A. Olajire, 2014, *Energy*, 77.

**Soluciones alcalinas.** Moléculas de surfactante son formadas *in situ* al mezclar una solución alcalina con ciertos tipos de crudo (las soluciones usadas suelen ser hidróxido de sodio, ortosilicato de sodio, metasilicato de sodio, carbonato de sodio, amoníaco e hidróxido de amonio), lo que produce una reducción de la tensión interfacial entre la interfase agua/petróleo; dicha reducción de la tensión interfacial es lo que genera un aumento en la eficiencia de desplazamiento microscópico, al tiempo que se incrementa el factor de recuperación del petróleo (Terry, 2001).

### Otros métodos de recobro

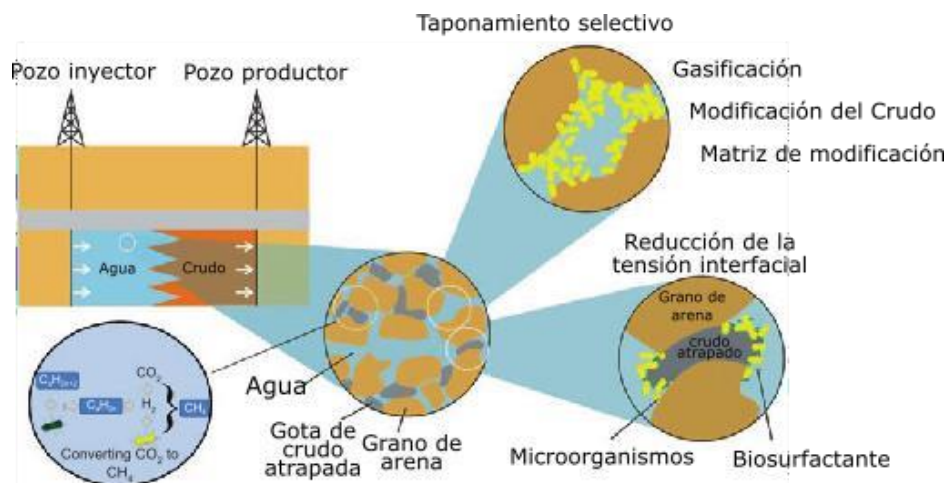
Adicional a los métodos de recobro térmicos, gaseosos y químicos conocidos, existen otros métodos que suelen ser utilizados, entre los más conocidos está el recobro a partir del uso de microorganismos, inyección alternada de agua y gas e incluso el uso de la nanotecnología. Dado que el objetivo de la presente monografía está en función de este último, en el capítulo tres (3) se profundizará al respecto.

**Inyección alternada de agua y gas.** La técnica *Water Alternating Gas -WAG*, tiene como finalidad inyectar agua y gas de manera alternada y sucesiva (por baches) con el propósito de desplazar la mayor cantidad de petróleo aún presente en el yacimiento. A partir de este método se busca aprovechar las ventajas ofrecidas por el agua y el gas (alta eficiencia macroscópica y microscópica respectivamente) (Jiménez Díaz et al., 2007).

**Microbiológico.** Esta técnica, conocida como *Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR)*, implica la inyección de microorganismos con el fin de que éstos reaccionen con fluidos propios del yacimiento. Existen dos tipos de procesos, por un lado, se tiene aquel cuyo propósito es inyectar microorganismos que al reaccionar con los fluidos del yacimiento generan surfactantes, tal es el caso de *Bacillus sp.*, *Acinetobacter sp.*, *Bombicola*, *Pseudomonas*, *Rhodococcus sp.*, por mencionar algunos; y por el otro, la inyección de microorganismos como *Xanthomonas sp.*, *Lactobacillus suebicus*, *Bacillus sp.*, *Aureobasidium sp.*, *Leuconostoc sp.*, entre otros, que generan polímeros al reaccionar con los fluidos. Una vez se da la reacción, el proceso se da forma similar a los métodos químicos descritos en apartados anteriores. Para la implementación de esta técnica de recobro es importante conocer ampliamente las características del yacimiento, pues se deben asegurar las condiciones que propicien el crecimiento de los microorganismos inyectados para que el proceso tenga éxito (Niu et al., 2020; Terry, 2001).

**Figura 10**

*Ilustración esquemática de MEOR*



*Nota.* Adaptado de “Oil Recovery Experiences and Economics of Microbially Enhanced Oil Recovery (MEOR)” (p. 3), por K. Liu & X. Wei, 2017, *Consequences of Microbial Interactions with Hydrocarbons, Oils, and Lipids: Production of Fuels and Chemicals*

**Nanotecnología.** “La nanotecnología trata sobre las diferentes estructuras de la materia con dimensiones del orden de una millonésima parte de metro” (Poole & Owens, 2007). Así, pues, con base en lo anterior, en relación con el sector *Oil & Gas*, se ha aprovechado la particularidad de esta tecnología y se ha implementado el uso de nanopartículas como una propuesta alternativa de recobro mejorado. Con esta técnica se busca alterar las propiedades del petróleo inyectando pequeñas partículas de compuestos químicos (de 1 a 100 nm<sup>6</sup>) en el yacimiento con el fin de obtener disminución en la viscosidad del petróleo, cambios en la tensión interfacial y mojabilidad, así como en el ángulo de contacto, permitiendo con ello mejorar la movilidad del fluido e incrementar el factor de recobro (Caballero Abril &

<sup>6</sup> Unidad de medida: Nanómetro

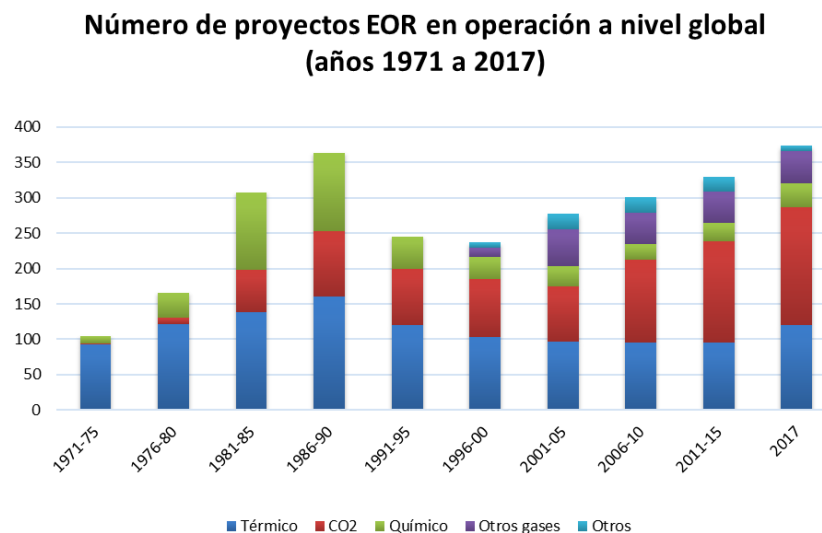
González Camacho, 2018).

### Aplicación de técnicas EOR

Es innegable el esfuerzo de entidades tanto públicas como privadas por conocer el estado actual de la aplicación de la recuperación terciaria, así como por encontrar la mejor manera de recuperar, a partir de técnicas EOR, el petróleo que aún queda en el reservorio después la recuperación primaria y/o secundaria. No es poca la cantidad de proyectos en este tema, prueba de ello son las estadísticas publicadas por la International Energy Agency-IEA (2019), en donde se evidencia un comportamiento creciente con respecto al número de proyectos EOR en operación. Si bien en el periodo de 1981 a 1990 hubo un aumento significativo en comparación con otros periodos, aun así, no cabe duda de que el comportamiento general es creciente, como se observa en la Figura 11.

#### Figura 11

*Número de proyectos EOR en operación a nivel global (1971–2017)*



*Nota.* Se muestra la cantidad de proyecto EOR en operación desde 1971 hasta 2017.

Adaptado de *Number of EOR projects in operation globally 1971-2017*, por International

Energy Agency, 2019, IEA (<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/number-of-eor-projects-in-operation-globally-1971-2017>).

Ahora bien, la Missouri University of Science and Technology (2018) a partir del *EOR Data Group*<sup>7</sup>, ha venido realizando desde 2013 un trabajo significativo en cuanto la recolección y análisis de proyectos EOR a nivel mundial a partir de información como la consulta bianual de *EOR* por la *Oil & Gas Journal*, publicaciones de la SPE<sup>8</sup>, reportes de investigación del DOE<sup>9</sup>, entre otros. Así pues, como se observa en la Figura 12, los países con mayor número de proyectos relacionados con recobro mejorado son Estados Unidos, seguido de Canadá y China, en los cuales las técnicas más implementadas son la inyección de vapor, hidrocarburo miscible y polímero, respectivamente. Asimismo, destacar a Venezuela como el país latinoamericano con mayor cantidad de proyectos EOR, con la inyección de vapor como la técnica que más han usado.

Por otro lado, es fundamental conocer las características propias de la formación, pues lo primero que se debe hacer para poder establecer el método EOR más adecuado, es analizar las propiedades de ésta (Delgadillo & Trujillo, 2013). Con base en lo anterior, dentro del mismo análisis del *EOR Data Group*, presentan una comparación entre las diferentes técnicas EOR empleadas en los proyectos, el tipo de formación y las propiedades de la formación tales como porosidad, permeabilidad, profundidad, gravedad del crudo, viscosidad, temperatura, y saturación. Al observar los diagramas de cajas presentados en la Figura 13, es evidente la variabilidad que existe en los datos de las propiedades según el método EOR a utilizar y el tipo de formación.

---

<sup>7</sup> La misión de *EOR Data Group* es recopilar y analizar datos de proyectos EOR y desarrollar pautas para la selección práctica y optimización de los métodos EOR bajo condiciones particulares del reservorio.

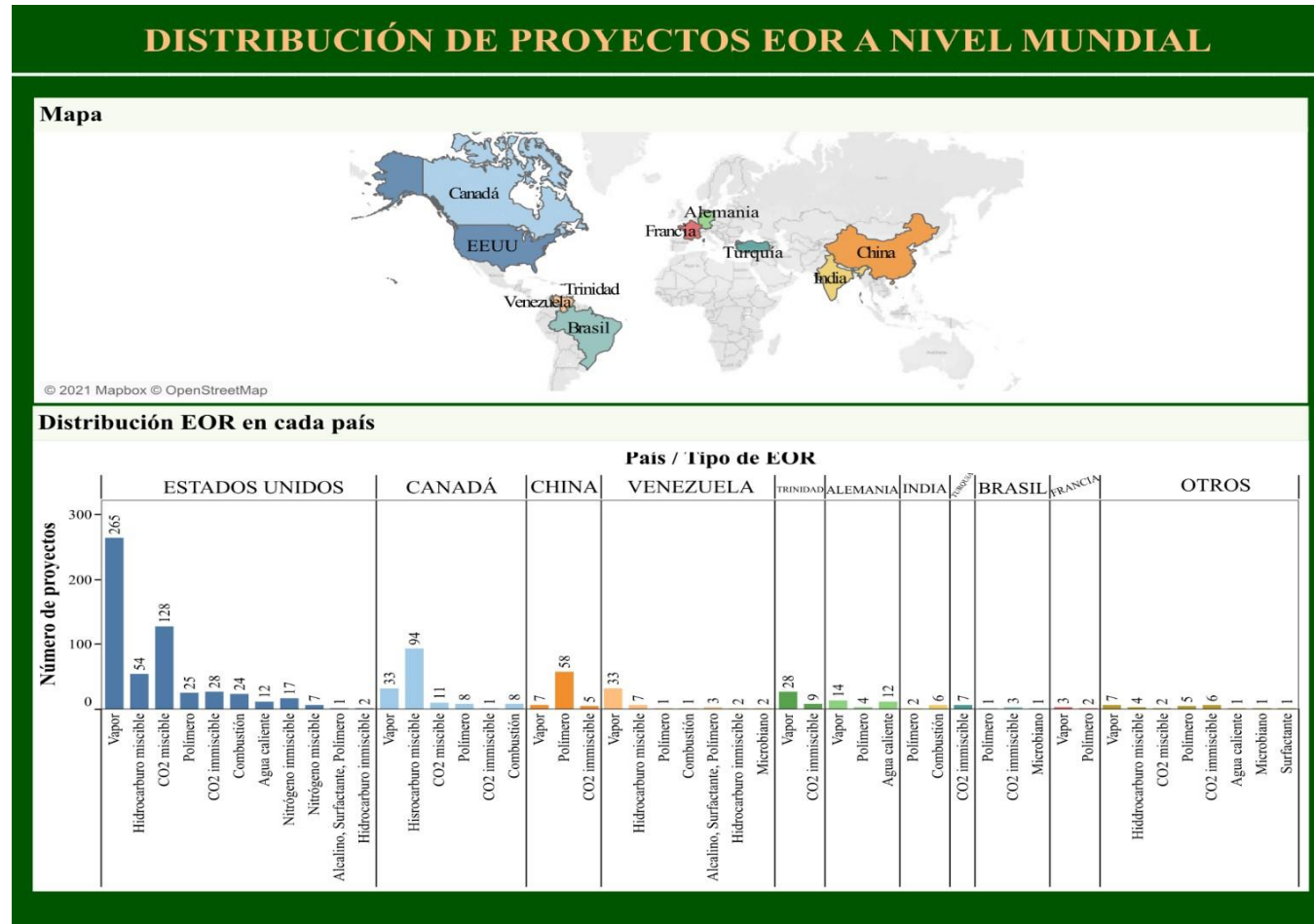
<sup>8</sup> Society of Petroleum Engineers

<sup>9</sup> Department of Energy

Se observa que las técnicas de inyección de Agua caliente y de CO<sub>2</sub> miscible e inmisible presentan mínima variabilidad en sus datos para las diferentes propiedades analizadas en formaciones nulas. Por su parte, Hidrocarburo inmisible, Nitrógeno miscible y Surfactantes son las de menor variabilidad en Arenisca; lo mismo ocurre con los Polímeros, pero en formaciones de Carbonato. Asimismo, el Polímero es el método con mayor Rango intercuartílico (RIC), es decir, aquel con mayor variabilidad en sus datos tanto en *Porosidad* como en *Permeabilidad* en formaciones nulas. Por su parte, para la inyección de Nitrógeno inmisible se tiene mayor RIC en las propiedades *Profundidad* y *Viscosidad* en Arenisca, así como en la *Temperatura* para la formación de Carbonato. En cuanto a la *Gravedad en °API*, se observa que el uso de microorganismos en formaciones de Arenisca cuenta con el mayor RIC. Finalmente, para la *Saturación*, la inyección de Hidrocarburo miscible en Carbonato es la técnica con mayor variabilidad. Con lo anterior, se deja ver que para utilizar cualquier técnica de recobro es importante analizar la particularidad del yacimiento, pues las condiciones varían de un tipo de formación a otro para cada propiedad. Lo anterior, se evidencia en los diagramas de caja que se aprecian en la Figura 13 y que representan la cantidad de proyectos que han aplicado las diferentes técnicas, en los diferentes tipos de formaciones.

**Figura 12**

*Distribución de proyectos EOR a nivel mundial*

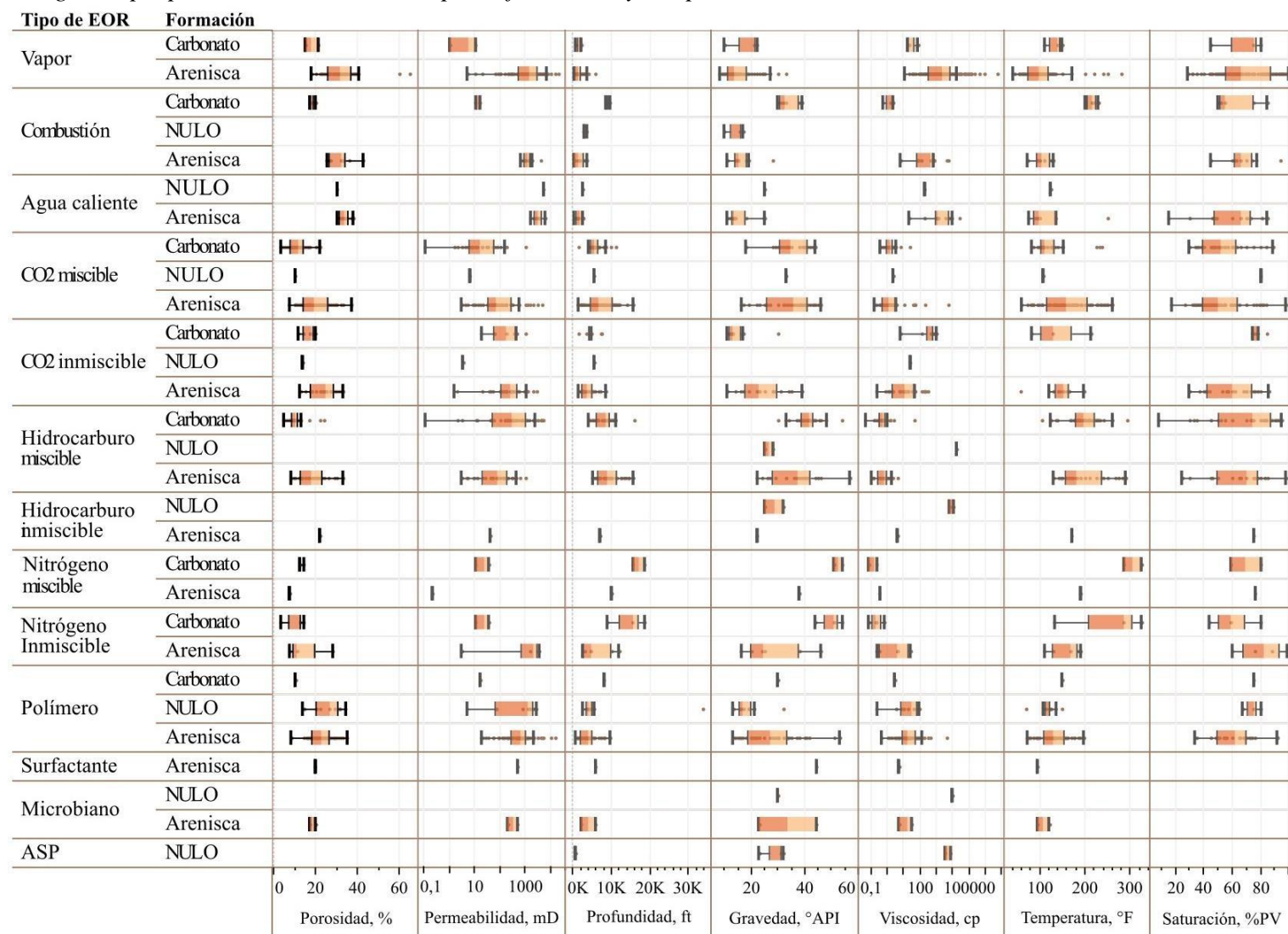


*Nota.* Adaptado de *EOR Data Group*, por Missouri University of Science and Technology, EOR Data Group, 2018, (<https://public.tableau.com/app/profile/na.zhang/viz/WorldwideEOR/WorldwideEORDistribution>)



**Figura 13**

*Rangos de propiedades basados en el tipo de formación y el tipo de EOR*



Nota. Adaptado de *EOR Data Group*, por Missouri University of Science and Technology, EOR Data Group, 2018, (<https://public.tableau.com/app/profile/na.zhang/viz/WorldwideEOR/WorldwideEORRanges>)

Dentro de las diversas técnicas de recobro conocidas hasta el momento, y que se describieron en el apartado anterior (*2.1 Recobro Mejorado de Petróleo*), se encontró que la inyección de  $CO_2$ , inyección de vapor, inyección de otros gases como gas de hidrocarburo y los polímeros, son hasta el momento las más utilizadas a nivel mundial, tal y como se puede observar en las Figuras Figura 11 y Figura 12. A continuación, se profundiza en la aplicación y resultados de dichas técnicas.

### ***Inyección de $CO_2$***

A lo largo de la historia, se han considerado diferentes tipos de gases con el fin de extraer el petróleo aún presente en el reservorio, dentro de ellos se encuentra el caso de la inyección de  $CO_2$  que, por sus propiedades (ser el gas con menor presión mínima miscible –MMP), costo (menor costo de compresión) y disponibilidad, es comúnmente usado como técnica EOR tanto en formaciones convencionales como no convencionales. Así pues, diferentes estudios e investigaciones (como simulaciones computacionales, pruebas de laboratorio y de campo) se han realizado con el fin de analizar las capacidades de este gas para movilizar el petróleo y recuperarlo (Jia et al., 2019; Liu et al., 2020a).

Según Liu et al (2020), Estados Unidos, dadas sus significativas reservas de  $CO_2$ , fue el primer país en emplear la inyección de este gas, la cual se realizó en 1968 en el campo *Ritchie* en Arkansas. Lo anterior se corrobora con la cantidad de proyecto EOR usando esta técnica que se atribuyen al país norteamericano (Figura 12). Posterior a ello, diversas pruebas, análisis y estudios se han realizado en este sentido; tal es el caso de Kirkpatrick et al. (1985) en donde se realizó inundación de  $CO_2$  miscible, siendo su inicio en 1974 en un reservorio con una profundidad promedio de 4820 ft en Texas, Estados Unidos, de la cual se esperaba, tras su implementación, una producción adicional del 15,6%

de OOIP (original oil in place). Por otro lado, Kleinstieber (1988) tras la puesta en marcha en 1986 del proyecto de inyección de  $CO_2$  miscible en el campo *Twofreds*, asegura que este gas, en efecto, desplaza cantidades significativas de petróleo, pues según los análisis realizados la eficiencia de barrido vertical y de área eran favorables, por lo cual se anticipaba un incremento del 10% de OOIP. Asimismo, en el campo *Garber Field* en Oklahoma, se realizó un piloto de  $CO_2$  miscible, considerado como exitoso, en donde se obtuvo un 14% de OOIP aproximadamente tras la inyección de este gas, de lo cual se demostró la factibilidad de esta técnica en formaciones a profundidades menores a 2000 ft, así como la posibilidad de recuperar buena cantidad de crudo aun cuando hay bajas saturaciones del petróleo residual (Kumar & Eibeck, 1984).

En *Maljamar*, ubicado en Nuevo México, también se probó el potencial de la inundación de  $CO_2$  a través de un piloto en los reservorios *Grayburg* y *San Andrés*, en donde se obtuvieron recuperaciones del 17,7% y del 8,2% de OOIP respectivamente (Moore & Clark, 1988; Pittaway et al., 1986). Asimismo, en los condados de Bradley y Union, Arkansas, se realizó la inundación de  $CO_2$  en el campo *Lick Creek*, en donde la compañía Phillips Petroleum probó la viabilidad de esta técnica del recobro terciario para el caso de yacimientos de arenisca con gravedad de  $17^\circ$ API y alta permeabilidad, con una recuperación estimada del 10% de OOIP (Reid & Robinson, 1981).

Por otro lado, en el campo *Wellington*, como resultado de la inyección de  $CO_2$ , se observó un aumento en la producción de petróleo de aproximadamente el 68%, demostrándose con ello la eficiencia de la técnica en reservorios de carbonato (Holubnyak et al., 2018). Por su parte, en el campo *Shengli*, China, se realizó un piloto, en donde se observaron buenos resultados con relación a la inyección del gas y la producción obtenida a

partir de ésta (Ren et al., 2011). Adicionalmente, en la costa de Catar, se llevó a cabo la inyección de gas en el reservorio de baja permeabilidad *Al Shaheen*, del cual se obtuvieron resultados positivos. Asimismo, en China, en el campo *Wuqi Chan*, con una inyección de  $CO_2$  inmisible se predijo un aumento en la recuperación del 10% (Qi et al., 2019), y en el campo *Jilin Hen 59*, al inyectar  $CO_2$  miscible se obtuvo una eficiencia del 29,5% (Du et al., 2011; Liu et al., 2020a).

Finalmente, se presentan la Tabla 3 y la

**Tabla 4;** en donde la primera presenta el screening para inyección de  $CO_2$  propuesto por Taber et al. (1997) según el cual los valores recomendados para una inyección de  $CO_2$  son que la gravedad sea superior a los  $22^\circ API$ , viscosidad inferior a 10cP, así como que el tipo de formación sea preferiblemente de arenisca o carbonato. Asimismo, presenta unos valores de profundidad según los  $^\circ API$  del yacimiento, de lo cual expone que para inyección de  $CO_2$  miscible se requieren profundidades superiores a los 2500 ft; en el caso de  $CO_2$  inmisible una profundidad de 1800 ft, pues de tenerse valores inferiores a este valor se podrían presentar fallas. Por otro lado, en la segunda tabla se resume información relevante de los proyectos listados previamente, en donde se relaciona el factor de recobro, gravedad ( $^\circ API$ ) porosidad, permeabilidad, profundidad y viscosidad, de lo cual se puede observar que los valores para cada parámetro oscilan entre 8-29%, 16-38 $^\circ API$ , 8-33%, 0-1200 mD,  $\approx 600$ -3000 m y 0-120 mPa·s, respectivamente. Ahora bien, al analizar las dos (2) tablas, se observa que los datos presentados en los diferentes campos que se relacionan en la

**Tabla 4,** en donde se ha implementado esta técnica de recobro terciario, se ajustan a los valores propuestos en el *screening* de la Tabla 3, en relación con la gravedad en  $^\circ API$ , profundidad, viscosidad e incluso tipo de formación, con algunas excepciones. Sin embargo, en el campo Lick Creek el valor presentado para la viscosidad es superior a los 10cP propuestos por Taber et al., 1997. Con base en lo anterior, se evidencia la utilidad de estudios que busquen presentar un acercamiento con relación a los valores recomendados

de los parámetros del reservorio para la implementación de alguna técnica de recobro, pues genera un punto de partida a considerar a la hora de analizar las particularidades del yacimiento para elegir la mejor técnica a utilizar.

**Tabla 3**

*Criterios de evaluación «Screening» para la inyección de CO<sub>2</sub>*

	<b>Valor recomendado</b>	
<b>Gravedad °API</b>	> 22	
<b>Viscosidad cP</b>	< 10	
<b>Composición</b>	Alto porcentaje de hidrocarburos intermedios	
<b>Saturación %PV</b>	> 20	
<b>Tipo de formación</b>	Arenisca o carbonato	
	<b>Profundidad (ft)</b>	
	<b>Gravedad °API</b>	<b>Profundidad</b>
	> 40	> 2500
<b>CO<sub>2</sub> miscible</b>	32 - 39,9	> 2800
	28 - 31,9	> 3300
	22 - 27,9	> 4000
	13 - 21,9	1800
<b>CO<sub>2</sub> inmisible</b>	< 13	Se presenta falla

*Nota.* Se muestra el screening para la inyección de CO<sub>2</sub>. (Taber et al., 1997)

**Tabla 4**

*Información de los reservorios (parámetros de fluido, inyección de CO<sub>2</sub>)*

Campo	Formación	Factor de recobro	°API	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Profundidad (m)	Viscosidad cP
Al Shaheen	Carbonatita arena	-	16-38	-	1-10	-	-
Garber	arenisca	14,0%	47	17,0%	57	1948	2,1
Jilin Hei 59	arena	29,5%	-	8-15%	0,24-9,85	-	1,85
Lick Creek	arenisca	10,1%	17	33,0%	1200	2500	160
Maljamar (Grayburg)	dolomita	17,7%	36	11,0%	13,9	3664	0,8
Maljamar (San Andrés)	dolomita	8,2%	36	10,0%	11,2	4048	0,8
Shengli G89	arena	-	-	12,5%	4,7	9639 – 9780	1,4-1,9
Twofreds	arenisca	15,6%	36	20,3%	33,4	4819	1,4
Wellintong	carbonatita	-	-	-	-	-	-
Wertz	arenisca	10,0%	35	10,7%	16	6200	1,3
Wuqi Chang	arena	10,0%	-	12,8%	0,783	-	2,38

*Nota.* Se muestra el screening para la inyección de  $CO_2$  en algunos campos en donde se ha implementado. (Liu et al., 2020a; W. R et al., 1989)

### ***Recobro térmico***

El recobro térmico de vapor está dado principalmente por la inyección cíclica de vapor (*Cyclic Steam Stimulation –CSS*), la inundación de vapor (*Steamflooding*) y la inyección de vapor asistida por gravedad (*Steam-assisted gravity drainage –SAGD*). Según Alvarez & Han (2013), dado los avances tecnológicos, el factor de recobro de CSS ha aumentado significativamente en las últimas décadas hasta obtenerse un 40% de OOIP aproximadamente. Sin embargo, comparado con las técnicas *Steamflooding* y SAGD aún no es del todo competitivo, pues con éstas se obtienen factores de recobro del 50-60% y 60-70% de OOIP respectivamente (p- 116). En la Tabla 5 se muestran los parámetros que han definido algunos autores tras sus investigaciones en relación con la inyección de vapor.

**Tabla 5***Criterios del reservorio para la inyección de vapor*

	<b>Farouq Ali</b> (1974)	<b>Iyoho</b> (1978)	<b>Chu</b> (1985)	<b>Goyal &amp; Kumar</b> (1989)
<b>Porosidad (%)</b>	15 – 22	> 30	> 20	–
<b>Permeabilidad (mD)</b>	–	> 1000	–	100 – 4000
<b>Profundidad (ft)</b>	< 3000	2500 – 5000	> 400	–
<b>Espesor (ft)</b>	> 30	30 – 400	> 10	–
<b>Viscosidad (cP)</b>	< 1000	–	200-1000	1000 – 4000
<b>Gravedad (°API)</b>	–	10-20	< 36	10-36

*Nota.* Se muestran los criterios de evaluación desde la perspectiva de inyección de vapor.

(Goyal & Kumar, 1989).

En Liao et al. (2018), se describe el desarrollo del recobro térmico a lo largo de la historia, en donde se expresa que para 1920 EE. UU. realizó el primer piloto de combustión *in-situ*, así como el de inundación de vapor en 1930. Asimismo, para finales de los años 50s se desarrolla la tecnología CSS en Venezuela y en los 70s se propone la tecnología SAGD (p. 15). Sin duda, a lo largo de los años se ha presentado un desarrollo significativo de las técnicas de recobro y de su aplicación tanto en pilotos como en campo.

Farouq Ali (1974) realizó un detallado estudio del estado de la inyección de vapor como método de recuperación de petróleo pesado para la época, encontrando una gran cantidad de aplicaciones de CCS y *Steamflooding* en diferentes lugares como California y Texas de Estados Unidos, Venezuela y Canadá (p. 54-55). A partir de esta investigación Farouq concluyó: 1) es probable que se obtenga mayor recuperación por *Steamflooding* que usando CCS; 2) la disminución en la permeabilidad se compensa con la disminución en la viscosidad del crudo, generando condiciones más favorables para aplicar CCS, 3) se debe

considerar que en algunos casos particulares solo uno de los dos métodos (CCS o *Steamflooding*) puede ser aplicado; sin embargo, en otros casos los dos deben usarse, y 4) según los resultados que obtuvo en su investigación, *Steamflooding* ha sido relativamente ineficaz en reservorios de crudos livianos que previamente han sido inyectados con agua (p. 63).

Por su parte, Chu (1985) asevera que la viabilidad económica de un proyecto está ligada a la cantidad de vapor necesaria para la producción del petróleo, por lo cual tomó como referencia un valor SOR<sup>10</sup> de 10 (si un proyecto obtenía un SOR < 10 el proyecto es considerado positivo, caso contrario, con un SOR ≥ 10 el proyecto es negativo), con base a lo anterior, del análisis realizado a veintiocho (28) proyectos que utilizaron el método de inundación de vapor, 23 de ellos resultaron ser positivos y los 5 restantes negativos (p. 1887).

Ahora bien, (Liu et al., 2020a) afirma que el CCS es un método que trae buenos resultados en términos de producción de petróleo, especialmente en yacimientos estratificados. Dentro de las muchas aplicaciones en campo que ha habido de esta técnica, resalta la aplicación CCS en el campo *Cold Lake*, en Alberta-Canadá y afirma que a partir de CSS se obtiene un factor de recuperación entre un 10-20%. Asimismo, en relación con *Steamflooding*, destaca su aplicación en los campos petroleros de crudo pesado *Kern River* (Estados Unidos) y *Duri* (Indonesia) a partir de la inundación de vapor a gran escala. Por otro lado, acerca de la técnica SAGD destaca a Canadá como el primer país en realizar un proyecto aplicándola para la producción de los campos Christina Lake y MacKay River. Asimismo, define un factor de recobro para la técnica SAGD entre el 50%-70% haciendo la

---

<sup>10</sup> Steam/Oil Ratio (Relación vapor/crudo)



aclaración de que “la litología de la formación puede afectar significativamente la capacidad de recuperación del método SAGD” (p. 15).

Finalmente, en la Tabla 6 se relacionan las características de algunos reservorios de Omán, Kuwait, Argentina, China, Indonesia, Estados Unidos, Países bajos, Venezuela y Alemania, en donde se ha aplicado CCS o *Steamflooding* (Chu, 1985; Liu et al., 2020a), los cuales, según los datos relacionados, se ajustan en mayor medida a las características expuestas en la Tabla 5 por Iyoho (1978).

**Tabla 6**

*Información de los reservorios (parámetros de fluido, métodos térmicos)*

<b>Campo</b>	<b>Porosidad (%)</b>	<b>Permeabilidad (mD)</b>	<b>Profundidad (ft)</b>	<b>Espesor (ft)</b>	<b>Viscosidad cP</b>
A East	–	–	3280 – 4265	656	200 – 400000
SR	25 – 29	1300 – 1500	–	16 – 31	300 – 1900
Los Perales	28	500	2296-3280	13	300 – 10000
Bohai Lv 27	–	330 – 11117	1968-3280	21	1000
Melibur	30	100–10000	1200	–	8 – 12
Liaohé Jin 92	32	1120	2919 – 3871	116	3054
Smackover	36	5000	1940	15	75
Kern River	35	1900	800	70	2710
Schoonebeek	32	1000 – 10000	2900	92 – 154	160
Tía Juana	38	2800	1524	125	600-6000
Georgsdorl	25	1150	2130-2790	125	150

*Nota.* Se muestra el *screening* para CCS y Steamflooding. (Chu, 1985; Liu et al., 2020a).

### ***Inundación con gas***

Aunque en la actualidad la inyección de gas es considerada como parte de las técnicas terciarias, la inyección de gas natural y otros gases ha sido usada exitosamente en gran cantidad de yacimientos del mundo a lo largo de la historia como método secundario de recuperación de petróleo. A esta técnica se le considera como la más antigua dada la fecha de su surgimiento en 1864, cuya finalidad es mantener la presión del yacimiento y de esta forma recuperar el petróleo (Torabzadeh et al., 1989).

Mucha información, de diversas fuentes y épocas, se encuentra en la literatura con respecto a la aplicación, en cuanto a criterios/parámetros a considerar para la elección y aplicación de una técnica u otra. Es por lo anterior que autores se han dado a la tarea de realizar estudios profundos con el fin de brindar información cada vez más precisa en ese sentido. Así pues, Elkins & Cooke (1949) en su trabajo titulado *Pilot gas injection -its conduct and criteria for evaluation*, exponen cuatro (4) recomendaciones que se deben tener en cuenta a la hora de realizar un piloto de una inyección de gas; a continuación, se describen:

1. La tasa de inyección de gas y su duración deben ser suficientes para producir cambios significativos en la relación gas/petróleo producido. La tasa de inyección diaria debe por lo menos igual al volumen de fluidos producidos por los pozos productores de la primera fila
2. Se debe realizar una medición adecuada del rendimiento de pozos individuales con el fin de proporcionar datos precisos. Por lo anterior, se recomienda llevar una medición continua.
3. Establecer un período de prueba adecuado en el que se considere un tiempo antes y después de la inyección de gas, con el propósito de determinar la tendencia normal en la relación gas/petróleo antes de la inyección de gas.

4. En la medida de lo posible, realizar el piloto al inicio de la vida útil del campo a intervenir para reducir el error en la estimación de la relación gas/petróleo (p. 187).

En cuanto a la aplicación como tal de esta técnica, Aladasani & Baojun (2010) analizaron un total de 633 proyectos –basados en datos de los proyectos EOR reportado en la Oil and Gas Journal desde 1998 hasta 2008 y publicaciones de la SPE–, de los cuales el 11% (72) usaron gas hidrocarburo como técnica de recobro. Asimismo, de los 947 proyectos EOR reportados por Missouri University of Science and Technology (2018) en su estudio, el 17% (163) pertenecen a la técnica de inyección de gas hidrocarburo, siendo Canadá el país con mayor cantidad de proyectos reportados bajo esta técnica. Con base a lo anterior, es fácil identificar a Canadá como el país con mayor participación y experiencia en relación con el uso de este método terciario de recobro.

En la

Tabla 7 se presenta un *Screening* de la inyección de gas hidrocarburo propuesto por (Taber et al., 1997) en donde relacionan valores recomendados para este tipo de técnica, tales como gravedad superior a los 23°API, viscosidad inferior a los 3cP, saturación superior al 30%PV, así como una profundidad con valores superiores a los 4000 ft y que el tipo de formación sea arenisca o carbonato con un mínimo de fracturas. Por su parte, en la

**Tabla 8** se relaciona información de cuatro (4) campos analizados por (Liu et al., 2020a) en donde muestran los diferentes parámetros de cada campo con valores que oscilan entre 17,8 y 21,7% para porosidad; 3 y 345,5 mD para permeabilidad; 7545 y 12139 ft para profundidad; 92,5 y 103 °C para temperatura y 0,4 y 526 cP para viscosidad. Al comparar los valores propuestos por Taber et al., con los campos analizados por Liu et al., se observa que, en relación con la viscosidad, solo el campo Tuha Pubei se ajusta al valor

recomendado de menos de 3cP, sin embargo, con respecto a la profundidad, los valores sí se ajustan pues presentan datos superiores a los 4000 ft. Por otro lado, no hay información suficiente para comparar propiedades como saturación o gravedad, sin embargo, en cuanto a permeabilidad, según Taber et al., es un dato que no es crítico al momento de analizar la posibilidad de uso del gas hidrocarburo para la recuperación mejorada de petróleo.

**Tabla 7**

*Criterios de evaluación «Screening» para la inyección de gas hidrocarburo*

	<b>Valor recomendado</b>
<b>Gravedad °API</b>	> 23
<b>Viscosidad cP</b>	< 3
<b>Composición</b>	Alto porcentaje de hidrocarburos intermedios
<b>Saturación %PV</b>	> 30
<b>Espesor (ft)</b>	Relativamente delgado a menos que la formación se esté hundiendo
<b>Permeabilidad</b>	No es crítica si es uniforme
<b>Profundidad (ft)</b>	> 4000
<b>Tipo de formación</b>	Arenisca o carbonato con un mínimo de fracturas

*Nota.* Se muestra el screening para la inyección de gas hidrocarburo. (Taber et al., 1997).

**Tabla 8**

*Información de los reservorios (parámetros de fluido, inyección de gas hidrocarburo)*

<b>Campo</b>	<b>Porosidad (%)</b>	<b>Permeabilidad (mD)</b>	<b>Profundidad (ft)</b>	<b>Espesor (ft)</b>	<b>Temperatura (°C)</b>	<b>Viscosidad cP</b>
Sedji	-	-	-	-	-	-
-	-	3-60	-	-	99	-

Tuja Lukeqing	21,7	345,5	7545 – 12139	-	97–103	153,5–526
Tuha Pubei	17,8	110,5	11272	45	92,5	0,4

*Nota.* Se muestra el *screening* para inyección de gas hidrocarburo. (Liu et al., 2020a).

### ***Uso de polímeros***

La inundación con polímeros es la técnica química de recobro mejorado más usada (Sheng et al., 2015), siendo su primera implementación, como piloto, en un campo petrolero estadounidense en 1964 (Jin, 2017 como se citó en Liu et al., 2020) y la más grande y significativa en el campo *Daqing*, en China, en donde su aplicación impulsó la recuperación a más del 50% de OOIP (D. Wang et al., 2009).

Según Liu et al (2020), a partir del siglo XXI diversas compañías petroleras alrededor del mundo (en países como Surinam, India, Canadá, Argentina, Colombia, Brasil, Kazajstán, Australia, Venezuela, entre otras) han impulsado la implementación de esta técnica, aumentando el presupuesto destinado a investigación y desarrollo. Sin embargo, afirman que la inyección de polímeros es diferente en China con relación al resto del mundo, por un lado, porque en el país asiático su aplicación posee mayor madurez y mayores inversiones y esfuerzos se han realizado en este sentido, y por el otro porque la inyección de polímeros en los demás países aún se encuentra en etapas como investigación de laboratorio y prueba de campo a pequeña escala, es decir, no se ha llegado a la aplicación a escala al nivel que lo ha hecho China (p. 3), prueba de lo anterior es la cantidad de proyecto registrados a nivel mundial (ver Figura 12) en donde claramente China encabeza la lista como el país con mayor cantidad de proyecto relacionados con la inyección de polímeros.

Ahora bien, al momento de revisar qué técnica de recobro usar, un *Screening* es un buen punto de partida para evaluarlo (Goodlett et al., 1986), pues “consiste en un conjunto de parámetros de yacimiento y fluido (profundidad, porosidad, permeabilidad, saturación de

aceite, presión, viscosidad, etc.) que gobiernan el desempeño técnico y económico de un proceso EOR.” (Al-Bahar et al., 2004). Es por lo anterior, que diversos autores han realizado estudios exhaustivos con el fin de generar unos criterios para la inyección de polímeros, así pues, en la

**Tabla 9** se relaciona los resultados obtenidos por (Aladasani & Baojun, 2010; Al-Bahar et al., 2004; Brashear & A Kuuskraa, 1978; Carcoana, 1982; Dickson & Leahy-Dios, 2010; Goodlett et al., 1986; Saleh et al., 2014; Taber et al., 1997) en relación a parámetros como Porosidad (%), Permeabilidad (mD), Profundidad (ft), Espesor (ft), Viscosidad (cP), Temperatura (°F) y Gravedad (°API); siendo la Profundidad, Temperatura y la Gravedad los parámetros en los que los diferentes autores mejor coinciden con los valores propuestos, con valores promedio de máximo 9000 ft, 200°F y de mínimo 15°API respectivamente. Los demás parámetros presentan mayor variabilidad en los datos que expone cada autor, como se observa en la

**Tabla 9.** Asimismo, la mayoría de los autores coinciden en que el Espesor no es un dato crítico por considerar al momento de implementar esta técnica de recobro.

**Tabla 9**

*Criterios de evaluación «Screening» para la inyección de polímeros*

	Brashear & Kuuskraa	Carcoana	Goodlett et al.	Taber et al.	Al-Bahar et al.	Dickson et al.	Aladasani & Bai	Saleh et al.
<b>Porosidad (%)</b>	-	18 - 37	≥ 20	-	-	-	10,4 - 33	4,1 - 36,1
<b>Permeabilidad (mD)</b>	> 20	> 50	> 20	> 10	> 50	>100 si (10 <μ <100) >1000 si (100<μ<1000)	1,8 - 5500	0,6 - 5500

<b>Profundidad (ft)</b>	NC	< 6562	< 9000	< 9000	-	800 - 9000	700 - 9460	550 - 9400
<b>Espesor (ft)</b>	NC	< 30	> 10	NC	-	-	-	-
<b>Viscosidad (cP)</b>	< 200	50 -80	< 100	10 - 100	< 150	10 - 1000	0,4 - 4000	0,3 - 130
<b>Temperatura (°F)</b>	< 200	< 180	< 200	< 200	< 158	< 170	74 - 237,2	65 - 210
<b>Gravedad (°API)</b>	15	-	> 25	> 15	-	> 15	13 - 42,5	12 - 48

*Nota.* Se muestra el screening para la inyección de polímeros. NC: No representa un factor crítico.  $\mu$ : viscosidad.

Por su parte, en la Tabla **10** se listan algunos reservorios analizados en (Liu et al., 2020a; Pandey et al., 2012; Poulsen et al., 2018) con sus respectivos resultados de los parámetros listados previamente. De la información plasmada en esta tabla se puede observar que los parámetros Profundidad y Temperatura son los que mejor se ajustan a los propuestos en la

**Tabla 9**, que fueron los que mayor similitud hubo entre los diferentes autores, pues en todos los campos analizados se obtuvo valores inferiores a los 9000 ft de profundidad y 200°F de temperatura (excepto en el campo Bhagyam en donde la temperatura es de 1247,4°F). En relación con los demás parámetros, existe una significativa variabilidad de un campo a otro, especialmente en la Permeabilidad y Viscosidad, tal como se presenta en lo propuesto por los diferentes autores de la

**Tabla 9.** Así pues, al analizar la información de las Tablas **9** y Tabla **10**, se podría concluir que para este tipo de técnica en particular los parámetros que mayor atención deben tener son la Profundidad y Temperatura del reservorio.

## Tabla 10

*Información de algunos reservorios (inyección de polímeros)*

<b>Campo</b>	<b>Porosidad (%)</b>	<b>Permeabilidad (mD)</b>	<b>Profundidad (ft)</b>	<b>Espesor (ft)</b>	<b>Temperatura (°F)</b>	<b>Viscosidad cP</b>
Tambaredjo	30	3000–10000	> 3280	1230–1394	96,8	650–1100

Bhagyam	20–30	1000–5000	1469–2125	–	1247,4	15–500
Glauconitic C	23	650	2788	22	95	–
Palogrande-Cebú	15–22	6–150	6797	104	143,6	9–12
XJ6	19.9	230–1016.2	1246–1410	83	69	80
DGXJ	17.6	16-75	–	8–16	235	3.64
South Turgay Basin's	22–24.5	2–2200	5314–6725	11–79	185–194	0.4–1.7
Yariguí-Cantagallo	18–20	50–182	7299	–	138	24
Rayoso	–	200–4000	–	984	107	18–1000
Mangala	21-28	200-20000	–	–	149	9–27
Captain Field	31	5000	4921	121	–	5

*Nota.* Se muestra el screening para inyección de polímeros. (Liu et al., 2020a; Pandey et al., 2012; Poulsen et al., 2018).

### Capítulo 3. Nanotecnología

#### Generalidades de la nanotecnología

La nanotecnología es un término cuyo concepto está definido por palabras sencillas, pero que posee una connotación compleja. La definición más concisa describe a la nanotecnología como la manipulación de la materia cuyo tamaño se encuentra dentro del rango de uno (1) a cien (100) nanómetros (nm) (El-Diasty & Aly, 2015). La manipulación engloba el diseño, caracterización, producción y aplicación de los materiales a esta escala.



Los productos obtenidos a través de esta tecnología se denominan nanomateriales y pueden ser clasificados según las dimensiones que estén dentro de la escala nano. Los nanomateriales de dimensión cero son los materiales que tienen todas sus dimensiones dentro de la escala nano (menores a 100 nm). A este tipo de nanomateriales también se les denomina *nanopartículas*. Es difícil dimensionar a las nanopartículas, debido a que su tamaño es aproximadamente una mil millonésima parte de un metro. Al poner de modo de ejemplo a una hebra del cabello humano, esta mide aproximadamente 80.000 nm, por lo que las nanopartículas son mucho más pequeñas.

Las nanopartículas poseen características y propiedades únicas, como lo es su alta relación superficie/volumen. Esta propiedad le concede la particularidad de tener una gran área de contacto. En la Figura 14 se puede observar cómo una muestra, con el mismo volumen y masa, puede tener mayor área superficial al ser dividida en porciones más pequeñas.

#### Figura 14

*Relación área superficial con respecto al volumen de un material.*



*Nota.* Adaptado de *Understanding the mechanism of nanoparticles applications in enhanced oil recovery*, por Abdelrahman El-Diasty, 2015.

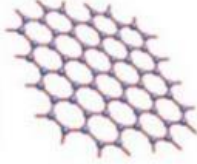
Una alta área de contacto trae consigo ventajas entre las que se resaltan: el incremento de la energía superficial de la partícula ocasionada por la proporción de átomos en su superficie y el aumento en la reactividad de la nanopartícula (Sircar et al., 2021). Adicionalmente, esta característica ayuda a proporcionar la fuerza impulsora necesaria para la difusión a altas temperaturas (Panchal et al., 2021). Otras de las propiedades de las nanopartículas que llaman la atención en la industria son las propiedades ópticas, magnéticas, eléctricas y químicas.

Los otros tipos de nanomateriales son:

- Nanomateriales de dimensión uno (1D): Estos corresponden aquellos materiales con dos dimensiones menores a 100 nm.
- Nanomateriales de dimensión dos (2D): Poseen dos dimensiones por fuera de la escala nano.
- Nanomateriales de dimensión tres (3D): Ninguna dimensión es menor a 100 nm, por tal razón los electrones no están confinados y pueden desplazarse libremente.

### Figura 15

*Clasificación de los nanomateriales según las dimensiones.*

Clasificación de Nanomateriales			
0-D	1-D	2-D	3-D
EJEMPLO	EJEMPLO	EJEMPLO	EJEMPLO
			
Fullereno	Nanotubos de carbono	Grafeno	Grafito

*Nota.* Adaptado de *Nanomateriales, Una clasificación desde sus dimensiones*, por Jahaziel Amaya, 2020.

### **Métodos de preparación**

Los nanomateriales pueden ser preparados a través de dos rutas generales cuyas características son muy distintas entre ellas.

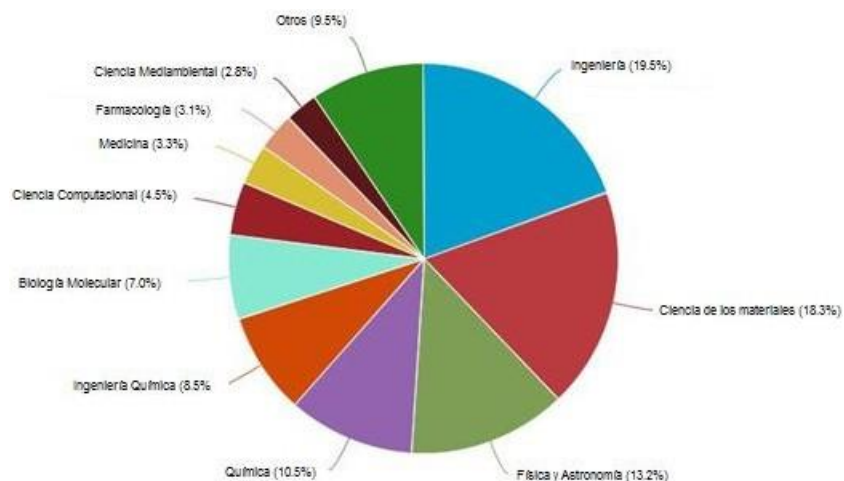
- **Top down:** Método físico en donde se parte de un material macroscópico el cual es reducido de tamaño hasta obtener dimensiones nanométricas. Son distintas técnicas que se encuentran dentro de este método entre las que se resaltan la molienda, pirólisis, litografía, deposición por pulsos láser e implantación de iones
- **Bottom-up:** Esta técnica química ascendente consiste en la construcción de los nanomateriales a partir de “*bloques de construcción*”. Dentro de este método se encuentran la precipitación, Sol-Gel, deposición química de vapor, síntesis solvo-termal, microondas, entre otros.

### **Áreas de aplicación**

La nanotecnología es una ciencia emergente la cual fue expuesta por primera vez en 1959 por el premio Nobel Richard Feynman, quien durante la conferencia “There’s plenty of room at the bottom”, pronóstico los grandes desarrollos que se podrían obtener si el ser humano fuera capaz de manipular y fabricar materiales a escala nano. Varios años después, diferentes áreas de la industria y la investigación han logrado obtener productos revolucionarios con tamaños nanométricos.

**Figura 16.**

### Implementación de la nanotecnología en diferentes áreas del conocimiento



*Nota.* Tomado de *Analyze search result*, por Scopus ,2021.

Según la

Figura **16**, la nanotecnología se ha implementado en las áreas de las ingenierías (19.5%), las ciencias de los materiales (18.3%), seguido por la física, química, biología molecular, medicina y demás. Lo anterior connota que esta tecnología puede ser abarcada desde cualquier área del conocimiento.

Uno de los propósitos de la fabricación de los nanomateriales es el mejoramiento técnico-económico y ambiental de un producto. Tal es el caso de la fabricación de fuentes de energía alternativas o la utilización de nanopartículas en la producción de petróleo, en especial, en la etapa recobro mejorado.

### Aplicación de la nanotecnología en la ingeniería de petróleos

El petróleo se ha convertido en un elemento casi indispensable para el desarrollo de la vida diaria. Sus características fisicoquímicas hacen de este un combustible ideal, pero, y

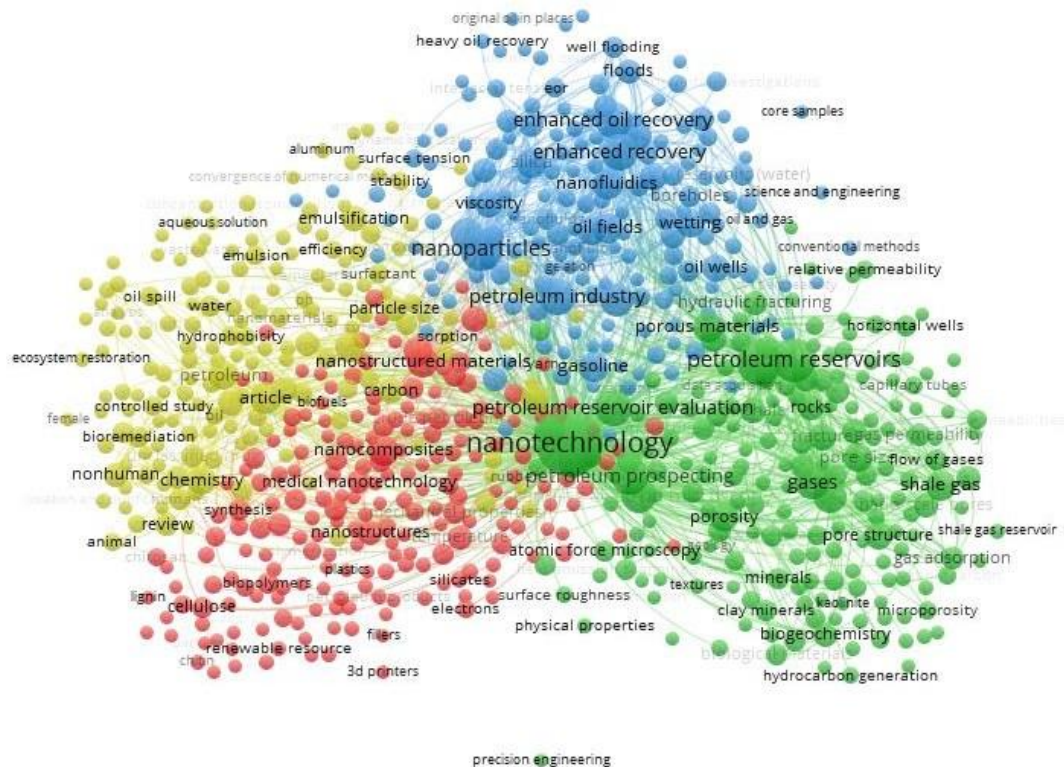
debido al aumento en la demanda energética mundial, gran parte de sus reservas de crudo liviano han entrado en un estado de declive. Por otro lado, la recuperación de crudo pesado contrae desafíos ingenieriles debido a sus propiedades complejas como lo son su viscosidad. Por lo anterior, la utilización de métodos de recobro mejorado ha ganado protagonismo debido a las múltiples ventajas que proporcionan en cuanto a la recuperación eficiente del petróleo. Sin embargo, estos métodos también tienen muchos desafíos por superar por lo que el empleo de la nanotecnología en este campo se ha vuelto cada vez más llamativa.

Al realizarse un análisis bibliométrico en Scopus empleando como palabras clave “*nanotechnology*” and “*petroleum*” y luego ingresar estos datos en VosViewer tal como se muestra en la

*Figura 17*, se obtiene una extensa red con palabras correlacionadas entre los dos temas. Esta monografía centrará su atención en la terminología resaltada en azul. Tal y como se observa en esta red, en el estudio de la nanotecnología junto con los métodos de recobro mejorado (EOR), resaltan términos tales como viscosidad, mojabilidad, crudo pesado, nanopartículas, tensión superficial, entre otras. Esto es debido a la fuerte necesidad de mejorar los mecanismos de acción empleados por los distintos métodos. Las nanopartículas, a través de sus características únicas tales como su alta resistencia a la degradación en medios con altas salinidades y temperaturas (Panchal et al., 2021), pueden satisfacer estas demandas de una manera económica y ambientalmente factible.

**Figura 17.**

*Red de relaciones entre nanotecnología y petróleo*



*Nota.* Adaptado de *Analyze search result*, por Scopus, 2021.

## Modos de uso de las nanopartículas en EOR

Son múltiples los usos que pueden tener las nanopartículas y la escogencia de cada uno de estos depende de una propiedad determinada. Los tres usos frecuentes de las nanopartículas en EOR son: nanocatálisis, nanoemulsiones y nanofluidos. Cada uno de estos emplean propiedades determinadas y ofrecen diversos beneficios en el recobro de crudo.

### *Nanocatálisis*

Partículas metálicas (Ni, Fe y Co) de tamaño nanométrico empleadas como catalizadores de reacciones. Sus excepcionales propiedades de sorción y catálisis son producto de su elevada

relación superficie/volumen y su alta presencia de sitios activos (Sircar et al., 2021). Los nanocatalizadores son especialmente empleados en los métodos de recobro térmicos, cuyo propósito central es la reducción de la viscosidad de crudos pesados. La alteración de esta propiedad se da a través del rompimiento de los enlaces carbono-azufre presentes en el asfalteno produciendo así compuestos más livianos con menor punto de ebullición tales como saturados y aromáticos. Los nanocatalizadores, gracias a sus características únicas, permiten que mayor cantidad de crudo quede expuesto, facilitando de esta forma el rompimiento de los enlaces. Además de las ventajas mostradas en la Figura 18, la facilidad de separación de las nanopartículas y un tratamiento térmico adecuado permite la reutilización de estos compuestos, trayendo consigo beneficios económicos (Junaid et al., 2014).

### Figura 18

*Ventajas del empleo de las nanopartículas como catalizadores.*



*Nota.* Adaptado de *Application of nanoparticles in enhanced oil recovery: A critical review of recent progress*, por Xiaofei Sun, 2017.

### *Nanoemulsiones*

Son nanopartículas que se depositan en la interfase entre el crudo y el agua, creando así emulsiones de Pickering (Sun et al., 2017). Son sistemas controlados cinéticamente que pueden retener su morfología con el cambio en la fracción de volumen de aceite, creando una capa compacta y bien estructurada en la interfase, la cual es estable a condiciones extremas tales como altas salinidades y temperaturas. Todo lo anterior amplía el rango de aplicación a comparación de las emulsiones convencionales.

Las características anteriores les dan la facultad a las nanopartículas de incrementar la viscosidad del sistema, lo que a su vez aumenta la relación de movilidad permitiendo que el crudo sea extraído en mayor cantidad. Esto supera el inconveniente que presentan los polímeros al tener cadenas largas, ya que debido al cizallamiento dichas cadenas son cortadas, por lo que la viscosidad de los fluidos no puede ser aumentados según lo esperado. Además, las emulsiones estabilizadas por nanopartículas tienen mejor movilidad a través de los poros debido a su tamaño (El-Diasty & Aly, 2015).

### *Nanofluidos*

Los nanofluidos son nanopartículas suspendidas en un fluido base tal como crudo, agua o gas. Las fuerzas de repulsión electrostáticas, en conjunto con su tamaño pequeño y su ligero peso, permiten la suspensión de las nanopartículas. Esta forma de empleo de las nanopartículas es la menos costosa y más básica debido a que no emplea ni químicos ni calor.

Para el empleo de nanofluidos existen algunos mecanismos de acción, entre ellos se encuentra:

**Alteración de la mojabilidad.** La afinidad del reservorio hacia el crudo provoca el



atrapamiento de éste y la dificultad del ingreso del agua a través de los poros, por lo que la movilidad a contraflujo, es decir, el ingreso del agua y el egreso del crudo se ve afectado, disminuyendo la cantidad de petróleo recuperado.

La alteración de la mojabilidad de los reservorios, a través de los nanofluidos, se da en conjunto con la presión de disociación. Las nanopartículas al entrar en contacto con la superficie del reservorio sienten afinidad con éste, por esta razón se localizan alrededor de la gota de crudo adherida. La acumulación de nanopartículas en la interfase genera un gradiente de presión, denominada presión de disociación, dicha presión permite el levantamiento y por lo tanto la desorción del crudo, dejando de esta manera la superficie libre para la nanopartícula se adsorba sobre esta.

Ahora bien, la alteración de la mojabilidad se ve afectada por condiciones como la salinidad, concentración de nanopartículas, el tiempo de contacto partícula/sistema y el tamaño de la nanopartícula, las cuales se describen a continuación.

- **Salinidad:** Las condiciones de alta salinidad tienen un efecto de apantallamiento sobre las fuerzas de repulsión electrostáticas entre las nanopartículas, lo que acelera la coalescencia y sedimentación entre estas (Al-Anssari et al., 2016).
- **Concentración de nanopartículas:** Un incremento en la concentración de nanopartículas mejora la alteración de la mojabilidad, pero, a partir de una determinada concentración se puede reducir considerablemente la estabilidad de la suspensión (Tantra et al., 2010), lo anterior implica una disminución de los costos de utilización de nanopartículas debido a que no se requiere de grandes concentraciones de nanopartículas para lograr una alta estabilidad. Por otro lado, una mayor concentración de nanopartículas puede provocar un taponamiento denominado “*atrapamiento de tronco*”; este tipo de atrapamiento se da debido a la

diferencia de velocidades entre el fluido base con las nanopartículas, provocando que estas últimas se vayan acumulando en las gargantas de los poros.

- **Tiempo de contacto nanopartícula/sistema:** De acuerdo con Sarmad Al-Anssari (Al-Anssari et al., 2016), entre mayor sea el tiempo de contacto de la nanopartícula con el sistema roca-fluido, más mojable en agua será el reservorio.
- **Tamaño de nanopartículas:** El diámetro de la nanopartícula puede generar problemas de taponamiento cuando éste sea más grande que el diámetro de garganta. Este tipo de taponamiento se denomina “*atrapamiento mecánico*”.

**Reducción en la tensión interfacial.** La tensión interfacial es un factor clave en el recobro, ya que es un parámetro que afecta la presión capilar que es la causante del atrapamiento del petróleo. La carga presente en las nanopartículas permite la alteración de esta propiedad reduciendo el trabajo de deformación necesario por las gotas de crudo para moverse a través de la garganta de poro (Joonaki & Ghanaatian, 2014).

La reducción en la tensión interfacial a través de las nanopartículas se da por medio del desplazamiento de las nanopartículas a la interfase crudo-agua, en donde éstas crean un puente entre las dos fases reduciendo de esta manera la energía interfacial.

**Otras propiedades.** Existen otras propiedades que pueden ser modificadas mediante el uso de los nanofluidos tales como conductividad, calor específico e interacciones entre el crudo y la roca.

### **Métodos de recobro en conjunto con nanopartículas**

Como ya se ha mencionado previamente, la nanotecnología ha venido ganando participación en relación con el recobro mejorado de petróleo, así como en muchas otras

áreas. En el caso particular de la aplicación en EOR, las nanopartículas no solo se han aplicado aisladamente, sino que se han usado en conjunto con técnicas de recobro ya existentes, como las térmicas y las químicas, con el fin de mejorar la eficacia de éstas.

### ***Métodos térmicos***

Los métodos térmicos son empleados en mayor medida en reservorios cuyas características generales son porosidades entre el 20% al 35%, permeabilidades entre 500 a 10.000 mD, temperaturas inferiores a 80°C y viscosidades del aceite superiores a 1000 mPa·s (Liu et al., 2020b).

El mecanismo de acción principal de los métodos térmicos es el rompimiento de los enlaces C-S en compuestos de alto peso molecular. Lo anterior produce la obtención de moléculas más livianas, induciendo la reducción de la viscosidad y por ende mejorando la movilidad del crudo. Son múltiples los problemas en cuanto el uso de métodos térmicos entre los que se resaltan la contaminación del agua, aumento en la concentración de gases de efectos invernadero y baja eficiencia energética. Por lo tanto, se ha buscado en la nanotecnología el mejoramiento técnico de dichos métodos.

Las nanopartículas pueden ser empleadas en conjunto con los métodos térmicos en la reducción de la viscosidad a través de dos mecanismos:

- **Mejoramiento en la conductividad térmica del crudo pesado:** Los nano óxidos metálicos tienen la capacidad de adsorber microondas, lo que permite aumentar la temperatura de un sistema. (Bera & Babadagli, 2015). El procedimiento consiste en el calentamiento a través de ondas electromagnéticas las cuales provocan la alineación de las nanopartículas con dicho campo. Lo anterior genera que las partículas se muevan a altas frecuencias calentando así el reservorio y por ende

reduciendo la viscosidad del crudo. El empleo de esta técnica solamente se ha realizado a nivel laboratorio debido a los altos costos que implica la utilización de campos electromagnéticos. Por lo tanto, su utilización depende fuertemente de los precios de crudo.

- **Mejoramiento in situ del crudo pesado:** Los nanocatalizadores, debido a su alta relación área/volumen, son materiales idóneos para la catálisis de la reacción de rompimiento de los enlaces C-S de moléculas complejas, tales como asfaltenos. En comparación con los catalizadores de tamaño micro, los nanocatalizadores se pueden dispersar fácilmente con un impacto mínimo en la inyectividad. (Hamedi Shokrlu & Babadagli, 2011) Es un método ecoamigable debido a que deja los residuos de hidrocarburos, sólidos y minerales en el subsuelo.

### *Métodos químicos*

Asimismo, la nanotecnología también ha sido aplicada en los métodos químicos de recobro con el fin de potencializar su uso y eficacia. En este sentido, aparecen la inyección de nanopolímeros y nano-surfactantes.

**Inyección nano-polímeros.** La inyección de polímeros es el método químico mayormente empleado. Esto es debido a que los polímeros son económica y técnicamente estables. Pero la inyección de estos compuestos trae consigo una serie de inconvenientes tales como la degradación e hidrólisis a altas temperaturas y/o altas salinidades; baja resistencia al cizallamiento lo que provoca que las cadenas del polímero sean cortadas y por ende la viscosidad no aumente hasta el valor esperado; adelgazamiento/espesamiento debido al cizallamiento y adsorción de los polímeros sobre la superficie de las rocas. (Ali et al., 2018)

La adsorción de los polímeros puede ser dada principalmente debido a la interacción física entre los polímeros y el medio. La atracción debido a las diferencias en las cargas entre ellos ocasiona la adsorción. Por otro lado, la retención puede ser causada por tres mecanismos: adsorción de los polímeros, atrapamiento mecánico y retención hidrodinámica.

En su investigación con nanopartículas de sílica y de lodos en reservorios de arenisca y carbonatos, (Cheraghian et al., 2014) encontró una menor adsorción de los polímeros sobre la roca. En otra investigación, este mismo autor (Cheraghian, 2016), hizo empleo de nanopartículas de óxido de Titanio y concluyó que la recuperación del crudo con nano-polímeros aumentó en un 3,9% en comparación con la inyección convencional. Lo anterior fue logrado por medio del aumento en la viscosidad de la nano-suspensión.

**Nano-surfactantes.** Los surfactantes son un tipo de método de recobro químico que emplea como mecanismos de acción para la recuperación del crudo la alteración de la mojabilidad y la reducción tanto en la tensión interfacial como de la presión capilar. Sin embargo, su efectividad se ve afectada por distintas condiciones entre las que se resaltan temperaturas cercanas a su punto de nube, salinidad, tipo de químico empleado, comportamiento de fase, formulación óptima, dispersión y adsorción sobre la superficie rocosa, esta última es altamente crítica debido al alto costo de los surfactantes.

El empleo de nanopartículas permite el reforzamiento de los surfactantes para así superar cada uno de los desafíos que tiene este método. (Le et al., 2011) en su investigación con nanopartículas de óxido de sílice, concluyeron que existe una sinergia nanopartícula/surfactante lo cual permitió la disminución de la tensión interfacial crudo-agua a valores ultrabajos. Adicionalmente, este sistema mostró un gran potencial en la

aplicación EOR debido a su resistencia a la adsorción sobre la superficie de la roca y su termoestabilidad a una temperatura de 91°C.

(Zargartalebi et al., 2014) en su investigación con dos tipos de nanopartículas de sílice en conjunto con el surfactante dodecilsulfato de sodio concluyeron que:

- Las nanopartículas tienden a aglomerarse cuando el medio es desfavorable para éstas, es decir, cuando no hay afinidad entre las cargas sistema/nanopartículas.
- A valores de concentración de surfactantes mayores a su concentración micelar crítica, la presencia de las nanopartículas conduce a una mayor reducción en la tensión interfacial en comparación del surfactante solo.
- Hubo una reducción en la adsorción de los surfactantes sobre la superficie de la roca debido a la presencia de las nanopartículas.

### ***Inyección de CO<sub>2</sub>***

Debido a la alta disponibilidad del CO<sub>2</sub> en distintos países, la inyección de este gas se convirtió en uno de los métodos mayormente usados. El CO<sub>2</sub> puede ser empleado como un agente de desplazamiento miscible o inmisible. En el desplazamiento miscible, la baja viscosidad del CO<sub>2</sub> conlleva a problemas de digitación viscosa lo que induce a una baja eficiencia de barrido volumétrica. El empleo de espuma de CO<sub>2</sub> estabilizada con nanopartículas permite reducir la movilidad del CO<sub>2</sub> durante el recobro. La estabilización de las espumas por más tiempo es consecuencia de la alta energía de adhesión de las nanopartículas las cuales se fijan en la interfase de los fluidos. (El-Diasty & Aly, 2015)

## **Tipos de nanopartículas empleadas**

En la literatura se han empleado diversos tipos de nanopartículas, cuyas propiedades únicas permiten obtener diferentes tipos de beneficios. A continuación, se presentan las nanopartículas mayormente empleadas.

### ***Nanopartículas a base de sílice***

Las nanopartículas a base de sílice son una de las más investigadas para su utilización en el EOR debido a que pueden ser producidas fácilmente con un buen grado de control, tienen bajo costo de fabricación y son medioambientalmente amigables. Por otro lado, estas nanopartículas se pueden funcionalizar fácilmente con distintos grupos terminales que van desde hidrófobos hasta hidrófilos (Miranda et al., 2012). Asimismo, tienen la capacidad de modificar su superficie lo que permite mejorar su tolerancia en medios salinos (Metin et al., 2012) y sus propiedades fisicoquímicas son ampliamente conocidas.

Dentro de las capacidades de estas nanopartículas se encuentran la alteración de la mojabilidad de la roca (Binshan et al., 2006; Onyekonwu et al., 2010), el mejoramiento en la relación de movilidad en sistemas con polímeros y la generación de espumas altamente estables. En contraparte, uno de los mayores inconvenientes en el uso de estas nanopartículas es su alta toxicidad, lo que puede generar problemas en la salud debido a su inhalación (Agista et al., 2018)

### ***Óxidos de aluminio***

Las nanopartículas de óxido de aluminio, dispersadas en agua destilada y salmuera, tienen la tendencia a mejorar la recuperación del crudo a través de la reducción de la viscosidad a condiciones de superficie y por fuera del reservorio (Ogolo et al., 2012).

Así pues, las nanopartículas  $\text{Al}_2\text{O}_3$  tienen baja tendencia de ser adsorbidas en caliza (8,2%) en comparación con partículas de  $\text{TiO}_2$  (27,8%) y  $\text{SiO}_2$  (43,3%). Adicionalmente, tienen el potencial para la recuperación en crudo en caliza debido a que induce la reducción de las fuerzas capilares (Esfandyari Bayat et al., 2014).

Por otro lado, el empleo de las nanopartículas de  $\text{Al}_2\text{O}_3$  como aditivos para el mejoramiento de las propiedades reológicas y de desplazamiento de crudo en soluciones de HPAM, inhibe la degradación térmica y química de estos polímeros debido a sus efectos protectores. (Gbadamosi et al., 2019)

### *Óxido de hierro*

Son nanopartículas con propiedades magnéticas y eléctricas únicas que suelen ser empleadas principalmente como nano sensores. En cuanto al recobro mejorado, su uso, en conjunto con salmuera y etanol como agentes dispersantes, ha sido reducido debido a que son inestables y pueden sedimentarse rápidamente en presencia de sal.

Por otro lado, el empleo de ferrofluidos en presencia de un campo electromagnético puede alterar la mojabilidad a fuertemente mojable en agua en reservorios convencionales. En reservorios con crudos pesados no fue notorio este mecanismo (Esmailnezhad et al., 2018).

### *Óxido de níquel*

En cuanto a las nanopartículas de óxido de níquel se relacionan a continuación unas consideraciones importantes.

- La utilización de diesel como agente dispersante puede mejorar el recobro del crudo al emplear nanopartículas de óxido de níquel (Ogolo et al., 2012).



- La preparación in situ de las nanopartículas  $\text{Ni}_2\text{O}_3$  en los aceites residuales del yacimiento tiene el potencial de mejorar la estabilidad y la propagación de los frentes de combustión in situ, lo que conduce a un menor estrés térmico en las formaciones del yacimiento (Amrollahi Biyouki et al., 2017).
- Las nanopartículas  $\text{Ni}_2\text{O}_3$  aumentan la recuperación de petróleo cuando se inyectan en núcleos de arenisca después de una inundación de agua (Negin et al., 2018).
- Las nanopartículas son capaces de aumentar la viscosidad del fluido desplazado y disminuir la viscosidad del aceite desplazado.

### *Óxido de titanio*

Asimismo, nanopartículas de óxido de titanio son utilizadas para potencializar el recobro mejorado de petróleo, ya que:

- El factor de recobro empleando nanopartículas de  $\text{TiO}_2$  en núcleos de arenisca, puede ser mejorado desde 49% hasta el 80%.
- Puede alterar la mojabilidad de la superficie del reservorio a bajas concentraciones de nanopartículas. Esto puede ser explicado a través del gradiente de presión de disociación. (Ehtesabi et al., 2014)
- Las nanopartículas de  $\text{TiO}_2$  no cambian significativamente la viscosidad y tensión interfacial. (Ehtesabi et al., 2015)

- Las nanopartículas de  $\text{TiO}_2$  pueden relativamente recuperar la viscosidad de la solución polimérica Xanthan provocada por rotura térmica y efecto de la salinidad. (Keykhosravi et al., 2021)

En la Tabla 11 se muestra un resumen de las nanopartículas más usadas en recobro mejorado según su mecanismo dominante.

**Tabla 11**

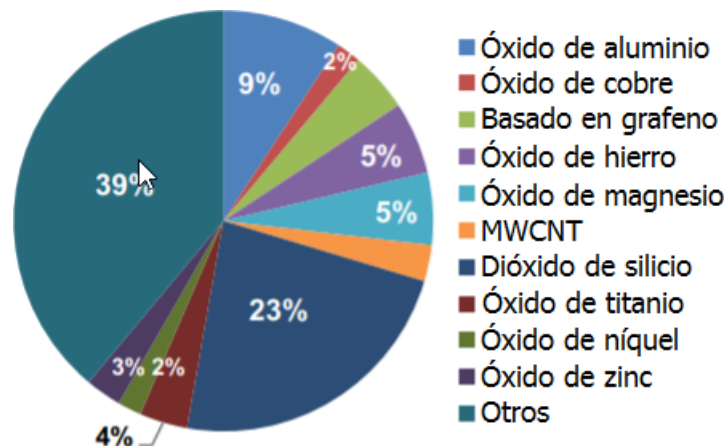
*Resumen de nanopartículas más empleadas en EOR junto con su mecanismo dominante*

	<b>Mecanismo dominante</b>		
	<b>Reducción de viscosidad</b>	<b>Reducción de la tensión interfacial</b>	<b>Alteración de la mojabilidad</b>
<b>Nanopartículas</b>	- Óxido de aluminio, $\text{Al}_2\text{O}_3$ .	- Nanopartículas de $\text{SiO}_2$	- Óxido de estaño, $\text{SnO}_2$
	- Óxido de cobre (II), $\text{CuO}$	- HLP	- Nanopartículas de $\text{SiO}_2$
	- Óxido de hierro ( $\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{Fe}_3\text{O}_4$ )	- Nanoesferas de microgel de poliacrilamida	- Alumina recubierta por nanopartículas de sílice
	- Óxido de níquel, $\text{Ni}_2\text{O}$	- Polímeros recubiertos de nanopartículas	- Óxido de silicio hidrofóbico, $\text{SiO}_2$
	- Etanol y óxido de magnesio	- Ferrofluidos	- Nanopartículas de sílice esférico
	- Polímeros recubiertos por nanopartículas		- NWP - LHPN - Polímeros recubiertos por nanopartículas

*Nota.* Resumen de las nanopartículas más empleadas en EOR. (Negin et al., 2018)

**Figura 19.**

*Distribución de las investigaciones realizadas de los diferentes tipos de nanopartículas en aplicaciones de Oil & Gas.*



*Nota.* Adaptado de *A comprehensive review of nanoparticles applications in the oil and gas industry*, por (Alsaba et al., 2020).

Finalmente, en la Figura 19 se puede observar la distribución de las investigaciones de los diferentes tipos de nanopartículas. El dióxido de silicio es la nanopartícula más investigada con un 23%, sus características únicas, ya anteriormente nombradas, hacen de estas partículas las más llamativas para su uso en EOR.

### **Beneficios en el empleo de las nanopartículas en EOR**

La nanotecnología tiene el potencial de hacer modificaciones fundamentales a los métodos tradicionales. Pourafshary et al (2009) en su evaluación de prioridades de inversión en desarrollo de nanotecnología en la industria del petróleo, concluyó que las nanotecnologías relacionadas al recobro mejorado de petróleo son extremadamente atractivas desde el punto de vista económico y técnico, razón por la cual tanto la industria como la academia han puesto especial atención en la aplicación de la nanotecnología en esta rama.

Así pues, dentro de los posibles beneficios que puede ofrecer la aplicación de la nanotecnología al EOR se encuentran:

- Incremento en el factor de recobro.
- Reducción en los cortes de agua.
- Alteración en la mojabilidad de la superficie de las rocas.
- Empleo de gases a baja presión.
- Disminución en el consumo de energía para los métodos de recobro secundario y terciario.
- Técnicas más ecoamigables.
- Modificación en distintas propiedades de las rocas y de los fluidos tales como la tensión interfacial, la viscosidad, la densidad, entre otros.
- Las nanopartículas son fácilmente modificables por lo que se pueden mejorar sus propiedades con el fin de incrementar el recobro de crudo.
- Fácil desplazamiento de las nanopartículas a través del reservorio con bajas tasas de retención.

### **Desafíos en el uso de la nanotecnología en el recobro mejorado**

A pesar del futuro promisorio que tiene la nanotecnología en el campo del petróleo aún hay una serie de desafíos que superar para poder lograr una factibilidad técnico-económica y ambiental de esta técnica. Así pues, dentro de los desafíos más relevantes se tiene que:

- Las nanopartículas tienden a aglomerarse/sedimentarse a condiciones de altas temperaturas y/o salinidades, debido las fuertes interacciones de Van der Waals causadas por su tamaño.
- Debido a la heterogeneidad de los reservorios, no es posible generalizar el uso de cierto tipo de nanopartículas, por lo que se hace necesario un estudio previo de las

condiciones del yacimiento, para que de esta forma se pueda escoger las nanopartículas que sean técnica-económicas más adecuadas.

- Desarrollo de pruebas a escala laboratorio y de plantas piloto es de vital importancia para tener un completo entendimiento del funcionamiento de las nanopartículas, ya sean solas o en acompañamiento con otros métodos de recobro.
- Debido al rápido crecimiento en los desarrollos de la nanotecnología, no se ha logrado investigar a profundidad sobre los efectos que puede tener el uso de las nanopartículas sobre la salud. Existen distintos estudios que han encontrado un vínculo entre nanomateriales y el daño del ADN, cromosomas y enfermedades pulmonares (Negin et al., 2018). Por tal razón, es imperativo la realización de estudios sobre las posibles afectaciones de la nanotecnología sobre la salud.
- Falta de investigaciones con respecto a los efectos que pueda tener el empleo de las nanopartículas sobre los distintos métodos de recobro.
- Se debe realizar una búsqueda de técnicas fáciles y económicas para la producción de nanopartículas a gran escala.
- Es necesario aumentar los estudios sobre la toxicidad que puedan tener las nanopartículas sobre los efluentes de agua y los suelos.

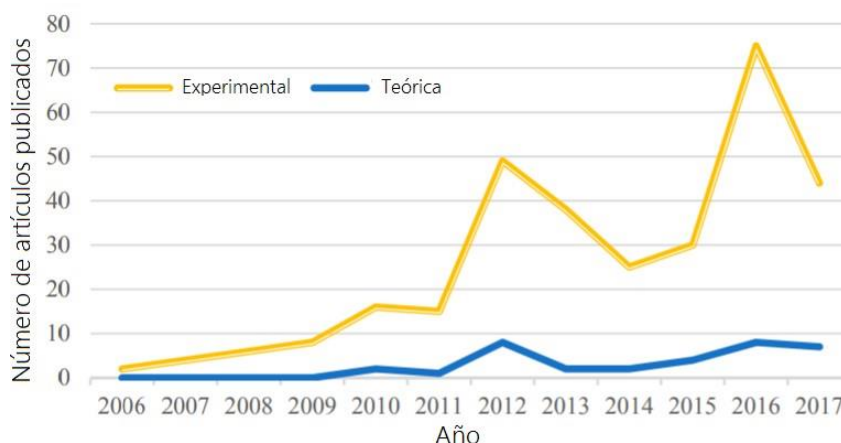
### **Aplicación de las nanopartículas en EOR**

Como ya se ha mencionado anteriormente, las nanopartículas junto con sus propiedades únicas pueden brindar grandes beneficios en el recobro mejorado de crudo. Por esta razón, y tal como se observa en la Figura 20, se han realizado una gran cantidad de

investigaciones sobre la aplicación de las nanopartículas en este campo, incluso en el año 2014, en donde hubo la caída en los precios del petróleo.

**Figura 20.**

*Número de investigaciones por año de la nanotecnología en la industria del petróleo.*



*Nota.* Adaptado de *A state-of-the-art review of nanoparticles application in petroleum with a focus on enhanced oil recovery*, por (Agista et al., 2018)

Pero a pesar de las múltiples investigaciones realizadas, la aplicación en campo de esta tecnología ha sido muy escasa. Esto trae consigo un serio problema y es la falta de información del comportamiento de las nanopartículas a condiciones reales.

Una de las aplicaciones de las nanopartículas en campo fue realizada por (Kanj et al., 2011). Este estudio fue ejecutado en una formación de carbonato proveniente del gran campo de Ghawar en Arabia Saudita. El objetivo de la investigación fue el diseño, síntesis y una prueba de campo de la construcción de nano agentes. El estudio concluyó que los nano agentes podían resolver problemas de adsorción, coagulación, aglomeración y/o floculación en suspensión y precipitación desde la solución a las condiciones de reservorio, las cuales eran temperaturas alrededor de 100°C y una salinidad de 120.000 ppm.

Por otro lado, Colombia ha sido pionera en la utilización de la nanotecnología en la industria petrolera. Tal como lo indica (Franco et al., 2017), debido a la crisis en los precios

del petróleo generada por una sobreoferta en la producción de crudo y presentada desde el 2014, Colombia se vio obligada a buscar nuevas estrategias y/o tecnologías para mejorar la efectividad de los procesos de producción y transporte. Por esta razón, múltiples investigaciones del empleo de la nanotecnología en las diferentes etapas del recobro del crudo han sido realizadas, como se indica a continuación:

En Colombia, se han ejecutado estudios del empleo de nanopartículas en diversas áreas tales como daño de formación debido a la precipitación de asfáltenos, daño de formación debido a la migración de finos, daño de formación por incrustaciones, perforación y recobro mejorado de crudo.

La primera aplicación en campo a nivel mundial usando nanopartículas para daño de formación fue en el campo Cupiagua, Casanare. El propósito de esta inyección fue el diseño de un nanofluido para inhibir el daño de formación debido a la precipitación de asfáltenos (Franco et al., 2017). El mecanismo empleado para realizar la inhibición fue la adsorción, por parte de las nanopartículas, de los asfáltenos antes de que estos floccularan y transportarlos en los fluidos evitando de esta forma su precipitación cerca a los pozos. El resultado obtenido en la primera fase fue un incremento en la producción del crudo gracias al buen desempeño por parte de la nano-alúmina en la sorción de los asfáltenos. Adicionalmente, después de ocho meses de trabajo y de seguimiento, los asfáltenos aún permanecían estables dentro del crudo (Franco et al., 2017).

Debido al buen desempeño presentado, la aplicación de nanofluidos para la inhibición de asfáltenos fue extendido a otros campos. Tal fue el caso del campo TN, ubicado en el Magdalena medio.

La estimulación basada en nanofluidos fue ejecutada en cinco pozos del campo usando el siguiente procedimiento:

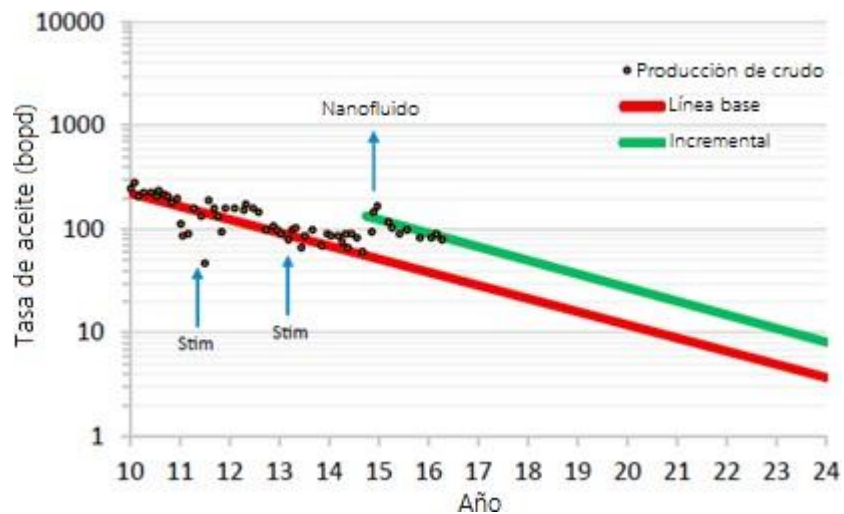
- i) Preparación del pozo,
- ii) Inyección del tratamiento de inhibición orgánico,
- iii) Inyección del tratamiento de eliminación orgánica,
- iv) Inyección del tratamiento de eliminación inorgánica,
- v) Inducción de flujo de N<sub>2</sub>,
- vi) Seguimiento postratamiento.

De acuerdo con la

**Figura 21**, se evidencia un aumento en la producción de crudo lo que refleja la efectividad del tratamiento de inhibición de los asfáltenos.

**Figura 21.**

*Análisis de disminución de la tasa acumulativa de la producción de campo antes y después de la estimulación con nanofluidos.*



*Nota.* Adaptado de *Nanotechnology applied to the enhancement of oil and gas productivity and recovery of Colombian fields*, por (Franco et al., 2017).

Por otro lado, en Colombia también se han realizado aplicaciones en reservorios de crudo pesado y extrapesado. Uno de los campos intervenidos fue el campo Chichimene,



ubicado en el departamento del Meta, en donde fueron escogidos dos pozos, CHA y CHB, a los cuales se les inyectó un nanofluido a base de aceite, en conjunto de tratamientos para la eliminación de depósitos orgánicos e inorgánicos. Estos fluidos fueron bombeados al pozo, en donde se dejaron en remojo durante 12 horas. El propósito de este proceso de estimulación fue la mitigación de las fuentes de daño asociadas con depósitos orgánicos, emulsiones y problemas en las curvas de permeabilidad relativa. Además, se hizo una evaluación de la influencia del anterior tratamiento sobre el mejoramiento de la movilidad y la mitigación de la alteración de la mojabilidad. Después de realizarse la estimulación, la producción de crudo en los pozos mostró un incremento espontáneo, este aumento se vio reflejado en la reducción del daño de piel (parámetro relacionado con la eficiencia de producción de un pozo). Adicionalmente, el aumento en la producción duró hasta aproximadamente 269 días después de ser tratado el campo, lo que refleja que el proceso de estimulación fue eficiente (Zabala et al., 2016).

Asimismo, inmediatamente después del proceso de remojo, se presentó disminución en la viscosidad y por lo tanto mejoramiento en la movilidad del crudo. En los primeros 9 días después del proceso de estimulación, la reducción de la viscosidad fue del 98%. La disminución de esta propiedad se mantuvo hasta los primeros 120 días, aunque no con el mismo porcentaje de reducción.

Después de 269 días de la aplicación del proceso de estimulación, la concentración residual de nanopartículas fue de 56 ppm, lo que indica que el tratamiento tiene una larga vida útil.

(Zabala et al., 2016) dentro de su investigación resalta que “el capital invertido en la operación de estimulación fue recuperado en los primeros tres meses y los siguientes meses

representaron beneficios económicos.” Por lo tanto, el proceso de estimulación en Chichimene fue técnico-económicamente viable.

El tratamiento de estimulación anteriormente descrito también fue empleado en el pozo CNA del campo Castilla, en el departamento del Meta. Los resultados obtenidos después del proceso de inyección fueron reducción de la viscosidad y disminución en el BSW. Con respecto a la viscosidad, durante los primeros 30 días se observó una disminución del 47%, valor considerablemente menor a lo obtenido en el campo Chichimene. Por otro lado, se presentó una reducción de 11 puntos en el valor de BSW, este cambio fue debido a la alteración de la mojabilidad en donde el sistema se volvió más fuertemente humedecido por agua. Los efectos presentados sobre las anteriores propiedades se mantuvieron hasta los 174 días después de realizado el tratamiento. En términos económicos, el capital invertido en la operación de estimulación fue recuperado en los primeros cuatro meses.

Según Zabala et al. (Zabala et al., 2016), la diferencia en el tiempo de duración del efecto del tratamiento entre Castilla y Chichimene, fue debido a que en Chichimene se presentan crudos con menor grado API. Dentro de las conclusiones de este mismo autor se resalta que “los resultados finales a pesar de estar aún en evaluación son prometedores (...) ahora es posible extender la aplicación de nanofluidos en otros pozos en estos campos.”

## Conclusiones

Las técnicas de recobro mejorado han venido ganando popularidad a lo largo de los años, sin embargo, aún falta investigación y desarrollo en este sentido con el fin de tener mayor claridad en relación con los beneficios y retos que tiene cada técnica.

Conocer las características propias del reservorio a intervenir es vital a la hora de seleccionar la técnica de recobro más idónea a utilizar, pues teniendo en cuenta la particularidad del reservorio una técnica pueda ser más o menos factible. Es por lo anterior que se han realizado diversos estudios a través de los cuales se ha buscado definir unos valores de referencia con relación a características del reservorio con parámetros como Porosidad, Permeabilidad, Temperatura, Viscosidad, Profundidad, Espesor, entre otros, que debieran tenerse en cuenta para seleccionar la técnica de recobro más idónea. Así pues, a la hora de elegir qué técnica usar es imperativo tener el screening del lugar específico y contrastarlo con los valores recomendados que se han venido proponiendo a lo largo de los años, con el fin de tener un panorama más claro y disminuir la incertidumbre.

La inyección de CO<sub>2</sub>, recobro térmico, inundación con gas hidrocarburo y el uso de polímeros son las técnicas de recobro con mayor tasa de utilización a nivel mundial, siendo la inyección de CO<sub>2</sub> aquella con mayor número de proyectos reportados en el mundo, seguido de los métodos térmicos, según la International Energy Agency.

La aplicación de la nanotecnología en métodos de recobro mejorado ha aumentado debido a sus múltiples ventajas como lo es el mejoramiento en los mecanismos de acción empleados por cada método de recobro lo que conlleva a un incremento en el factor de recobro. Otra de las ventajas es la posible reducción de costos al emplear las nanopartículas.

Debido a los pilotos realizados en Chichimene y Castilla, se puede concluir que desde el punto de vista técnico-económico es factible la utilización de nanopartículas en la Orinoquía Colombiana.

### **Recomendaciones**

Basado en la información revisada con respecto a los daños en la salud y en el medio ambiente por parte de las nanopartículas, se recomienda seguir investigando sobre los posibles efectos negativos con el propósito de obtener mayor información que permita determinar de manera global si es factible o no la utilización de nanopartículas en campos de la Orinoquía sin que haya afectación sobre las personas y el entorno.

## Referencias

- Aadnøy, B. S., & Looyeh, R. (2019). Shale Oil, Shale Gas, and Hydraulic Fracturing. In *Petroleum Rock Mechanics* (pp. 357–389). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-815903-3.00016-9>
- Agista, M. N., Guo, K., & Yu, Z. (2018). A state-of-the-art review of nanoparticles application in petroleum with a focus on enhanced oil recovery. *Applied Sciences (Switzerland)*, 8(6). <https://doi.org/10.3390/app8060871>
- Aladasani, A., & Baojun, B. (2010). Recent developments and updated screening criteria of enhanced oil recovery techniques. *International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Beijing*, 1–24.
- Al-Anssari, S., Barifcani, A., Wang, S., Maxim, L., & Iglauer, S. (2016). Wettability alteration of oil-wet carbonate by silica nanofluid. *Journal of Colloid and Interface Science*, 461, 435–442. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2015.09.051>
- Al-Bahar, M. A., Merrill, R., Peake, W., Jumaa, M., & Oskui, R. (2004). Evaluation of IOR Potential within Kuwait. *Abu Dhabi International Conference and Exhibition*.
- Ali, J. A., Kolo, K., Manshad, A. K., & Mohammadi, A. H. (2018). Recent advances in application of nanotechnology in chemical enhanced oil recovery: Effects of nanoparticles on wettability alteration, interfacial tension reduction, and flooding. *Egyptian Journal of Petroleum*, 27(4), 1371–1383. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2018.09.006>
- Alsaba, M. T., Al Dushaishi, M. F., & Abbas, A. K. (2020). A comprehensive review of nanoparticles applications in the oil and gas industry. *Journal of Petroleum*

*Exploration and Production Technology*, 10(4), 1389–1399.

<https://doi.org/10.1007/s13202-019-00825-z>

Alvarez, J., & Han, S. (2013). Current overview of cyclic steam injection process. *Journal of Petroleum Science Research*, 2(3), 116–127. [www.jpsr.org](http://www.jpsr.org)

Amrollahi Biyouki, A., Hosseinpour, N., Bahramian, A., & Vatani, A. (2017). In-situ upgrading of reservoir oils by in-situ preparation of NiO nanoparticles in thermal enhanced oil recovery processes. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 520, 289–300. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2017.01.089>

Ardila, W. (2014). *Impactos de la industria petrolera en el medio ambiente*.

Benavides, Laura, & Pinilla, L. (2017). *Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor en yacimientos de crudo pesado, mediante un modelo analítico*.

Bera, A., & Babadagli, T. (2015). Status of electromagnetic heating for enhanced heavy oil/bitumen recovery and future prospects: A review. *Applied Energy*, 151, 206–226. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.031>

Binshan, J., Tailiang, F., & Mingxue, M. (2006). Enhanced Oil Recovery by Flooding with Hydrophilic Nanoparticles. *China Particuology*, 4(1), 41–46.

bp. (n.d.). *Full report – Statistical Review of World Energy 2021*.

Brashear, J. P., & Kuuskraa, I. v. (1978). *The Potential and Economics of Enhanced Oil Recovery*.

Caballero Abril, J. K., & González Camacho, M. C. (2018). *Estado del arte de las aplicaciones de la nanotecnología en el recobro mejorado*.

Carcoana, A. N. (1982). *Enhanced Oil Recovery in Rumania*.

- Cheraghian, G. (2016). Effect of nano titanium dioxide on heavy oil recovery during polymer flooding. *Petroleum Science and Technology*, 34(7), 633–641.  
<https://doi.org/10.1080/10916466.2016.1156125>
- Cheraghian, G., Khalili Nezhad, S. S., Kamari, M., Hemmati, M., Masihi, M., & Bazgir, S. (2014). Adsorption polymer on reservoir rock and role of the nanoparticles, clay and SiO<sub>2</sub>. *International Nano Letters*, 4(3). <https://doi.org/10.1007/s40089-014-0114-7>
- Cheraghian, G., Rostami, S., & Afrand, M. (2020). Nanotechnology in enhanced oil recovery. In *Processes* (Vol. 8, Issue 9). <https://doi.org/10.3390/pr8091073>
- Chow Pangtay, Susana., México. Secretaría de Educación Pública., & Secretaría de Educación Pública (México). (1998). *Petroquímica y sociedad*. SEP.
- Chu, C. (1985). State-of-the-Art Review of Steamflood Field Projects. *Journal of Petroleum Technology*, 37(10), 1887–1902.
- Cristancho, A. (2014). *Explotación petrolera vs medio ambiente ¿Cómo lograr el equilibrio?* | *Radio Nacional de Colombia*.  
<https://www.radionacional.co/noticia/explotaci-n-petrolera-vs-medio-ambiente-c-mo-lograr-el-equilibrio>
- Delgadillo, C. L., & Trujillo, M. L. (2013). La inyección de aire como proceso de recobro mejorado en Colombia: selección y evaluación técnica. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 11(2), 27–41.
- Delgado, M., & Martha, A. M. (2018). Estudio Sobre El Impacto De La Actividad Petrolera En Las Regiones Productoras De Colombia. *La Imprenta Editores S.A.*, 238.
- Dickson, J. L., & Leahy-Dios, A. (2010). *Development of Improved Hydrocarbon Recovery Screening Methodologies*.



- Dinero. (2019). *Cuáles son las consecuencias del fracking en Colombia*.  
<https://www.dinero.com/edicion-impres/caratula/articulo/cuales-son-las-consecuencias-del-fracking-en-colombia/267848>
- Du, L. H., Meng, Z. Z., & Liu, M. H. (2011). CO<sub>2</sub> injection process and technology in Jilin Oilfield. *Gasf. Surf. Eng*, 33–35.
- Ehtesabi, H., Ahadian, M. M., Taghikhani, V., & Ghazanfari, M. H. (2014). Enhanced heavy oil recovery in sandstone cores using TiO<sub>2</sub> nanofluids. *Energy and Fuels*, 28(1), 423–430. <https://doi.org/10.1021/ef401338c>
- Ehtesabi, H., Mahdi Ahadian, M., & Taghikhani, V. (2015). Enhanced heavy oil recovery using TiO<sub>2</sub> nanoparticles: Investigation of deposition during transport in core plug. *Energy and Fuels*, 29(1), 1–8. <https://doi.org/10.1021/ef5015605>
- el Nuevo Siglo. (2021, February). *PIB de este año dependerá de los precios del petróleo*.
- El-Diasty, A. I., & Aly, A. M. (2015). Understanding the mechanism of nanoparticles applications in enhanced oil recovery. *Society of Petroleum Engineers - SPE North Africa Technical Conference and Exhibition 2015, NATC 2015, 000*, 944–962.  
<https://doi.org/10.2118/175806-ms>
- Elkins, L. F., & Cooke, J. T. (1949). Pilot gas injection- Its conduct and criteria for evaluation. *Journal of Petroleum Technology*, 1(07), 180–188.  
<http://onepetro.org/jpt/article-pdf/1/07/180/2238810/spe-949180-g.pdf>
- Energy Agency, I. (n.d.). *Oil 2021*. [www.iea.org/t&c/](http://www.iea.org/t&c/)
- Esfandyari Bayat, A., Junin, R., Samsuri, A., Piroozian, A., & Hokmabadi, M. (2014). Impact of metal oxide nanoparticles on enhanced oil recovery from limestone media at several temperatures. *Energy and Fuels*, 28(10), 6255–6266.  
<https://doi.org/10.1021/ef5013616>

- Esmacilnezhad, E., Van, S. Le, Chon, B. H., Choi, H. J., Schaffie, M., Gholizadeh, M., & Ranjbar, M. (2018). An experimental study on enhanced oil recovery utilizing nanoparticle ferrofluid through the application of a magnetic field. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 58, 319–327.  
<https://doi.org/10.1016/j.jiec.2017.09.044>
- Espinosa, C. A., & Torres, K. J. (n.d.). *Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extrapesados*.
- Fanchi, J., & Christiansen, R. (2017). *Introduction to petroleum engineering*.
- Fanchi, J. R., & Christiansen, R. L. (2016). Introduction to petroleum engineering. In *Introduction to Petroleum Engineering*. <https://doi.org/10.1002/9781119193463>
- Farouq Ali, S. M. (1974). Current status of steam injection as a heavy oil recovery method. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 13(01), 54–68.
- Flores Yenque, L. A. (2009). *Recuperación mejorada de petróleo (EOR) mediante inyección de nitrógeno en el noroeste peruano*.
- Franco, C. A., Zabala, R., & Cortés, F. B. (2017). Nanotechnology applied to the enhancement of oil and gas productivity and recovery of Colombian fields. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 157(July), 39–55.  
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.07.004>
- Gbadamosi, A. O., Junin, R., Manan, M. A., Agi, A., Oseh, J. O., & Usman, J. (2019). Synergistic application of aluminium oxide nanoparticles and oilfield polyacrylamide for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 182(February). <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106345>

- Goodlett, G. O., Honarpour, M. M., Chung, F. T., & Sarath, P. S. (1986). The Role of Screening and Laboratory Flow Studies in EOR Process Evaluation. *Rocky Mountain Regional Meeting of The Society of Petroleum Engineer*, 447–474.
- Goyal, K. L., & Kumar, S. (1989). Steamflooding for Enhanced Oil Recover. In *Enhanced Oil Recovery, II Processes and Operations* (Vol. 17, pp. 317–349). Developments in Petroleum Science.
- Groysman, A. (2014). History of Crude Oil and Petroleum Products. In *Corrosion in Systems for Storage and Transportation of Petroleum Products and Biofuels* (pp. 221–226). Springer Netherlands. [https://doi.org/10.1007/978-94-007-7884-9\\_10](https://doi.org/10.1007/978-94-007-7884-9_10)
- Hamedi Shokrlu, Y., & Babadagli, T. (2011). Transportation and interaction of nano and micro size metal particles injected to improve thermal recovery of heavy-oil. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 3(1982), 2257–2268. <https://doi.org/10.2118/146661-ms>
- Holubnyak, Y., Watney, W., Hollenbach, J., Rush, J., Fazelalavi, M., & Bidgoli, T. (2018). Pilot Scale CO<sub>2</sub> EOR at Wellington Field in South Central Kansas. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, 14–18.
- International Energy Agency. (2019). *Number of EOR projects in operation globally, 1971-2017*. <https://www.iea.org/Data-and-Statistics/Charts/Number-of-Eor-Projects-in-Operation-Globally-1971-2017>.
- Iyoho, A. W. (1978). Selecting enhanced oil recovery processes. *World Oil*, 187(6).
- Jia, B., Tsau, J. S., & Barati, R. (2019). A review of the current progress of CO<sub>2</sub> injection EOR and carbon storage in shale oil reservoirs. In *Fuel* (Vol. 236, pp. 404–427). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.08.103>

- Jiménez Díaz, R., Muñoz Navarro, S. F., & Rivera De La Ossa, J. E. (2007). Inyección alternada de agua y gas (WAG): generalidades teóricas, casos históricos, problemas operacionales comunes y screening estadístico para su aplicación. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 5(1), 47–55.
- Jiménez Molano, A. M., Muñoz Navarro, S. F., & Jiménez Díaz, R. (2014). Metodología para el diseño de baches en un proceso de inyección de polímeros para recobro mejorado, considerando fenómenos de interacción roca fluidos. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 12(2), 55–62.
- Joonaki, E., & Ghanaatian, S. (2014). The application of nanofluids for enhanced oil recovery: Effects on interfacial tension and coreflooding process. *Petroleum Science and Technology*, 32(21), 2599–2607. <https://doi.org/10.1080/10916466.2013.855228>
- Junaid, A. S. M., Rahman, M. M., Rocha, G., Wang, W., Kuznicki, T., McCaffrey, W. C., & Kuznicki, S. M. (2014). On the role of water in natural-zeolite-catalyzed cracking of athabasca oilsands bitumen. *Energy and Fuels*, 28(5), 3367–3376. <https://doi.org/10.1021/ef500532w>
- Kanj, M. Y., Rashid, M. H., & Giannelis, E. P. (2011). Industry first field trial of reservoir nanoagents. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings*, 3, 1883–1892. <https://doi.org/10.2118/142592-ms>
- Keykhosravi, A., Vanani, M. B., & Aghayari, C. (2021). TiO<sub>2</sub> nanoparticle-induced Xanthan Gum Polymer for EOR: Assessing the underlying mechanisms in oil-wet carbonates. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 204(April), 108756. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108756>

- Kirkpatrick, R. K., Flanders, W. A., & DePauw, R. M. (1985). Performance of the Twofreds CO<sub>2</sub> Injection Project. *Paper SPE 14439, Presented at the 60th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers.*
- Kleinsteiber, S. W. (1988, October). The Wertz Tensleep CO<sub>2</sub> Flood: A Review of the Engineering Design and Initial Performance. , " *Paper SPE 18067 Presented at the 63rd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers.*
- Kumar, R., & Eibeck, J. N. (1984). CO<sub>2</sub> flooding a waterflooded shallow Pennsylvanian sand in Oklahoma: A case history. *Paper SPE/DOE 12668 Presented at the SPE/DOE Fourth Symposium on Enhanced Oil Recovery.*
- Le, N. Y. T., Pham, D. K., Le, K. H., & Nguyen, P. T. (2011). Design and screening of synergistic blends of SiO<sub>2</sub> nanoparticles and surfactants for enhanced oil recovery in high-temperature reservoirs. *Advances in Natural Sciences: Nanoscience and Nanotechnology*, 2(3). <https://doi.org/10.1088/2043-6262/2/3/035013>
- Lituma, A. (2021). *Inyección de CO<sub>2</sub> como mecanismo de recuperación mejorada para el aumento de producción en un campo sintético.*
- Liu, Z. xia, Liang, Y., Wang, Q., Guo, Y. jun, Gao, M., Wang, Z. bo, & Liu, W. lu. (2020a). Status and progress of worldwide EOR field applications. In *Journal of Petroleum Science and Engineering* (Vol. 193). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107449>
- Liu, Z. xia, Liang, Y., Wang, Q., Guo, Y. jun, Gao, M., Wang, Z. bo, & Liu, W. lu. (2020b). Status and progress of worldwide EOR field applications. In *Journal of Petroleum Science and Engineering* (Vol. 193). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107449>

- Looney, B. (2021). Statistical Review of World Energy globally consistent data on world energy markets . and authoritative publications in the field of energy. *Review World Energy Data*, 70, 8–20.
- Malagón, Jonathan., Montoya, Germán., & Ruiz, Carlos. (2016). La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia. *Cuadernos Programa de Las Naciones Unidas Para El Desarrollo (PNUD)*, 1–82.
- Maya, G., Castro, R., Lobo, A., Ordóñez, A., Sandoval, J., Mercado, D., Trujillo, M., Soto, C., & Pérez, H. (2010). Estatus de la Recuperación Mejorada de Petróleo. *The Science of Enhanced Oil Recovery. Tiorco, Vmm*, 1–4.
- Metin, C. O., Baran, J. R., & Nguyen, Q. P. (2012). Adsorption of surface functionalized silica nanoparticles onto mineral surfaces and decane/water interface. *Journal of Nanoparticle Research*, 14(11). <https://doi.org/10.1007/s11051-012-1246-1>
- Miranda, C. R., De Lara, L. S., & Tonetto, B. C. (2012). Stability and mobility of functionalized silica nanoparticles for enhanced oil recovery applications. *Society of Petroleum Engineers - SPE International Oilfield Nanotechnology Conference 2012*, 311–321. <https://doi.org/10.2118/157033-ms>
- Missouri University of Science and Technology. (2018). *EOR Data Group*. <https://web.mst.edu/~weim/EORData/IntroEORData.html>.
- Mohammadzadeh, O., & Ioannis, C. (2010). Pore-level investigation of heavy oil recovery using steam assisted gravity drainage (SAGD). *Oil & Gas Science and Technology – Revue de l'Institut Français Du Pétrole*. <https://doi.org/10.2516/ogst/2010010>
- Moore, J. S., & Clark, G. C. (1988). History Match of the Maljamar CO<sub>2</sub> Pilot Performance. *SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium*.

- Negin, C., Ali, S., Xie, Q., Ali, J. A., Kolo, K., Manshad, A. K., & Mohammadi, A. H. (2018). Application of nanotechnology for enhancing oil recovery – A review. *Egyptian Journal of Petroleum*, 2(4), 324–333.  
<https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.10.002>
- Niu, J., Liu, Q., Lv, J., & Peng, B. (2020). Review on microbial enhanced oil recovery: Mechanisms, modeling and field trials. In *Journal of Petroleum Science and Engineering* (Vol. 192). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107350>
- Ogolo, N. A., Olafuyi, O. A., Onyekonwu, M. O., Technology, P., & Fund, D. (2012). Spe-160847-Ms. *SPE Journal*, 1–9.
- Olajire, A. A. (2014). Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. In *Energy* (Vol. 77, pp. 963–982). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.005>
- Onyekonwu, M. O., Ogolo, N. A., & Engineering, G. (2010). *Onyekonwu2010*.
- Ortuño Arzate, S. (2010). El origen del petróleo, sus características y usos. In *El mundo del petróleo: origen, usos y escenarios* (pp. 23–46).
- Ospina, N. (2015). *Evaluación de la aplicación de nanofluidos para mejoramiento In-Situ del crudo pesado*. 41.
- Panchal, H., Patel, H., Patel, J., & Shah, M. (2021). A systematic review on nanotechnology in enhanced oil recovery. *Petroleum Research*, 6(3), 204–212.  
<https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.03.003>
- Pittaway, K. R., Albright, J. C., & Hoover, J. W. (1986). The Maljamar Carbon Dioxide Pilot: Review and Results. *SPE/DOE Fifth Symposium on Enhanced Oil Recovery*.
- Poole, C., & Owens, F. (2007). *Introducción a la nanotecnología*.

- Pourafshary, P., Azimipour, S. S., Motamedi, P., Samet, M., Taheri, S. A., Bargozin, H., & Hendi, S. S. (2009). Priority assessment of investment in development of nanotechnology in upstream petroleum industry. *Society of Petroleum Engineers - SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium 2009*.  
<https://doi.org/10.2118/126101-ms>
- Qi, C., Li, R., Zhu, S., Liu, L., & Li, J. (2019). Pilot test of carbon dioxide flooding in Chang 4+5~1 low-permeability reservoir in Yougou area of Ordos Basin. *Oil Drilling & Production Technology*, 49, 249–253.
- Reid, T. B., & Robinson, H. J. (1981). Lick Creek Meakin Sand Unit Immiscible CO<sub>2</sub>/Waterflood Project. *SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium*.
- Ren, B., Xu, Y., Niu, B., & Ren, S. (2011). Laboratory Assessment and Field Pilot of Near Miscible CO<sub>2</sub> Injection for IOR and Storage in a Tight Oil Reservoir of ShengLi Oilfield China. *E SPE Enhanced Oil Recovery Conference Held in Kuala Lumpur, Malaysia*, 19–21.
- Romo, D. (2018). *Selección de métodos de EOR más óptimos en el activo lago agrio, campos lago agrio, Guanta-Dureno y Parahuacu, para el diseño de su plan piloto*.
- Saavedra Trujillo, N. F., & Jiménez Inocencio, F. Y. (2014). Necesidades de Innovación y Tecnología para la industria de petróleo y gas en Colombia. *Revista de Ingeniería*, 40, 50–56. <https://doi.org/10.16924/revinge.40.7>
- Salager, J.-L. (2005). *Recuperación mejorada de petróleo*.
- Saleh, L. D., Wei, M., & Bai, B. (2014). *Data Analysis and Updated Screening Criteria for Polymer Flooding Based on Oilfield Data*.
- Salvador, G., & Evaristo, D. (2009). *Recuperación de aceites pesados por recuperación cíclica de vapor*.



- Selley, R. C. (1998). *Elements of Petroleum Geology*.
- Sheng, J. J., Leonhardt, B., & Azri, N. (2015). Status of Polymer-Flooding Technology. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 116–126.
- Simanzhenkov, Vasily., & Idem, Raphael. (2003). *Crude oil chemistry*. Marcel Dekker.
- Sircar, A., Rayavarapu, K., Bist, N., Yadav, K., & Singh, S. (2021). Applications of nanoparticles in enhanced oil recovery. *Petroleum Research*, xxxx.  
<https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.08.004>
- Sun, X., Zhang, Y., Chen, G., & Gai, Z. (2017). Application of nanoparticles in enhanced oil recovery: A critical review of recent progress. *Energies*, 10(3).  
<https://doi.org/10.3390/en10030345>
- Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997). EOR Screening Criteria Revisited Part 2: Applications and Impact of Oil Prices. In *SPE Reservoir Engineering*.
- Tantra, R., Schulze, P., & Quincey, P. (2010). Effect of nanoparticle concentration on zeta-potential measurement results and reproducibility. *Particuology*, 8(3), 279–285.  
<https://doi.org/10.1016/j.partic.2010.01.003>
- Terry, R. E. (2001). Enhanced Oil Recovery. In *Encyclopedia of Physical Science and Technology* (Vol. 15, pp. 503–518).
- Torabzadeh, J., Langnes, G. L., Robertson, J. O, Yen, T. F., Donaldson, E. C., & Chilingarian, G. v. (1989). Gas injection. In *Enhanced Oil Recovery, II Processes and Operations* (Vol. 17, pp. 91–106). Developments in Petroleum Science.
- Torre, L. (2014). *Modelo simplificado de inyección cíclica de vapor para yacimientos de aceite pesado*.

- Wang, D., Dong, H., Lv, C., Fu, Xiaofei, & Nie, J. (2009). Review of Practical Experience of Polymer Flooding at Daqing 2 Oil Production Factory of Daqing Oil Field Company. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 470–476.
- Wang, X., & Economides, M. (2009). Natural Gas Basics. *Advanced Natural Gas Engineering*, 1–34. <https://doi.org/10.1016/b978-1-933762-38-8.50008-3>
- W.R, B., L.A., B., & Exxon Co USA. (1989). Summary Results of CO<sub>2</sub> EOR Field Tests, 1972-1987. *SPE Joint Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition* , 499–508.
- Yatte Garzón, F. C., & Muñoz Navarro, S. F. (2011). Una nueva mirada a la combustión in-situ: tratando de romper un viejo paradigma. In *Revista Fuentes: El Reventón Energético* (Vol. 9).
- Yi, S., Babadagli, T., & Li, H. A. (2018). Use of nickel nanoparticles for promoting aquathermolysis reaction during cyclic steam stimulation. *SPE Journal*, 23(1), 145–156. <https://doi.org/10.2118/186102-pa>
- Zabala, R., Franco, C. A., & Cortés, F. B. (2016). Application of nanofluids for improving oil mobility in heavy oil and extra-heavy oil: A field test. *SPE - DOE Improved Oil Recovery Symposium Proceedings, 2016-Janua*. <https://doi.org/10.2118/179677-ms>
- Zargartalebi, M., Barati, N., & Kharrat, R. (2014). Influences of hydrophilic and hydrophobic silica nanoparticles on anionic surfactant properties: Interfacial and adsorption behaviors. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 119, 36–43. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.04.010>