

# EOR UN CAMINO PARA MAXIMIZAR RESERVAS

1<sup>RA</sup>  
EDICIÓN



SEPTIEMBRE  
2024

Apoya:



Organiza:



# Contenido

---

## Consejo Editorial

- Leidy Milen Polania Villegas -ANH
- Anelfi Balaguera Carrillo- ANH
- Eusebio José Cera Orozco- ANH
- Tania Yineth Mayorga Barrera- Minciencias

---

## Diseño y diagramación

- Reiz diseño y Publicidad S.A.S  
[www.reiz.co](http://www.reiz.co)

---

## Fotografía

- Cortesía
- Freepik

- 02 Saludos presidente ANH,
- 03 Adaptación para el futuro
- 05 Introducción
- 06 El recobro en Colombia y los aportes desde la investigación científica
- 11 Convenio que origina las investigaciones realizadas
- 16 Artículos científicos
  - 17 Mediciones láser de la concentración de agua en un medio poroso durante procesos de combustión *in situ* de un hidrocarburo pesado colombiano
  - 24 Programa nacional de desarrollo para la optimización de procesos de recobro mejorado térmico con inyección de vapor mediante el uso de nanofluidos
  - 33 Programa nacional para el desarrollo e implementación de procesos CEOR con surfactante y polímero potencializados con nanotecnología
  - 42 Uso del flue gas como una alternativa para enfrentar los retos de la inyección cíclica de vapor en Colombia
  - 51 Evaluación del desempeño de emulsiones catalíticas para la etapa de ignición en un proceso de combustión *in situ*
  - 59 Plan nacional para el potenciamiento de la tecnología CEOR con gas mejorado químicamente
- 69 Aplicaciones y potenciales de las investigaciones realizadas
- 72 Colofón
- 73 Referencias
- 74 Glosario

# Saludos presidente ANH, Orlando Velandia Sepúlveda



Para la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), es motivo de satisfacción y orgullo poner a disposición el presente documento técnico enfocado en recobro mejorado de hidrocarburos, una técnica de vital importancia para nuestro sector; desde acá, hemos sido testigos presenciales de cómo las universidades, centro de investigación y la misma industria, han enfocado esfuerzos en generar soluciones con innovación y desarrollo que han transformado la manera en que producimos y gestionamos nuestros recursos energéticos.

El recobro mejorado se ha convertido en un pilar esencial para maximizar la producción de nuestros yacimientos, extendiendo la vida útil de los mismos y mejorando la eficiencia de nuestras operaciones. Esta técnica no solo nos permite optimizar la extracción de hidrocarburos, sino que también representa un compromiso con la sostenibilidad y la responsabilidad ambiental.

En este documento se exploran en profundidad los métodos más avanzados de recobro mejorado, desde la inyección de polímeros y gases hasta la utilización de tecnología de punta para la caracterización de yacimientos. Los capítulos que siguen son el resultado del esfuerzo colectivo de destacados


expertos en este campo, cuyas investigaciones y experiencias ofrecen una valiosa perspectiva sobre los desafíos y oportunidades que enfrenta nuestra industria.

Quiero expresar mi agradecimiento a todos los autores que han contribuido a la consolidación de este instrumento, su conocimiento y dedicación son fundamentales para el progreso de nuestra industria, es un testimonio de su arduo trabajo y un recurso invaluable para ingenieros, geólogos, y profesionales del sector que buscan comprender y aplicar las mejores prácticas en recobro mejorado.

En adición, esta publicación resalta la importancia de la colaboración entre la academia,

la industria, el sector público, sector privado y todas las partes interesadas, en la búsqueda de sinergias que permitan continuar avanzando y adoptando tecnologías innovadoras que aseguren el desarrollo sostenible de nuestros recursos.

Tenemos la certeza que estas iniciativas constituyen la base de nuevas ideas y soluciones, que servirán como herramienta esencial para el aseguramiento energético, comprometidos con la excelencia y la eficiencia en la producción de hidrocarburos, contribuyendo significativamente a nuestra misión de asegurar un futuro energético más seguro y sostenible para todos.



# Adaptación para el futuro

Por: Andrés Camacho,  
Ministro de Minas y Energía

**El país tiene por delante grandes retos para asegurar su soberanía energética, vital para la planeación estratégica de un futuro que respete los derechos de las personas, del medio ambiente y de la sociedad.**



La transición energética es una realidad y una necesidad que debe ser suplida con el aporte de todas y todos, lo que implica gestión sobre la producción actual de hidrocarburos e innovación de cara a abrir paso al desarrollo en infraestructura y oportunidades de mercado para nuevos energéticos.

En lo relacionado con la gestión de hidrocarburos, el país cuenta con **295 contratos**, de los cuales 152 se encuentran en etapa de exploración, con un área de **16.6 millones de hectáreas equivalentes al 15% del territorio nacional**. Además, del total de dichos contratos, 283 contratos son “Onshore” (continentales) y 12 en “Offshore” (costa afuera). En este sentido, es imperativo adelantar un proceso intensivo de exploración en las áreas ya adjudicadas, evitando nuevas rondas que puedan comprometer áreas estratégicas de importancia ambiental para el futuro del país, garantizando eficacia y eficiencia frente a las contrataciones y siempre en equilibrio con la satisfacción de las necesidades nacionales en materia energética, de cara a permitir el desarrollo económico y social. En la última década, se han producido 48 avisos de descubrimiento de gas, de los cuales **el 31,25% corresponden a las vigencias 2022-2023**, siendo el año pasado, el que mayor número de descubrimientos de gas se ha reportado, con lo que es posible asegurar la sostenibilidad energética y la eficiencia contractual.

Asumir esta responsabilidad implica ser rigurosos en el estudio de las posibilidades efectivas y reales que tiene el país en el desarrollo de energías alternativas y los requerimientos económicos y demás esfuerzos que se deben realizar desde la administración pública para continuar avanzando en la Transi-

ción Energética Justa. Partiendo desde lo que tenemos, desde nuestras actuales condiciones, debemos construir las bases para este objetivo. Por lo tanto, la eficiente gestión de los hidrocarburos es fundamental para garantizar la construcción de una nación sostenible, con un mejor desarrollo económico y capaz de afrontar los nuevos retos climáticos y globales.

En esta línea, la producción promedio del país es de **780.000 Barriles de Petróleo por Día (BPD) y 1.450 Millones de Pies Cúbicos por Día (MPCD) en 370 campos en producción, con una tasa de recobro que llega al 15.7 %**. El recobro mejorado, que son tecnologías que permiten extraer, vía fluidos y/o energía adicional, una mayor cantidad de recursos de los pozos que las obtenibles por la presión natural existente, ya han sido usada en Colombia para mejorar la producción nacional. En el contexto mundial, los porcentajes de recobro superan estos números. Ejemplo de ello son países como **Noruega que llega al 47%, Argentina 22% y Brasil 21 %**. En estas circunstancias y dado el nivel de reservas hidrocarburíferas del país, es necesario aplicar de forma más intensiva estas tecnologías de recobro mejorado, dirigidas a mejorar la producción y traer nuevas reservas en el propósito de garantizar esta soberanía energética que el país debe asegurar.

**Desde el Ministerio de Minas y Energía hemos impulsado una estrategia con 13 medidas adoptadas para garantizar la gestión eficiente de las reservas y recursos** contingentes de petróleo y gas en los contratos y convenios de hidrocarburos vigentes, que incluyen un enfoque prioritario en aumentar el factor de recobro definiendo metas con las operadoras. Lo anterior no

solo permitirá extender la vida útil de los campos, sino que también contribuirá a reducir nuestra dependencia de importaciones. Sabemos que las tecnologías avanzadas en recobro mejorado representan una oportunidad única para asegurar la soberanía y competitividad en un sector cuyos excedentes son importantes para la transición.

Hoy, más que nunca, reafirmamos nuestro compromiso con la investigación y el desarrollo en colaboración con las universidades y centros de investigación más destacados. Esta sinergia entre el sector público y la academia será el motor que impulse los avances tecnológicos necesarios para mantener nuestra autonomía energética al mismo tiempo que promovemos un desarrollo económico más equitativo y sostenible.

En este contexto, la gestión eficiente debe venir acompañada de acciones que permitan que el sector de hidrocarburos pueda adaptarse a las tendencias internacionales de la transición. Por este motivo, la Agencia Nacional de Hidrocarburos viene liderando el primer proceso competitivo en América Latina de energía eólica costa afuera, y los procesos de exploración y desarrollo de energéticos como el hidrógeno y la geotermia.

Adicionalmente, el pasado 31 de julio, en compañía de Ecopetrol, tuvimos el honor de lanzar junto al presidente de la República, Gustavo Petro, el Instituto Colombiano del Petróleo y Energías de la Transición (Icpet), dando cumplimiento con nuestro Plan Nacional de Desarrollo. Estas iniciativas van marcando la ruta de adaptación para el futuro, aquella que nos invita a la modernización del sector para el bienestar de nuestra economía y el desarrollo del país.

# Introducción

**El presente texto realiza inicialmente, una exposición de la situación actual de la recuperación de hidrocarburos en Colombia, destacando la aplicación de tecnologías en la industria petrolera y sus resultados positivos, muchos de los cuales han sido alcanzados a través de la sinergia entre la Academia, el Estado y la Industria.**

Ahonda también, en la importancia de mejorar la eficiencia de recuperación, para garantizar un suministro sostenible de petróleo en Colombia y las oportunidades que surgen de la posible aplicación en campos específicos, de los productos obtenidos mediante la ejecución de los contratos financiados en el marco del Convenio No. 696 MINCIENCIAS/321 ANH de 2016, celebrado entre COLCIENCIAS (hoy MINCIENCIAS), la AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH) y la FIDUCIARIA LA PREVISORA S.A. vocera del PATRIMONIO AUTÓNOMO FONDO NACIONAL DE FINANCIAMIENTO PARA LA CIENCIA, LA TECNOLOGÍA Y LA INNOVACIÓN (FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS), que llamaremos de aquí en adelante el “convenio”.

Se resalta en este proceso, el compromiso de los grupos de investigación adscritos a universidades por alcanzar altos niveles en el desarrollo de las investigaciones, creando asociaciones con grupos de investigación de otros países, en busca de encontrar soluciones adecuadas a los condicionamientos técnicos de la explotación de hidrocarburos en Colombia; de igual manera, es de resaltar la con-

fianza de las operadoras participantes (co-ejecutores) en este esfuerzo conjunto con las universidades, aportando conocimiento técnico y operativo de los campos, así como la asignación de capital humano que aportó en el alcance de los objetivos propuestos. Lo anterior genera a futuro, el compromiso de seguir avanzando en este camino, con el propósito de ver materializado la aplicación de los avances técnicos y las innovaciones encontradas, de cara a fortalecer la seguridad energética y el desarrollo armónico de la industria en el país, desde lo técnico, económico, social y ambiental.

Se quiere con este instrumento, mostrar los proyectos financiados a través de la asociación creada en entre la ANH Y MINCIENCIAS, resaltando para cada uno de ellos, los principales resultados obtenidos en un lenguaje que, aunque técnico, es fácilmente asimilable por los diferentes actores que intervienen en el desarrollo de la industria. Los aportes alcanzados por los grupos de investigación desde procesos de investigación científica aplicables al recobro mejorado de hidrocarburos, han sido reconocidos a nivel mundial, en el que a través de numerosos

foros se ha podido socializar estos procesos de investigación, permitiendo que actualmente Colombia abstente la coordinación del componente técnico de recobro mejorado de la IEA (International Energy Agency).

Finalmente, el documento hace énfasis en cómo los avances científicos e innovaciones tecnológicas pueden mejorar la eficiencia de recuperación, minimizar su impacto ambiental y optimizar la producción de hidrocarburos en el país, en el contexto de una transición energética justa, con la posibilidad de retorno económico potencial preliminar, asociado a la expansión de la aplicación de las tecnologías que se han financiado a través del convenio, en el camino de lograr aumentar el factor de recobro estimado en el país que podría, incorporar alrededor de 743 millones de barriles de reservas posibles por cada 1% de aumento. Esto equivale a un 36.8% de las reservas probadas actuales de petróleo, sin ampliar a nuevas acumulaciones la frontera extractiva del sector, disminuyendo en gran medida, factores asociados a la conflictividad social y sus posibles impactos ambientales.

# El recobro en Colombia y los aportes desde la investigación científica

## La eficiencia de recuperación de hidrocarburos, una conceptualización básica.

La recuperación mejorada de hidrocarburos es el proceso de extraer mayores cantidades de petróleo y/o gas natural de campos, adicional a la presión natural del yacimiento, mejorando la capacidad de flujo mediante la inyección de agua, productos químicos, gases o combinaciones en los yacimientos. La eficiencia de recuperación se puede resumir como la relación entre los hidrocarburos recuperados en superficie hasta hoy (producidos), o estos más los potenciales en futuro (producción futura) contra la estimación de recursos en el subsuelo [1]; típicamente se expresa en un porcentaje (%) actual o futuro estimado, como ejemplo, si en el subsuelo se tienen 1 millón de barriles de petróleo descubiertos pero se han recuperado hasta una fecha dada solo 100 mil barriles, se tiene un factor de recobro actual del 10%, mientras si se espera recuperar definitivamente otros 100 mil barriles habría un factor de recobro último estimado de 20% [2].

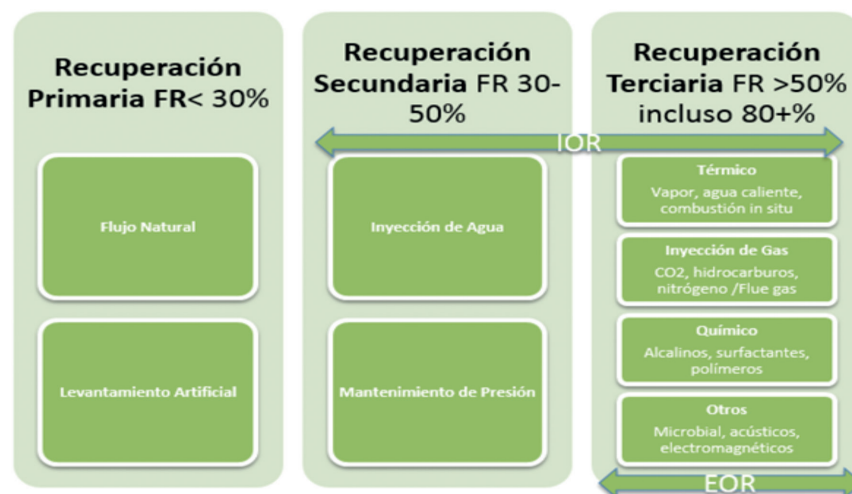
El análisis de la eficiencia de recuperación o el factor de recobro como términos indistintos es crucial para la correcta gestión de recursos de hidrocarburos, permite evaluar las inversiones, maximizar los retornos económicos obtenidos y analizar

las posibilidades futuras. Estudios afirmaban que a pesar de los avances logrados en materia de energías renovables, el petróleo y el gas natural siguen siendo la principal fuente de energía del mundo [3]. Mientras tanto, grandes cantidades de depósitos de hidrocarburos permanecen sin recuperar después de la aplicación de métodos tradicionales de recuperación. La recuperación mejorada ha sido considerada una técnica eficiente para recuperar el petróleo desviado y/o residual atrapado en los yacimientos [4].

En el 2015, Sečen identificó que en general, tras la aplicación de técnicas convencionales de extracción de petróleo, quedan por explotar alrededor de 2/3

de los recursos descubiertos [5]. En vista de la alta probabilidad de presencia de petróleo y los aumentos en su precio, se justifican las inversiones en investigación de técnicas o tecnologías que aumenten las posibilidades de mayores recuperaciones y/o mayor producción. Autores como Zitha (2021) destacaban que será necesario producir 25 millones de barriles día adicionales de petróleo para que el suministro se mantenga al ritmo del consumo esperado hacia 2040 [6].

Técnicamente existe una diferencia primordial entre las siglas EOR (Enhanced Oil Recovery en inglés) e IOR (Improved Oil Recovery en inglés) [7], se resume en el siguiente gráfico:



### Definiciones de los términos EOR e IOR y algunos ejemplos, donde FR: factor de recobro.

La Japan Petroleum Exploration Co –JAPEX (2022) destacaba que en general, el desarrollo de un campo de hidrocarburos se clasifica en las siguientes tres fases [8]:

- **Recuperación primaria:** Flujos de petróleo crudo provocados por la energía del yacimiento.
- **Recuperación secundaria:** Se inyecta agua o gas en el yacimiento para expulsar el petróleo crudo, o se bombea el petróleo crudo mecánicamente mediante una bomba instalada en el fondo de los pozos.
- **Recuperación terciaria:** Se alteran las propiedades físicas y químicas de las rocas y fluidos de formación para recuperar el crudo que queda bajo tierra.

Generalmente se dice que el factor de recuperación primaria no supera el 30% de la cantidad total de petróleo crudo en el subsuelo. La recuperación secundaria correctamente aplicada puede aumentar el factor de recuperación hasta en un 40% [8].

Siendo un tema tan técnico es inevitable que en Colombia no se tenga una visión social común sobre la eficiencia de recuperación de hidrocarburos, esto es más evidente cuando se aborda el estado actual del recobro de hidrocarburos en el país, en los campos y las políticas o medidas que se han tomado o se están tomando para mejorarlo, y como es en este caso, los proyectos abordados en este documento.

### Características de los datos históricos de recursos de hidrocarburos en Colombia

Al ser datos que se determinan desde una fecha dada, tanto para los recursos como las reservas de hidrocarburos, de acá en adelante se hablará y usarán datos con corte 31 de diciembre de 2023, además se enfocará el texto en hidrocarburos líquidos dado que su recuperación es el enfoque básico de los proyectos asociados a las subvenciones de las propuestas financiadas por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación – Minciencias y la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH.

Previo a la entrega de datos, es pertinente presentar algunas definiciones según el Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo (PRMS, por sus siglas en inglés) en su última traducción oficial de septiembre de 2019:

- **Reservas:** Son aquellas cantidades de hidrocarburos anticipadas a ser comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo en acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada en adelante, bajo condiciones definidas. Las Reservas deben satisfacer cuatro criterios: descubiertas, recuperables, remanentes y comerciales (a partir de una fecha dada), basadas en el (los) proyecto(s) de desarrollo aplicado(s). Las llamadas reservas probadas indican la estimación baja de Reservas también llamadas P1.

- **Petróleo Total Inicialmente En Sitio (PIIP, por sus siglas en inglés):** Es la cantidad de petróleo que se estima existe originalmente en acumulaciones naturales, descubiertas y no descubiertas, antes de la producción.
- **Petróleo Descubierto Inicialmente En Sitio:** Es la cantidad de petróleo que es estimada, a una fecha dada y que está contenida en acumulaciones conocidas antes de la producción. (En Colombia le llaman POES, Petróleo Original En Sitio)
- **Producción:** Es la cantidad acumulada de petróleo que ha sido recuperado a una fecha dada. Mientras que todos los recursos recuperables son estimados y la producción es medida en términos de las especificaciones de venta del producto, las cantidades de producción total (vendidas más no vendidas) también son medidas y requeridas para soportar el análisis de ingeniería basado en el vaciamiento del yacimiento.

De acuerdo con un análisis realizado por la ANH, de los informes de recursos y reservas para petróleo y gas natural del país, se cuenta con volúmenes de petróleo original en sitio (POES) descubierto a 31-dic-2023 de 74.112 Mbl que representa un ligero incremento del 1% sobre el volumen del año anterior (73.585 Mbl), el factor de recobro a 31-dic-2023 es de 15,52% (con unos 11.520 Mbl producidos) y el factor de recobro último estimado (EUR en inglés) es de 19,85% [9]:

Vol POES	Fre	Vol estimado de recuperación (MBL)	FRr	Vol real recuperado (MBL)	Vol Oil esperado por incorporar (MBL)	Vol Reservas Oil 1P (Probadas) (MBL)
74112	19.85	14749	15,52	11520	3217.19	2019

\*Datos preliminares Gerencia de Reservas y Operaciones- IRR 2023 ANH [11] Volúmenes de petróleo por recobro históricos Colombia corte 2023, donde: FRe: Es el factor de recobro estimado, FRr: Es el factor de recobro real, 1P: Indica la estimación baja de Reservas (en otras palabras, Reservas Probadas), Vol POES es el volumen de Petróleo Original En Sitio, Mbl: en este caso denota millones de barriles de petróleo. (Datos Preliminares)

En la producción actual de petróleo, está incluida la producción obtenida de proyectos de recuperación mejorada, especialmente asociada a inyección de agua en campos representativos del país. También proyectos menores de inyección de gas, inyección de aire, inyección de agua mejorada (polímeros, surfactantes, surfactante con nanopartículas).

En cuanto a producción gravable, se tiene que para el primer trimestre de 2024 el 35,4% correspondió a proyectos de producción incremental que incluyen tecnologías de recuperación mejorada. (este % no debe confundirse con factor de recobro actual “FR”, ni con factor de recobro último esperado “FRUE”).

Para el IRR 2023 se evidenció una incorporación de reservas probadas atribuible a los proyectos de recobro mejorado por 14,8 Millones de barriles (Mbl) [9].

## Aporte a las reservas probadas actuales de Colombia

Al 31 de diciembre de 2023, las reservas probadas de petróleo son de 2019 Mbl, man-

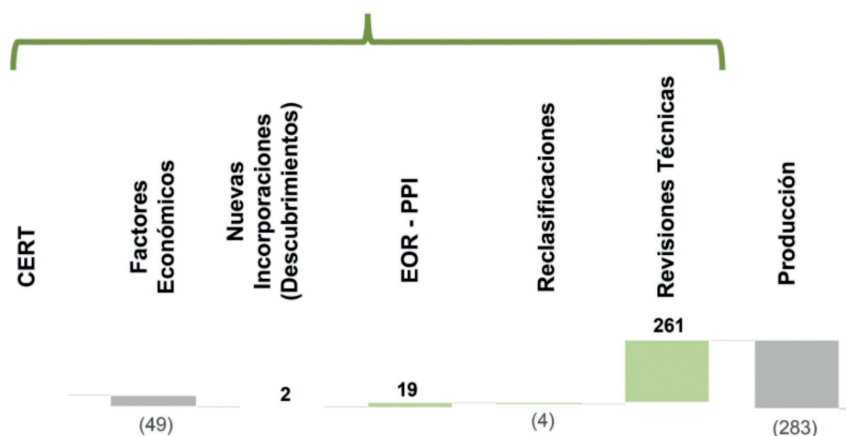
teniendo la relación reservas/producción petrolera por encima de los 7 años [9,10]. Se determina que las reservas son volúmenes anticipados asociados a proyectos en firme y que son solo una parte de los recursos originales descubiertos, en este caso de las reservas, la categoría de Reservas Probadas son aquellas cantidades de petróleo, que mediante el análisis de datos de geociencias y de ingeniería, pueden ser estimadas con certeza razonable, para ser comercialmente recuperables de yacimientos conocidos y bajo condiciones técnicas y comerciales definidas mediante proyectos [11].

El detalle de la incorporación anual de reservas probadas 1P petróleo (Mbl), está asociado a: Nueva Incorporaciones (NI) (son nuevos descubrimientos en los cuales hay una decisión firme de proceder con el desarrollo y se reportan reservas por primera vez), Reevaluaciones (Rev) (corresponden a ajustes en las reservas probadas por revisiones técnicas), proyectos EOR-PPI, reclasificaciones y factores económicos [10].

Según la información, al 31 de diciembre de 2023, el país habría incorporado unos 19 Mbl de reservas probadas asociadas a Proyectos de Recobro mejorado (EOR) y PPI (Proyectos de Producción Incremental), estos últimos también asociados a mejora de eficiencia de recuperación de hidrocarburos, dada su importancia para obtener nuevas reservas o mejorar el factor de recobro [8].

Aunque los proyectos de recobro mejorado en el país superan significativamente a las nuevas incorporaciones, su contribución a la Incorporación Total Anual de las reservas probadas es muy baja. Esto está en línea con la tendencia global, donde, de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía, a pesar de la variedad de proyectos, los de recobro mejorado representan solo alrededor del 2% del suministro mundial de petróleo y han tenido un papel secundario incluso durante períodos anteriores de altos precios del petróleo, como entre 2010 y 2014 [12].

**Incorporación total anual de petróleo**  
 $I=NI+Rev = 2+(-49+19-4+261) = 229 \text{ Mbl}$



Detalle de la incorporación anual de reservas probadas 1P petróleo (Mbl) [14].

Colombia presenta un factor de recobro promedio de 15,52% y un factor de recobro esperado de 19.85%, lo cual es bajo respecto a los estándares internacionales. Aunque la recuperación de petróleo de los yacimientos convencionales varía significativamente de un campo a otro, el promedio mundial de recuperación de petróleo se encuentra aproximadamente entre el 30% y el 35%.

Se requieren avances científicos e innovaciones tecnológicas no solo para asegurar el suministro de hidrocarburos asequibles, sino también para minimizar el impacto ambiental de su recuperación y utilización. La eficiencia de recuperación es un ámbito primordial para cualquier país con exposición significativa a los hidrocarburos, como es el caso de Colombia.

En Colombia con relación al Informe Final de Recursos y Reservas con corte a 31 de diciembre de 2023 (IRR 2023), predomina el crudo pesado con una gravedad API° entre los 10° y 22,3° representando un 57.16 % del volumen de petróleo original en sitio (POES) descubierto a nivel país (42.363 Mbl) [9]:

Se comprueba que los crudos Extrapesados y Pesados, aunque representan el 67 % del volumen de petróleo original en sitio (POES) descubierto, tienen promedio 10,6% de factor de recobro actual, mientras los crudos Medianos y Livianos, aunque representan el 32 % del volumen de petróleo original en sitio (POES) descubierto, tienen promedio 18% de factor de recobro actual [9].

Como Escobar mostraba, *“La producción inicial de hidrocarburos está acompañada por*

*el uso de la energía natural de este y normalmente se conoce como producción primaria”* [13], esto determina el denominado mecanismo de producción que puede ser mediante: Agotamiento natural y expansión de gas, Capa de Gas, Segregación gravitacional, Empuje Hidráulico, Expansión Roca Fluido, Empuje por Capa de Gas, Gas en solución o combinados. Se observa que la mayor parte de los mecanismos de producción de los campos son empuje hidráulico (282 campos del país de 464, un 61%) [9]:

El factor de recobro y las reservas probadas en Colombia

muestran cifras bajas en comparación con estándares internacionales, especialmente considerando que la mayoría de los campos emplea el mecanismo de producción de empuje hidráulico, el cual suele tener factores de recobro significativamente altos, generalmente entre 35% y 80%, con valores superiores al 40%. Las reservas probadas representan solo el 2,72% del petróleo original descubierto, lo cual indica que los proyectos actuales aseguran la viabilidad comercial y la certeza razonable para menos del 3% del total de petróleo descubierto originalmente.

Mecanismo de producción a 31 de diciembre de 2023	Número de Campos
Agotamiento natural y expansión de gas	9
Capa de Gas	4
Capa de Gas y Segregación gravitacional	2
Empuje Hidraulico	282
Empuje Hidraulico Combinado	33
Empuje parcial de agua - Gas en solución	3
Empuje por Capa de Gas Combinado	2
Expansión Roca Fluido	22
Expansión Roca Fluido Combinado	11
Gas en Solución	48
Gas en Solución Combinado	48

Número de campos con Mecanismo de Producción a 31 de diciembre de 2023, fuente ANH [9].

Gravedad (API <sub>o</sub> )	Millones de Barriles (Mbl) a 31 de Diciembre de 2023		
	Prod Acum	POES	Fr a 31 Dic 2023
Extra Pesado (<10)	397	7.812	5,1%
Pesado (10 a 22,3)	4.907	42.363	11.6%
Mediano (22,3 a 31)	3.672	15.176	24,2%
Liviano (>31,1)	2.543	8.762	29,0%
Total general	11.520	74.112	15,5%

\* Datos preliminares- Gerencia de Reservas y Operaciones- IRR 2023 ANH [11] Petróleo original en sitio descubierto en Millones de barriles (Mbl), con datos de Gravedad (API°), Producción Acumulada, FR a Dic 2023, fuente ANH.

Este escenario subraya la existencia de un considerable volumen de petróleo aún por recuperar en el país, incluso tras la aplicación de métodos convencionales de recuperación. Por consiguiente, la investigación continua en técnicas de recuperación mejorada de petróleo es crucial para maximizar la explotación de los yacimientos existentes. Este objetivo sectorial requiere una convergencia significativa de esfuerzos, resultados y productos derivados del Convenio.

### ¿Cómo la eficiencia de recuperación de hidrocarburos puede aumentar las reservas probadas en el país?

El país cuenta con un volumen considerable de petróleo original en sitio, que supera los 60 mil millones de barriles originales descubiertos. Sin embargo, hasta la fecha, los métodos empleados para gestionar la energía natural de los yacimientos y mantener las presiones no han logrado superar el factor de recobro agregado del país, que se mantiene por debajo del 16%.

Estos desafíos técnicos representan importantes obstáculos que deben abordarse para mejorar el factor de recobro y optimizar la producción de petróleo en el país. Es fundamental desarrollar un enfoque integral y utilizar tecnologías avanzadas que permitan una gestión más eficiente y sostenible de los yacimientos, aprovechando al máximo el potencial de los recursos energéticos del país.

En el marco de los esfuerzos destinados a aumentar el factor de recobro en el país, se han fortalecido los procesos para generar productos científicos y, en la medida de lo posible, aplicarlos en el campo mediante investigaciones relacionadas con el Convenio presente en este documento. Estos esfuerzos han contado con el apoyo y patrocinio de entidades como Minciencias, ANH, empresas privadas e instituciones académicas.

Es particularmente destacable que se aspire a alcanzar los factores de recobro esperados del 35% en el país. En este sentido, el informe de Grand View Research (2022) resalta la relevancia de las tecnologías de recuperación mejorada de petróleo, las cuales han demostrado optimizar la producción en campos maduros y envejecidos en un rango significativo, aproximadamente del 10% al 20%, en comparación con los métodos de extracción de petróleo convencionales [14].

La implementación de estas tecnologías de recuperación mejorada representa una oportunidad valiosa para maximizar el rendimiento de los campos petrolíferos en el país. Con el respaldo de diversas entidades y la aplicación de enfoques científicos y tecnológicos, se

busca impulsar la industria del petróleo y avanzar hacia una gestión más sostenible y efectiva de los recursos energéticos en beneficio de la economía y el desarrollo nacional.

Entre las tecnologías incentivadas, objeto de financiación a través de convenios de CTel, los expertos nacionales generaron documentos científicos, aplicaciones, y otras herramientas de interés para el país, estos proyectos van en línea con las necesidades urgentes para aumentar las capacidades técnicas y el entendimiento de estos procesos, con el objetivo de mantener la soberanía energética en hidrocarburos en el país.



# Convenio que origina las investigaciones realizadas

El convenio surge con el objetivo de **“Aunar recursos técnicos, humanos y financieros para el fortalecimiento en investigación y desarrollo experimental del conocimiento científico y tecnológico en proyectos para incrementar el factor de recobro de hidrocarburos”**, con un aporte de la ANH de **“TRECE MIL SEISCIENTOS QUINCE MILLONES DE PESOS MCTE (\$ 13.615.000.000)** para dar cumplimiento al mismo, se establecieron los siguientes objetivos específicos:

Fortalecer el trabajo de investigación y desarrollo experimental en áreas como CEOR, inyección de vapor con mejoramiento, in situ Upgrading y otras tecnologías de combustión in situ y EOR.

Fortalecer las capacidades para el desarrollo del conocimiento científico y tecnológico en el sector hidrocarburífero de Colombia.

Contribuir al desarrollo de competencias para la toma de decisiones relativas a la explotación de hidrocarburos en las áreas del incremento del factor de recobro de hidrocarburos.

Promover la capacitación técnica de los profesionales del sector petrolero en áreas de recobro mejorado.

Apoyar actividades de CTel que contribuyan al desarrollo de la explotación del sector hidrocarburífero.

Derivado del desarrollo del convenio, se promovieron las siguientes actividades científicas y tecnológicas:

- Investigación científica y desarrollo tecnológico.
- Apoyo en la adquisición, transferencia e implementación sistemática del conocimiento, técnicas y tecnologías que permitan incrementar el potencial de recobro de hidrocarburos en campos existentes en el país.
- Proyectos de innovación que incorporen tecnología, creación, generación, apropiación y adaptación de la misma. Se destaca el desarrollo de pruebas piloto.
- Transferencia tecnológica que comprende la negociación, apropiación, desagregación,

asimilación, adaptación y aplicación de nuevas tecnologías nacionales o extranjeras.

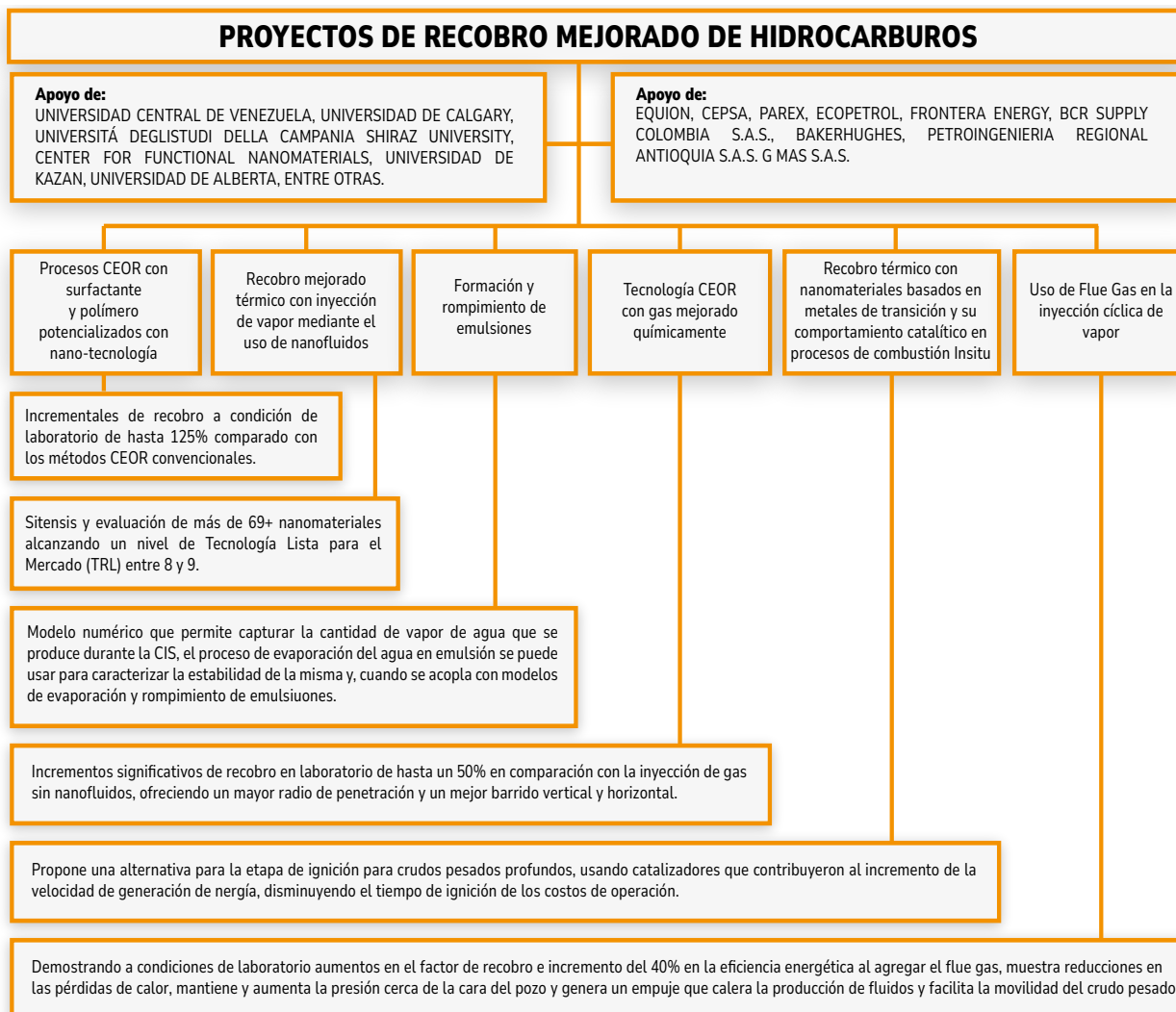
### Proyectos financiados en el marco del convenio 696/321 de 2016

Las temáticas de recobro mejorado para la financiación de proyectos se definieron acorde con las necesidades del sector en cumplimiento al objetivo de aumentar las reservas y la producción de hidrocarburos, a través de la apropiación y el fortalecimiento del conocimiento de tecnologías, su uso y aplicación, cuyo objetivo fue fortalecer el trabajo de investigación y desarrollo experimental para incrementar el conocimiento científico y tecnológico en áreas del incremento del factor de recobro de

hidrocarburos, a través del desarrollo de proyectos de investigación e innovación ejecutados por grupos de investigación, que promoviera, la incorporación de nuevo conocimiento científico y tecnológico y que contribuyan a la transferencia de conocimiento de alto impacto; se da la selección y financiación de seis (6) proyectos:

### Logros y productos obtenidos como Componente Técnico

A continuación, se presentan los principales productos tecnológicos obtenidos, que han aportado en la mejora de la eficiencia en la explotación de hidrocarburos, optimizando los procesos y reduciendo los costos operativos.



**ESTUDIO EXPERIMENTAL Y NÚMÉRICO DE FORMACIÓN Y ROMPIMIENTO DE EMULSIONES EN TÉCNICAS DE RECObRO MEJORADO**

Modelo matemático de formación y rompimiento de emulsiones en EOR

Caracterización de emulsiones y efecto de la oxidación en su formación

Montaje experimental que permita la cuantificación in situ de pequeñas cantidades de agua en emulsión con técnicas de diagnóstico láser en procesos de recobro mejorado

MÉTODO Y SISTEMA DE CARACTERIZACIÓN MEDIANTE TÉCNICAS LÁSER DE LAS REACCIONES QUÍMICAS DE PETRÓLEO CRUDO EN MEDIO POROSO

**PROGRAMA NACIONAL DE DESARROLLO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE PROCESOS DE RECObRO MEJORADO TÉRMICO CON INYECCIÓN DE VAPOR MEDIANTE EL USO DE NANOFUIDOS**

Protocolos de optimización de nanopartículas y nanofluidos que permitan aumentar la eficiencia de procesos de inyección de vapor para la aplicación en campo

Una tecnología de reobro mejorado y mejoramiento in-situ con vapor de agua en presencia de nanofluidos

Una herramienta de simulación que facilita el escalado de los procesos de inyección de vapor con nanofluidos a condiciones de yacimiento tanto para el proceso de recobro térmico con inyección de vapor, inyección de espumas térmica y mejoramiento in-situ

Un plan de monitoreo de los fluidos producidos en operaciones de inyección de vapor asistidas por nanofluidos

PATENTE DE INVENCION POR EL DESARROLLO DE UNA TECNOLOGÍA DE RECObRO TÉRMICO ACOPLADO AL PROCESO DE DIVERGENCIA Y MEJORAMIENTO IN-SITU PARA LOS CAMPOS COLOMBIANOS DE CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO

**PLAN NACIONAL PARA EL POTENCIAMIENTO DE LA TECNOLOGÍA CEOR CON GAS MEJORADO QUÍMICAMENTE**

Protocolos de síntesis de nanocápsulas empleando dos encapsulantes y dos surfactantes de diferente naturaleza química.

Simulador de procesos de recobro con inyección de gas potenciado químicamente

Protocolos para la ejecución de pruebas de desplazamiento en medios porosos, inyectando gas, químicos dispersos en gas y nanofluidos dispersos en gas

Diseño de un piloto de campo de aplicación de la tecnología gas CEOR en un campo colombiano

PATENTE DE INVENCION NACIONAL MÉTODO Y DISPOSITIVO PARA DETERMINAR UNA COMBINACIÓN QUÍMICO-FLUIDO DE UN MÉTODO DE RECObRO MEJORADO QUÍMICO DE CRUDO

**PROGRAMA NACIONAL PARA EL DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE PROCESOS CEOR CON SURFACTANTE, POLÍMERO POTENCIALIZADOS CON NANOTECNOLOGÍA**

Plan de desarrollo de candidatización e implementación de una prueba piloto a escala de campo para la aplicación de las tecnologías CEOR

Una herramienta de simulación que facilite el escalado de los procesos CEOR con nanomateriales a condiciones de yacimiento

Protocolos de síntesis y caracterización de nanomateriales que permitan incrementar la eficiencia de procesos CEOR

Protocolos experimentales de la evaluación estática y dinámica de las tecnologías CEOR desarrolladas a partir de nanomateriales y sistemas surfactantes/polimeros/CDG

Un plan de monitoreo de los fluidos producidos en operaciones CEOR potenciadas con nanomateriales

PATENTE DE INVENCION RELACIONADO CON LAS TECNOLOGÍAS CEOR DESARROLLADAS Y POTENCIALIZADAS CON NANOTECNOLOGÍA

**EVALUACIÓN DEL USO DE FLUE GAS EN LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR COMO MÉTODI DE RECObRO MEJORADO, EN CAMPOS DEL MAGDALENA MEDIO COLOMBIANO**

Metodología asociada a la implementación de la tecnología de coinyección de flue gas para mejorar la inyección cíclica de vapor a escala de laboratorio

Análisis de los efectos del uso de mezclas flue gas y vapor de agua sobre la integridad de los equipos y tuberías

Modelos de simulación numérica del método de inyección cíclica de vapor mejorada con flue gas

Diseño del prototipo para reproducir, a escala de laboratorio el proceso de inyección cíclica de vapor mejorado con flue gas

PATENTE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN GENERADOR ELÉCTRICO DE VAPOR A ESCALA DE LABORATORIO, PARA PROCESOS DE RECObRO MEJORADO

**PREPARACIÓN DE NANOMATERIALES BASADOS EN METALES DE TRANSICIÓN PARA PROCESOS LIGADOS AL RECObRO TÉRMICO DE CRUDOS COLOMBIANOS Y ANÁLISIS DE SU COMPORTAMIENTO CATALÍTICO EN PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN-SITU**

Modelo numérico para la simulación de la etapa de ignición del proceso de combustión in-situ considerando efectos catalíticos

Metodología a nivel de laboratorio para la preparación de nanopartículas catalíticas tipo Janus, con el catalizador de mejor potencial de combustión in situ

Metodología a nivel de laboratorio para la preparación de emulsiones que contengan nanocatalizadores

Metodología para la caracterización en línea de reacciones de combustión in-situ; con distribuciones de productos, mediante técnicas de alta resolución y operando DRIFRS/MS para seguir la evolución de especies reactivas durante el proceso

MODELO NÚMÉRICO PARA LA SIMULACIÓN DE LA ETAPA DE IGNICIÓN DEL PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU CONSIDERANDO EFECTOS CATALÍTICOS

## Categorías de productos obtenidos en el desarrollo de los contratos derivados del Convenio

A continuación, se presenta un resumen de los productos obtenidos de los proyectos financiados dentro del marco del convenio con un enfoque en la mejora de las capacidades técnicas, científicas y tecnológicas aplicadas al sector hidrocarburífero y que han contribuido y seguirán aportando al desarrollo de la eficiencia en la explotación de hidrocarburos en el país:

### Formación del recurso humano

Formación del Recurso Humano	Tipo de Formación	Cantidad
Se han llevado a cabo programas de formación y entrenamiento que han fortalecido las capacidades técnicas y científicas del personal involucrado.	Jóvenes investigadores vinculados	11
	Magísteres formados	16
Esto ha contribuido a la formación de recursos humanos altamente calificados y preparados para enfrentar los desafíos presentes y futuros en la industria.	Jóvenes investigadores vinculados	5
	Pasante posdoctoral vinculado	2
	Estudiantes doctorales	11
	Estudiantes de maestría	20
	Estudiantes de pregrado	28

### Generación de nuevo conocimiento

Publicaciones y Patentes	Tipo de Artículo/Patente	Cantidad
Se han publicado artículos científicos que destacan los avances y hallazgos obtenidos.	Artículos científicos publicados en revistas de alto impacto (A)	11
		12
Estos artículos han contribuido a difundir el conocimiento generado y a fortalecer el prestigio de la institución en el campo de la investigación en hidrocarburos.	Artículos publicados en revistas categoría A1	5

### Apropiación social del conocimiento

Apropiación social del conocimiento	Eventos y Cursos	Cantidad
Actividades de apoyo en diferentes áreas relacionadas con la explotación de hidrocarburos que incluyen asesorías técnicas, participación en eventos científicos y tecnológicos, y colaboraciones con otras instituciones y empresas del sector.	Eventos realizados	4
	Cursos llevados a cabo donde se fortalecieron los conocimientos de funcionarios de la ANH & Minciencias, en temáticas de recobro y aumento de eficiencia de hidrocarburos	3
Estas acciones fortalecen la red de colaboración y promueven el intercambio de conocimientos y experiencias.	Participación como ponentes en eventos de divulgación científica a nivel nacional e internacional	54
	Encuentros entre miembros de la academia, la industria y el sector público	26
	Articulación de redes a través de encuentros entre miembros de la triada Academia – Empresa - Estado	1

## Desarrollo tecnológico o de innovación

Desarrollo tecnológico o de innovación	Producto	Resultado
Las investigaciones permitieron obtener otros bienes de desarrollo tecnológico o de innovación como documentos: tipo informe de los modelamientos numéricos y simulaciones de las alternativas tecnológicas seleccionadas, de detalle la metodología asociada a la implementación de la tecnología	Prototipos industriales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tecnología de recobro mejorado y mejoramiento in-situ con vapor de agua en presencia de nanofluidos ubicada en TRL nivel 8.</li> <li>• Prototipo de polímeros mejorados con partículas</li> <li>• Prototipo Surfactantes mejorados con nanopartículas</li> <li>• TRL nivel 8</li> </ul>
	Software	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Herramientas de simulación que faciliten el escalado de los procesos de inyección de vapor con nanofluidos, así como procesos CEOR con nanomateriales a condiciones de yacimiento</li> <li>• Programa DFT-Gas Tool</li> </ul>
	Protocolos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Optimización de nanopartículas y de nanofluidos que permitan aumentar la eficiencia de procesos de Inyección de vapor</li> <li>• Síntesis y caracterización de nanomateriales que permitan incrementar la eficiencia de procesos CEOR</li> <li>• Evaluación estática y dinámica de las tecnologías CEOR desarrolladas a partir de nanomateriales y sistemas surfactantes/polímeros/CDG.</li> </ul>
	Planes de monitoreo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan de monitoreo de los fluidos producidos en operaciones de inyección de vapor.</li> <li>• Plan completo de monitoreo y tratamiento de los fluidos producidos.</li> <li>• Plan de monitoreo de los fluidos producidos en operaciones CEOR potencializadas con nanomateriales.</li> </ul>
	Patentes	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Método y dispositivo para determinar una combinación químico-fluido de un método de recobro mejorado químico de crudo</li> <li>• Biopelículas a partir de xerogeles de carbón micro-macroporosos y microorganismos y su proceso de elaboración</li> </ul>
	Plantas piloto / Pilotos de campo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Diseño de un Piloto de Campo de aplicación de la tecnología gas CEOR en un campo colombiano</li> <li>• Plan de Desarrollo de Candidatización e Implementación de una prueba piloto a escala de campo para la aplicación de las tecnologías CEOR propuestas</li> </ul>
	Metodologías	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Selección del campo para la implementación de la tecnología en estudio</li> <li>• Preparación de nanopartículas catalíticas tipo Janus, con el catalizador de mejor potencial de combustión in situ.</li> <li>• Preparación de emulsiones que contengan nanocatalizadores</li> <li>• Caracterización en línea de reacciones de combustión in-situ; con distribuciones de productos, mediante técnicas de alta resolución y operando DRIFTS/MS para seguir la evolución de especies reactivas durante el proceso</li> </ul>
	Modelos numéricos/ matemáticos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Simulación de la etapa de ignición del proceso de combustión in-situ considerando efectos catalíticos</li> <li>• Modelo matemático de formación y rompimiento de emulsiones.</li> </ul>

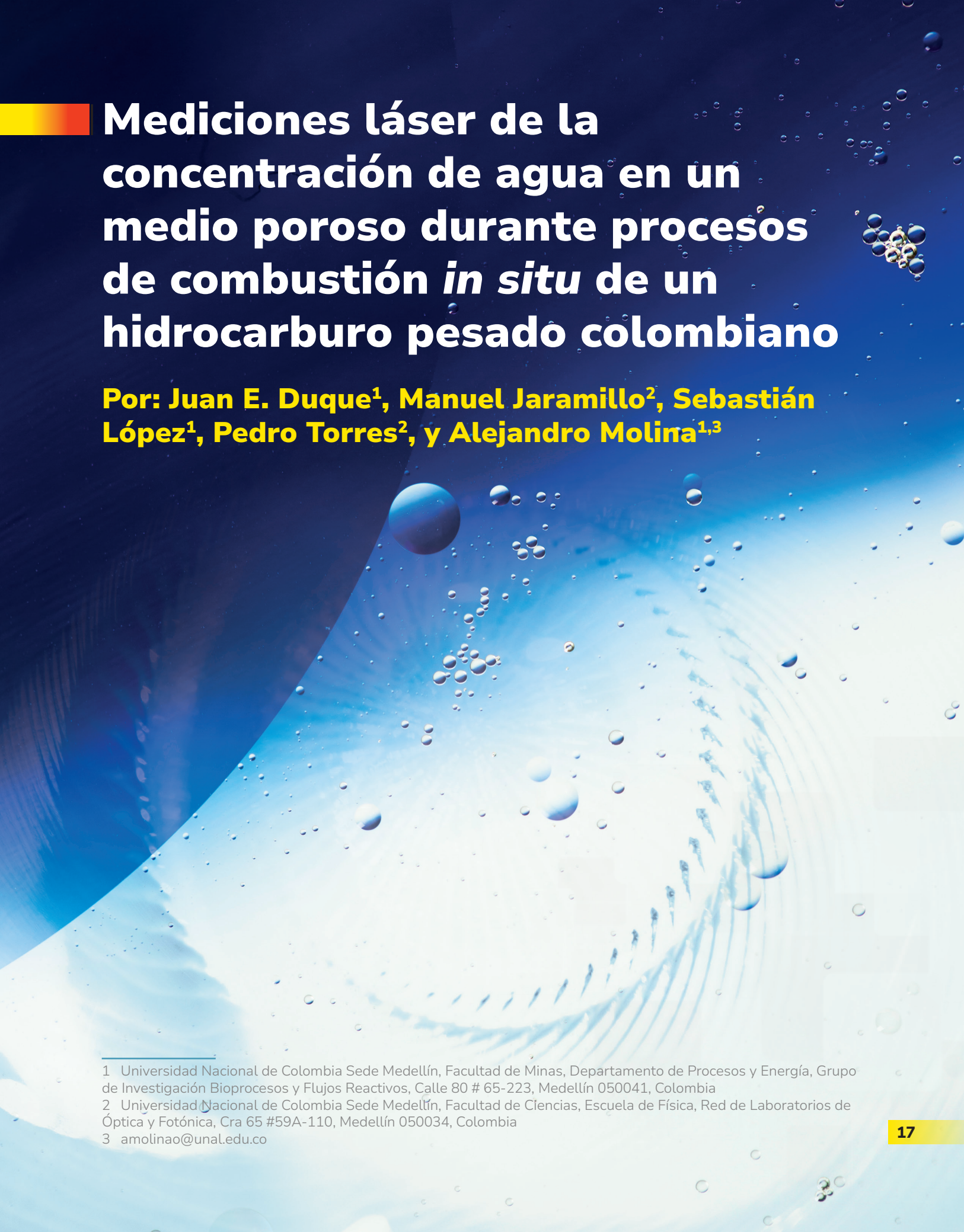
Adicional a estos productos, el convenio ha fortalecido las capacidades de las universidades y del país con la compra de equipos de alta relevancia:

*Celdas de calibración, soportes ópticos, bombas de vacío, reactores, bombas eléctricas de alta presión, bombas de pistón, tensiómetros ópticos para medición de tensión superficial, equipos para inyección de vapor para realizar pruebas de desplazamiento, sistemas de flujo microfluídico para EOR (Enhanced Oil Recovery) para sistema de visualización micromodelo, sistemas de bombas single para sistema de visualización, analizadores termogravimétrico de alta presión, sistema de aire acondicionado, cilindros acumuladores de fluidos en acero inoxidable, agitadores magnéticos con calentamiento, se destacan prototipos creados, software, entre otros.*

Los resultados anteriores son consistentes y demuestran el impacto de la inversión en Ciencia, Tecnología e Innovación que, por parte de la ANH en conjunción con Minciencias vía el Convenio, permitió cumplir el objetivo general de aunar recursos técnicos, humanos y financieros para el fortalecimiento en investigación y desarrollo experimental del conocimiento científico y tecnológico en proyectos para incrementar el factor de recobro de hidrocarburos en el país.

# ARTÍCULOS CIENTÍFICOS





# Mediciones láser de la concentración de agua en un medio poroso durante procesos de combustión *in situ* de un hidrocarburo pesado colombiano

Por: Juan E. Duque<sup>1</sup>, Manuel Jaramillo<sup>2</sup>, Sebastián López<sup>1</sup>, Pedro Torres<sup>2</sup>, y Alejandro Molina<sup>1,3</sup>

1 Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín, Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía, Grupo de Investigación Bioprocesos y Flujos Reactivos, Calle 80 # 65-223, Medellín 050041, Colombia

2 Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín, Facultad de Ciencias, Escuela de Física, Red de Laboratorios de Óptica y Fotónica, Cra 65 #59A-110, Medellín 050034, Colombia

3 [amolinao@una.edu.co](mailto:amolinao@una.edu.co)

## Resumen

Se desarrolló un sistema experimental que permite, mediante Espectroscopia de absorción con láser de diodo sintonizable (TDLAS por sus siglas en inglés), medir *in situ* y en tiempo real la concentración de agua durante la Combustión *In Situ* (CIS). La construcción de este prototipo de medición incluyó la selección de bandas de absorción para el agua sin interferencia por los demás gases de combustión y de un láser diodo que emitiera en región espectral, así como de todos los componentes optoelectrónicos y el diseño de algoritmos para el procesamiento de las señales producidas. Se aplicó un método sofisticado, como lo es WMS (Wave Modulation Spectroscopy) para la determinación de la concentración de agua en fase vapor. También fue necesario establecer un protocolo para controlar el efecto de la concentración de vapor de agua en el ambiente. Este montaje experimental se validó de múltiples maneras antes de realizar las pruebas de CIS con un crudo colombiano con una gravedad API de 7.7. Los picos de concentración de vapor de agua que se midieron con el sistema experimental coincidieron con el momento en el cual se produjo CO y CO<sub>2</sub> a temperaturas del orden de 490°C, algo esperado para la CIS de este tipo de crudos. Los resultados de CIS también se verificaron con balances de masa sobre el agua producto de la CIS. La medición de la concentración de vapor de agua permitió desarrollar un modelo de reacción para la CIS que incluye, por primera vez en la literatura revisada, una expresión cinética para su producción que se basa en mediciones en tiempo real. Para este modelo de reacción se consideraron seis reacciones y se determinaron sus constantes cinéticas que permiten su incorporación en herramientas de simulación de explotación de yacimientos para así estudiar el efecto de variables operacionales que minimicen la producción de agua y la probabilidad de formación de emulsiones.

## Introducción

La disminución de las reservas convencionales ha motivado el uso de tecnologías de Recuperación Mejorada de Petróleo (RMP) como por ejemplo los métodos térmicos que extraen crudo pesado y extrapesado aumentando la temperatura y presión del yacimiento. La Combustión *In Situ* (CIS), un método de RMP térmico aumenta la producción de petróleo pesado y extrapesado<sup>1-3</sup>.

Una característica especial de la CIS es la presencia de reacciones químicas en el yacimiento. A diferencia de los fenómenos físicos que tradicionalmente competen la extracción del petróleo, en la combustión *in situ* tienen lugar cientos de reacciones químicas que, si bien son responsables del deseado efecto de generación de calor para disminuir viscosidad y aumentar el flujo, también pueden generar sustancias no deseadas como el monóxido de carbono, el ácido sulfhídrico, los óxidos de nitrógeno y azufre y, debido al efecto en el calentamiento global, el dióxido de carbono. Se han desarrollado diferentes estudios<sup>3-7</sup> con el fin de predecir la potencial producción de algunos de estos gases.

## Abstract

An experimental setup that uses Tunable Diode Laser Absorption Spectroscopy (TDLAS) to *in situ* and in real time measure the concentration of water vapor during the *In Situ* Combustion (ISC) of a Colombian crude was developed. The implementation of this prototype included the selection of absorption bands for water vapor that do not register any interference from other combustion gases and of a diode laser that emits in the spectral region as well as all the optoelectronic components and the design of the algorithms to process the produced signals. A sophisticated method, such as WMS (Wave Modulation Spectroscopy), was applied to determine the concentration of water in the vapor phase. A protocol to control the effect of the water vapor in the environment was also considered. The experimental setup was validated in multiple scenarios prior to performing a CIS test with a Colombian crude oil with an API gravity of 7.7. The water vapor concentration of the peaks that were measured with the experimental system agreed with the time when the CO and CO<sub>2</sub> peaks were produced at temperatures of the order of 490 °C, something expected for the CIS of this type of crude oil. The CIS results were also verified with mass balances over of the amount of water produced during CIS. The measurement of the concentration of water vapor allowed the development of a reaction model for CIS that includes, for the first time in the refereed literature, a kinetic expression for its production that is based on real-time measurements. For this reaction model, six reactions were identified and their kinetic constants were provided. The use of this reaction model in reservoir exploitation simulation tools could render a more accurate identification of operational variables that minimize water production during ISC and the probability of emulsion formation

Un producto adicional de la combustión es el agua. Si bien, su carácter como contaminante es debatible, el agua que se condensa en el yacimiento causa emulsiones que pueden aumentar significativamente la viscosidad del crudo<sup>8-10</sup> y dificultar su proceso de extracción. La mayoría de modelos que consideran cómo predecir la cantidad de agua que se produce durante la CIS han usado aproximaciones empíricas<sup>11</sup> que se basan en balances atómicos.

La medición de la concentración de agua es en sí un asunto complicado, pues el agua puede fácilmente condensarse antes de su medición. De igual forma el agua del ambiente puede ingresar a la sonda de muestreo y alterar la medición. Considerando la importancia que tiene el agua en la formación de emulsiones, resulta importante medirla, en tiempo real y lo más cerca posible del punto donde se origina.

Tal medición de la concentración de agua durante la CIS, al comenzar el proyecto de investigación que da lugar a este artículo, no se había realizado. Sin embargo, mediante la colaboración de grupos de investigación en áreas relacionadas con las ingenierías Química y Física de la Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín, se decidió usar la técnica de diodo láser ajustable sintonizable (TDL, Tunable Diode Laser) debido a que no era intrusiva y podía determinar la concentración de agua, aún a concentraciones muy bajas.

Si bien en un proyecto de investigación anterior<sup>6</sup> el grupo había desarrollado un TDL para la medición de la concentración de CO in situ durante la CIS, la medición de agua represen-

taba un reto superior debido principalmente a las bajas concentraciones de agua durante la CIS. Por lo anterior fue necesario el uso de espectroscopia de modulación de onda (WMS, Wavelength Modulation Spectroscopy) al realizar las mediciones de TDL. Es conocido que la técnica WMS aumenta significativamente la sensibilidad de las mediciones TDLS debido a la eliminación de ruido y de interferencias durante la medición.

Este artículo describe cómo se aplicó el TDL/WMS para medir in situ la concentración de vapor de agua durante los experimentos de CIS. Gran parte del artículo se centra en la validación del método TDL. Una última sección demuestra su uso durante la CIS.

### Metodología

Para medir la concentración de vapor de agua durante la CIS se desarrolló el montaje experimental que se muestra en la Figura 1 y que incluye una cámara de combustión, diseñada y construida por el grupo de trabajo, en la cual es posible medir en tiempo real e in situ, con técnicas de diagnóstico láser,

la concentración de gases producto de la combustión in situ de petróleo.

El montaje experimental incluye la entrada de aire, para la CIS, y de nitrógeno, para purgar las ventanas de cuarzo por las cuales ingresa el rayo láser, termocuplas para el registro de temperatura, un sistema de generación de la señal modulada del láser, un sistema de adquisición de datos y un equipo tradicional para analizar gases y validar el proceso de combustión in situ.

Como parte del proceso de desarrollo de la medición TDL se seleccionaron las bandas de absorción del agua en las cuales no existiera interferencia por parte de los demás gases de combustión y se seleccionó un láser diodo que emitiera en estas bandas de absorción, así como de todos los componentes optoelectrónicos necesarios para el montaje láser y el procesamiento de las señales producidas. Se tomó especial cuidado en la elaboración de un protocolo para controlar el efecto de la concentración de vapor de agua en el ambiente.

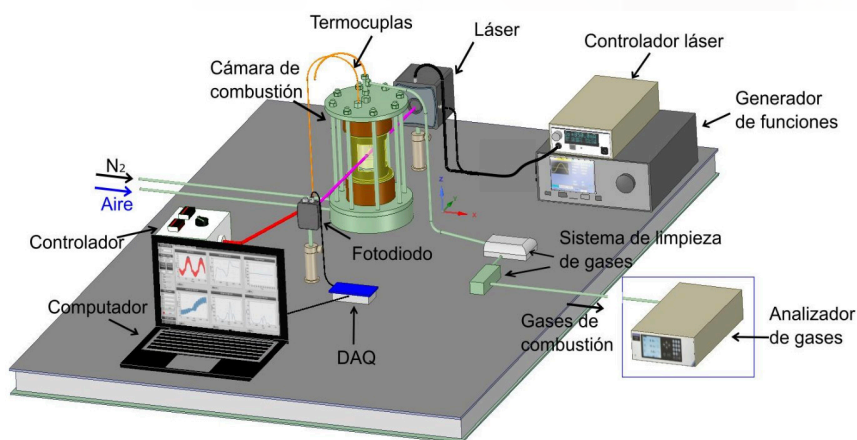


Figura 1. Montaje experimental construido para estudiar los gases de combustión en el proceso de combustión in situ de un crudo pesado colombiano. Adaptada de la referencia <sup>12</sup>.

La Figura 2 presenta en detalle la cámara hermética en la cual se da la CIS. Una ventana cilíndrica de cuarzo permite el paso del haz láser a través de una ranura de 2 mm de diámetro que atraviesa un núcleo artificial que se encuentra saturado con crudo. El núcleo se conformó con arena de Ottawa con tamaño de grano entre 150  $\mu\text{m}$  y 300  $\mu\text{m}$ . La ranura se encuentra ubicada aproximadamente 5 mm por encima del punto en el cual termina la saturación de crudo. En el experimento se utilizaron 2 g de un crudo colombiano con una gravedad API de 7.7, lo que lo califica como ultrapesado. En la conformación del núcleo se usaron 5 g de agua destilada.

### Resultados

Un primer paso con el láser involucró la validación de su funcionamiento bajo condiciones controladas. Por ejemplo, la Figura 3 presenta mediciones de la concentración de vapor de agua en el aire ambiente a una temperatura que varió entre 23°C a 25°C para una fracción molar del agua del ambiente entre 1.9% a 2.0%. Las tres mediciones de concentración de agua, en tres períodos de tiempo diferentes, por un total de 30 minutos en la Figura 3 demostraron la habilidad del sistema en un entorno no controlado, por largos períodos de tiempo y en el valor de concentración de agua esperado.

La Figura 4 presenta la variación de la concentración molar de H<sub>2</sub>O medida por el sensor TDL cuando se burbujeó nitrógeno a través de agua destilada. A tiempos mayores, se diluyó la corriente con vapor de agua de tal forma que la concentración esperada fue de 2.45%, 2.14%, 2.00% y 1.94%. En todos los casos el sensor logró efectivamente medir la concentración de vapor de agua.

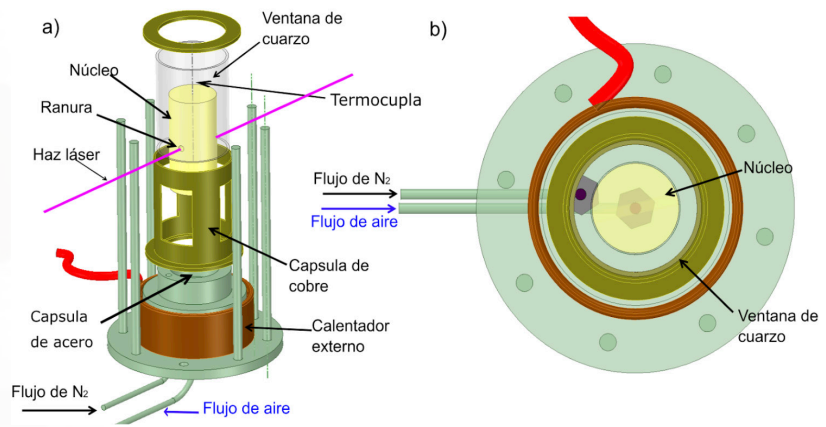


Figura 2. Detalle de la cámara en la cual se realizaron las mediciones de vapor de agua durante la combustión in situ de un crudo colombiano. Adaptada de la referencia <sup>12</sup>.

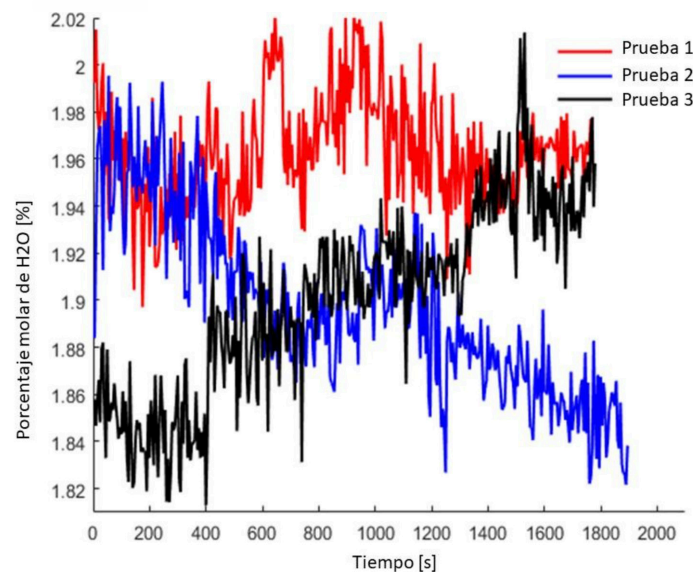


Figura 3. Variación de la fracción molar de H<sub>2</sub>O al medir el aire en condiciones ambientales. Se presentan tres ensayos realizados en diferentes momentos. Las variaciones coincidieron con las esperadas de una atmósfera no controlada. Adaptada de la referencia <sup>12</sup>.

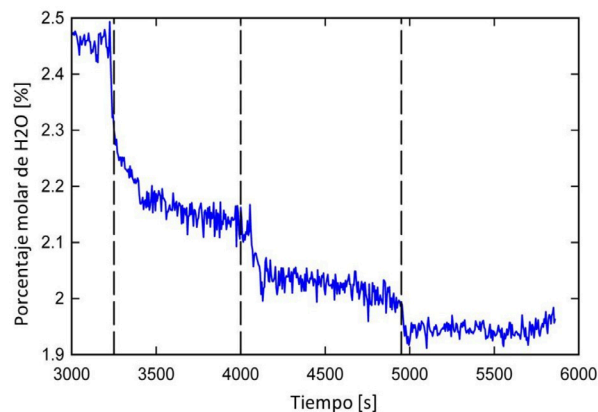


Figura 4. Variación medida de la concentración H<sub>2</sub>O en el reactor cuando una corriente de N<sub>2</sub> con una concentración de agua conocida se diluyó con N<sub>2</sub>. El flujo de la corriente de dilución se incrementó a los 3250 s, 4000 s y 4950 s. Adaptada de la referencia <sup>12</sup>.

La validación del desempeño del sensor que se evidencia en las Figura 3 y Figura 4 no tendría sentido si no se hubiera demostrado su uso durante un experimento real de CIS. La Figura 5 muestra la variación de la concentración de los productos gaseosos de la CIS y la temperatura del gas en el reactor con el tiempo durante un experimento CIS de 3 horas. Cabe señalar que la medición de la concentración de H<sub>2</sub>O se realizó in situ, en el reactor, mientras que las del resto de gases de combustión se realizaron aguas abajo, en el analizador de gases.

El núcleo poroso se calentó aproximadamente a 3.7 K/min hasta 500 °C. Inicialmente a temperaturas del orden de 100°C se observa un aumento en la concentración de vapor de agua según lo medido en el sistema TDS/WMS que se desarrolló en el proyecto. Adicionalmente se detecta un pico en la concentración de vapor de agua que coincide de forma excelente con el que se obtiene para el CO<sub>2</sub> y CO mediante métodos regulares de medición. Llama la atención que la concentración que se estima para el H<sub>2</sub>O es del orden de la de CO<sub>2</sub>, algo que se espera para procesos de combustión de este tipo. De igual forma el tiempo en el cual se registra el evento de producción de agua antecede el de producción de O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y CO, algo de esperar dado que la medición de vapor de agua se registra en tiempo real justo en el lugar donde se realiza la combustión mediante láser, minutos antes de la medición de O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y CO que sucede aguas debajo del lugar de la combustión.

Un balance de masa de la cantidad de hidrógeno presente en el crudo, calculado a partir de la composición elemental del

petróleo, y el calculado a partir de las mediciones de agua estimadas a partir de la concentración de agua medida en la Figura 5 y el flujo de gas volumétrico total, indicó que alrededor del 40% del hidrógeno en el aceite se contabilizó como vapor de H<sub>2</sub>O. Si bien, este es un resultado preliminar que debería confirmarse con más análisis y que depende de la composición del aceite, parece un valor posible dado que durante el CIS parte del aceite se libera como hidrocarburos pirolizados y, por lo tanto, no todo el hidrógeno en el aceite se convertiría en H<sub>2</sub>O durante la combustión.

El resultado que se presenta en la Figura 5 es el primero en su género, pues por primera vez en la literatura revisada, se registra la medición de la concentración de vapor de agua durante el proceso de combustión de un crudo. La capacidad de medir in situ la concentración de agua demostrada en la Figura 5 indica que el sistema se puede utilizar para

explorar el efecto de las condiciones para los experimentos de CIS en la cantidad de agua producida y es útil para derivar la cinética de los mecanismos de reacción de CIS.

Estos datos experimentales se usaron para proponer un modelo de reacción del crudo en el proceso de la CIS, el cual se muestra en las reacciones R1 a R6, cuyos parámetros cinéticos se presentan en la Tabla 1. En la Figura 6 se comparan las predicciones del modelo propuesto y los datos experimentales, se observa una buena correlación para los gases medidos.

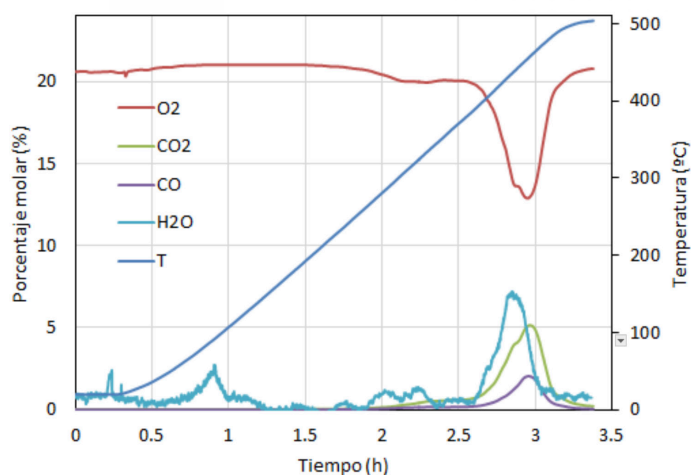
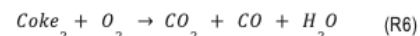
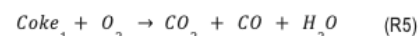
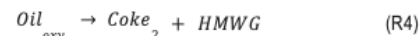
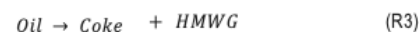
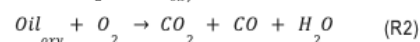


Figura 5. Medición de la producción de vapor de agua utilizando el sensor WMS 2f/1f TDL durante la combustión in situ de un crudo pesado colombiano.

Los picos que se registran para vapor de agua coinciden con los de CO y CO<sub>2</sub> producto del proceso de combustión a temperaturas del orden de 415 °C. De igual forma se evidencia el proceso de evaporación de agua cuando la temperatura se acerca a 100°C La temperatura se refiere a la del núcleo, como se ilustra en la Figura 2.

#	Factor preexp.	Energía de activación (kJ/mol)
R1	0.023	61.3
R2	0.028	70.8
R3	9.192	66.2
R4	8.846	65.5
R5	0.005	$54.8 + 390 \times C_{\text{coq}}$
R6	0.090	$55.8 + 679 \times C_{\text{coq2}}$

Tabla 1. Parámetros del modelo cinético ajustado a los datos en la Figura 5.

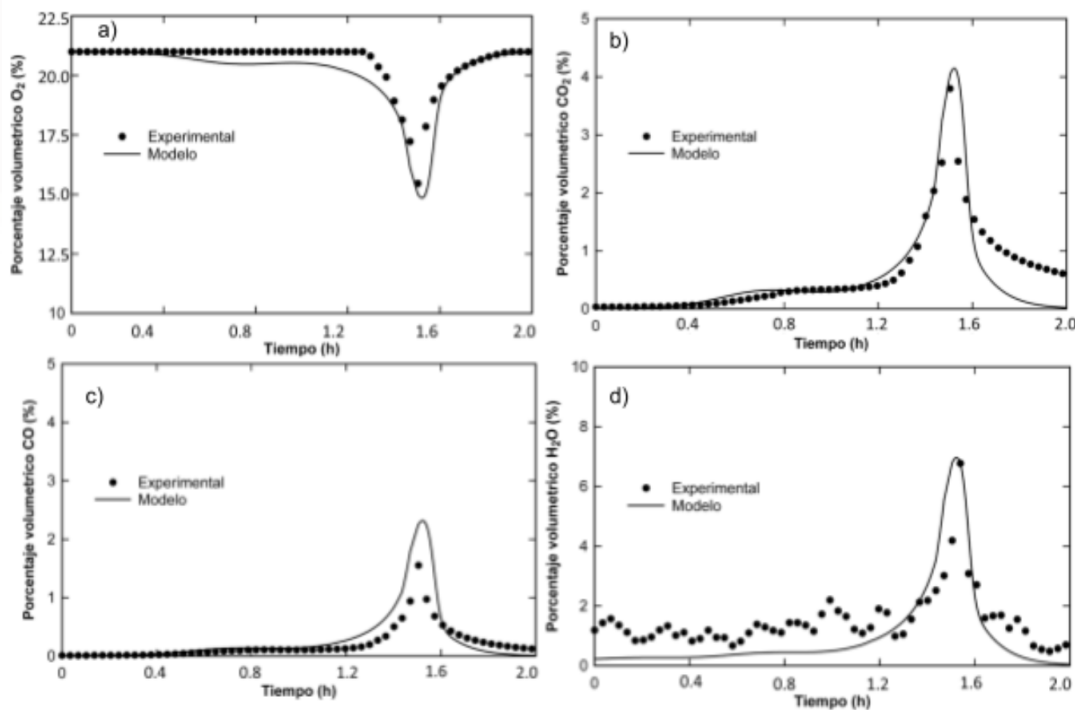


Figura 6. Comparación de datos experimentales y la predicción del modelo de la concentración de a) oxígeno, b) dióxido de carbono, c) monóxido de carbono y d) vapor de agua.

## Conclusiones

Mediante un análisis experimental novedoso que incluyó el desarrollo de un montaje experimental para la medición de la concentración de vapor de agua in situ y en tiempo real mediante TDLAS y WMS fue posible proponer un modelo cinético que representa el proceso de generación de vapor de agua durante la CIS.

El montaje experimental presenta mediciones de la humedad de aire ambiente y de la cantidad de agua formada durante la CIS que evidencian su buen desempeño tanto desde el punto cualitativo como cuantitativo.


El modelo de reacción que se propuso con base en las mediciones en tiempo real de la CIS permite capturar la cantidad de vapor de agua que se produce durante la CIS y de esta forma estimar la cantidad de agua que se genera en la CIS en virtud de la combustión. Este modelo incluye un esquema de reacción con cinética química que se puede incluir en software de simulación de explotación de yacimientos para estudiar variables operacionales que minimicen la producción de agua y la probabilidad de formación de emulsiones.

## Agradecimientos

El principal apoyo financiero para esta investigación fue proporcionado por la ANH y Minciencias bajo el Contrato No. 271-2017

## Referencias

1. Breston, J. N. Oil Recovery by Heat From In Situ Combustion. *Journal of Petroleum Technology* vol. 10 13–17 Preprint at <https://doi.org/10.2118/1087-g> (1958).
2. Shen, C. Limitations and Potentials of In-Situ Combustion Processes for Heavy Oil Reservoirs. *Canadian International Petroleum Conference Preprint* at <https://doi.org/10.2118/2002-217> (2002).
3. Mahinpey, N., Ambalae, A. & Asghari, K. IN SITU COMBUSTION IN ENHANCED OIL RECOVERY (EOR): A REVIEW. *Chemical Engineering Communications* vol. 194 995–1021 Preprint at <https://doi.org/10.1080/00986440701242808> (2007).
4. Murugan, P., Mahinpey, N., Mani, T. & Asghari, K. Effect of low-temperature oxidation on the pyrolysis and combustion of whole oil. *Energy* 35, 2317–2322 (2010).
5. Zhao, R. B. et al. Kinetics of Low-Temperature Oxidation of Light Crude Oil. *Energy Fuels* 30, 2647–2654 (2016).
6. Duque, J. E., López, S. & Molina, A. Development of a tunable diode laser sensor for CO concentration analysis at laboratory-scale conditions for in situ combustion tests of heavy crude oils. *Appl. Opt.* 57, 6707–6716 (2018).
7. Hincapié-Álvarez, J. F., Gómez, S. L. & Molina, A. Simulation tool for the analysis of in-situ combustion experiments that considers complex kinetic schemes and detailed mass transfer-theoretical analysis of the gas phase CO oxidation reaction. *CT&F Cienc. Tecnol. Futuro* 12, 95–106 (2022).
8. Salazar Barrero, H. Evaluación de la formación de emulsiones en procesos de combustión in-situ bajo condiciones de exceso de oxígeno. (Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín, 2016).
9. Orea, M. et al. Formation of stable emulsions under in-situ combustion conditions: An assessment of the injected gas- crude oil- water- rock interplay in Quifa oilfield, Los Llanos Basin, Colombia. *J. Pet. Sci. Eng.* 159, 103–114 (2017).
10. Rojas-Ruiz, F. A., Bottia-Ramirez, H., Rodríguez-Rodríguez, L. & Orrego-Ruiz, J. A. Exploring Compositional Changes along In Situ Combustion and Their Implications on Emulsion Stabilization via Fourier Transform Ion Cyclotron Resonance Mass Spectrometry (FT-ICR MS). *Energy Fuels* 31, 11995–12003 (2017).
11. Bazargan, M. MEASUREMENT OF IN-SITU COMBUSTION REACTION KINETICS WITH HIGH FIDELITY AND CONSISTENT REACTION UPSCALING FOR RESERVOIR SIMULATION. (Stanford University, 2014).
12. Duque, J. E., Jaramillo, M., López, S., Torres, P. & Molina, A. Real-time, in situ measurement of HO generated during in situ combustion tests using 1f-normalized wavelength modulation spectroscopy with second harmonic detection. *Appl. Opt.* 62, 108–116 (2023).



# **Programa nacional de desarrollo para la optimización de procesos de recobro mejorado térmico con inyección de vapor mediante el uso de nanofluidos**

**Por: Oscar E. Medina, Farid B. Cortés, Camilo A. Franco.**

## Resumen

La aplicación de técnicas de recobro para la disminución de la viscosidad ha tomado gran importancia en la industria, especialmente las que involucran calor. La inyección de vapor es una de ellas y es el método más efectivo utilizando varias configuraciones de pozos con diferentes técnicas como estimulación cíclica con vapor (CSC) o drenaje por gravedad asistido por vapor (SAGD). Sin embargo, los procesos de inyección de vapor tienen varios problemas asociados como la canalización de los fluidos inyectados hacia zonas preferenciales de más alta permeabilidad, además de la formación de emulsiones debido a la condensación del vapor y a la turbidez que se presenta en cara de pozo. La ejecución del proyecto contempla el mejoramiento de esta técnica de recobro con el uso de la nanotecnología. En este sentido el propósito principal de este proyecto es desarrollar procesos de recobro térmico y mejoramiento in-situ a partir de la inyección de vapor mejorado con nanofluidos en campos colombianos.

Por lo tanto, el programa se divide en seis etapas principales tales como i) optimización de nanofluidos para su implementación en procesos EOR con vapor de agua, ii) aseguramiento de fluido en procesos EOR con vapor de agua que incluyan nanofluidos mediante pruebas experimentales a condiciones estáticas y dinámicas, iii) estudio del impacto de los fluidos de inyección y de producción en las facilidades de superficie, iv) modelamiento y simulación que permitan el escalado de las pruebas experimentales a condiciones de yacimiento, v) el diseño de una metodología que permita el escalamiento de procesos de inyección de vapor en presencia de nanofluidos para una prueba piloto a escala de yacimiento, y vi) el estudio de la factibilidad técnica, económica, social y ambiental de la implementación de nanofluidos en procesos EOR con inyección de vapor, todo esto basado en la identificación de posibles candidatos para las intervenciones a escala de campo de interés de las empresas operadoras participantes dentro de este marco nacional de investigación en recobro.

## Abstract

The application of enhanced oil recovery (EOR) techniques for oil viscosity reduction has become a crucial topic in the oil and gas industry, especially those involving thermal process. Steam injection is considered the most effective method using various well configurations such as cyclical steam stimulation (CSC) or steam assisted gravity drainage (SAGD). However, steam injection have

several associated problems such as the channeling of injected fluids towards preferential zones of higher permeability, in addition to the formation of emulsions due to steam condensation and turbidity that occurs at the well face. The execution of the project contemplates the improvement of this recovery technique with the use of nanotechnology. In this sense, the main purpose of this project is to develop thermal enhanced oil recovery processes for in-situ heavy oil upgrading with nanofluids in Colombian fields.

Therefore, the program is divided into six main stages such as i) optimization of nanofluids for their implementation in EOR processes with steam, ii) fluid assurance in EOR processes with steam by nanofluids design through experimental tests at static and dynamic conditions, iii) study of the impact of injection and production fluids on surface facilities, iv) modeling and simulation for scaling experimental tests to reservoir conditions, v) design of a scaling methodology of steam injection processes in the presence of nanofluids, and vi) study of the technical, economic, social and environmental feasibility of the implementation of nanofluids in EOR processes with steam injection. The proposed steps are expected to allow identifying possible well candidates for interventions on field applications.

## Introducción

Colombia, propendiendo estar a la vanguardia de los desarrollos de la industria del petróleo y gas a nivel mundial y debido a las escasas reservas que se tienen de crudo convencional, ha extendido su interés en operaciones de tipo IOR y EOR, especialmente en yacimientos de crudos pesados (*HO por sus siglas en inglés*) y extrapesados (*EHO por sus siglas en inglés*). En este sentido, se ha impartido la inyección de vapor como método de recobro térmico para incremento de la productividad y de las reservas probadas en el campo. Sin embargo, Colombia aún carece de una masificación de tecnologías de recobro para la producción de crudo pesado y extrapesado, basado en su producción actual de este tipo de hidrocarburos. Por lo tanto, es necesario profundizar y aunar esfuerzos entre la triada Academia – Estado - Industria (operadoras y de servicio) en aquellos elementos que pueden contribuir a que este tipo de trabajos sean llevados a cabo más eficientemente desde el punto de vista técnico y con una relación costo/beneficio más favorable, todo con el objetivo de incrementar las reservas evaluadas bajo un costo rentable.

En los últimos años la nanotecnología ha sido una de las áreas de investigación más activa en el sector energético a nivel mundial, especialmente en la industria del petróleo y gas, y Colombia no ha sido ajena a este fenómeno. Cabe destacar que, a nivel mundial, Colombia ha sido pionera en la inyección de nanofluidos en procesos de estimulación a escala de pozo para la inhibición y/o remediación del daño de formación tales como precipitación/depositación de asfaltenos, en mejoramiento de movilidad de crudos pesados y extrapesados, y en alteración de la humectabilidad, llevando a un acumulado en producción de alrededor de 250 mil barriles en todas las intervenciones. Sin embargo, hasta el momento a nivel mundial no se ha evaluado el potencial del mejoramiento *in-situ* de HO ó EHO a partir de la inyección de vapor de agua con nanopartículas/nanofluidos catalíticos en pruebas piloto a escala de yacimiento. En este orden de ideas, el objetivo principal de este trabajo consiste en desarrollar procesos de recobro térmico con inyección de vapor mejorado con nanofluidos en campos colombianos a través de procesos de mejoramiento *in-situ* y aumento de la eficiencia de fluidos divergentes. Para este

fin, se propone un programa de impacto nacional que convoca diferentes instituciones públicas y privadas, enmarcadas en el trípode científico/tecnológico de un país (Academia – Industria - Estado), las cuales hacen sinergia para el exitoso desarrollo de la tecnología. El programa toma en cuenta el desarrollo de pruebas experimentales, procesos de simulación y evaluaciones técnicas, económicas, sociales y ambientales que garanticen la aplicación de los nanofluidos a escala de yacimiento.

Cabe resaltar que la evaluación de los procesos de inyección de vapor de agua, que se evaluarán en el marco de este proyecto, podrá estar acompañada con otros gases de co-inyección (tal como el flue gas y/o gas de yacimiento) siempre utilizando nanofluidos como aditivos que favorezcan la reducción de tensión interfacial, alteración de humectabilidad y catalicen las reacciones de mejoramiento del crudo. Adicionalmente, el exitoso desarrollo del programa permitirá madurar la implementación de nanofluidos en procesos EOR en un Technology Readiness Level (TRL) de 8, mediante la obtención de protocolos experimentales para la optimización de los nanofluidos y su evaluación a condiciones estáticas y dinámicas, la formación de talento humano a nivel de pregrado, maestría y doctorado, la cooperación con entidades internacionales de alto prestigio, la divulgación a nivel nacional e internacional del conocimiento generado, el desarrollo de una herramienta de simulación, la obtención de una metodología de candidatización e implementación de la tecnología a escala de yacimiento, y el diseño de una prueba piloto para el desarrollo de la tecnología a escala de campo. Además, de establecer por primera vez en Colombia un grupo conformado por las diferentes empresas del sector del petróleo y gas y el estado a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y las universidades que están en la misma línea de avanzar en los temas y retos específicos de recobro térmico. Mediante el desarrollo de este programa se propende al fortalecimiento de la industria petrolera nacional y se mantendrá al país como pionero en la aplicación de nanofluidos a escala de yacimiento en procesos térmicos de recobro mejorado.

#### Metodología

El desarrollo de este proyecto contempla la optimización de nanopartículas y nanofluidos

obtenidos para optimizar los procesos de recobro térmico. Para cumplir este objetivo, se sintetizaron una amplia gama de nanomateriales de diferentes naturalezas químicas para asistir diferentes fenómenos involucrados en los procesos de inyección de vapor. En primera instancia, se evaluó la química superficial de nanopartículas de silicio para la reducción de viscosidad de crudos pesados y extrapesados. También se evaluaron nanopartículas de sílice a partir de cascarilla de arroz, silicato de sodio, tetraetil ortosilicato (TEOS) y nanopartículas comerciales. Dadas las bondades de estas nanopartículas, se realizó una evaluación preliminar de una clase de nanopartícula de sílice dopada con diferentes óxidos de transición (NiO, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, M<sub>o</sub>O<sub>3</sub>) para adsorber las fracciones pesadas del crudo. En este punto, también se evaluó la funcionalización de sílice a través de laterita, un material caracterizado por su elevada cantidad de hierro, alúmina y/u otros minerales.

A partir de estos resultados, se continua con una evaluación extensiva de la actividad catalítica de una gama de diferentes nanomateriales, con el fin de obtener los candidatos para asistir los procesos de inyección de vapor en las pruebas de desplazamiento. Los materiales sintetizados

consisten en materiales soporantes, tales como óxido de silicio, óxido de alúmina, óxido de cerio y óxido mixto cerio-zirconio, y fases activas de elementos nobles y de transición como NiO, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, M<sub>o</sub>O<sub>3</sub>, Co<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, AuO, PdO, y WO<sub>3</sub>. Los materiales se diseñaron de esta forma, debido a los resultados preliminares obtenidos en los experimentos adsorptivos, donde la adición de metales potenció la afinidad entre asfaltenos-nanopartículas. El siguiente mapa resume la estructura de los materiales empleados para esta aplicación:

Por otro lado, se sintetizaron nanopartículas para asistir fenómenos de divergencia, entre los cuales se incluye la evaluación de espumas y geles termorreversibles, estos últimos como una alternativa ante los diferentes problemas que a nivel de campo conlleva la exitosa formación de espumas en procesos de recobro térmico. En este sentido, se sintetizaron nanopartículas de diferentes naturalezas químicas para asistir ambos procesos.

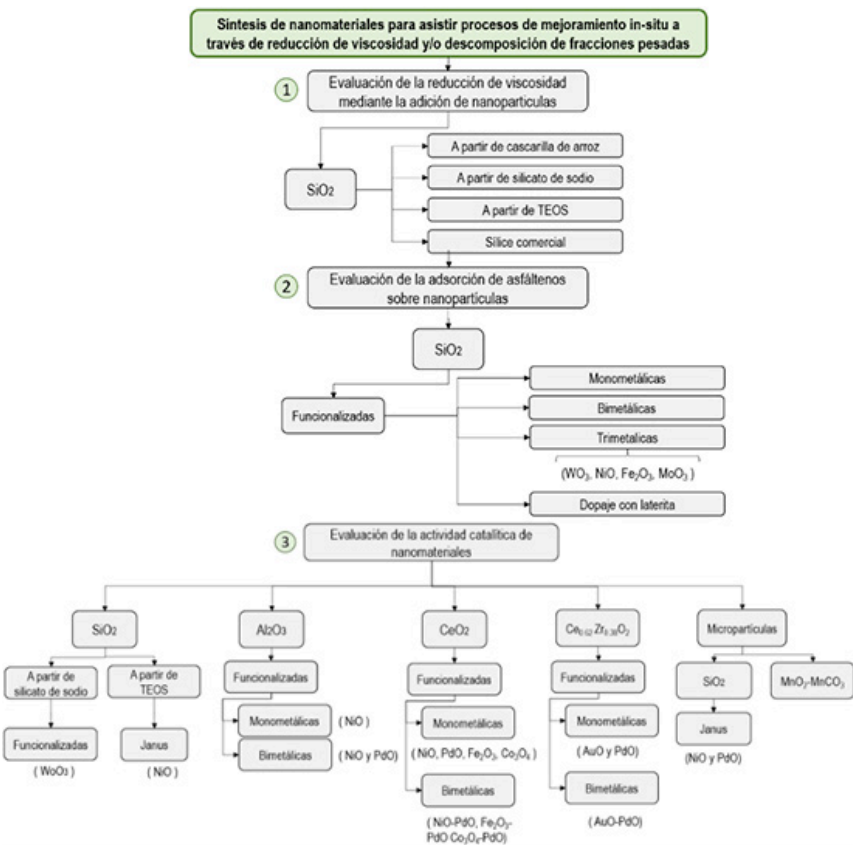
Los nanomateriales fueron caracterizados mediante microscopía electrónica de transmisión (TEM), microscopía electrónica de barrido de emisión de campo (FESEM), dispersión dinámica de luz (DLS), área superficial, punto de carga cero, espectroscopía infrarroja con transformadas de fourier (FTIR), calorimetría diferencial de barrido (DSC), análisis de difracción de rayos (DRX), acidez total, espectroscopía fotoelectrónica de rayos x (XPS), entre otros. También se evaluó la interacción entre los nanomateriales y las moléculas pesadas de los crudos a través de isothermas de adsorción y análisis termogravimétrico de baja y alta presión.

A través de las pruebas estáticas, se selecciona los mejores nanomateriales para el diseño de nanofluidos catalíticos a la medida que serían evaluados subsecuentemente en pruebas a condiciones de inyección de vapor.

Las pruebas dinámicas se dividieron en pruebas de inyección continua e inyección cíclica. Estas a su vez se dividieron en pruebas convencionales y pruebas con nanofluido. Cabe resaltar que previo a las pruebas dinámicas de recobro de crudo en frío y con vapor en presencia de nanofluidos, se realizaron las pruebas de reología, SARA, humectabilidad, tensión superficial, compatibilidad y detergencia.

En este proyecto se desarrolló un modelo conceptual, matemático y numérico para la inyección de vapor y el mejoramiento in-situ con nanofluidos. La construcción del modelo involucra la aplicación de una metodología de desarrollo de modelos fenomenológicos, por lo que la física observada (resultados experimentales, pruebas de campo, teorías físicas, entre otros) es la fuente principal de creación y selección de modelos matemáticos. El proyecto también presentó un acercamiento al análisis exergético del proceso de extracción de crudo a partir de vapor saturado con nanopartículas con el fin de hacer una aproximación a la evaluación de la factibilidad técnica, económica, social y ambiental del proyecto, así como análisis de corrosión por la presencia de los nanofluidos evaluados, la reducción del consumo de nafta como consecuencia de la reducción de viscosidad de los crudos objetivo. El proyecto también destaca una metodología para la candidatización e implementación de la tecnología y el monitoreo de fluidos.

El proyecto también presentó un acercamiento al análisis exergético del proceso de extracción de crudo a partir de vapor saturado con nanopartículas con el fin de hacer una aproximación a la evaluación de la factibilidad técnica, económica, social y ambiental del proyecto, así como análisis de corrosión por la presencia de los nanofluidos evaluados, la reducción del consumo de nafta como consecuencia de la reducción de viscosidad de los crudos objetivo. El proyecto también destaca una metodología para la candidatización e implementación de la tecnología y el monitoreo de fluidos.



Finalmente se desarrolla una evaluación económica, social y ambiental de la implementación del mejoramiento in-situ con vapor de agua y nanofluidos. Esta evaluación económica, ambiental y social surge dentro de este proyecto de investigación, intentando dar cuenta del impacto de la implementación de la nanotecnología en el desarrollo de un proyecto enmarcado en la industria del petróleo. Los estudios permitieron determinar los impactos del proceso en cada una de las áreas mencionadas anteriormente y, por ende, la factibilidad de la realización de este. La **Figura 1** resume el esquema general de la metodología implementada en la ejecución del proyecto:

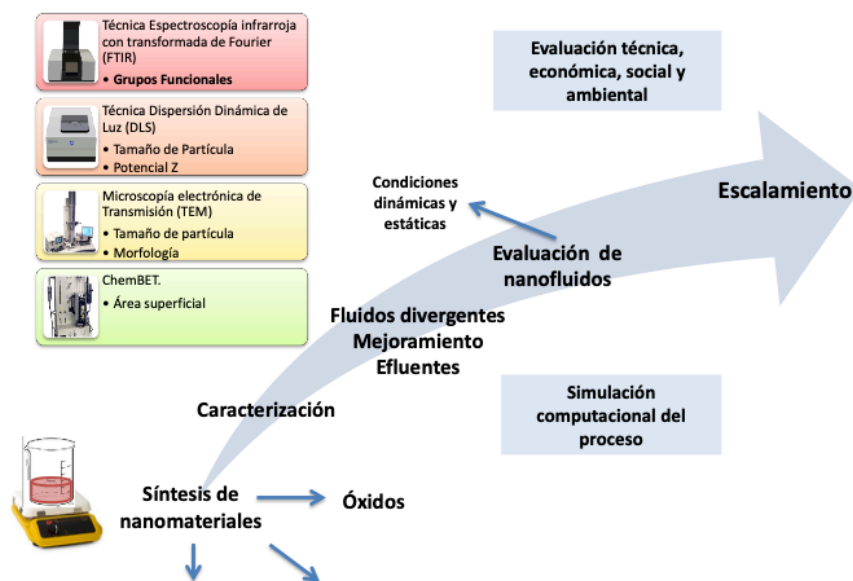


Figura 1. Esquema general de la metodología implementada en la ejecución del proyecto

## Resultados y discusión

**Optimizar nanopartículas y nanofluidos que permitan optimizar los procesos de recobro mejorado térmico con inyección de vapor.**

Durante los 24 meses de ejecución del proyecto se han

evaluado varios nanomateriales con diferente naturaleza química, además de la potencialización de su actividad catalítica mediante la funcionalización con óxidos metálicos. Cerca de 70 protocolos de síntesis de nanopartículas con diferentes características químicas fueron presentados en este trabajo. También se presentan los protocolos y resultados de caracterización de las nanopartículas. En especial, en este proyecto se realizó un diseño de mezclas con óxidos metálicos como el hierro, el molibdeno y el níquel funcionalizados sobre la sílice con el fin de determinar cuál de ellos tenía un mejor desempeño respecto a la cantidad adsorbida y a la descomposición catalítica

de los asfaltenos hasta los 220 °C y que su alto costo dificulta su aplicación. Se estudiaron otros soportes funcionalizantes, entre ellos algunos basados en residuos industriales. También se estudiaron soportes como el circonio, el cerio, óxido mixto de cerio-circonio, la sílice a partir de cascarilla de arroz. Además, se desarrollaron protocolos de obtención de los metales a funcionalizar como el hierro a partir de la laterita. Los diferentes nanomateriales caracterizados se estudiaron a fin de ser aplicados en los procesos de recobro térmico, favoreciendo el proceso de recuperación y brindando bondades en el fluido para la optimización del proceso, tales como las nanopartículas Janus, las cuales se caracterizan por tener dos hemisferios.

**Desarrollar pruebas estáticas y dinámicas que determinen la eficiencia de los nanofluidos en procesos de mejoramiento in-situ basados en la inyección de vapor y/o co-inyectados con gases.**

Las pruebas estáticas de los nanofluidos comprenden pruebas de compatibilidad, detergencia, reología, humectabilidad y tensión interfacial y superficial. De esta manera se determinó la eficiencia de los nanofluidos en procesos de inyección de vapor. También se evaluó la capacidad adsorptiva de las nanopartículas en la captura de asfaltenos y su posterior descomposición de las moléculas pesadas del crudo. Es importante resaltar que las nanopartículas son diseñadas respecto al daño o mejoramiento que se desea tratar. El proyecto de inyección de vapor asistido por nanopartículas para el mejoramiento de crudo pesado y extrapesado tiene varios

enfoques. Entre estos se encuentra el mejoramiento *in situ* del crudo mediante la reducción de la viscosidad y la adsorción de asfaltenos. Bajo este criterio y tras una evaluación estática de las nanopartículas desarrolladas, las nanopartículas de cerio funcionalizadas con óxidos metálicos de níquel y paladio fueron seleccionadas tras realizar un diseño de mezclas donde se pudo determinar las concentraciones óptimas de los metales para maximizar la cantidad adsorbida de los asfaltenos. Las concentraciones determinadas fueron de 0.89% para el níquel y 1.1% para el paladio. Además, estas nanopartículas presentan muy buena capacidad de regeneración y no pierden significativamente sus propiedades tras 8 aplicaciones del ciclo de adsorción y descomposición de los asfaltenos. También se han seleccionado nanopartículas monometálicas y bimetálicas de soporte alúmina con óxidos de níquel y paladio ya que se observó que la descomposición de los asfaltenos en ausencia de las nanopartículas comienza alrededor de los 350 °C y finaliza a 550 °C con un pico máximo de descomposición a 472 °C aproximadamente. Cuando se tienen los asfaltenos adsorbidos sobre las nanopartículas se pueden lograr temperaturas de descomposición cercanas a los 210 °C, temperaturas alcanzadas en los procesos de inyección de vapor. De esta manera, las nanopartículas seleccionadas para su evaluación con la inyección de vapor en pruebas dinámicas para el mejoramiento *in situ* del crudo pesado o extrapesado fueron las nanopartículas monometálicas y bimetálicas de soporte alúmina con óxidos de níquel y paladio y las nanopartículas de cerio

con 0.89% de níquel y 1.1% de paladio en su superficie.

Respecto a las pruebas dinámicas, se diseñó y construyó un equipo de desplazamiento para procesos de inyección de vapor, junto con los protocolos experimentales y los resultados obtenidos de las pruebas dinámicas de recobro de crudo en frío y con vapor; con el fin de evaluar el desempeño de los nanofluidos formulados para el mejoramiento *in situ* del crudo y la eficiencia del recobro a condiciones de campo. Para esto, se construye un equipo que permite la inyección de vapor a diferentes calidades y temperaturas, un porta muestras de mayores dimensiones con lo cual se pueda evaluar el desempeño del nanofluido para el mejoramiento *in situ* de crudo, por medio de la caracterización de los fluidos producidos durante las reacciones de oxidación logradas, debido a la reducción en la temperatura de descomposición de hidrocarburos pesados (<200 °C) con la inyección de vapor en presencia de los nanocatalizadores. Brevemente, se obtuvieron los siguientes resultados: (1) evaluación del recobro de crudo con el uso de nanopartículas monometálicas y bimetálicas de níquel y paladio soportadas en alúmina durante los procesos de inyección de vapor, (2) evaluación del recobro de crudo con nanopartículas de cerio funcionalizadas con níquel y paladio en procesos de inyección de vapor – inyección del nanofluido en bache y en la corriente de vapor en ausencia de donador de hidrógeno, (3) evaluación del recobro de crudo incremental mediante el uso de nanopartículas de sílice impregnadas con polietilenglicol como aditivo en una solución espumante para el

bloqueo de zonas canalizadas por el vapor. De los resultados se pudo obtener que la adición de nanopartículas de diferentes naturalezas químicas en procesos de inyección de vapor muestran un alto rendimiento como estrategia para la reducción de la saturación residual de aceite en pruebas dinámicas en medio poroso, aumentando el factor de recobro y el mejoramiento de las propiedades del crudo como la gravedad API, el contenido de asfaltenos, los productos destilables y el comportamiento reológico, debido a las ventajas catalíticas que presentan los materiales a base de  $Al_2O_3$  y  $CeO_2$  funcionalizados con óxidos metálicos. El mecanismo por el cual se presenta su alto rendimiento se debe al contacto entre los compuestos pesados del crudo y las nanopartículas, pudiéndolos descomponer, aprovechando la conductividad térmica del vapor, absorbiendo el calor latente por medio de las fases activas de los óxidos metálicos y liberándolo gradualmente. De esta manera, al comparar el escenario en ausencia de estos nanomateriales, hay un aumento significativo en todas las propiedades del petróleo crudo y el factor de recobro. Finalmente, la implementación de los nanocatalizadores CeNi0.89Pd1.1 muestra mejoras nunca vistas para ayudar a los procesos de inyección de vapor, en la medida en que no era necesario utilizar un agente donante de hidrógeno para promover su alto rendimiento. Además, el mecanismo de inyección en la corriente de vapor del nanofluido se ha presentado como una técnica prometedora para ayudar en los procesos de inyección de vapor. En este caso, las gotas de líquido son arrastradas por la

corriente de vapor, de modo que cuando entran al medio poroso, las gotas tienen un tamaño más pequeño y alcanzan una mayor profundidad de penetración. De esta manera, se puede contactar una mayor cantidad de petróleo crudo extrapesado, y las nanopartículas se pueden distribuir mejor en las gargantas de los poros. Finalmente, la evaluación de espumas térmicas generadas a partir de nanopartículas SiO<sub>2</sub>PG12 mostraron una mejora en la eficiencia de los procesos de recobro con inyección de vapor debido a la mejora en la estabilidad de la espuma ante la degradación térmica, bloqueando canales y barridos previamente logrando que el vapor contacte zonas con alta saturación de aceite residual.

**Desarrollo numérico del modelo matemático de la inyección de vapor y el mejoramiento in-situ con nanofluidos en yacimientos de hidrocarburos, que represente los fenómenos de transporte, de transferencia y de superficie más relevantes en las escalas de núcleo y yacimiento enfocado a optimizar el proceso de inyección.**

Durante el desarrollo del modelo conceptual se identificaron los fenómenos fisicoquímicos con mayor impacto en la técnica de inyección de vapor con nanopartículas, así como los mecanismos que favorecen el recobro de crudo en los procesos asociados. Al inyectar vapor con

nanopartículas se busca generar diferentes procesos al interior del medio poroso que favorezcan el recobro mejorado, tales como: mejoramiento de las propiedades de flujo del crudo por aumento de temperatura, mejoramiento in situ del crudo por craqueo catalítico en presencia de nanopartículas y bloqueo de canales preferenciales de flujo con espumas estabilizadas con nanopartículas.

Para entender la fenomenología presente y cómo se han modelado los mecanismos de mejoramiento de flujo, se realizó un estudio exhaustivo del estado del arte de cada uno de los procesos asociados a la técnica, evaluando no solo la parte experimental sino también la de modelamiento. Para caracterizar el flujo de las fases y componentes en el medio poroso bajo las condiciones de estudio se propone un modelo que integre cada uno de los procesos descritos, por lo que busca usar un modelo de flujo pseudo-composicional que permita evaluar el comportamiento termodinámico de los componentes hidrocarburos y no hidrocarburos. La inyección de vapor tendrá una incidencia directa en las propiedades de flujo de las diferentes fases debido al incremento de la movilidad por la disminución de viscosidad. Al inyectar nanopartículas, éstas se transportarán en cada una de las fases dependiendo de su afinidad química y de diferentes fenómenos de transferencia como interceptación y retención. Dichos fenómenos afectarán fuertemente la distribución de concentración de estas partículas en el medio y por ende los efectos que se buscan que ellas generen: mejoramiento de la composición del crudo, generación de espuma estable que bloquee los canales porosos de mayor movilidad para permitir una mayor eficiencia de barrido de los fluidos de inyección (vapor), entre otros efectos que pueden ser tenidos en cuenta dependiendo de la relevancia que adquieran durante las pruebas experimentales.

La solución del modelo matemático se planteó en cinco (5) actividades específicas: (1) Elaboración de modelo conceptual para la simulación de un proceso de inyección de vapor en presencia de nanofluidos, (2) Elaboración de modelo matemático para la simulación de un

proceso de inyección de vapor en presencia de nanofluidos, (3) Elaboración de modelo numérico para la simulación de un proceso de inyección de vapor en presencia de nanofluidos, (4) Desarrollo de modelo computacional para la simulación de un proceso de inyección de vapor en presencia de nanofluidos, (5) Desarrollo de herramienta para la simulación de un proceso de inyección de vapor en presencia de nanofluidos. La herramienta

computacional contempla un conjunto de pruebas de simulación para evidenciar el correcto funcionamiento de la herramienta, además de la simulación de casos. En el conjunto de pruebas se cuenta ya con el tercer proyecto comparativo de la Sociedad de Ingenieros de Petróleos (SPE), correspondiente a simulación composicional. Además, los módulos de transporte de nanopartículas y de formación de espumas en condiciones isotérmicas, contienen sets de pruebas validados.

**Diseño de una metodología para la determinación de los parámetros críticos que permiten el escalamiento de procesos de inyección de vapor en presencia de nanofluidos para una prueba piloto a escala de yacimiento en el cual se involucren los procesos de recobro térmico y mejoramiento in-situ.**

El análisis exergético se realizó en el proceso de extrac-

ción de crudo a partir de vapor saturado, vapor saturado con nanopartículas monometálicas, y vapor saturado con nanopartículas bimetálicas. Adicionalmente se ha planteado la metodología de desarrollo para la candidatización e implementación de la tecnología en donde se ha considerado el plan de monitoreo de fluidos. El análisis exergético es un análisis basado en la primera y segunda ley de la termodinámica que permite evaluar procesos a partir de la cantidad y calidad energética de las corrientes involucradas en el mismo. Este análisis hace uso de la propiedad exergía, que se refiere a la máxima capacidad de realizar trabajo. Además, con este tipo de análisis se contabilizan las pérdidas de calidad energética, lo que permite comparar procesos a partir del funcionamiento actual del sistema y del que tendría de manera ideal (sin irreversibilidades), permitiendo un mejor entendimiento de las transformaciones energéticas dentro de un proceso, proporcionando una herramienta para el ahorro energético. Los resultados del análisis exergético indicaron que el uso de nanopartículas bimetálicas en el proceso de extracción de crudo con vapor presenta mejores características en términos energéticos, debido a un efecto sinérgico entre el barrido del crudo y la calidad de este causado por las nanopartículas. Al analizar exergéticamente estas características, se permite proyectar este proceso como el mejor que conserva la calidad energética comparada con los demás procesos analizados en este estudio.

Por otra parte, se ha desarrollado el plan de candidatización de pozos para la implementación de métodos de recobro mejorado térmico de inyección de vapor

mediante el uso de nanofluidos. Se desarrolló un plan de candidatización de pozos para la implementación de métodos de recobro mejorado térmico de inyección de vapor mediante el uso de nanofluidos. El diagrama de la **Figura 2**, exhibe el flujograma empleado para la adecuada selección de pozos o áreas candidatas en procesos de recobro con vapor asistidos con nanofluidos para el mejoramiento *in situ*, y el aumento del factor de recobro. Este plan tiene como objetivo dar unos criterios de selección reduciendo los riesgos e incertidumbres asociados a la tecnología convencional y aplicación de nanofluidos como medio para el mejoramiento del proceso, considerando los parámetros críticos en el desempeño y límites técnicos; esto con el fin de asegurar un buen resultado en pruebas piloto y posterior expansión. Esta metodología se divide en tres etapas de trabajo, evaluación experimental, caracterización e ingeniería de yacimiento y manejo de facilidades de superficie; permitiendo así, viabilizar la ejecución de esta tecnología. Durante la evaluación experimental se determinan los fenómenos que ocurrirán al ejecutar esta tecnología a nivel de yacimiento y que mejorarán la eficiencia del proceso mediante el uso de la nanotecnología; por lo que es necesario conocer las características de los fluidos y roca de formación, además de conocer las condiciones dinámicas con el fin de diseñar protocolos representativos de pruebas. Así, las pruebas a realizar se clasifican en dos grupos principales, pruebas estáticas y pruebas dinámicas, las cuales se enfocan en cada uno de los fenómenos que se requiere entender punto a punto, para comprender los alcances de esta técnica. En

la segunda etapa (caracterización e ingeniería de yacimiento) se entiende y analiza las características y dinámica de producción del campo de estudio, con el fin de determinar la viabilidad de la tecnología de inyección de vapor mediante el uso de nanofluidos. En general, se cuenta con criterios de selección y limitaciones para campos candidatos con este tipo de recobro mejorado térmico. Finalmente, la etapa de manejo de facilidades se cuenta con un plan estratégico para disponer y controlar los fluidos producidos, garantizando el funcionamiento óptimo y seguro de las instalaciones de superficie durante las operaciones de producción, separación, almacenamiento e inyección de fluidos.

#### **Evaluación de la factibilidad técnica, económica, social y ambiental de la implementación de nanofluidos que permitan optimizar los procesos de recobro mejorado térmico y mejoramiento in-situ con inyección de vapor.**

La evaluación económica, ambiental y social surge dentro de este proyecto de investigación, intentando dar cuenta del impacto de la implementación de la nanotecnología en el desarrollo de un proyecto enmarcado en la industria del petróleo. En este sentido, los resultados de dichas evaluaciones respecto a la implementación de nanofluidos para optimizar procesos de recobro mejorado térmico y mejoramiento in-situ con inyección de vapor son obtenidos. Específicamente, de un proyecto piloto de inyección cíclica de vapor mediante la adición de nanocatalizadores. Dichos estudios permitieron determinar los impactos del proceso en cada una de las áreas mencionadas anteriormente y, por ende, la

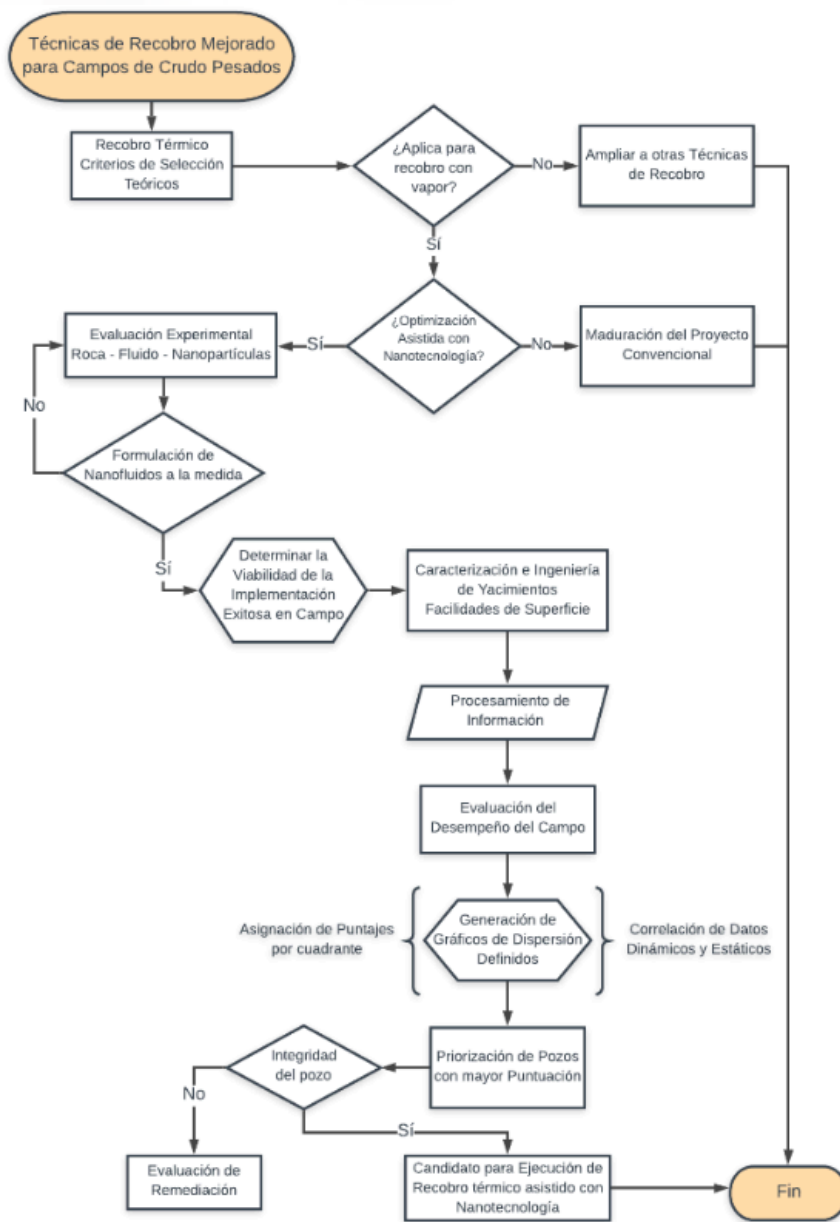


Figura 2. Flujograma empleado para la selección de pozo y áreas candidatas en procesos de recobro con vapor asistidos con nanofluidos.

factibilidad de la realización del mismo. Debido a que el alcance de este proyecto es un piloto y teniendo como premisa los conceptos anteriormente expuestos se concluyó que los impactos sociales son despreciables, a escala piloto. Es importante mencionar que la masificación de la tecnología podrá presentar

impactos en una magnitud diferente a la del piloto en cada uno de los aspectos considerados. En este sentido, de darse la implementación a este nivel, se propone acogerse a los lineamientos para la evaluación y gestión de impactos sociales de proyectos determinados por la IAIA y el BID.

## Conclusiones


La adición de nanopartículas de diferentes naturalezas químicas en procesos de inyección de vapor muestra un alto rendimiento como estrategia para la reducción de la saturación residual de aceite en pruebas dinámicas en medio poroso, aumentando el factor de recobro y el mejoramiento de las propiedades del crudo como la gravedad API, el contenido de asfaltenos, los productos destilables y el comportamiento reológico, debido a las ventajas catalíticas que presentan los materiales.

## Agradecimientos

Los autores agradecen a MINCIENCIAS, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la Universidad Nacional de Colombia por el apoyo financiero y logístico brindado a través del convenio 272-2017.

## Referencias

1. R.F. Meyer, E.D. Attanasi, P.A. Freeman, Heavy oil and natural bitumen resources in geological basins of the world, in, 2007.
2. D.G. Roa, S.F.M. Navarro, W.B. Ortiz, D.M. Sierra, Problemas operacionales frecuentes durante procesos de inyección cíclica de vapor, REVISTA FUENTES, 5 (2007).
3. H. Alboudwarej, J.J. Felix, S. Taylor, R. Badry, C. Bremner, B. Brough, C. Skeates, A. Baker, D. Palmer, K. Pattison, La importancia del petróleo pesado, Oilfield review, 18 (2006) 38-59.
4. S.E. Taylor, Interfacial Chemistry in Steam-Based Thermal Recovery of Oil Sands Bitumen with Emphasis on Steam-Assisted Gravity Drainage and the Role of Chemical Additives, Colloids and Interfaces, 2 (2018) 16.
5. R. Butler, D. Stephens, The gravity drainage of steam-heated heavy oil to parallel horizontal wells, Journal of Canadian Petroleum Technology, 20 (1981).
6. S. de Oliveira Junior, Exergy: production, cost and renewability, Springer Science & Business Media, 2012.
7. A. Bejan, G. Tsatsaronis, M. Moran, Thermal design and optimization, John Wiley & Sons, 1996.



# Programa nacional para el desarrollo e implementación de procesos CEOR con surfactantes y polímeros potencializados con nanotecnología

**Por: Karol Zapata Acosta<sup>1</sup>, Yuber Rodriguez<sup>2</sup>, Farid B. Cortes Correa<sup>1</sup>, Camilo A. Franco Ariza<sup>1</sup> y Sergio H. Lopera Castro<sup>2</sup>.**

<sup>1</sup> Fenómenos de Superficie–Michael Polanyi, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín, Medellín 050034, Colombia.; [kzapata@unal.edu.co](mailto:kzapata@unal.edu.co) (K.Z); [fbcortes@unal.edu.co](mailto:fbcortes@unal.edu.co) (F.B.C); [caafrancoar@unal.edu.co](mailto:caafrancoar@unal.edu.co) (C.A.F).  
<sup>2</sup> Yacimientos de Hidrocarburos, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín, Medellín 050034, Colombia.; [yurodriguez@unal.edu.co](mailto:yurodriguez@unal.edu.co) (Y.R); [shlopera@unal.edu.co](mailto:shlopera@unal.edu.co) (S.H.L).

## Introducción

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía, la demanda mundial de combustibles fósiles se extenderá en más del 30% para el año 2035.<sup>1,2</sup> Este escenario, acompañado del depletamiento de los yacimientos de hidrocarburos livianos considerados las fuentes convencionales de energía fósil, ha fundado la necesidad de explorar y explotar fuentes no convencionales, e incrementar el volumen recuperado de petróleo de los yacimientos que se encuentran en producción.<sup>3</sup>

Explícitamente, el factor de recobro de los yacimientos de hidrocarburos maduros a nivel mundial está ubicado entre el 20 y el 40%, y en Colombia este número es cercano al 20%. Sin embargo, este porcentaje se puede optimizar a nivel nacional, con el desarrollo de tecnologías de recobro mejorado de hidrocarburos (EOR), las cuales son básicamente un conjunto de técnicas que apuntan a mejorar las condiciones de flujo del crudo en el medio poroso, a través de fenómenos físicos, térmicos y químicos, incrementando su recuperación.<sup>4-6</sup>

A pesar de las variadas ventajas, menos del 2% de los campos del país poseen una producción que proviene de tecnologías de recobro mejorado (EOR). No obstante, se proyecta un aumento de la actividad con el refinamiento de las técnicas a nivel de laboratorio, la adecuación de campos y los buenos resultados de estos procedimientos.

Los procesos de recobro químico se han reportado como los métodos de EOR con mayor índice de efectividad. De hecho, a nivel mundial, se consigue implementación exitosa en cerca de los 80% de los casos reportados

y menos del 2% son no exitosos. Dados los antecedentes, se ha dirigido la atención al desarrollo y mejoramiento de tecnologías CEOR (Chemical Enhanced Oil Recovery), basadas en la inyección de surfactantes, polímeros y geles.

El uso de surfactantes reduce las fuerzas capilares, y logra disminuir las tensiones interfaciales entre las fases desplazada (crudo) y desplazante (agua), favoreciendo el recobro de aceite por flujo miscible y la movilidad microscópica,<sup>1</sup> los polímeros mejoran la eficiencia de desplazamiento al aumentar la viscoelasticidad del fluido desplazante,<sup>7</sup> ya que cuando el crudo es desplazado únicamente por el agua, la relación de movilidad crudo/agua es tal, que el agua interdigita a través del yacimiento, formando canales preferentes y haciendo el barrido ineficiente. Finalmente, los geles de dispersión coloidal permiten viscosidades superlativas en las fases desplazantes capaces de generar condiciones de divergencia y el contacto del fluido desplazante con nuevas zonas en el yacimiento.

En resumen, hay un incremento de la eficiencia de barrido macroscópico (en el caso de los polímeros y geles) y microscópico (en el caso de los surfactantes). A pesar del buen desempeño de los métodos CEOR, existen fenómenos indeseables durante el proceso y que, de ser controlados, darían lugar a tecnologías mejoradas en términos de viabilidad técnica y económica. Por ejemplo, existe la alta inestabilidad fisicoquímica de los polímeros y la reducción abrupta de su capacidad viscosificante por efecto de las condiciones de operación y del yacimiento (temperatura, presión, esfuerzos de corte).

Mientras que, el principal problema de la aplicación de surfactantes es su interacción con la superficie de la roca generando adsorción del mismo conforme avanza el frente de inyección de agua mejorada. Esto, junto con la formación de micelas que pueden taponar el medio poroso.<sup>5</sup>

Para sobreponerse a las dificultades en la aplicación de tecnologías CEOR, vale la pena considerar el carácter innovador y la diversidad en las propiedades fisicoquímicas de los nanomateriales, estos últimos se definen como estructuras con tamaños particulares inferiores a 100 nm., sintetizados a través de diversos métodos y materias primas, con áreas superficiales destacables y diversidad en la química superficial.<sup>8</sup>

Bajo el contrato 064-2018 de la convocatoria 773-2017 para la ejecución de proyectos I+D+I en recobro mejorado de hidrocarburos, se propuso sintetizar y estudiar la capacidad de diferentes nanomateriales hechos a medida para potenciar procesos CEOR en términos de conservación de la viscosidad de los fluidos, reducción en tensiones interfaciales, y cambios de humectabilidad del medio poroso en favor del agua para aumentar el factor de recobro, así como evaluar la factibilidad técnica, social y económica de la tecnología y finalmente proponer una metodología para implementación en campo.

## Metodología

Para el cumplimiento del objetivo se abordaron tres frentes, primero se hizo el desarrollo de nanofluidos basados en surfactantes y polímeros con mejores desempeños estáticos y dinámicos que las tecnologías convencionales, una vez optimizadas las formulaciones, se llevó

a cabo un análisis para verificar la factibilidad de implementación y finalmente se propuso una metodología de candidatura para la selección de pozos eventuales para la aplicación de la tecnología. Dos surfactantes fueron evaluados y etiquetados como SA y SB suministrados por dos compañías nacionales de ahora en adelante llamadas compañía A y B, respectivamente. Así mismo, dos polímeros fueron evaluados y etiquetados como PC y PD suministrados por dos compañías nacionales de ahora en adelante llamadas compañía C y D, respectivamente. Posterior a la caracterización de los químicos provistos, se procedió síntesis y caracterización de nanopartículas, así como la elaboración y evaluación estática y dinámica de los nanofluidos desarrollados, como se describe a continuación:

### Pruebas de desempeño para surfactantes

Para determinar el desempeño del surfactante y los nanofluidos desarrollados a partir de este, se determinó el número capilar de todos los sistemas haciendo uso de la ecuación 1.<sup>9</sup>

Donde  $\mu$  es la viscosidad (Pa.s),  $v$  la velocidad (m/s) del fluido de inyección,  $\gamma$  es la tensión interfacial entre las fases aceite/fluido de inyección (N/m) y  $\theta$  es el ángulo de contacto a

$$Nc = \frac{\mu \cdot v}{\gamma \cos \theta} \quad (1)$$

la fase a la cual es humectable naturalmente la formación. La determinación de todas las propiedades de la ecuación se realizó instrumentalmente y de acuerdo a los protocolos previamente reportados.<sup>9-11</sup>

### Pruebas de desempeño para polímeros

Una de las principales desventajas del uso de polímeros en procesos CEOR es su alta inestabilidad a condiciones de operación como salinidad y temperaturas; que traen como consecuencia una disminución en su poder viscoelástico y al final en su capacidad para el recobro. Como pruebas de desempeño, se determinaron las propiedades viscoelásticas bajo diferentes condiciones de estrés térmico (21 días a 60°C) y químico (salinidad desde 25 ppm hasta 50000 ppm).

### Síntesis y caracterización de nanomateriales

Las pruebas de desempeño, permitieron la selección de la tecnología convencional más promisoría, que se convirtió en el punto de partida para la optimización a través de la nanotecnología. A continuación, se describe la fórmula de los nanofluidos a base de surfactantes y polímeros.

En la Tabla 2 se presentan los nanomateriales propuestos para la modificación de las tecnologías convencionales, la selección de los mismos se basa en la revisión bibliográfica y consideraciones petrofísicas de los yacimientos convencionales.

Por otro lado, para garantizar las propiedades fisicoquímicas buscadas en las nanoestructuras, previamente se analizaron las nanopartículas a

través de Espectro Infrarrojo por Transformada de Fourier (FTIR),<sup>15</sup> Análisis Termogravimétrico (TGA), Potencial Zeta y Punto Isoeléctrico (PZ/PZC) y Tamaño de Partícula (DLS).<sup>5</sup>

### Preparación de nanofluidos

Para la elaboración de los nanofluidos a base de surfactante, 2000 mg de surfactante fueron mezclados en 1 L de salmuera de acarreo óptima, y dejados bajo agitación a 400 rpm por 30 minutos para garantizar incorporación completa, a continuación, se adicionó una cantidad de nanopartículas, según el análisis. Para la elaboración del nanofluidos a base de polímeros, 2000 mg de polímeros fueron mezclados en 1 L de salmuera de acarreo y llevados a ultra-turrax durante 4 horas. Tiempo después, se añadieron las nanopartículas a las concentraciones definidas, y finalmente la dispersión fue puesta bajo agitación a 600 rpm durante 2 horas.

### Pruebas de desempeño dinámico

Posterior a las evaluaciones estáticas, los nanofluidos óptimos basados en surfactantes y polímeros se llevaron pruebas de desplazamiento para valorar la capacidad de recobro y la adsorción/retención en medio poroso en comparación a la tecnología convencional. Las pruebas dinámicas se basaron en reportes previos con algunas modificaciones.<sup>16-18</sup>

Tecnología	Etiqueta	Tipo de Nanopartículas
Surfactantes	NpsT	Titanio. <sup>12</sup>
	NpsZ	Zirconio. <sup>13</sup>
	NpsR	Cápsulas Resina. <sup>5</sup>
Polímeros	NpsF	Magnetita. <sup>14</sup>
	NpsZ	Zirconio. <sup>13</sup>
	NpsS	Sílice. <sup>5</sup>

Tabla 2. Nanomateriales sintetizados para la modificación de tecnologías CEOR convencionales.

## Factibilidad de la tecnología CEOR mejorado

Para la cuantificación de los impactos ambientales y sociales se propuso partir de los impactos asociados a las tecnologías convencionales de recobro mejorado, de modo que se puede determinar con claridad si el nuevo ingrediente, nanopartículas, afectan positiva o negativamente. La metodología fue determinar dentro de la cadena de proceso, donde interferirán las nanopartículas. Esta evaluación se hizo con matrices donde se enseñará si la actividad es peligrosa, requiere de precauciones, controles o es totalmente segura. Las actividades para analizar fueron: Incorporación de nanopartículas y afectación sobre la producción de crudo. Para evaluar la bioseguridad de las nanopartículas, se realizó el método de evaluación de citotoxicidad MMT sobre queratinocitos humanos no malignos. Por último, se realizó una Evaluación del Impacto Social (EIS) considerando las dimensiones demográficas, políticas, económicas y culturales del o los territorios en los cuales se implemente el proyecto.<sup>19</sup>

## Candiatización de pozos para implementación de CEOR mejorado

Esta estrategia tuvo como objetivo dar lineamientos para la candiatización y selección de pozos para la implementación de las tecnologías de recobro químico mejorado del petróleo (CEOR) en presencia de nanomateriales. Durante la formulación de la estrategia se consideraron los riesgos e incertidumbres asociados a la nueva tecnología, así como los parámetros críticos y condiciones de la formación de modo que se minimicen los riesgos e incertidumbres durante la ejecución. Esta técnica se fundamentó en un meta-análisis de

las características fisicoquímicas de los pozos, obtenidas a través de la ingeniería de yacimientos, usados para la implementación de las tecnologías CEOR convencionales.<sup>10,11,28-32,20-27</sup>

## Resultados

### Desempeño estático de los nanofluidos CEOR

Se sintetizaron y caracterizaron nanopartículas metálicas de titanio, zirconio y resinas para la modificación de SB. Para evaluar el desempeño de los nanofluidos en comparación a la tecnología convencional, se calcularon los números capilares para todos los escenarios, esta relación recoge las propiedades viscosas - que no se alteran significativamente - y tensoactivas del surfactante. En la Figura 1 se muestra la superioridad de SB sobre SA, y la habilidad de los nanomateriales para mejorar las

recuperar valores significativos, el número capilar, que recoge fenómenos capilares y viscosos, debe ser lo más alto posible. En consecuencia, la formulación SB modificado con nanopartículas de zirconio en una relación 2:1 en salmuera (500 ppm), parece ser la tecnología más promisoría. Las características de NpsZ revelarían su efectividad; exhibieron potenciales zeta ácidos, lo que explica que cerca de la neutralidad - pH de la salmuera de acarreo - las partículas logran una carga superficial negativa que incrementa la repulsión electrostática entre partículas primarias, mejorando la dispersión en él, haciendo más eficiente la interacción con las moléculas de surfactante, esto sumado a la gran estabilidad térmica. El modo en que las nanopartículas mejoran las propiedades viscosas/tensoactivas de los

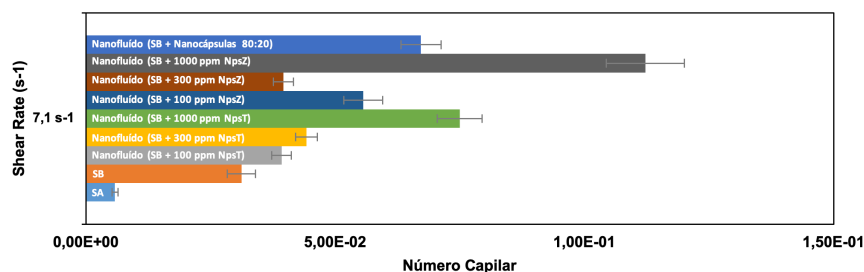


Figura 1. Desempeño a través de Números capilares para SB convencional y mejorado con nanomateriales.

propiedades viscosas y tensoactivas las tecnologías convencionales.

Como conclusión, la condición más eficiente se presenta con el surfactante en presencia de nanopartículas de titanio y zirconio a 1000 ppm, siendo estas últimas las que logran cambios en el orden de magnitud del número capilar. El propósito de la inyección de surfactantes es disminuir la tensión interfacial entre el crudo y el agua para desplazar mayores volúmenes de crudo atrapado<sup>9,33</sup>. Pero para

surfactantes, se basa en la habilidad del material particulado para afinar la humectabilidad del medio poroso, decorándolo y disminuyendo la afinidad por el crudo. También se asocia a la capacidad para acelerar la formación de las micelas del surfactante, ya que las nanopartículas interactúan competitivamente con moléculas de agua y iones de la salmuera favoreciendo el encuentro entre los monómeros del surfactante y la generación de micelas, responsables de la reducción de la tensión interfacial entre las fases líquido-lí-

quido.<sup>34</sup> El número capilar es un valor adimensional que relaciona las fuerzas viscosas de drenaje y las fuerzas capilares, buscando que las primeras sean tan altas y las segundas tan bajas como sean posible. Es decir, la tensión interfacial entre el fluido desplazante y el crudo atrapado muy baja, pero la viscosidad de la fase acuosa tan alta como se pueda, buscando el mayor a un número capilar y mejoras en el recobro,<sup>35</sup> de ahí el uso de surfactantes y polímeros respectivamente. El Número capilar resume efectos microscópicos y macroscópicos combinados, que permiten un mejor arrastre de crudo desde la formación. El recobro de hidrocarburos es directamente proporcional al valor del número capilar.

La aplicación de nanotecnología a inyección de polímeros, buscan aumentar la viscosidad, intensificando las fuerzas intermoleculares de tipo Van der Waals y electrostática entre polímero y las nanopartículas: las pérdidas de viscosidad del polímero por condiciones de estrés operativo se ven compensadas por la adición de nanomateriales. La Figura 2 presenta el efecto de la adición de nanopartículas sobre la estabilidad termoquímica de PC.

Los resultados revelan que la adición de nanopartículas disminuye la pérdida de viscosidad de PC tras ser sometido a 58°C durante 21 días, esto independientemente del tipo y la concentración de nanopartículas. Las nanopartículas de sílice resultaron ser las más eficientes para la protección térmica del polímero durante todos los días del ensayo, 7, 15 y 21 días; el uso de 1000 ppm de nanopartículas de sílice sugiere pérdidas tan solo del 2% en viscosidad del polímero después de 21 días a 58°C

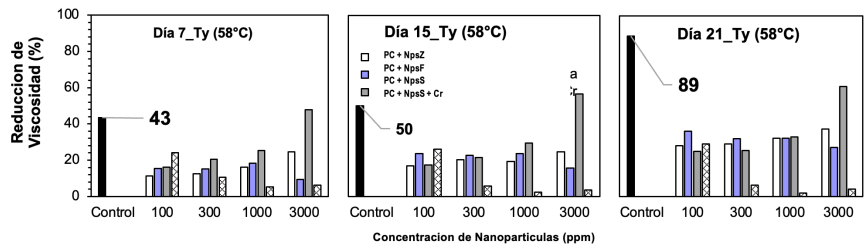


Figura 2. Desempeño a través de Estabilidad Termoquímica para PC convencional y mejorado con nanomateriales.

en comparación con el 90% de pérdida cuando se tienen libres.

### Desempeño dinámico de los nanofluidos CEOR

Los resultados asociados al recobro de aceite haciendo uso de la tecnología convencional y modificada con el mejor escenario de nanopartículas se presenta en la Figura 3, se aprecia que para la curva base, las muestras exhiben un comportamiento similar al llegar aproximadamente al 60% de aceite recuperado. Seguidamente, se inyectaron las soluciones poliméricas y se realizó el seguimiento a los efluentes

para verificar la recuperación de aceite; por último, se procedió a inyectar salmuera para desplazar el bache de polímero y lograr una mejor recuperación de aceite.

Los resultados mostraron que el nanofluido óptimo generó un mayor porcentaje de recobro incremental en comparación al generado por la inyección de polímero convencional. En el primer escenario se obtiene un porcentaje del 19%, mientras que la adición de nanomateriales a la solución polimérica generó un recobro incremental del 33%, lo que sugiere una recuperación

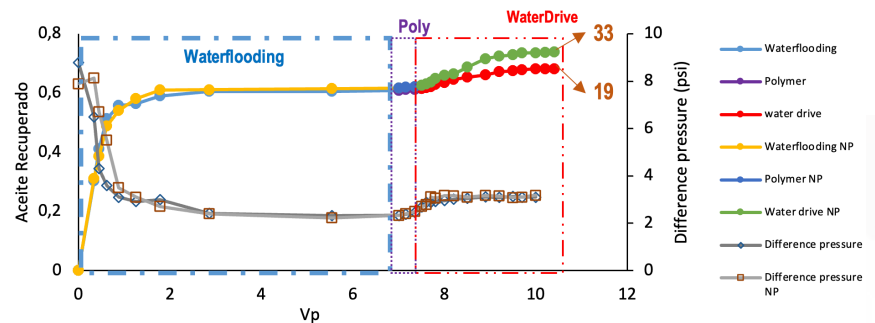


Figura 3. Curvas de recobro para la tecnología convencional y nanofluidos basado en polímero CEOR.

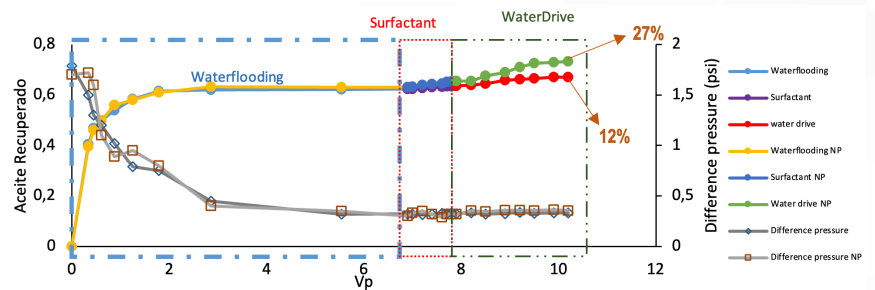


Figura 4. Curvas de recobro para la tecnología convencional y nanofluido basado en surfactante CEOR.

global del proceso de casi el 80% del aceite disponible. Claramente se aprecia el efecto de la nanotecnología sobre la recuperación de aceite por inyección de polímero, cabe resaltar que para este procedimiento se usó en el primer caso polímero a 1000 ppm y en el segundo polímero a 1000 ppm + 300 ppm de NpsS (Mejor condición en pruebas estáticas). Por último, se construyeron las curvas de recobro para las soluciones de surfactante. La Figura 4 presenta los resultados, en la etapa base se logró obtener aproximadamente un recobro del 60%. Posterior a la inyección de 7 volúmenes porosos se realizó la inyección de 1 VP de surfactante y se continuó con el seguimiento de efluentes para evaluar la recuperación de aceite durante la inyección.

Posteriormente, para la tercera etapa se inyectó nuevamente salmuera para desplazar las zonas que han sido contactadas por el surfactante y que serán drenadas para reducir la saturación de aceite. Para el surfactante convencional se encontró un recobro incremental del 12%, mientras que la adición de nanotecnología generó un 27% de aceite adicional, recordemos que el mejor escenario estático para el mejoramiento de surfactante se logró con 2000 ppm de SB + 1000 ppm NpsZ.

### Factibilidades

Para determinar la bioseguridad de las nanoestructuras desarrolladas para mejorar las tecnologías convencionales, se eligieron ensayos de citotoxicidad como pruebas preliminares.<sup>36</sup> Los resultados se presentan en la figura 5A y 5B para las nanopartículas elegidas para mejorar el surfactante y el polímero, NpsZ y NpsS, respectivamente; los ensayos además

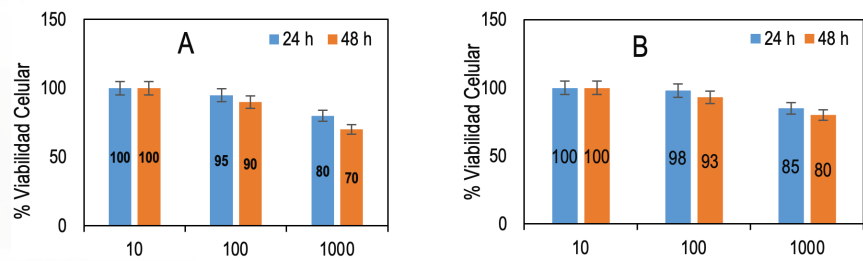


Figura 5. Viabilidad celular de A) NpsZ adicionada al surfactante y B) NpsS adicionadas al polímero, usando HaCaT (queratinocitos humanos no malignos).

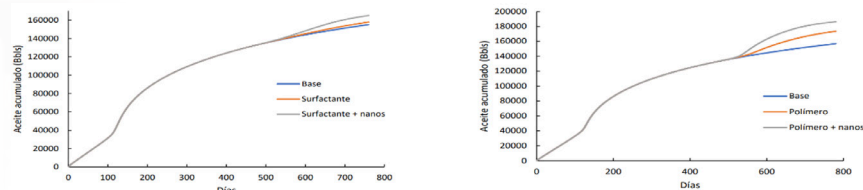


Figura 6. Aceite acumulado para el caso base, surfactante/polímero y tecnologías mejoradas con nanopartículas.

fueron llevados a cabo bajo diferentes condiciones de manipulación, es decir, concentración de nanopartículas y tiempo de exposición del modelo celular elegido.

Los resultados muestran la integridad celular en función de la concentración de nanopartículas en el tiempo, de acuerdo con la norma ISO 10993:2009 Biological Evaluation of Medical Devices—Part 5: Test for in vitro cytotoxicity,<sup>37</sup> si la viabilidad se reduce a < 70 % respecto a las células no tratadas, tiene un potencial citotóxico, los resultados de la presente propuesta revelaron que bajo ningún escenario se lograron valores de viabilidad inferiores al 70%. De manera predictiva, se encontró por ejemplo que se necesitan más de 4500 mg/L de concentración de nanopartículas para provocar reducciones de viabilidad hasta del 50%. Las nanoestructuras propuestas fueron útiles a concentraciones inferiores a 1000 mg/L, lo que aumenta la bioseguridad de las mismas.

El uso de nanoestructuras impactó positivamente la producción de crudo, bajo los escenarios convencionales de recobro con surfactante y polímero, esto es de esperarse desde la naturaleza misma del proyecto, los resultados se extrajeron de las curvas de recobro evaluadas a nivel dinámico ajustado a modelos de simulación a escala de yacimiento. Las nanotecnologías desarrolladas, sugieren una alta probabilidad de que se produzca una mayor cantidad de hidrocarburos, tal como se muestra en la Figura 6, para surfactante y polímero, respectivamente.

Para las curvas de aceite acumulado usando tecnologías base surfactante, el volumen de petróleo incremental acumulado será de 20000 bbls con la adición de NpsZ, mientras que el volumen de petróleo incremental acumulado sin la nanotecnología llega a valores de 3000 bbls. Lo anterior se relaciona con los fenómenos fluido-fluido y fluido-roca que se establecen entre las nanopartí-

culas y los químicos de recobro, y entre todos estos agentes y el medio poroso. Adicionalmente, la relación costo/beneficio, considerando los barriles incrementales y la concentración de nanoestructuras y su producción, viabilizan fuertemente las nanotecnologías. Análogamente, las curvas de aceite acumulado usando tecnologías base polímeros enseñan un volumen de crudo acumulado de 32000 bbls con nanopartículas, mientras que el volumen de petróleo incremental acumulado sin la modificación de las nanopartículas alcanza a valores de 16780 bbls. Dados los resultados, concluimos que a nivel técnico como ya avicinábamos, la introducción de nanoestructuras provoca un impacto positivo y permite sacar conclusiones sobre la factibilidad del proyecto.

### Pozos candidatos

Esta estrategia tuvo como objetivo dar lineamientos para la selección de pozos para la implementación de las tecnologías de recobro químico mejorado del petróleo (CEOR) en presencia de nanomateriales. Durante la formulación de la estrategia se consideraron los parámetros críticos y condiciones de la formación de modo que se minimicen los riesgos e incertidumbres durante la ejecución. Los resultados del meta-análisis se citan en la Tabla 3, en general se muestra los rangos de las propiedades y características del yacimiento para cada técnica.

Una vez establecidas las características generales del yacimiento y los fluidos de campo, se hace importante definir las condiciones del agua a usarse como fluido de acarreo/inyección de las tecnologías CEOR en presencia de nanomateriales. Finalmente, en la Figura

Criterios de selección		
Propiedad	Polímero	Surfactante
Gravedad API del Aceite	>25°	>25°
Viscosidad del Aceite (cP)	<150	<30
Profundidad (ft)	<9000	<8000
Permeabilidad (mD)	>10	>200
Salinidad (ppm)	<20000	<20000
Saturación de Aceite	>10	>30

Tabla 3. Criterios de selección para métodos de recobro químico CEOR basado en tecnologías Polímero/CDG y Surfactantes.

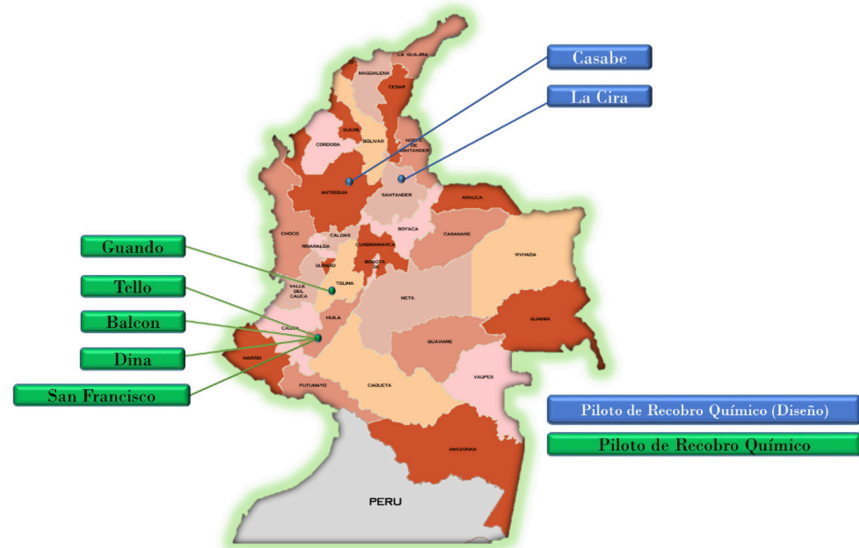


Figura 7. Proyectos de Recobro en Colombia candidatos para el mejoramiento de las tecnologías CEOR convencionales con nanotecnología.

7 se resumen los campos colombianos con aplicación de tecnologías convencionales EOR que serían el punto de partida para el mejoramiento a través de nanotecnología.

### Conclusiones

Concluida la ejecución del presente contrato se tienen resultados positivos en relación al potenciamiento de las tecnologías de recobro mejorado basadas en surfactantes y polímeros y el uso de nanomateriales. Cuidadosamente, se tienen nanofluidos óptimos elaborados como se describe: SB en salmuera de acarreo a 500 ppm, y nanopartículas de zirconio a 1000 ppm; y PB en salmueras de salinidad inferior a

500 ppm, y nanopartículas de sílice a 1000 ppm. Las pruebas de desplazamiento se correlacionaron con los resultados obtenidos estáticos a escala de laboratorio, los escenarios basados en tecnologías CEOR nanopotencializados revelaron factores de recobro de 33%, incrementando el parámetro hasta en un 125% en relación a los químicos convencionales. Los resultados de factibilidad viabilizan la nanotecnología durante procesos CEOR dado que no impartieron efectos negativos adicionales, esto no altera la viabilidad biótica, ni altera los perfiles de producción del campo en cambio los beneficia. Bajo todos los escenarios, la adición de nanomateriales a los químicos

convencionales usados en CEOR se sobrepuso a las desventajas técnicas actuales, lo que impactó positivamente en el factor de recobro de crudo llevándolo a la media mundial que se ubica alrededor de 30% y 40%, en comparación al valor nacional que se ubica en aproximadamente 19%. Por último, se proponen campos candidatos que en la actualidad ejecutan proyectos de CEOR con miras a incrementar la madurez tecnológica de la metodología desarrollada.

### Agradecimientos

Los autores agradecen la Agencia Nacional de Hidrocarburos, al Ministerio de Ciencia y Tecnología – Minciencias por la subvención de la propuesta a través del contrato 064-2018 convocatoria 773-2017 PARA LA EJECUCIÓN DE PROYECTOS I+D+i EN RECOBRO MEJORADO DE HIDROCARBUROS, y la Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín por el apoyo logístico y las contrapartidas asociadas al proyecto.

### Referencias

1. LEI, G.-L.; YAO, C.; CAO, Y.; WU, C.; Gai, P.; SUN, K. Mechanism for Reducing the Viscosity of Extra-Heavy Oil by Aquathermolysis with an Amphiphilic Catalyst. *J. Fuel Chem. Technol.* 2011, 38 (6), 684–690. [https://doi.org/10.1016/s1872-5813\(11\)60004-2](https://doi.org/10.1016/s1872-5813(11)60004-2).
2. Zabala, R.; Franco, C. A.; Cortés, F. B. Application of Nanofluids for Improving Oil Mobility in Heavy Oil and Extra-Heavy Oil: A Field Test. *SPE Improved Oil Recovery Conference*. Society of Petroleum Engineers: Tulsa, Oklahoma, USA 2016, p 14. <https://doi.org/10.2118/179677-MS>.
3. Guzmán, J. D.; Pineda, D.; Franco, C. A.; Botero, Ó. F.; Lopera, S. H.; Cortés, F. B. Effect of Nanoparticle Inclusion in Fracturing Fluids Applied to Tight Gas-Condensate Reservoirs: Reduction of Methanol Loading and the Associated Formation Damage. *J. Nat. Gas*

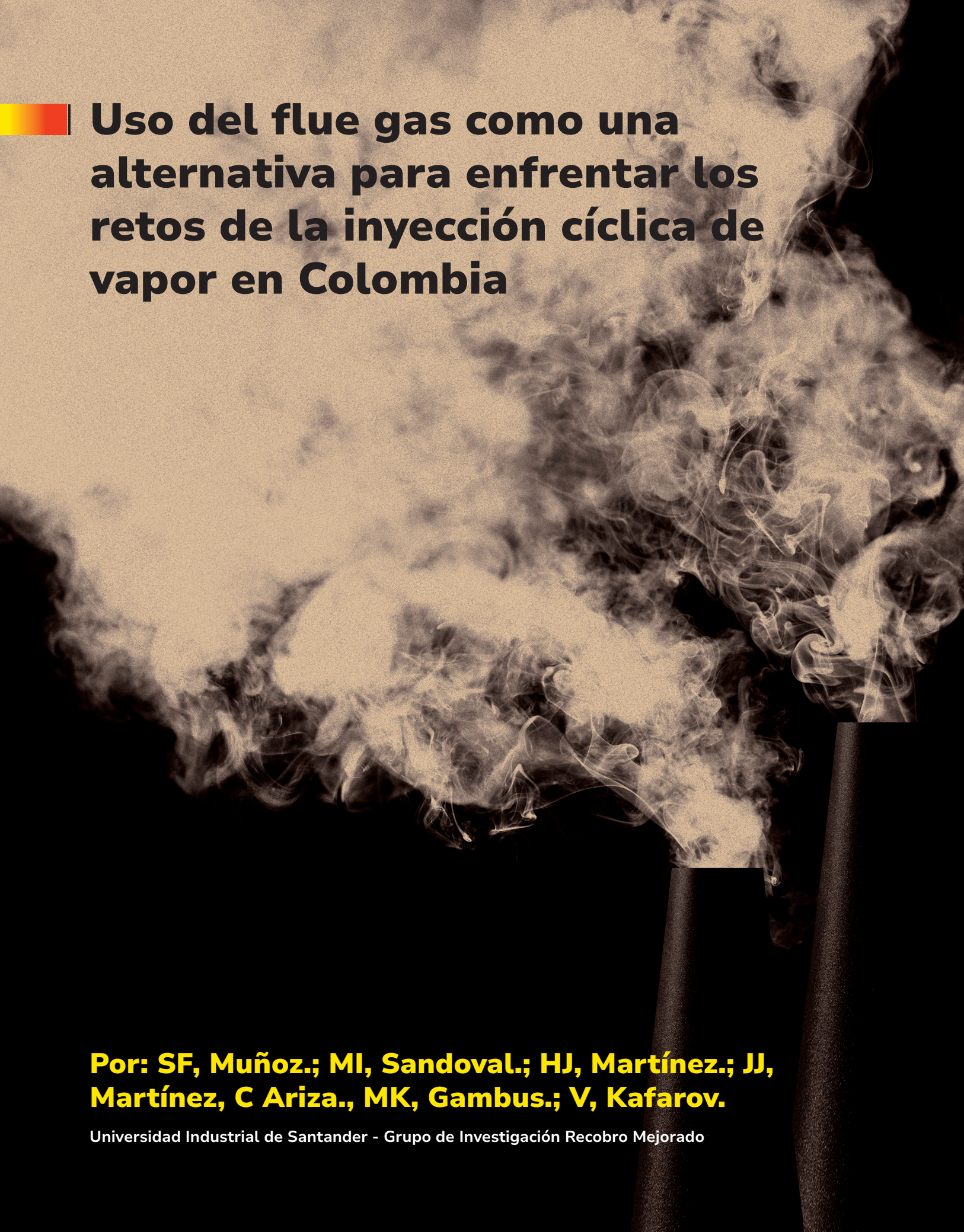
*Sci. Eng.* 2017, 40, 347–355. <https://doi.org/10.1016/J.JNGSE.2017.02.032>.

4. Mohajeri, M.; Hemmati, M.; Shekarabi, A. S. An Experimental Study on Using a Nanosurfactant in an EOR Process of Heavy Oil in a Fractured Micromodel. *J. Pet. Sci. Eng.* 2015, 126, 162–173. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.11.012>.
5. Cortés, F.; Franco, C.; Santamaría, O.; Betancur Marquez, S.; Ospina, N.; Lozano, M.; Zapata, K. Development and Evaluation of Surfactant Nanocapsules for Chemical Enhanced Oil Recovery (EOR) Applications. *Molecules* 2018, 23 (7), 1523. <https://doi.org/10.3390/molecules23071523>.
6. Bealassio, B. A.; Blánquez Alonso, N. A.; Mendes, N. J.; Sande, A. V.; Hascakir, B. A Review of Enhanced Oil Recovery (EOR) Methods Applied in Kazakhstan. *Petroleum* 2021, 7 (1), 1–9. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petlm.2020.03.003>.
7. Standnes, D. C.; Skjevraak, I. Literature Review of Implemented Polymer Field Projects. *J. Pet. Sci. Eng.* 2014, 122, 761–775. <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2014.08.024>.
8. Cheraghian, G.; Kiani, S.; Nassar, N. N.; Alexander, S.; Barron, A. R. Silica Nanoparticle Enhancement in the Efficiency of Surfactant Flooding of Heavy Oil in a Glass Micromodel. *Ind. Eng. Chem. Res.* 2017, 56 (30). <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.7b01675>.
9. Xia, H.; Wang, D.; Wu, W.; Jiang, H. Effect of the Visco-Elasticity of Displacing Fluids on the Relationship of Capillary Number and Displacement Efficiency in Weak Oil-Wet Cores. *Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers: Jakarta, Indonesia 2007, p 5. <https://doi.org/10.2118/109228-MS>.
10. Yousefvand, H.; Jafari, A. Enhanced Oil Recovery Using Polymer/Nanosilica. *Procedia Mater. Sci.* 2015, 11 (2010), 565–570. <https://doi.org/10.1016/j.mspro.2015.11.068>.
11. Wever, D. A. Z.; Picchioni, F.; Broekhuis, A. A. Polymers for Enhanced Oil Recovery: A Paradigm for Structure-Property Relationship in Aqueous Solution. *Progress in*

*Polymer Science (Oxford)*. 2011. <https://doi.org/10.1016/j.progpolymsci.2011.05.006>.

12. Mosquera E; Rosas N; Debut A; Guerrero VH. Síntesis y Caracterización de Nanopartículas de Dióxido de Titanio Obtenidas Por El Método de Sol-Gel. *Rev. Politécnica* 2015, 36 (3).
13. Sabah K., A.; Saion, E.; Zakaria, A.; Soltani, N. Structural and Optical Properties of Zirconia Nanoparticles by Thermal Treatment Synthesis; 2016; Vol. 2016. <https://doi.org/10.1155/2016/1913609>.
14. Shen, Y. F.; Tang, J.; Nie, Z. H.; Wang, Y. D.; Ren, Y.; Zuo, L. Preparation and Application of Magnetic Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub> Nanoparticles for Wastewater Purification. *Sep. Purif. Technol.* 2009, 68 (3), 312–319. <https://doi.org/10.1016/J.SEPPUR.2009.05.020>.
15. (15) Singh, S.; Arora, N.; Paul, K.; Kumar, R.; Kumar, R. FTIR and Rheological Studies of PMMA-Based Nano-Dispersed Gel Polymer Electrolytes Incorporated with LiBF<sub>4</sub> and SiO<sub>2</sub>. *Ionics (Kiel)*. 2018. <https://doi.org/10.1007/s11581-018-2742-9>.
16. Franco-Aguirre, M.; Zabala, R. D.; Lopera, S. H.; Franco, C. A.; Cortés, F. B. Interaction of Anionic Surfactant-Nanoparticles for Gas - Wettability Alteration of Sandstone in Tight Gas-Condensate Reservoirs. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 2018, 51, 53–64. <https://doi.org/10.1016/J.JNGSE.2017.12.027>.
17. Feng, S.; Yuan, D.; Sui, X.; Dong, J.; Ma, S.; Wu, H.; Wang, B. Effect of Specific Ions in Preparing Water on Viscosity of Polyacrylamide Solution. *Appl. Mech. Mater.* 2013, 268 (PART 1), 442–446. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMM.268-270.442>.
18. Wang, T.; Yu, L.; Xiu, J.; Ma, Y.; Lin, W.; Ma, T.; Wang, X.; Wang, L. A Mathematical Model for Microbial Enhanced Oil Recovery Using Biopolymer-Producing Microorganism. *Fuel* 2018, 216 (December 2017), 589–595. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.12.058>.
19. Kvam, R. Social Impact Assessment: Integrating Social Issues in Development Projects; Inter-American Development Bank, 2018.
20. Franco, C. A.; Giraldo, L. J.; Candela,

- C. H.; Bernal, K. M.; Villamil, F.; Montes, D.; Lopera, S. H.; Franco, C. A.; Cort, F. B. Design and Tuning of Nanofluids Applied to Chemical Enhanced Oil Recovery Based on the Surfactant – Nanoparticle – Brine Interaction : From Laboratory Experiments to Oil Field Application.
21. Patel, J.; Borgohain, S.; Kumar, M.; Rangarajan, V.; Somasundaran, P.; Sen, R. Recent Developments in Microbial Enhanced Oil Recovery. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2015, 52, 1539–1558. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.135>.
  22. Bryant, R. S.; Donaldson, E. C.; Yen, T. F.; Chilingarian, G. V. Microbial Enhanced Oil Recovery. *Dev. Pet. Sci.* 1989, 17 (PB), 423–450. [https://doi.org/10.1016/S0376-7361\(08\)70466-7](https://doi.org/10.1016/S0376-7361(08)70466-7).
  23. Dordzie, G.; Dejam, M. Enhanced Oil Recovery from Fractured Carbonate Reservoirs Using Nanoparticles with Low Salinity Water and Surfactant: A Review on Experimental and Simulation Studies. *Adv. Colloid Interface Sci.* 2021, 293, 102449. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2021.102449>.
  24. Alkan, H.; Szabries, M.; Dopffel, N.; Kogler, F.; Baumann, R.-P.; Borovina, A.; Amro, M. Investigation of Spontaneous Imbibition Induced by Wettability Alteration as a Recovery Mechanism in Microbial Enhanced Oil Recovery. *J. Pet. Sci. Eng.* 2019. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.06.027>.
  25. Kobayashi, H.; Kawaguchi, H.; Endo, K.; Mayumi, D.; Sakata, S.; Ikarashi, M.; Miyagawa, Y.; Maeda, H.; Sato, K. Analysis of Methane Production by Microorganisms Indigenous to a Depleted Oil Reservoir for Application in Microbial Enhanced Oil Recovery. *J. Biosci. Bioeng.* 2012, 113 (1), 84–87. <https://doi.org/10.1016/j.jbiosc.2011.09.003>.
  26. Khademolhosseini, R.; Jafari, A.; Shabani, M. H. Micro Scale Investigation of Enhanced Oil Recovery Using Nano/Bio Materials. *Procedia Mater. Sci.* 2015, 11, 171–175. <https://doi.org/10.1016/j.mspro.2015.11.069>.
  27. Ke, C. Y.; Lu, G. M.; Li, Y. Bin; Sun, W. J.; Zhang, Q. Z.; Zhang, X. L. A Pilot Study on Large-Scale Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR) in Baolige Oilfield. *Int. Biodeterior. Biodegrad.* 2018, 127 (December 2017), 247–253. <https://doi.org/10.1016/j.ibiod.2017.12.009>.
  28. Yaw, D.; Mamo, B.; Yekeen, N.; Demisi, A. A State-of-the-Art Review on the Application of Natural Surfactants in Enhanced Oil Recovery. *J. Mol. Liq.* 2021, 321, 114888. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.114888>.
  29. Patel, J.; Borgohain, S.; Kumar, M.; Rangarajan, V.; Somasundaran, P.; Sen, R. Recent Developments in Microbial Enhanced Oil Recovery. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2015, 52, 1539–1558. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.135>.
  30. Amani, H. Study of Enhanced Oil Recovery by Rhamnolipids in a Homogeneous 2D Micromodel. *J. Pet. Sci. Eng.* 2015, 128, 212–219. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.02.030>.
  31. Massarweh, O.; Abushaikha, A. S. The Use of Surfactants in Enhanced Oil Recovery: A Review of Recent Advances. *Energy Reports* 2020, 6, 3150–3178. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.11.009>.
  32. Han, D.-K.; Yang, C.-Z.; Zhang, Z.-Q.; Lou, Z.-H.; Chang, Y.-I. Recent Development of Enhanced Oil Recovery in China. *J. Pet. Sci. Eng.* 1999, 22 (1), 181–188. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(98\)00067-9](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0920-4105(98)00067-9).
  33. Guerrero Martin, C. A.; Montes Páez, E. Efeito Da Salinidade Na Tensão Interfacial Do Sistema Óleo/Água Em Condições Isobáricas e Incremento Gradual Da Temperatura. *Rev. Fuentes el Reventón Energético* 2018, 15 (2), 117–124. <https://doi.org/10.18273/revfue.v15n2-2017010>.
  34. Almahfood, M.; Bai, B. The Synergistic Effects of Nanoparticle-Surfactant Nanofluids in EOR Applications. *J. Pet. Sci. Eng.* 2018, 171 (March), 196–210. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.07.030>.
  35. Llanos, S.; Giraldo, L. J.; Santamaria, O.; Franco, C. A.; Cortés, F. B. Effect of Sodium Oleate Surfactant Concentration Grafted onto SiO<sub>2</sub> Nanoparticles in Polymer Flooding Processes. *ACS Omega* 2018, 3 (12), 18673–18684. <https://doi.org/10.1021/acsomega.8b02944>.
  36. Bahuguna, A.; Khan, I.; Bajpai, V. K.; Kang, S. C. MTT Assay to Evaluate the Cytotoxic Potential of a Drug. *III Bangladesh J. Pharmacol.* 2017, 12 (2), 115–118.
  37. Standardization, I. *Biological Evaluation of Medical Devices. Vol ISO 2009*, 10993.



**Uso del flue gas como una alternativa para enfrentar los retos de la inyección cíclica de vapor en Colombia**

**Por: SF, Muñoz.; MI, Sandoval.; HJ, Martínez.; JJ, Martínez, C Ariza., MK, Gambus.; V, Kafarov.**

Universidad Industrial de Santander - Grupo de Investigación Recobro Mejorado

## Resumen

En Colombia, la Inyección Cíclica de Vapor (ICV) se ha implementado como método EOR para recuperar petróleo pesado por muchos años; sin embargo, la técnica en varios de los campos presenta relaciones vapor aceite altas y cercanas al límite económico. Adicionalmente, los generadores usados para obtener el vapor son una fuente estable de emanaciones de gases de combustión (flue gas), los cuales aportan al incremento de la huella de carbono. Por lo anterior, en este estudio se propuso un proceso de coinyección cíclica de flue gas y vapor (ICV-FG) como una alternativa para mejorar el comportamiento de CSS, extender la vida útil de esta tecnología; inyectar el flue gas de los generadores de vapor para reducir las emisiones de efecto invernadero y bloquear zonas canalizadas, depletadas y ya agotadas. El estudio involucró una profunda revisión bibliográfica y el diseño conceptual de las facilidades de superficie para capturar, tratar, comprimir e inyectar el flue gas. Una réplica de la técnica IVC-FG fue realizada mediante pruebas experimentales, para evaluar su eficiencia e identificar otros mecanismos diferentes de recuperación al adicionar el flue gas. Adicionalmente, se construyó un modelo conceptual de un yacimiento estratificado del campo de estudio, donde se simuló los procesos de inyección cíclica a diferentes relaciones de mezcla flue gas/vapor y se evaluó la rentabilidad de la técnica mediante un análisis financiero. Los resultados bajo las diferentes metodologías muestran que la adición del flue gas durante un proceso de inyección cíclica de vapor, promueve a un aumento en el factor de recobro y una disminución de la relación de vapor aceite

(RVA). Asimismo, con la evaluación financiera se evidencia que a pesar de que la inyección de flue gas no incrementa los flujos de caja en la misma proporción que ICV, la adición de este gas ayuda a extender la vida de la tecnología de inyección cíclica, ya que se generan flujos netos de caja positivos y utilidades incrementales de hasta 339,404 USD. No obstante, las ganancias no alcanzan a un cierre financiero cuando se incluye la inversión inicial por la compra de los equipos de captura, tratamiento e inyección. Por lo tanto, se recomienda hacer uso de los servicios tercerizados para obtener el flue gas en superficie y lograr así la rentabilidad del proyecto.

**Palabras claves:** Flue gas, pruebas experimentales, Inyección cíclica de vapor, simulación numérica, Aspen Hysys.

## Abstract

In Colombia, Cyclic Steam Stimulation (CSS) is deployed as an EOR method to recover heavy oil. However, flue gas from steam generators is a stable long-term CO<sub>2</sub> emission source in oil fields. And the adverse effects of this greenhouse gas cannot be ignored, becoming a concern in all countries worldwide. In this study, the cyclic steam-flue gas co-injection process (CSS-FG) is proposed as an alternative to improve the behavior of CSS, extend the lifetime of this technology, and collect and use the flue gas from steam generators to reduce greenhouse-gas emissions. Therefore, in this study the cyclic flue gas and steam co-injection process (CSS-FG) was proposed as an alternative to improve the behavior of CSS; extend the useful life of this technology; capture and use the flue gas from the steam generators to reduce greenhouse gas

emissions. The study involved extensive literature reviews and surface facilities design to capture, treat and inject the flue gas. The technical assessment was developed by experimental tests to analyze the technique efficiency and to identify the new recovery mechanism by adding this gas. Finally, a technical-financial analysis of the method was carried out in a cyclical scheme using pilot-scale numerical simulation to study the feasibility of the method. The results under the different methodologies show that the addition of flue gas during a cyclic steam injection process promotes an increase in the recovery factor and a reduction in the steam-oil ratio (SOR). Likewise, the financial evaluation shows that even though the injection of flue gas does not increase cash flows in the same proportion as CSS, the addition of this gas helps to extend the life of the technology, since net flows of positive cash and incremental profits of up to USD 339,404. However, the profits do not reach a financial close when the initial investment for the purchase of capture, treatment and injection equipment is included. Therefore, it is recommended to make use of outsourced services to obtain surface flue gas and achieve project profitability.

**Keywords:** Flue gas, experimental test, cyclic steam injection, numerical simulation, Aspen Hysys.

## Introducción

La Inyección Cíclica de Vapor (ICV) ha sido implementada en Colombia por más de 35 años en el Valle Medio del Magdalena, llegando a ser considerada como uno de los mejores métodos térmicos para recuperar petróleo pesado (Trigos et al., 2018).

Sin embargo, a medida que el número de ciclos se incrementa, el proceso se vuelve cada vez más ineficiente, lo cual se puede apreciar con claridad en la reducción de la producción de petróleo incremental, el aumento de la relación aceite-vapor e incremento en la relación costo-beneficio. (Osma et al., 2019; Pérez et al., 2020; Trigos et al., 2018). Adicionalmente, durante cada ciclo adicional, una gran cantidad de CO<sub>2</sub> es liberado, lo que va en contra de la tendencia mundial de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (Law, 2004; Lawal, 2011)

Por lo tanto, se ha propuesto capturar el flue gas de los generadores de vapor y agregarlo a los procesos de inyección de vapor como una alternativa para aumentar el factor de recuperación, y aumentar la eficiencia del proceso, taponando zonas canalizadas y muy depletadas, y proporcionando presión al yacimiento, cerca de la cara del pozo (Z. Li et al., 2017; Pang et al., 2018). Adicionalmente, la inyección de gases de combustión es una opción importante para el uso y almacenamiento de carbono en los yacimientos (Chen et al., 2020)

El estudio de esta técnica ha sido extenso a escala experimental y numérica para diferentes campos del mundo, donde se han mostrado importantes aumentos en el factor de recuperación (Austin-Adigio & Gates, 2019; S. Li et al., 2019, 2020; Lu et al., 2017; Zou et al., 2020). No obstante, el despliegue a escala piloto ha sido mínima, debido al desconocimiento que aún se tiene sobre las mejores estrategias para su desarrollo.

Un gran ejemplo de aplicación fue el realizado en un campo colombiano, donde se adicionó solo nitrógeno en un proceso de inyección cíclica a escala piloto y se alcanzó una producción incremental de 6,877 barriles de petróleo en un ciclo con una producción máxima de 105 bbl/día (Trigos et al., 2018).

Los resultados de la evaluación de esta técnica a escala de laboratorio y campo han permitido evidenciar las ventajas y desventajas. Sin embargo, en Colombia la tecnología con flue gas (N<sub>2</sub>+CO<sub>2</sub>) se encuentra en un nivel de madurez muy bajo y con alta incertidumbre sobre su implementación. Por lo cual, surge la necesidad de hacer estudio sobre la viabilidad técnica y financiera del método en un campo de crudo pesado del Valle Medio del Magdalena. El presente artículo muestra los resultados de simulación numérica y de pruebas experimentales efectuadas en un equipo de desplazamiento diseñado y construido en el marco del proyecto para efectuar experimentos de inyección de vapor en ambientes relevantes. El equipo permitió replicar el proceso ICV- FG, a las condiciones de presión, temperatura y calidad a la salida del generador en el campo, y variar la relación vapor - flue gas. Adicionalmente, se construyó un modelo conceptual estratificado a escala piloto para representar la tecnología a condiciones específicas del yacimiento de estudio. Los resultados de producción e inyección del modelo numérico permitieron hacer un análisis financiero para definir la rentabilidad de la técnica. Con la información obtenida de esta investigación se busca aportar bases sólidas de conocimiento para continuar

hacia el desarrollo y aplicación de la tecnología en el país y extender la vida de los proyectos de inyección cíclica de vapor.

## Metodología

**Materiales:** El petróleo usado para el proyecto fue un petróleo pesado de la cuenca del Valle Medio del Magdalena colombiano. La viscosidad y la densidad API del aceite deshidratado y desgasificado fueron de 970,8 Cp y 12,6 a 60 °C, respectivamente. El gas de combustión se preparó con 89,0 % molar de N<sub>2</sub> y 11 % molar de CO<sub>2</sub> con una pureza de 99,9% en moles. La composición de este gas se estimó para la presente investigación a partir del análisis estequiométrico de las reacciones de combustión en un generador de vapor de 50 MBTU/h- para un caudal de agua equivalente de **2700 bbl/día** y un exceso de aire del 15% que garantiza la combustión completa según informes de experiencias de campo (Cordoba et al., 2020)

**Procedimientos:** La evaluación de la técnica de adición flue gas en un proceso de inyección cíclica de vapor se llevó a cabo en cuatro fases secuenciales. En la primera fase se diseñó un sistema de facilidades para la captura, tratamiento e inyección del flue gas. El diseño se realizó en la herramienta en Aspen Hysys y arrojó información importante para la evaluación de la tecnología, tales como, volúmenes y condiciones del flue gas y especificaciones de los equipos e instrumentación para la implementación de la técnica.

La eficiencia de la técnica fue estudiada mediante pruebas experimentales y simulación numérica. Las pruebas fueron dinámicas y se desarrollaron en un equipo de desplazamiento,

construido en el marco del proyecto (Medina et al., 2020) (Martínez et al., 2021). En esta fase experimental se representó el proceso de inyección cíclica de vapor con flue gas para analizar las tendencias y los mecanismos de recuperación en un medio poroso a 140 °F y 600 psi. En los experimentos se inyectó vapor a una tasa de 2 ml/min a 250°C (1000 psi) con una calidad de 0.9 hasta inyectar 1/16 de volúmenes poroso (VP). Posteriormente, se cerraron las válvulas para representar un tiempo en remojo y finalmente, se abrió a producción hasta alcanzar una presión de poro de 100 psia. Este procedimiento se repitió cinco veces, es decir, se realizaron cinco ciclos en total para el caso base, y se adicionó flue gas en un sexto ciclo para ver el efecto de su uso en etapas tardías de la inyección de vapor. Un proceso similar se siguió durante la adición del flue gas, donde fue co-inyectado 15% molar de flue gas a 500 SSCM (centímetro estándar/min) con la misma temperatura del vapor a partir del segundo ciclo hasta completar los cinco ciclos del caso base. Los resultados de esta fase permitieron analizar los nuevos mecanismos de recuperación generados por la adición del flue gas y su efecto sobre la eficiencia de desplazamiento en etapas tempranas y tardías.

La fase numérica se realizó para evaluar el factor de recuperación a escala de campo, teniendo en cuenta los resultados de la etapa experimental y las características de las arenas A y B del yacimiento del Valle Medio del Magdalena estudiado. La simulación numérica se llevó a cabo en el software STARS de CMG, donde se hicieron representaciones conceptuales del campo en un modelo cartesiano

y estratificado de 10 acres y se dispusieron 5 pozos con un espaciamiento entre ellos de 5 acres como se muestra en la **Figura 1**. En el proceso se designaron 365 días de producción, y fueron desarrollados 10 ciclos de inyección de vapor, cada uno compuesto por 6 días de inyección, 2 de remojo y 365 de producción; adicionalmente, el vapor fue inyectado a una tasa de 2.740 bbl/día/ pozo y calidad de 0.65 y a una temperatura de 270 °C. Para la inyección de flue gas se evaluaron tres fracciones de 6%, 15% y 24% molar de flue gas, inyectados a partir del sexto ciclo hasta completar los diez ciclos del caso base.

Finalmente, con los resultados obtenidos de las anteriores fases se procedió a hacer una evaluación financiera de la técnica, teniendo en cuenta los costos de capital (CAPEX) por la adquisición de equipos para la captura y tratamientos del flue gas, los gastos de operación que implica el desarrollo de

la técnica (OPEX) y los ingresos netos a partir de la producción de petróleo obtenida mediante simulación numérica. Con esta información se obtuvieron los flujos de caja neto y se estableció la viabilidad de la tecnología con el Valor Presente Neto (VPN).

### Análisis de resultados

A continuación, se muestran los resultados de las diferentes evaluaciones experimentales y numéricas que se realizaron en el marco de la investigación.

### Diseño conceptual de facilidades de superficie

A partir de los resultados de la simulación numérica en Aspen Hysys se estimó que se requieren de varios equipos organizados en una forma específica para disminuir los daños de la integridad de la tuberías e instrumentación por la corrosión que se podría evidenciar por la presencia de agua y óxidos de nitrógeno (NOx) (figura 2). Como se muestra en la Figura 2, el flue

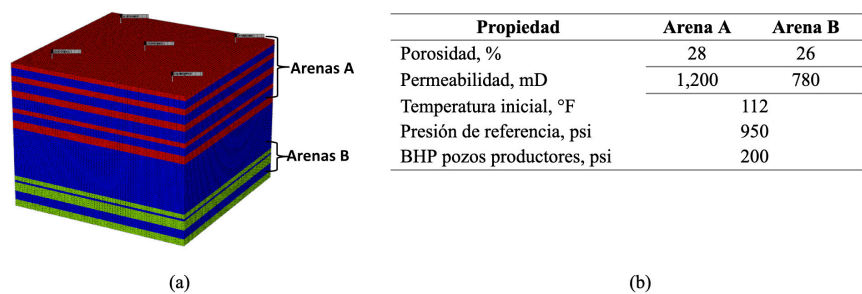


Figura 1. (a) Modelo estático estratificado del campo de estudio. (b) Propiedades del campo de estudio. (Martínez, 2020)

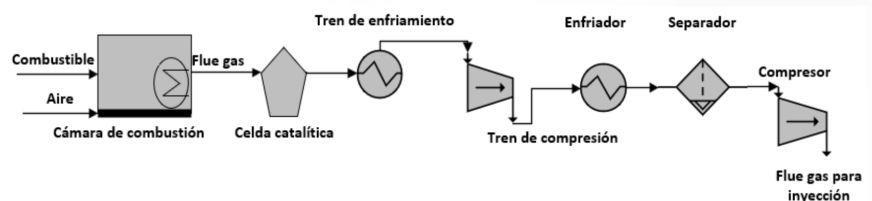


Figura 2. Resumen del diseño conceptual de facilidades de superficie para el tratamiento e inyección del flue gas. (Cordoba et al., 2020)

gas en las fases iniciales de su generación debe pasar por un reactor con celdas catalíticas en presencia de amónica para la remoción del  $O_2$  y  $NO_x$ , aprovechando las altas temperaturas que el gas tiene en estas fases ( $> 500$  °F).

A la salida de la celda catalítica el requerimiento de un tren de enfriamiento se hace importante, ya que las temperaturas superan los 450 °F, y esto es un impulsor de la corrosión por la presencia de agua y  $CO_2$ . Posteriormente, se debe ubicar un tren de enfriamiento para reducir la temperatura por debajo del punto de ebullición del agua, de tal modo que esta se condense y sea fácilmente removida por un separador bifásico (Scrubber). Se asume que cada enfriador industrial posee una capacidad de retirar 3 MBTU/h, por lo que se modeló inicialmente un tren de enfriamiento que disminuya la temperatura hasta valores cercanos al ambiente (78.8 °F), dando un total de 7 enfriadores en esta fase.

Una vez el gas es enfriado se procede a remover la fracción de agua, de tal forma que se pueda realizar el proceso de compresión sin que estos equipos sufran daños por la presencia de líquidos. Este tren de separación consiste en una serie de 4 separadores, compresores y enfriadores que llevan el gas desde 14.7 psi hasta 1,000 psi, teniendo una limitación de temperatura de operación de 350°F, ya que superior a esta temperatura se degradan los empaques y el aceite de lubricación, y en llegado caso que exista oxígeno puede llegar a ocurrir una ignición (Arnold & Stewart, 1999). Las características del flue gas al final del tratamiento corresponden a una composición molar

de  $N_2$  88.81%,  $CO_2$  10.65 % y  $H_2O$  0.53 % con una temperatura de 150 °F y una presión de 900 psia, el cual puede ser usado para su inyección en el pozo de interés. La información obtenida en esta fase es usada para establecer la inversión inicial requerida para la implementación de la tecnología en campo.

### Pruebas experimentales dinámicas

**Eficiencia en la recuperación de petróleo.** La Figura 3 muestra los cambios en el factor de recuperación de petróleo con el tiempo. En ambos procesos, la curva del factor de recuperación de aceite presenta una tendencia creciente en cada ciclo. Sin embargo, los resultados muestran que en el proceso ICV-FG después de cinco ciclos, se alcanzó un factor de recuperación de aceite incremental del 26,1%, comparado con el método ICV. Además, el mayor incremento en el factor de recuperación de aceite se observó en el primer ciclo de adición de flue gas con un aumento lento en los ciclos posteriores. Al observar el proceso ICV con solo vapor en los primeros ciclos (Figura 3a), el aumento del factor de recuperación de un ciclo a otro fue de aproximadamente 2%. Aun así, al agregar flue gas en el sexto

ciclo, este valor aumentó en un 9% con respecto al ciclo anterior. El comportamiento anterior muestra que esta tecnología es adecuada, incluso para procesos donde la inyección cíclica de vapor ya ha alcanzado una etapa de madurez.

Por otro lado, el comportamiento de la presión de poro en las diferentes etapas de inyección cíclica de vapor se presenta en la Figura 4. La Figura 4a muestra el comportamiento de la presión de poro durante ICV, de acuerdo con esta figura, la presión disminuyó ligeramente en la etapa de remojo, pero la caída más relevante se alcanzó cuando se abrió la válvula para la etapa de producción. La presión después de abrir la válvula se representa con un punto verde en cada ciclo y mostró una tendencia descendente en los primeros ciclos, donde solo se inyectó vapor (Figura 4a). La marcada reducción de presión se relacionó con la baja compresibilidad de los líquidos que provoca cambios de presión significativos al variar levemente el volumen. Sin embargo, en el sexto ciclo con adición de flue gas, esta presión inicial de producción fue mayor que en el ciclo anterior, y la caída posterior fue más suave (Figura 4a).

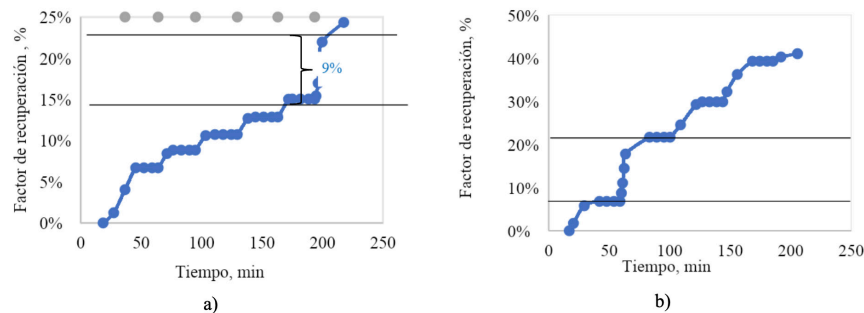


Figure 3. Factor de recobro acumulado a) inyección cíclica de vapor (ICV) con adición de flue gas en el último ciclo b) inyección cíclica de vapor con adición de flue gas desde el segundo ciclo (ICV-FG). (Sandoval M et al., 2023).

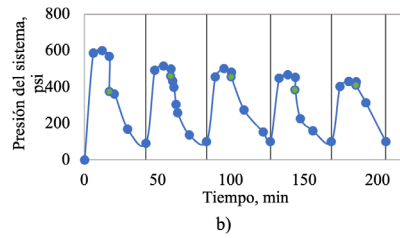
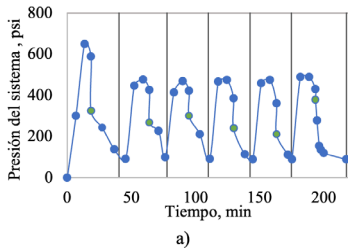


Figure 4. Comportamiento de la presión del sistema a) inyección cíclica de vapor con adición de flue gas en el último ciclo b) inyección cíclica de vapor con adición de flue gas desde el segundo ciclo. (Sandoval M et al., 2023).

La Figura 4b muestra la presión de poro durante la coinyección de flue gas y vapor. En esta figura se evidencia una clara reducción de presión al iniciar la etapa de producción en el primer ciclo cuando solo se inyectó vapor. Asimismo, como se mencionó anteriormente, la adición del flue gas, a partir del segundo ciclo, causó que esta reducción de presión fuera menor en los cuatro ciclos posteriores debido a su alta compresibilidad, lo que permitió mantener la presión intersticial más alta. Por lo tanto, el medio poroso tuvo mayor energía potencial para la producción de petróleo y agua y aumento de la tasa de producción de líquidos (Grogan & Pinczewski, 1987; S. Li et al., 2020). Al comparar la presión de poros después de abrir la válvula de producción, en ambos procesos, es posible analizar que la inyección del flue gas asegura una mayor presión en el sistema antes de que comience la producción y un agotamiento más lento durante las etapas de producción que el proceso ICV (Sandoval M et al., 2023).

Los efluentes de producción de algunos ciclos fueron analizados a través de Cromatografía de Gases, y los resultados mostraron que la adición de flue gas causa cambios en el crudo (Mecón et al., 2022), de modo que la fracción más pesada (C30+) se redujo en un 4% y 9%, en comparación con el aceite original, en el primer y segundo

ciclo de la co-inyección de vapor con flue gas, respectivamente. En contraste, las fracciones más ligeras (C20-C28) aumentaron aproximadamente un 5% y un 15%.

### Simulación numérica

Así mismo como en la fase experimental, durante la simulación numérica se puede apreciar que la adición de 6, 15 y 24% molar de flue gas trajo consigo un aumento del 1.46, 2.50 y 3.03% en el factor de recobro con respecto al caso base, respectivamente, lo que equivale de igual forma a 37,896; 65,331 y 79,300 bbl de aceite incremental con un pico máximo de producción de 131 bbl/día. Es importante destacar que los incrementales de recobro son menores en simulación numérica, ya que éste considera la estratificación del campo y presencia de lutitas mientras que las pruebas experimentales tienen un medio poroso completamente homogéneo y limpio.

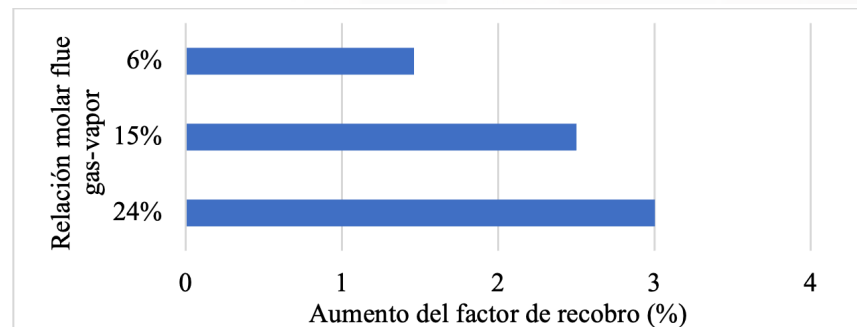


Figura 5. Aumento en el factor de recobro de Flue gas con respecto al caso base de inyección de vapor. (Martinez, 2020)

El aumento del factor de recuperación está relacionado con el hecho de que el proceso de inyección cíclica de vapor convencional empieza a perder efectividad a medida que avanzan los ciclos, dado el aumento en la saturación de agua en las inmediaciones de los pozos y la pérdida de presión en el yacimiento producto de la explotación del crudo. Para el caso base (ICV) se evidenció que segregación gravitacional de vapor, no estaba permitiendo el calentamiento que se estaba proporcionando en las Arenas B (inferiores) era muy escaso para los ciclos tardíos de implementación (ver Figura 6a), dado que la permeabilidad de estas formaciones es ligeramente inferior a las superiores (780 mD en comparación con 1,200 mD). Además, el comportamiento típico del vapor por su densidad es ubicarse en la parte superior, favoreciéndose así su inyección en las Arenas A; dada la gran intercalación de arcilla que la separa de las Arenas B.

En el análisis de los perfiles de temperatura alcanzados durante el proceso base de inyección de vapor y cuando se adicionaba flue gas, se pudo observar que la zona de vapor se mantenía más estable cuando se agregaron los gases de combustión (Figura 6b), permitiendo así una mayor penetración del vapor y el flue gas en las Arenas B;

mostrando que las temperaturas alcanzadas fueran mayores, a las del caso base de inyección de vapor. Asimismo, en el 10° ciclo se puede apreciar un aumento en el tamaño de la zona de vapor en las Arenas A por efecto de la adición de flue gas, además de un menor calentamiento en las zonas de arcilla, como se muestra en la Figura 6b.

Lo anterior se vio reflejado en la disminución de la relación de vapor-aceite producido (RVA), ya que durante la implementación de la técnica ICV en el décimo ciclo se alcanzó un RVA de 1.5 bbl/bbl mientras que para el proceso ICV-FG con 15% de flue gas se obtuvieron valores de 0.9 bbl/bbl. Esto quiere decir que se necesitaría, aproximadamente, 0.6 barriles menos de agua para la obtener la misma cantidad de crudo durante la inyección de flue gas, lo que se traduce en una mejora en la eficiencia energética del 40%. Esto causaría menor transformación de agua en vapor y, por lo tanto, una reducción del 38% en peso de la cantidad de CO<sub>2</sub> liberado a la atmósfera por cada barril de crudo producido, teniendo en cuenta que un generador típico del Valle Medio del Magdalena

(50 Mbtu/h) genera 62 lb de CO<sub>2</sub> por cada barril agua convertida en vapor.

### Evaluación financiera.

Para el análisis financiero de la tecnología de inyección de vapor con flue gas fue necesario calcular la rentabilidad de la aplicación de la técnica ICV, con el fin de identificar las utilidades que esta genera. Una vez realizada esta tarea, se evaluó la rentabilidad del proceso ICV-FG a partir de los incrementales obtenidos con base en el proceso ICV. Para esto se identificaron cada uno de los componentes que se requieren para llevar a cabo la aplicación de las técnicas base ICV y ICV-FG, tales como ingresos, CAPEX y OPEX como se detalla a continuación.

Los ingresos dependen de la producción de crudo en diferentes escenarios, obtenida mediante simulación numérica, el precio de venta del crudo colombiano, deducciones y regalías. Por otro lado, los costos de operación (OPEX) en un campo de petróleo se agrupan en costos de extracción y costos de transporte. En Colombia los costos de operación se registran entre 10-34 \$USD/ bbl, refle-

jando las diferentes condiciones de producción y transporte, las cuales varían principalmente según el tipo de crudo (pesado o convencional) y la ubicación del campo con relación a la infraestructura de transporte. Los costos de extracción representan el 47% del costo total de operación, aproximadamente 7.7 USD/bbl. Esto incluye levantamiento (lifting cost), gastos de administración y otros asociados con el procesamiento del crudo, costos por la generación de vapor y excluye el costo de transporte del campo al puerto de exportación. Adicionalmente, se debe considerar el costo de dilución con nafta para su transporte en superficie, diluyendo en 12% el crudo. El costo de la nafta se tomó como 70 USD/bbl y se estimó un 2.5 % sobre los egresos como imprevistos (Padilla & Leon, 2019). En el caso de la inyección de vapor con flue gas se debe adicionar los costos de tratamiento, captura e inyección de flue gas, los cuales fueron tomados de fuentes secundarias y variados entre 100 USD/Mscf, 712.09 USD/Mscf, y 1324 USD/Mscf (Osma et al., 2019).

Para la determinación de los gastos de capital, se debe tener cuenta el CAPEX de subsuelo (adecuación de pozos y obras civiles) y CAPEX de infraestructura (generadores, línea de distribución de vapor, aislante térmico, revestimiento y línea de distribución de fluidos), con los cuales se asume una inversión inicial de 3,000,000 USD que deben ser cubiertos por los incrementales, producto de la inyección de vapor. Para inyección de flue gas se requiere una inversión adicional de inicial de 2,144,428 USD para la compra de los equipos de captura, tratamiento e inyección descritos anteriormente. Esta adquisición

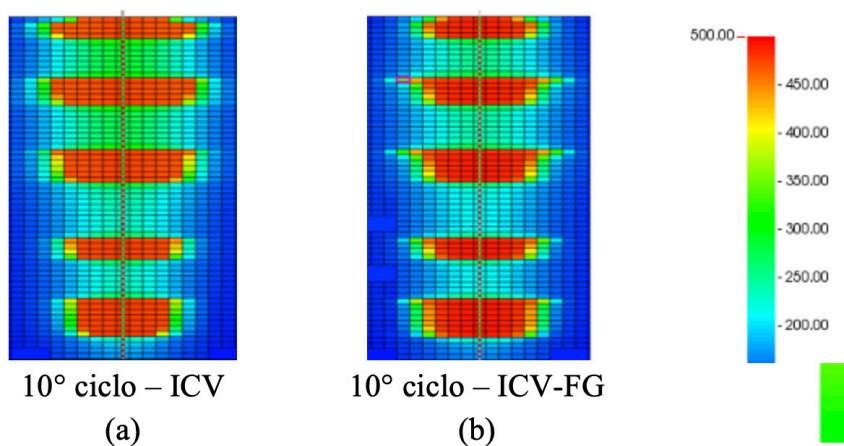


Figura 6. Perfiles de temperatura para el 10° ciclo de implementación para (a) el caso base de inyección de vapor y (b) el de Flue gas al 15% molar.

debe ser cubierta por el incremental de la utilidad neta generado por la inyección del flue gas.

A continuación, se muestran los resultados de la implementación de ICV-FG una relación de 15% molar a partir del año 2026 sin asumir inversión inicial, es decir, asumiendo como un servicio tercerizado el proceso de captura, tratamiento e inyección de flue gas. En la **Figura 7** se presenta la comparación del flujo de caja neto del caso base, del proceso de inyección de vapor con flue gas y el incremental causado por el gas adicionado. Como se puede apreciar en el año 2026 y 2027 se genera pérdida por la adición del flue gas. El flujo de caja es positivo solo por 3 años de su aplicación total.

El efecto de los flujos de caja neto se ve reflejado en los indicadores de rentabilidad. A

continuación, en la tabla 1 se presenta los resultados en la tabla para los diferentes costos relacionados al tratamiento del flue gas y un precio del crudo de 60 USD/ bbl.

En la tabla 1 se puede observar el incremento de la utilidad neta al implementar el flue gas. El cambio del precio del flue gas no afecta en gran medida los indicadores de rentabilidad, ya que el efecto del vapor en la producción es más evidente en los primeros ciclos, causando un gran impacto en la utilidad que no logra ser superada por la adición del flue gas. Sin embargo, al no adicionar flue gas, los flujos netos de caja de ICV serian cada vez más bajos hasta alcanzar valores negativos. Por lo anterior, se puede afirmar que, a pesar de que la inyección de flue gas no aumenta los flujos de caja en la misma proporción que el vapor, la adición de este gas

ayuda a extender la vida de la tecnología, generado utilidades incrementales entre 133,318 USD y 339,404 USD.

Con esta información también se puede evidenciar que asumiendo cualquier OPEX de flue gas y una inversión inicial de \$2'144,428 no se tendría un cierre financiero. Esto traduce que el desarrollo de un proceso ICV-FG no tendría la capacidad de aumentar de forma suficiente la producción de petróleo para la compra de equipos e instrumentación y este valor se tendría que asumir con la utilidad ofrecida por solo el vapor. Por lo tanto, se recomienda hacer uso de los servicios tercerizados para sacar la mayor utilidad al proyecto.

### Conclusiones

La adición de flue gas en un proceso de inyección cíclica de vapor muestra viabilidad técnica a escala de campo, ya que se evidencia un aumento en el factor de recobro de 3.03% e incremento del 40% de la eficiencia energética al adicionar 15% molar del flue gas. Estos se atribuyen a que el gas mejora la distribución de la energía en las arenas pobremente contactadas por el vapor en los ciclos anteriores; reduce las pérdidas de calor hacia las lutitas formaciones adyacentes, mantiene y aumenta la presión cerca a la cara del pozo, generando un mecanismo de empuje que acelera la producción de fluidos y facilita la movilidad del crudo pesado.

Apesar de que la inyección de flue gas no incrementa los flujos de caja en la misma proporción que el vapor, la adición de este gas ayuda a prolongar la vida de la tecnología, ya que se generan flujos netos de caja positivos y utilidades incrementales de hasta 339,404 USD. No obstante,

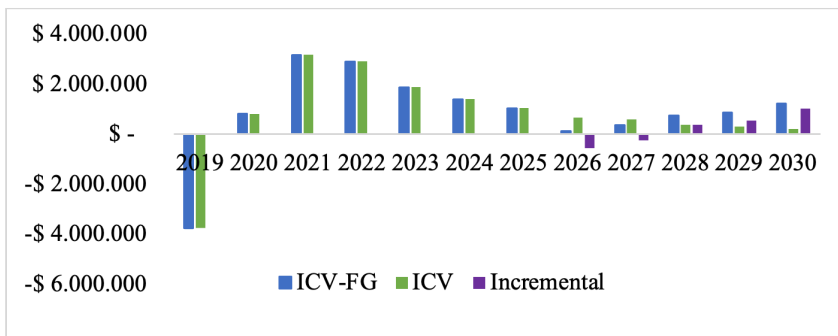


Figura 7. Comportamiento del flujo de caja para el caso base y el proceso de inyección vapor con flue gas 15% molar.

Caso	Precio final del flue gas (USD/Mscf)	Valor Presente Neto (USD)	Incremental respecto al ICV (USD)
ICV	0	5,515,262	0
ICV-FG-100	100	5,854,666	339,404
ICV-FG-1324	1324	5,648,580	133,318
ICV-FG-712	712.09	5,751,623	236,361

Tabla 1. Resultados de los indicadores de rentabilidad para diferentes precios del flue gas

las ganancias no alcanzan a un cierre financiero cuando se incluye la inversión inicial por la compra de los equipos de captura, tratamiento e inyección. Por lo tanto, se recomienda hacer uso de los servicios tercerizados para obtener el flue gas en la locación de los pozos y de esta forma alcanzar rentabilidad del proyecto.

Con el uso del flue gas se reduce la cantidad de CO<sub>2</sub> emitidos a la atmósfera, ya que, reduciendo el requerimiento energético para recuperar un barril de petróleo, se disminuye la cantidad de CO<sub>2</sub> asociado a este barril. Para este estudio se evidenció que con la adición de flue gas se lograría reducir 38% en peso de la cantidad de CO<sub>2</sub> liberado a la atmósfera por cada barril de crudo producido, teniendo en cuenta que un generador típico del Valle Medio del Magdalena (50 Mbtu/h) genera 62 lb de CO<sub>2</sub> por cada barril agua convertida en vapor.

### Agradecimientos

Los autores agradecen a la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia (ANH), Ecopetrol S.A, Minciencias y Universidad Industrial de Santander por financiar este trabajo de investigación a través del Proyecto número 56937-2017. También, se agradece al doctor Daniel Ricardo Molina del laboratorio de Resonancia Magnética de la UIS por su apoyo en la caracterización de fluidos y se reconoce el importante aporte de la empresa Electromecánicas Acuña de Colombia en la construcción del equipo de inyección de Vapor.

### Referencias bibliográficas

1. Arnold, K., & Stewart, Maurice. (1999). Surface production operations. Vol. 2, Design of gas-handling systems and facilities. 569. [https://books.google.com/books/about/Surface\\_Production\\_](https://books.google.com/books/about/Surface_Production_)

Operations\_Volume\_2.html?hl=es&id=oKvT1PtFwsAC

2. Austin-Adigio, M., & Gates, I. (2019). Non-condensable gas Co-Injection with steam for oil sands recovery. *Energy*, 179, 736–746. <https://doi.org/10.1016/j.ENERGY.2019.05.034>

3. Chen, H., Wang, Z., Wang, K., Li, Z., & Li, S. (2020). Investigation of EOR mechanism for flue gas assisted SAGD. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107420. <https://doi.org/10.1016/j.PETROL.2020.107420>

4. Cordoba, J. H. P., Sanchez, E. D. G., Vertel, J. J. M., & Navarro, S. F. M. (2020). Surface Facilities Development for Steam Flue Gas Injection in a Colombian Heavy Oil Reservoir. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*. <https://doi.org/10.2118/199103-MS>

5. Grogan, A., & Pinczewski, W. (1987). The Role of Molecular Diffusion Processes in Tertiary CO<sub>2</sub> Flooding. *Journal of Petroleum Technology*, 39, 591–602. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/12706-PA>

6. Law, D. (2004). Disposal of carbon dioxide, a greenhouse gas, for pressure maintenance in a steam-based thermal process for recovery of heavy oil and bitumen. *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium Proceedings*. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/86958-MS>

7. Lawal, K. A. (2011). Alternating Injection of Steam and CO<sub>2</sub> For Thermal Recovery of Heavy Oil Petroleum Engineering.

8. Li, S., Wang, Z., Han, R., Wang, L., & Hu, Z. (2020). Experimental Study on the Cyclic Steam Stimulation Assisted by Flue Gas Under Shallow Heavy-Oil Reservoir Conditions: Optimization of the Steam-Flue Gas Ratio. *Frontiers in Energy Research*, 8, 321. <https://doi.org/10.3389/FENRG.2020.599370/BIBTEX>

9. Li, S., Yu, T., Li, Z., & Zhang, K. (2019). Experimental investigation of nitrogen-assisted SAGD in heavy-oil reservoirs: A two-dimensional visual analysis. *Fuel*, 257, 116013. <https://doi.org/10.1016/j.FUEL.2019.116013>

10. Li, Z., Wang, Zhaomin, Lu, T., Yang, J., Wang, H., Wang, S., & Liaohe Oilfield, P. (2017). Research on Enhancing Heavy Oil Recovery Mechanism of Flue Gas Assisted Steam Flooding. 17–20. <https://doi.org/https://doi.org/10.7122/486093-MS>

11. Lu, T., Li, Z., Li, J., Hou, D., & Zhang, D. (2017). Flow behavior of N<sub>2</sub> huff and puff process for enhanced oil recovery in tight oil reservoirs. *Scientific Reports*, 7(1). <https://doi.org/10.1038/s41598-017-15913-5>

12. Martinez, J. (2020). Evaluación técnica de la inyección cíclica de vapor con gases de combustión en un yacimiento

de crudo pesado colombiano. Universidad Industrial de Santander.

13. Mecón, S. G., Salas-Chia, L. M., Martínez, J. J., Velasco, D., León, A., & León, P. (2022). Effect of Mineralogy on the Physicochemical Properties of a Heavy Crude Oil in Hybrid Steam Injection Technologies Using 1H NMR. *Energy and Fuels*, 36(17), 10315–10326. <https://doi.org/https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c01027>

14. Osma, L., García, L., Pérez, R., Barbosa, C., Botett, J., Sandoval, J., & Manrique, E. (2019). Benefit-cost and energy efficiency index to support the screening of hybrid cyclic steam stimulation methods. *Energies*, 12(24). <https://doi.org/10.3390/en12244631>

15. Padilla, P., & Leon, A. (2019). Desarrollo de una Herramienta Software para la Evaluación Financiera de Proyectos de Inyección de Vapor. Universidad Industrial de Santander.

16. Pang, Z., Qi, P., Zhang, F., Ge, T., & Liu, H. (2018). The experimental analysis of the role of flue gas injection for horizontal well steam flooding. *Journal of Energy Resources Technology, Transactions of the ASME*, 140(10). <https://doi.org/10.1115/1.4039870>

17. Pérez-Romero, R.-A., García-Duarte, H.-A., Osma-Marín, L.-Y., Barbosa-Goldstein, C., García-Rodríguez, L.-E., Botett-Cervantes, J.-A., Rodríguez-Prada, H.-A., Manrique-Ventura, E.-J., Pérez-Romero, R.-A., García-Duarte, H.-A., Osma-Marín, L.-Y., Barbosa-Goldstein, C., García-Rodríguez, L.-E., Botett-Cervantes, J.-A., Rodríguez-Prada, H.-A., & Manrique-Ventura, E.-J. (2020). Downhole heating and hybrid cyclic steam methods: evaluating technologies from the laboratory to the field. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, 10(2), 49–60. <https://doi.org/10.29047/01225383.257>

18. Sandoval M, M. I., Martínez J, H. J., Muñoz N, S. F., & Molina V, D. R. (2023). Experimental investigation of EOR mechanisms for cyclic steam injection assisted by flue gas. *Geoenery Science and Engineering*, 221, 211354. <https://doi.org/10.1016/j.GEOEN.2022.211354>

19. Trigos, E. M., Lozano, M. E., Energy, M., & Jimenez, ; A M. (2018). Cyclic Steam Stimulation Enhanced with Nitrogen. *SPE Improved Oil Recovery Conference*. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/190173-MS>

20. Zou, B., Pu, W., Hu, X., Zhou, X., Zheng, A., & Zeng, F. (2020). Experimental study on foamy oil flow behavior of a heavy oil-N<sub>2</sub> system under reservoir condition. *Fuel*, 265. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116949>



# Evaluación del desempeño de emulsiones catalíticas para la etapa de ignición en un proceso de combustión *in situ*

Por: Carlos Naranjo<sup>1</sup>, Jorge A. Orrego-Ruiz<sup>1</sup>, Anibal Ordoñez<sup>1</sup>, Viatcheslav, Kafarov<sup>2</sup>, Fernando Martínez-Ortega<sup>3</sup>, Víctor Baldovino-Medrano<sup>3-4</sup>, and Luz Marina Ballesteros-Rueda<sup>3</sup>

1 ECOPETROL, Instituto Colombiano del Petróleo, Piedecuesta, Santander 681018, Colombia

2 Centro de Investigación para el Desarrollo Sostenible en Industria y Energía (CIDES), Universidad Industrial de Santander, 681018, Colombia

3 Centro de Investigaciones en Catálisis (CICAT-UIS), Parque Tecnológico Guatiguará (PTG), Universidad Industrial de Santander, Km. 2 vía El Refugio, Santander 681018, Colombia

4 Laboratorio Central de Ciencia de Superficies (SurfLab-UIS), Parque Tecnológico Guatiguará (PTG), Universidad Industrial de Santander, Km. 2 vía El Refugio, Santander 681018, Colombia



## Resumen

En esta investigación se evaluó la aplicación de emulsiones catalíticas usando nanomateriales de  $\text{MnO}_2$  ( $\text{MnO}_2\text{NM}$ ) para favorecer la etapa de ignición de un proceso de combustión *in situ* (ISC). Mediante pruebas de oxidación con rampas de temperaturas programadas (*RTO*, por sus siglas en inglés) se determinaron los parámetros cinéticos de 3 sistemas diferentes para evaluar el efecto del  $\text{MnO}_2$  y el aceite de linaza (AL) sobre las reacciones de oxidación del proceso. El primer sistema estaba compuesto por arena Ottawa y un crudo pesado, el segundo contenía adicionalmente  $\text{MnO}_2$  y el tercer sistema contenía además del catalizador, aceite de linaza. Los resultados mostraron una reducción de la energía de activación ( $E_a$ ) debido a la presencia del  $\text{MnO}_2$  y AL. Puntualmente, la  $E_a$  para la región de oxidación de baja temperatura (LTO, por sus siglas en inglés) en este estudio pasó de 39 (kJ/mol) para el sistema de control, sin aceite de linaza ni catalizador, a 35 (kJ/mol) para el sistema con  $\text{MnO}_2\text{MN}$  y 22 (kJ/mol) para el sistema con  $\text{MnO}_2\text{MN}$  y AL. Además, con el modelo matemático se evidenció una mejora en el desempeño de la etapa de ignición asistida por el  $\text{MnO}_2$  logrando disminuir de 90 a 67 días el tiempo de ignición. La proporción del AL y el agua en la emulsión es un parámetro capaz de modular el tiempo de ignición desde 32 a 7 días. Estos resultados sugieren que el uso de emulsiones aceite de linaza/agua estabilizadas por catalizadores de  $\text{MnO}_2$  favorecen la etapa de ignición de un proceso de combustión *in situ*.

## Abstract

The present research work focused on the evaluation of

catalytic emulsions applications using  $\text{MnO}_2$  nanomaterials ( $\text{MnO}_2\text{NM}$ ) in favor of the ignition stage for *in situ* combustion process (ISC). Hence, kinetic parameters of 3 different systems were determined by Ramp Temperature Oxidation (RTO) tests to evaluate the effect of  $\text{MnO}_2$  and linseed oil over oxidation reactions. In this matter, the first system, used as control, was composed of Ottawa sand and heavy oil. Along with the latter, the second system contained  $\text{MnO}_2$ , and the third system contained linseed oil besides the catalyst.

Results show a reduction of activation energy ( $E_a$ ) due to the presence of  $\text{MnO}_2$  and linseed oil. Particularly, in the region of Low Temperature Oxidation (LTO),  $E_a$  decreased from 39 kJ/mol for the control to 35 kJ/mol for  $\text{MnO}_2\text{NM}$  system, and 22 kJ/mol for  $\text{MnO}_2\text{NM}$  and linseed oil system. Furthermore, the mathematical model evidenced an improvement in ignition performance aided by  $\text{MnO}_2$  reducing ignition time from 90 to 67 days. In addition, emulsion linseed oil/water ratio was found to be a relevant parameter to reduce ignition time from 32 to 7 days. Therefore, the latter results suggest that linseed oil/water emulsion stabilized by  $\text{MnO}_2$  catalyst favor ignition stage of ISC.

## Introducción

Uno de los retos que enfrenta el método de recobro térmico de hidrocarburos denominado combustión *in situ* (ISC) es la ignición del frente de combustión. Una manera de favorecer la etapa de ignición es el uso de partículas catalíticas que aumenten las tasas de reacción de los procesos de oxidación a temperaturas más bajas [1]. Para usar sólidos catalíticos en

este contexto, se requiere transportarlos a través de tuberías y del pozo inyector; hasta unos metros alrededor de éste dentro de la formación. Lo anterior puede ser posible si las partículas del catalizador se localizan en la interface de una emulsión, cuya fase dispersa sea agua, lo cual disminuiría los riesgos de ensuciamiento del pozo inyector en comparación con lo que se observa al usar un aceite de alta reactividad como el de linaza. Para evaluar esta posibilidad, éste estudio analizó el efecto de emulsiones formuladas con nanomateriales de  $\text{MnO}_2$  sobre la cinética aparente de reacciones de oxidación características de la etapa de ignición de un proceso ISC. Para ello, se hicieron pruebas de laboratorio de oxidación de crudos y se modeló el proceso ISC cuando se aplica un catalizador para la etapa de ignición.

La ignición asistida por catalizadores en las cercanías de un pozo inyector ha sido estudiada en la literatura. En 2005 Moore et al., evaluaron la ignición químicamente asistida de un crudo liviano mediante una mezcla de aceite de linaza, n-hexadecano y una sal de hierro soluble en aceite usada como catalizador homogéneo. Los autores realizaron oxidaciones del crudo en presencia del agente químico en calorímetros a baja y alta presión. Los resultados mostraron que la presencia del aceite de linaza, así como la sal de hierro disminuye la temperatura de inicio de las reacciones de oxidación a baja temperatura (LTO) y oxidación a alta temperatura (HTO) e incrementa la velocidad de liberación de calor [2]. Por su parte, en 2019, Varfolomeev et al. evaluaron el desempeño de nanopartículas de óxido de titanio

funcionalizadas con ácido oleico, para favorecer la solubilidad en el crudo, sobre un proceso de combustión *in situ*. En este estudio emplearon la técnica de barrido calorimétrico diferencial a alta presión (HP-DSC) para evaluar el desempeño de  $\text{TiO}_2\text{NP}$  sobre las reacciones de LTO y HTO. Los resultados mostraron que el catalizador es capaz de disminuir la temperatura debido a una reducción de la  $E_a$  del crudo pesado evaluado [3]. Más recientemente, en 2021, Yuan et al. evaluaron el uso de catalizadores dispersados de  $\text{CoFe}_2\text{O}_4$  funcionalizado con ácido oleico sobre el comportamiento en la oxidación de un crudo pesado. Para lo anterior, se realizaron experimentos de oxidación mediante un análisis termogravimétrico acoplado a análisis de gases mediante infrarrojo con transformada de Fourier (TG-FTIR) y HP-DSC. Los resultados evidenciaron que el catalizador favorece el proceso de ISC disminuyendo las temperaturas de pico tanto de las LTO como de las HTO en  $6^\circ\text{C}$  y  $27^\circ\text{C}$ , respectivamente [4]. Adicionalmente, en 2021, Zairov et al. encontraron resultados similares a los anteriores, al evaluar el desempeño de catalizadores de  $\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$  mediante celdas de efecto térmico en medio poroso (PMTEC, por sus siglas en inglés) [5].

Considerando la evidencia arriba discutida, este estudio buscó evaluar la aplicación de emulsiones con sólidos catalíticos (conocidas como emulsiones Pickering [6, 7]) para favorecer la etapa de ignición del proceso de combustión *in situ* (ISC). Específicamente, se sintetizaron nanomateriales (NMs) de  $\text{MnO}_2$  que posteriormente fueron funcionalizados con ácido cítrico para proveer un carácter

anfífilo. Seguidamente, estos NMs fueron empleados para estabilizar la interface de emulsiones agua/aceite de linaza. Entre las emulsiones formuladas se seleccionaron aquellas que presentaron una mayor estabilidad frente a la precipitación de las partículas catalíticas por agregación durante su envejecimiento. Finalmente, se estimaron valores de los parámetros cinéticos para el proceso de oxidación de un crudo pesado colombiano en la presencia de arena Ottawa,  $\text{MnO}_2\text{NMs}$  y aceite de linaza mediante pruebas RTO manteniendo las proporciones determinadas para la emulsión más estable. Los resultados de estas pruebas sirvieron para modelar el proceso de combustión *in situ*. El modelo tomó en cuenta algunas propiedades de los fluidos presentes, las propiedades

físicas y térmicas del yacimiento donde se aplicaría el proceso y los parámetros cinéticos obtenidos a partir de pruebas RTO.

## Desarrollo metodológico

### Síntesis de los nanomateriales tipo Janus de $\text{MnO}_2$

Los nanomateriales de óxido de manganeso se obtuvieron por oxidación en fase líquida según está descrito en Rivera-Quintero et al. [8]. Se obtuvieron nanomateriales de  $\text{MnO}_2$  con diferentes fases cristalinas. En particular, evidenció que la morfología para  $\beta\text{-MnO}_2$  es de nanobarras (ver **Figura 1.c** y **Figura 1.d**). La funcionalización de los NMs se llevó a cabo por el método Pickering, obteniéndose una funcionalización con ácidos carboxílicos (ver **Figura 2**) y una doble funcionalización con APTES (ver **Figura 3**).

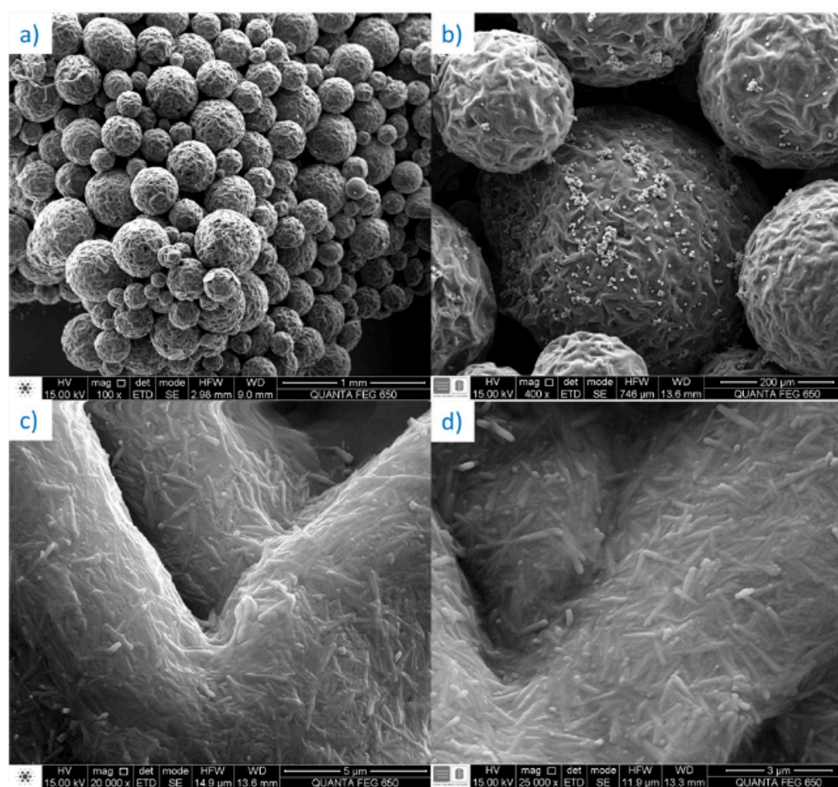


Figura 1. Micrografías SEM de nanobarras de  $\text{MnO}_2$  atrapados en microesferas de cera registradas a diferentes aumentos. a) 100x. b) 400x. c) 20000x. d) 25000x

Durante el proceso de funcionalización por el método Pickering, se observó la disposición de las nanobarras en la cera, **Figura 1**. Se evidenció que los nanomateriales se ubican sobre su dimensión más larga y una parte del mismo se introduce en la cera, quedando así la otra parte del NM expuesta para su funcionalización. Este resultado estuvo de acuerdo con lo esperado para un proceso de funcionalización mediante la formulación de emulsiones del tipo Pickering [9]. Particularmente, se buscaba que hubiera un atrapamiento de una parte de la superficie del material en la cera para que ésta no fuera accesible al agente de funcionalización empleado para obtener los nanomateriales tipo Janus. Las **Figura 2** y **Figura 3** muestran esquemas del proceso de funcionalización implementados en la investigación.

### Determinación de parámetros cinéticos mediante experimentos en la unidad de oxidación (RTO)

El método isoconversional permiten estimar la  $E_a$  independiente del modelo de reacciones y la tasa de calentamiento. Esto debido a que las reacciones envueltas durante la oxidación de los hidrocarburos ocurren en cadena y cada nueva reacción es más difícil de representar en un modelo de reacciones. Este método obtiene la cinética de la información proveniente de diferentes pruebas de RTO, usualmente se necesitan entre tres a cinco pruebas. Para estudiar los regímenes de reacción de LTO y HTO el rango de temperatura usada en las pruebas RTO va desde temperatura ambiente hasta  $550^{\circ}\text{C}$  siempre bajo un flujo continuo de aire y usando tres diferentes rampas de calentamiento 2, 3, y  $5^{\circ}\text{C}/$

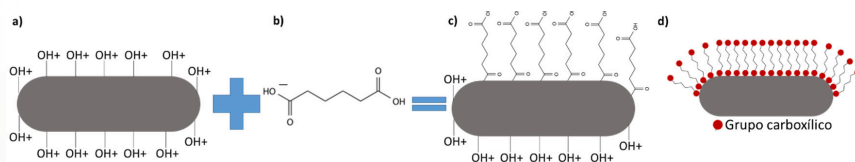


Figura 2. Representación esquemática del proceso de funcionalización directa tipo Pickering para los nanomateriales de MnO<sub>2</sub> con ácido adípico. a) MnO<sub>2</sub>. b) Molécula de ácido adípico (AA) desprotonado c) MnO<sub>2</sub> funcionalizado con AA (MnO<sub>2</sub>@AA)

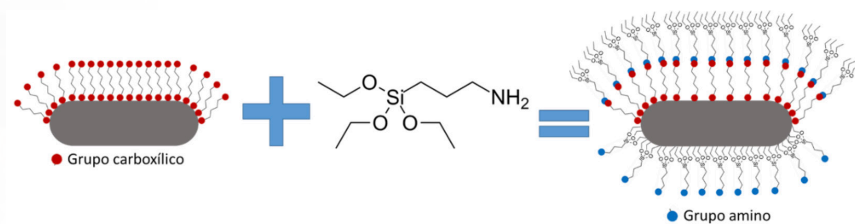


Figura 3. Representación esquemática del proceso de funcionalización directa tipo Pickering para los nanomateriales de MnO<sub>2</sub> con APTES. a) MnO<sub>2</sub> funcionalizado parcialmente con ácido adípico. b) Molécula de APTES c) MnO<sub>2</sub>@AA funcionalizado con APTES

min. En este estudio se evaluó el comportamiento oxidativo de tres sistemas. El primer sistema compuesto por crudo y arena (sistema de control), el segundo sistema compuesto por crudo, arena y MnO<sub>2</sub> y el tercer sistema compuesto por aceite de linaza, crudo, arena y MnO<sub>2</sub>. Cada conjunto de pruebas experimentales comenzó con una cuidadosa preparación de la muestra. La preparación adecuada de la muestra es un paso determinante para obtener resultados consistentes [10]. Si no se toman las medidas necesarias para garantizar una mezcla uniforme pueden estar presentes diferentes fracciones de composición diferente en cada ensayo. El procedimiento se describe en detalle en Mercado et al. [11]. Los resultados de estos experimentos se usaron para probar un modelo matemático que evalúa el efecto de la aplicación de la emulsión catalítica sobre la etapa de ignición del proceso de combustión in situ. Para

obtener los parámetros cinéticos de cada uno de los sistemas se desarrolló un código en MATLAB® basado en el método isoconversional [12]. Con ayuda del código fue posible obtener funciones de  $E_a$  para cada uno de los sistemas analizados con una incertidumbre en los valores de  $9.7 \cdot 10^{-3}$  kJ/mol.

### Desarrollo de un modelo numérico de la etapa de ignición de un proceso de ISC

Para evaluar la etapa de ignición se desarrolló en MATLAB® un modelo matemático basado en balance de energía y masa de los alrededores del pozo inyector de geometría cilíndrica. Los balances fueron hechos en coordenadas radiales sobre un elemento diferencial radial (ver **Figura 4**). Este modelo consideró los flujos de calor y masa en la dirección radial de una sección homogénea del yacimiento. En cuanto al flujo de calor, se consideraron las contribuciones por los mecanismos de conducción y

convección en esta dirección. En general, se consideró que el flujo de calor en la dirección axial era despreciable ya que el gradiente de temperatura en esta dirección es muy pequeño durante la etapa de ignición, especialmente si se considera la parte central de la capa de crudo, por esta razón, se desprecian la conducción y la convección en dirección vertical, la energía aportada por los procesos de vaporización de agua y crudo no se consideraron en el balance de energía. Adicionalmente, se incluyó un término al modelo debido a la energía liberada y el oxígeno consumido por el aceite de linaza.

### Desempeño de la etapa de ignición de un proceso de CIS considerando los efectos catalíticos

Los valores de  $E_a$  obtenidos, la información específica del crudo Chichimene y del pozo se introdujeron al modelo matemático desarrollado para obtener los perfiles en función de la coordenada radial y el tiempo durante la etapa de ignición. El modelo arrojó un notable aumento de temperatura como resultado de una mayor generación de calor de reacción en relación con la disipación de calor. La naturaleza exotérmica de las reacciones que tienen lugar, genera una cantidad de calor que se desplaza al pozo productor en donde ese calor hace contacto con una gran superficie, que lo absorbe haciendo que la temperatura disminuya después de la zona de ignición. El mayor consumo de oxígeno se presenta cuando se alcanza la etapa de ignición a 210 °C.

La **Figura 6.a** muestra que la zona de temperatura máxima para el sistema se ubica a 35 ft del pozo inyector y el tiempo

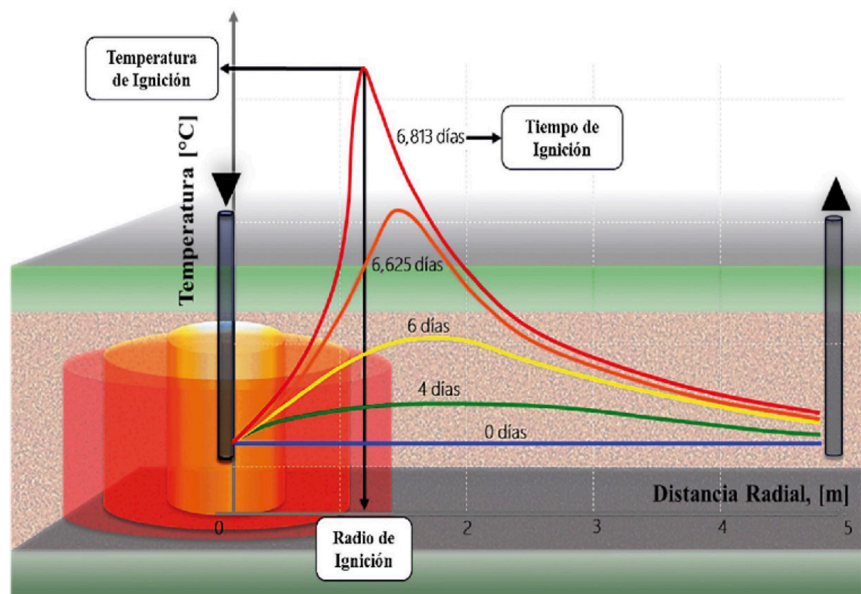


Figura 4. Esquema de la geometría radial del sistema considerada para el modelamiento de la etapa de ignición de un proceso de combustión in situ. [13]

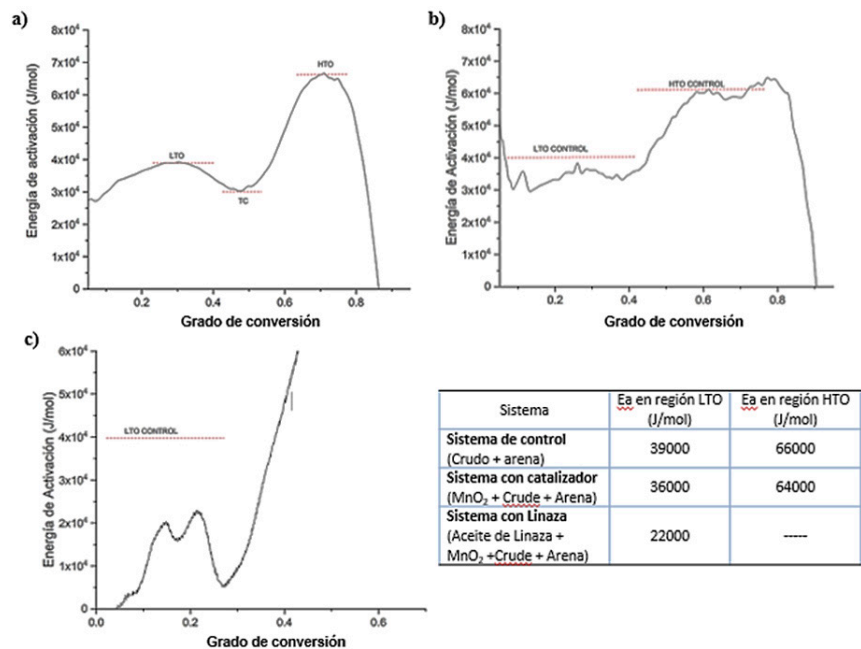


Figura 5. Función de energía de activación para el sistema: a) de control (crudo + arena) y b) con catalizador (MnO<sub>2</sub> + crudo + arena) y c) con aceite de linaza (aceite Linaza + MnO<sub>2</sub> + crudo + arena)

requerido para elevar la formación a la temperatura de ignición es de 90 días. El oxígeno inyectado reacciona con el crudo a la temperatura de formación, por lo que el oxígeno disminuye con el incremento de la distancia al pozo. La velocidad de consumo de oxígeno es mayor cerca del pozo donde la presión parcial del oxígeno es más alta. La temperatura en los alrededores del pozo aumenta más rápido que en cualquier otra parte, lo que contribuye a un mayor consumo de oxígeno en esta zona. Los perfiles muestran diferencias en la tasa de consumo de oxígeno diariamente. Este consumo aumenta a medida que pasan los días, esto está en concordancia con el aumento de temperatura, asociado a la naturaleza de la reacción exotérmica del régimen LTO. Los perfiles (ver **Figura 6.b**) obtenidos para el sistema compuesto por arena, crudo y óxido de manganeso ( $MnO_2$ ) presentaron un comportamiento con la misma tendencia con el sistema de control (sin catalizador). Sin embargo, la velocidad de generación de calor asociada a las reacciones LTO fue mayor que el del sistema de control, debido al cambio de reactividad del crudo asociado al catalizador. Esto conduce a un incremento de temperatura en un menor

tiempo y por lo tanto, la ignición es alcanzada en menos días en comparación al sistema sin catalizador (67 días). Finalmente, la mayor velocidad de consumo de oxígeno está asociada a la mayor velocidad de las reacciones LTO que se ven favorecidas. La temperatura de ignición para el sistema con catalizador se alcanza en un tiempo de 67 días y a una distancia de 30 ft.

### Desempeño de la etapa de ignición de un proceso de ISC considerando los efectos de la emulsión agua-aceite linaza estabilizada con el catalizador $MnO_2$

Evaluar el efecto de la proporción del aceite de linaza en la emulsión en la etapa de ignición es importante. Al estar compuesto por óxidos de carbono también se generan reacciones de oxidación de naturaleza exotérmica de sus componentes que llevan a la formación de compuestos oxigenados tales como los ácidos carboxílicos, aldehídos, cetonas, entre otros. Por lo tanto, la proporción presente contribuirá al aumento de energía asociada a las reacciones de oxidación, lo que generaría una disminución en el tiempo de ignición como establece la relación proporcional entre estas variables en el modelo.

Inicialmente se consideró el caso en el que el crudo desplazado se reemplazó por una emulsión compuesta por una relación agua-aceite de linaza en relación 5:95 estabilizada por el catalizador  $MnO_2$  (ver **Figura 7.a**). Esta relación se asumió como la proporción máxima de aceite de linaza que puede estar contenida en la emulsión. Adicionalmente, es necesario mencionar que el reservorio ya cuenta con una saturación de agua inicial correspondiente a 33%, valor que fue adicionado al agua de la emulsión. En este sistema la ignición se desarrolló de la misma manera que en los casos anteriores. Sin embargo, el tiempo de ignición se disminuyó sustancialmente a 7 días. Esta disminución es debida al aporte energético que hace el aceite de linaza, el cual tiene una  $E_a$  muy pequeña en el régimen LTO (la mitad del valor de la  $E_a$  del crudo solo), lo que implica que las reacciones se llevan a cabo con una gran velocidad, esto es favorable y contribuye a un rápido incremento de la temperatura. Finalmente, la distancia de ocurrencia fue de 15 ft, es decir, se redujo a la mitad. Esto puede ser peligroso para la integridad de los completamientos del pozo y necesita de una evaluación más rigurosa.

Evaluar el efecto de la saturación de agua en la etapa de ignición es importante porque los reservorios de crudo contienen agua de formación o de procesos de recuperación previos, además, la emulsión en la que serían inyectadas los nanomateriales en el reservorio contiene agua. Para evaluar el efecto de la saturación de agua, se utilizó la proporción máxima de agua a utilizar. En este caso la emulsión agua-aceite de linaza estabilizada con  $MnO_2$  estaría en una

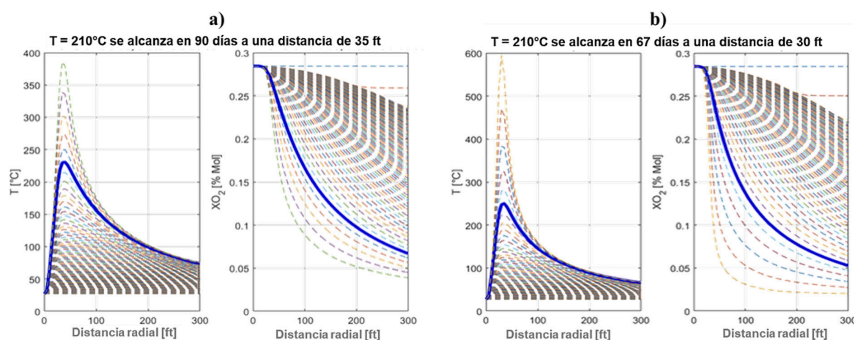


Figura 6. Perfiles de temperatura y concentración de oxígeno en función de la distancia con cortes para cada día en el a) sistema de control y b) sistema con catalizador. El perfil obtenido al alcanzar los 210°C se presenta con un mayor espesor y de color azul.

proporción de 95:5. El agua adicionada en la emulsión se sumó a la contenida inicialmente en el reservorio. Por lo tanto, la saturación de crudo utilizada fue de 0.3494, la saturación de aceite de linaza 0.01 y la de agua 0.52. El aumento en el contenido de agua de la emulsión resultó en un incremento significativo del tiempo para alcanzar la ignición (32 días) y a una distancia de 25 ft (ver **Figura 7.b**).

## Conclusiones

La presencia de los componentes de una emulsión, cuya fase continua es agua y su fase dispersa es aceite de linaza, estabilizada por nanomateriales de óxido de manganeso aumenta la reactividad del sistema de las reacciones a baja temperatura disminuyendo las energías de activación aparentes obtenidas mediante pruebas RTO. Mediante un modelo numérico fue posible evaluar la etapa de ignición considerando el efecto del catalizador y del aceite de linaza. El catalizador de óxido de manganeso ( $MnO_2$ ) contribuyó al incremento de la velocidad de generación de energía disminuyendo el tiempo de ignición de 90 días a 67 días, lo cual se traduce en una disminución en los costos de operación. Asimismo, el aceite de linaza también contribuye al aumento de la velocidad de generación de energía, disminuyendo el tiempo de ignición a un total de 7 días, en el caso en el que se encuentra en la mayor proporción posible e incluso puede reducir el tiempo de ignición hasta a 32 días cuando se encuentra en la menor proporción posible correspondiente. El contenido de fase acuosa deteriora el desempeño de la etapa de ignición, puesto que aumenta la capacidad calorífica equivalente del sistema y esto se refleja en el aumento en el tiempo en alcanzar la etapa de ignición.

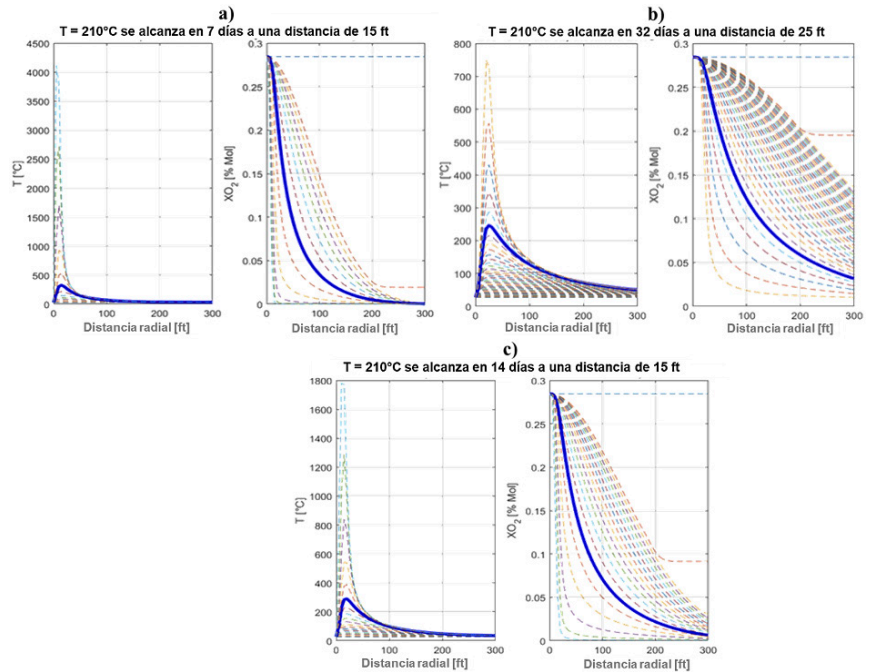


Figura 7. Perfiles de temperatura y concentración de oxígeno en función de la distancia con cortes para cada día en el sistema compuesto por crudo, arena y emulsión agua-aceite estabilizada con el catalizador de óxido de manganeso ( $MnO_2$ ) con una relación entre los componentes de la emulsión así: a) 5%:95%, b) 95%:5% y c) 50%:50%. El perfil obtenido al alcanzar los 210°C se presenta con mayor espesor y de color azul.

## Bibliografía

1. Bottia-Ramirez, H., Aguillon-Macea, M., Lizcano-Rubio, H., Delgadillo-Aya, C. L., & Gabelle, C. (2017). Numerical modeling on in-situ combustion process in the Chichimeca field: Ignition stage. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 154, 462-468. doi: 10.1016/j.petrol.2017.02.023.
2. Li, J., Mehta, S. A., Moore, R. G., Ursebach, M. G., Zalewski, E., & Van Fraassen, K. (2005, June). Chemically assisted ignition technologies for a light oil air injection process. In *Canadian International Petroleum Conference*. OnePetro. doi: 10.2118/2005-111.
3. Golafshani, M. B., Varfolomeev, M. A., Yuan, C., & Kalajahi, S. M. (2019). Oxidation of heavy crude oil using oil-soluble titanium oxide in in-situ combustion process. *International Multidisciplinary Scientific GeoConference: SGEM*, 19(1.2), 1039-1044. doi: 10.5593/sgem2019/1.2/S02.132.
4. Mehrabi-Kalajahi, S., Varfolomeev, M. A., Yuan, C., Zinnatullin, A. L., Rodionov, N. O., Vagizov, F. G., ... & Yakimova, L. S. (2021). Improving heavy oil oxidation performance by oil-dispersed  $CoFe_2O_4$  nanoparticles in In-situ combustion process for enhanced oil recovery. *Fuel*, 285, 119216. doi: 10.1016/j.fuel.2020.119216.
5. Yuan, C., Rodionov, N., Mehrabi-Kalajahi, S., Emelianov, D. A., Zinnatullin, A. L., Varfolomeev, M. A., ... & Vagizov, F. G. (2022). Catalytic combustion of heavy oil using  $\gamma-Fe_2O_3$  nanocatalyst in in-situ combustion process. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 209, 109819. doi: 10.1016/j.petrol.2021.109819.
6. Fu, L., Ma, Q., Liao, K., An, J., Bai, J., & He, Y. (2021). Application of Pickering emulsion in oil drilling and production. *Nanotechnology Reviews*, 11(1), 26-39. doi: 10.1515/ntrev-2022-0003.
7. Perro, A., Meunier, F., Schmitt, V., & Ravaine, S. (2009). Production of large quantities of "Janus" nanoparticles using wax-in-water emulsions. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 332(1), 57-62. doi: 10.1016/j.colsurfa.2008.08.027.
8. Rivera-Quintero, P. A., Mercado, D. F., & Ballesteros-Rueda, L. M. (2021). Influence of the functionalization agent and crystalline phase of  $MnO_2$  Janus nanomaterials on the stability of aqueous nanofluids and its catalytic activity to promote asphaltene oxidation. *Colloid and Interface Science Communications*, 45, 100525. doi: 10.1016/j.colcom.2021.100525.
9. Arenas-Calderon, Edward, Víctor Baldovino Medrano, and Mónica Alejandra Guzmán. "Catalytic applications of Janus nanoparticles." *Fundamentals of Nanoparticles*. Elsevier, 2018. 51-70.
10. Anto-Darkwah, E., & Cinar, M. (2016). Effect of pressure on the isoconversional in situ combustion kinetic anal-

ysis of Bati Raman crude oil. Journal of Petroleum Science and Engineering, 143, 44-53. doi: 10.1016/j.petrol.2016.02.013.

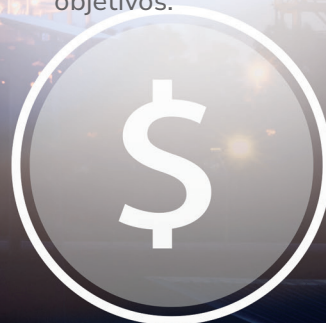
11. Mercado, D. F., Akimushkina, L., Rivera-Quintero, P. A., Valderrama-Zapata, R., Guerrero-Amaya, H., & Ballesteros-Rueda, L. M. (2022). Comprehensive analysis of the transition metal oxide nanomaterials role as catalysts in the low-temperature oxidation of adsorbed nC7-asphaltenes. Fuel, 327, 125179. doi: 10.1016/j.fuel.2022.125179
12. Cinar, M. (2011). Kinetics of crude-oil combustion in porous media interpreted using isoconversional methods. Stanford University.
13. Dagon-Molano, J., Mora-Uribe, S., & Bottía-Ramírez, H. (2018). Efecto de la saturación de agua durante la ignición de un proceso de combustión *in-situ*. Revista Ion, 31(2), 83-97.


### Fuentes de Financiación

Este trabajo de investigación fue financiado por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación (Minciencias) de Colombia y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) de Colombia a través del proyecto número:44842-365- 2018: “Preparación de nanomateriales basados en metales de transición para procesos ligados al recobro térmico de crudos colombianos y análisis de su comportamiento catalítico en procesos de combustión *in-situ*.”

### Agradecimientos

Los autores agradecen por el financiamiento al Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación (Minciencias) de Colombia y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) de Colombia a través del proyecto número: 44842-365-2018. Asimismo, agradecen a todos los jóvenes investigadores (Laura Alejandra Díaz Serrano y Rodrigo Valderrama Zapata) y los estudiantes de doctorado (Hernando Bottia Ramírez), maestría (Paula Andrea Rivera Quintero y Lucía Akimushkina Valencia) y pregrado (Dary Lorena Malagón, Yang-ly Carolina Olmos Chin, Diego Armando Martínez Fúquene, Brayan Leonardo García Pedraza y Olga Lucía Mendoza Quiñonez) que hicieron parte de este logro de objetivos.





# Plan nacional para el potenciamiento de la tecnología CEOR con gas mejorado químicamente

**Por: Karol Zapata<sup>1</sup>, Juan P. Villegas<sup>1</sup>, Dahiana. Galeano<sup>1</sup>, Juan H. Sánchez<sup>2</sup>, Farid B. Cortes<sup>1</sup>, Sergio H. Lopera<sup>1</sup> y Camilo A. Franco<sup>1</sup>.**

<sup>1</sup> Fenómenos de Superficie–Michael Polanyi, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín  
<sup>2</sup> Yacimientos de Hidrocarburos, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín, Medellín 050034, Colombia

## Introducción

La recuperación mejorada de petróleo (EOR) son un conjunto de técnicas sofisticadas que buscan alterar las propiedades de la roca o el petróleo al momento de su implementación, con la intención de aumentar el número de reservas del yacimiento [1]. Esta etapa se puede aplicar en cualquier momento de la vida productiva de un pozo, preferentemente cuando la presión de fondo no ha disminuido significativamente, aunque algunas veces se puede realizar luego de las etapas de recuperación secundaria.

Los procesos EOR son necesarios debido a la reducción de reservas y al aumento de la demanda de hidrocarburos a nivel mundial [2]. De modo que, las investigaciones se han centrado en encontrar mecanismos de inundación química, [3] desplazamiento miscible [4] y recuperación térmica [5] que posibiliten el éxito de una operación de recuperación mejorada. La elección de la estrategia EOR dependerá de las condiciones del yacimiento, tales como temperatura, profundidad, espesor de la zona productiva, permeabilidad, humectabilidad, presión, saturación, porosidad, entre otras [6].

Los procesos EOR juegan un papel trascendental en los campos de gas retrógrado en los que se formaron depósitos de condensados al bajar la presión por debajo del punto de rocío, debido al agotamiento del pozo durante el proceso de producción de hidrocarburos [7], estos depósitos son generalmente inmóviles debido a la retención generada por las fuerzas capilares de la roca humectable al líquido, así mismo, pueden estar presentes en la cara del pozo o extenderse a áreas distantes cuando la presión del yacimiento es baja, al anterior fenómeno se

le conoce como el condensado y reduce la producción de gas en yacimiento [8].

Para mitigar el daño debido a los bancos de condensado se han propuesto varias técnicas que incluyen el fracturamiento hidráulico [9], acidificación de yacimientos de carbonato [10], inyección intermitente de gas para mantener la presión [11], cambios en la viscosidad [12] y cambios en la mojabilidad [13] del sistema. Una solución viable son los cambios de mojabilidad a sistemas superhumectables por gas en los que la roca no puede humedecerse con aceite o agua.

Estos cambios se han logrado a través de surfactantes que tienen la capacidad de manipular las características interfaciales en las interacciones roca-fluido. Los surfactantes son sustancias químicas que se colocan preferentemente en una interfase de fluidos inmiscibles debido a su comportamiento anfipático. Esta ubicación genera una disminución de la energía libre y tensión interfacial cuando se satisface su doble afinidad hidrofílica y oleófila [14].

Para lograr la alteración de la mojabilidad de la roca y hacerla humectable al gas, varios autores han enfatizado el uso de fluorosurfactante [15] pues se ha encontrado que la presencia de compuestos fluorados (F) en la superficie, la roca disminuye su humectabilidad al agua [16]. Este tipo de surfactante deja los grupos F expuestos generando una superficie no humectable al líquido.

Para abordar este problema, en la actualidad se propone el uso de nanopartículas que juegan un papel importante, ya que poseen propiedades excepcionales, como alta estabilidad térmica, química y mecánica

[17]. Estas pueden sintetizarse a partir de partículas orgánicas, inorgánicas y óxidos metálicos [18]. Muchos estudios se han centrado en el desarrollo de nanofluidos basados en la interacción de fluorosurfactantes-nanopartículas para alterar la humectabilidad.

Mousavi et al. [19] usaron nanopartículas de sílice fluorada con un tamaño promedio de 80 nm para evaluar la variación de la mojabilidad de una muestra de caliza, en dicho estudio se midieron ángulos de contacto con agua y aceite (n-decano) con pruebas de inundación central, obteniendo una producción de gas adicional del 30% al disminuir la presión [19]. Sharifzadeh et al. [20] desarrollaron nanofluidos de núcleo y capa para generar un sistema no humectable obteniendo cambios en los ángulos de contacto de 30 a 130° para agua y de 5 a 60° para aceite, dichos ángulos fueron medidos a presión ambiente [20].

Aminnaji et al. [21] mostraron la acción de un nanofluido a través de ángulos de contacto a presión ambiental y pruebas de imbibición, revelando sistemas de humectabilidad intermedia al gas para areniscas y carbonatos [21]. Sepehrinia y Mohammadi [22] analizaron las propiedades de las nanopartículas de sílice fluorada mediante dinámica molecular con el fin de interpretar la alteración de la mojabilidad al agua y al aceite (decano) considerando las interacciones superficie-nanopartícula, los resultados revelaron que los nanofluidos eliminaban los bancos de condensados a través del atrapamiento de fase [22].

Jin et al [23] evaluaron los cambios de humectabilidad al gas con nanopartículas modificadas con surfactantes comer-

ciales, los autores realizaron mediciones de ángulos de contacto, cálculos de energía libre superficial Owens de dos líquidos y pruebas de imbibición espontánea en un sistema de núcleo de CH<sub>4</sub>-líquido, los resultados mostraron humectabilidad intermedia y alta al gas después de realizar el tratamiento con el nanofluido [23].

Gahrooei y Ghazanfari [24] evaluaron una emulsión a base de nanopartículas de sílice fluorada para alterar la mojabilidad en núcleos de arenisca con alta y baja permeabilidad a un sistema humectable por gas. La eficiencia del tratamiento químico denominado nanofluido SurfaPore M se realizó a partir de la medición de ángulos de contacto, adsorción cinética y de equilibrio, pruebas de imbibición y pruebas de inundación central. Los resultados mostraron cambios de mojabilidad al gas, pero daño a la formación por tapo-namiento después de realizar el tratamiento en las areniscas con baja permeabilidad [24].

Entre los trabajos más recientes, se encuentra el de Aguirre-Franco et al [25], en este se desarrollaron nanofluidos con nanopartículas de sílice (SiO<sub>2</sub>) funcionalizadas con fluorosurfactante (Silnyl®FSJ) a diferentes concentraciones de entre 3 a 7% en peso. Los resultados revelaron que las nanopartículas funcionalizadas al 5% en un nanofluido con una concentración de 500 mg/L de nanopartículas de SiO<sub>2</sub>, alteraron significativamente la humectabilidad del sistema de una condición fuertemente húmeda a gaseosa [25].

Descritos los antecedentes, se tiene evidencia que las nanopartículas de sílice modificadas con fluoro-tensioactivos sugieren cambios de mojabi-

lidad al gas. Sin embargo, no se ha estudiado la influencia de la naturaleza fisicoquímica de diferentes soportes nanoparticulados en la efectividad del tratamiento. Así, se propone por primera vez evaluar el efecto de las propiedades físico-químicas del soporte tipo nanopartículas sobre la eficiencia de tratamientos de cambio de mojabilidad en campos de gas retrógrado mediante inyección de gas en procesos EOR.

Para lo anterior se propuso la síntesis de nanopartículas de Zirconio (ZrO<sub>2</sub>), Sílice (SiO<sub>2</sub>), Alúmina (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) y Magnesio (MgO) funcionalizadas con fluorosurfactante para alterar la mojabilidad de la roca modelo de líquido a gas evaluada a través de un conjunto de pruebas relevantes a nivel estático y dinámico.

## Metodología

### Materiales

Los núcleos se obtuvieron de un afloramiento de arenisca de 1 metro de longitud y 1,16 cm de diámetro. Las muestras fueron cortadas con un espesor de 3 mm, lavadas con tolueno y metanol con el fin de remover impurezas, finalmente secadas por 2 días a 60°C. Para cambiar la preferencia por de los núcleos, se utilizó el método propuesto por Donaldson et al. (1991) [30], este consistió en lavar las muestras de roca y añejarlas con crudo/n-heptano en una proporción de 70/30 a 50 °C durante 200 horas promoviendo la deposición de asfaltenos. Las muestras restauradas se sumergieron en nanofluidos para alterar la humectabilidad en condiciones estáticas y finalmente, se secaron durante 48 horas a 313 K.

### Métodos

**Síntesis y caracterización de nanomateriales** La síntesis

de nanopartículas SiO<sub>2</sub> se llevó a cabo el Método de Stober et al. [31] tal como se describe a continuación: una solución con etanol y TEOS, se trató con hidróxido de amonio. Posteriormente, la mezcla se centrifugó varias veces con agua desionizada hasta obtener un material insoluble considerado nanopartículas, las cuales fueron secadas y calcinadas. La síntesis de nanopartículas de MgO se realizó siguiendo la técnica SOLGEL [34], para esto pequeñas gotas de hidróxido de sodio se dejaron caer sobre una solución acuosa de nitrato de magnesio hasta pH =12,5 con agitación constante. A continuación, las nanopartículas se secaron y calcinaron [32, 33]. Las demás nanopartículas, ZrO<sub>2</sub> y Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> suministradas por un proveedor (Sigma Aldrich, United States). Para la funcionalización, se utilizó el método de impregnación por humedad incipiente [35], que consiste en colocar una fina capa de nanopartículas en una base y gotear cuidadosamente la solución de fluorosurfactante funcionalizante (Silnyl®). La relación másica nanopartículas/funcionalizante fue 1/1. Sin embargo, la concentración de Silnyl® en la solución varió, tal como que se tuvieron diferentes porcentajes en peso de Silnyl® sobre la muestra, entre 15 y 30%. Los soportes se consideran materiales no porosos, por lo que se produce una rápida difusión y adsorción de Silnyl® en la superficie de las nanopartículas. Las nanopartículas impregnadas se dejaron reposar durante 24 horas en campana de extracción y luego se llevaron a una etapa de secado a 120°C por 6 horas. Las nanopartículas se centrifugaron con agua desionizada para eliminar el exceso de fluorosurfactante en la superficie y luego se secaron. La preparación de los nanofluidos se realizó dispersando las nanopartículas en agua desionizada y sonicación

durante 3 horas. Para determinar las propiedades físicas y químicas de los nanomateriales, se realizaron una serie de pruebas instrumentales. El tamaño y el potencial de carga se determinaron por la técnica de Dispersión dinámica de luz (DLS) usando un Nanoplus-3 (Micromeritics, United States), mientras que la composición química y la estabilidad térmica se determinaron por Espectroscopia Infrarrojo por Transformada de Fourier (FTIR) usando un espectrofotómetro IRAffinity-1 FTIR (Shimadzu, Japón) y análisis termo-gravimétrico (TGA) usando un calorímetro DSC Q20 (TA Instruments, United States), respectivamente [26].

### Pruebas de desempeño estático: medición de ángulo de contacto

En esta prueba se utilizó como referencia un núcleo restaurado, con cualidades oleófilas sometido a suspensiones de nanopartículas para evaluar el restablecimiento de la humectabilidad. Las nanopartículas se evaluaron en una regresión logarítmica de 0, 100 y 1000 mg/L, para encontrar un rango tal que los cambios de mojabilidad en la roca sean notorios; para finalmente evaluar un punto intermedio en el rango de alto rendimiento, encontrando por aproximación la concentración óptima. La técnica Sessile Drop se utilizó para la determinación del ángulo de contacto, para ello se colocó una gota de agua sobre la superficie de los núcleos en estudio y con la ayuda de cámaras de alta definición acoplada a tensiómetro óptico (Biolin Scientific, Suecia) se midió el ángulo de contacto gota-superficie. Para el caso agua, si este ángulo es menor de 90°, se concluye que la roca es humectable al agua, si el ángulo está entre 90° y 100°, la mojabilidad es intermedia y si el ángulo

de contacto es mayor de 100° se dice que la roca prefiere el aceite. Estos criterios también se utilizaron para el crudo. En caso de que la roca no presente preferencia por ninguna de las dos fases, se inferirá que la roca es humectable al gas [25].

### Pruebas de desempeño dinámico: pruebas de imbibición

La imbibición espontánea se refiere al proceso de absorción a presión atmosférica donde una fase penetra en la roca debido al empuje. En este ensayo, los núcleos restaurados, se dejaron en remojo con los nanofluidos candidatos, a continuación, se midió el crudo desplazado de la roca. Esta prueba se basó en la comparación del potencial de imbibición de la roca virgen, restaurada y tratada para establecer la capacidad de los nanofluidos de restablecer las propiedades de humectabilidad del medio poroso [40].

### Pruebas de desempeño dinámico: pruebas de desplazamiento

Adicionalmente, se realizaron pruebas de despla-

zamiento para evaluar el rendimiento de los nanofluidos óptimos. Los nanofluidos elegidos, se dispersaron en una corriente de gas de combustión a concentraciones de 5, 10, 50 y 300 mg·L<sup>-1</sup> en condiciones de alta presión y alta temperatura. El protocolo comenzó con la preparación de la muestra de roca compacta. Las pruebas de desplazamiento se realizaron en un régimen de flujo lineal a una caudal líquido de 0,5 cm<sup>3</sup>·s<sup>-1</sup> y un caudal de gas de 1000 cm<sup>3</sup>. Para las corridas se usó una salmuera sintética (2% KCl, viscosidad de 1,0 cP a 80 °C), crudo ligero (43° API, viscosidad de 1,5 cP a 80 °C) y gases de combustión (84% N<sub>2</sub> y 16% CO<sub>2</sub>). La presión de sobrecarga fue de 450 bar, la presión fue de 276 bar y la temperatura de 80°C. El montaje experimental de la prueba de desplazamiento se muestra en la Figura 1.

## Resultados y Discusión

### Caracterización de nanopartículas.

Los diámetros hidrodinámicos se muestran en la Figura 1, las abreviaturas SY15 y SY30

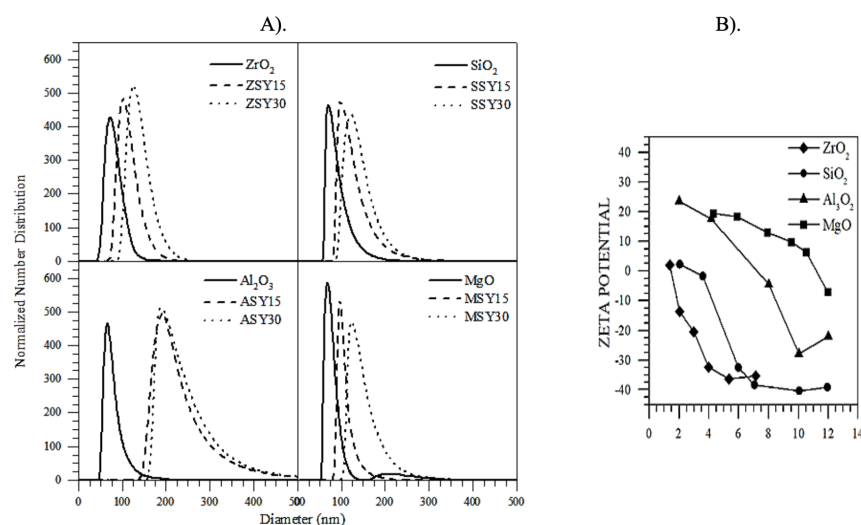


Figura 1. A) Distribución de tamaños de partícula medidos por la técnica DLS de nanopartículas de a) Óxido de circonio (ZrO<sub>2</sub>), b) Óxido de sílice (SiO<sub>2</sub>), c) Óxido de Aluminio (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) y d) Óxido de magnesio (MgO) y funcionalizados al 15% en peso (SY15) y al 30% (SY30) en peso con Silnyl. B) Potencial Zeta (mV) como función del pH de la solución para las nanopartículas.

se refieren a las nanopartículas funcionalizadas con fluorosurfactante al 15% en peso y 30% en peso, respectivamente. Es posible observar que los tamaños de los soportes de nanopartículas son comparables ya que la diferencia entre ellos no supera los 10 nm. Una característica importante fue el incremento de los tamaños de las nanopartículas cuando se funcionalizaron, este comportamiento es de esperarse dada la presencia de nuevas moléculas adheridas a la superficie del soporte, sin embargo, en ningún caso se alcanzaron incrementos en el orden de magnitud conservándose el régimen nanométrico. Por otro lado, los resultados de densidad de carga superficial como función del pH de la solución nos permitieron encontrar el punto de carga cero para las nanopartículas de ZrO<sub>2</sub>, SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> y MgO que correspondieron a 1,44, 3,02, 7,21 y 11,2, respectivamente, tal como se presenta en la figura 1B. Se puede observar que las nanopartículas de ZrO<sub>2</sub>, SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> y MgO, revelaron diferencias sig-

nificativas en relación a la naturaleza química clasificándose como muy ácidas, ácidas, neutras y básicas, respectivamente. Por otro lado, el tamaño superlativo de las nanopartículas de Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> puede estar asociado a la capacidad de las partículas primarias para formar agregados dada la cercanía entre el potencial de carga cero y el pH de la salmuera de trabajo.

El potencial de las nanopartículas funcionalizadas se evaluó a un pH de 7 o pH de la salmuera de trabajo, los resultados se recogieron en la Tabla 2.

Se evidenció que la inclusión de moléculas de Synil favorecieron la presencia de grupos negativamente cargados en la superficie de las nanopartículas, incrementando la repulsión partícula-partícula, y otorgando al sistema entre muchas otras ventajas, una mejor dispersión de las estructuras. Para la caracterización química, los soportes funcionalizados se caracterizaron por espectrofotometría FTIR tal como se explicó. La existencia

de enlaces -CH<sub>3</sub> se observó en todos los espectros entre 2860 cm<sup>-1</sup> y 2930 cm<sup>-1</sup>. Se evidenció además una disminución en la intensidad de banda relacionada con este tipo de enlaces y se volvió casi despreciable para soportes de Óxido de Aluminio (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) y Óxido de magnesio (MgO), por lo que sumado a la existencia de enlaces -CF<sub>3</sub> se concluye un aumento de fluorosurfactante en la superficie de esas nanopartículas. Por otro lado, la disminución de la intensidad de la banda relacionada con los enlaces -OH pudo ser un indicador de una menor preferencia de los soportes de SiO<sub>2</sub> y MgO para adsorber futuramente moléculas polares. Finalmente, el análisis termogravimétrico se realizó en los soportes antes y después la funcionalización para determinar la cantidad de Synil en la superficie de las estructuras. Los resultados se muestran en la Tabla 3.

Table 3. Cantidad de Synil en la superficie de ZrO<sub>2</sub>, SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> y MgO funcionalizados al 15% en peso (SY15) y al 30% (SY30) en peso.

Como era de esperarse, los soportes funcionalizados con 30% en peso de fluorosurfactante teórico presentaron una mayor cantidad de Synil en superficie que los que fueron funcionalizados con 15% en peso, por otro lado, la diferencia entre la cantidad de funcionalizante teórica y experimental fue en el peor de los casos del 41% (ZSY30), sugiriendo optimizar las etapas de funcionalización a través de funcionalización no reversible o quimisorción.

### Pruebas de desempeño.

**Ángulo de contacto.** Los cambios en el estado de humectabilidad de los núcleos oleofílicos se evaluaron mediante el uso de la técnica Sessile Drop.

Tipo de Nanopartículas	Potential (mV)		
	Nanopartículas Base ±0,01	Nanopartículas Funcionalizadas con SY15 ±0,01	Nanopartículas Funcionalizadas con SY30 ±0,01
ZrO <sub>2</sub>	-38,05	-41,36	-46,76
SiO <sub>2</sub>	-35,37	-38,22	-41,15
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	1,20	-15,76	-22,99
MgO	15,35	-14,97	-19,36

Tabla 2. Potencial de carga medido al pH de trabajo para nanopartículas de Óxido de circonio (ZrO<sub>2</sub>), Óxido de sílice (SiO<sub>2</sub>), Óxido de Aluminio (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) y Óxido de magnesio (MgO) y funcionalizados al 15% en peso (Y15) y al 30% (Y30) en peso con Silnyl.

Nanopartículas	SY15 en superficie	SY30 en superficie
MgO	13,53%	23,83%
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	12,69%	19,82%
SiO <sub>2</sub>	11,30%	18,30%
ZrO <sub>2</sub>	10,67%	17,59%

Table 3. Cantidad de Synil en la superficie de ZrO<sub>2</sub>, SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> y MgO funcionalizados al 15% en peso (SY15) y al 30% (SY30) en peso.

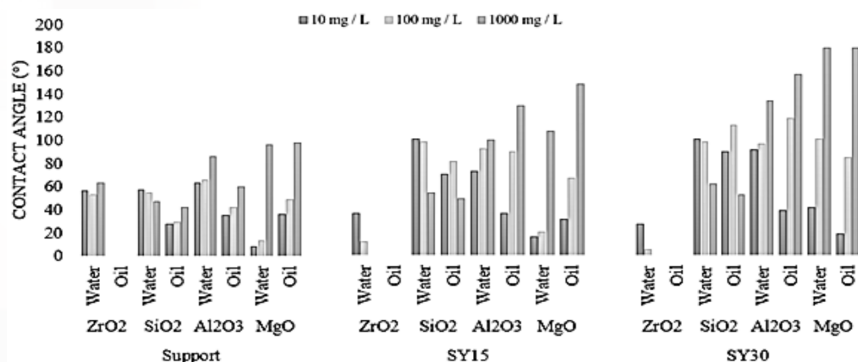


Figura 2. Ángulos de contacto medidos a presión atmosférica para soportes funcionalizados y no funcionalizados.

En la Figura 2 se muestran los resultados obtenidos para los tratamientos realizados a 0, 10, 100 y 1000 mg/L para todos los soportes no funcionalizados y funcionalizados con fluorosurfactante al 15% en peso y 30% en peso.

Se observó que los soportes de ZrO<sub>2</sub> y SiO<sub>2</sub> favorecieron la mojabilidad por el líquido, por lo que no cumplieron con el objetivo del presente estudio, no obstante, este comportamiento se debe a que, para estos soportes, el punto de carga cero igual a 1,44 y 3,02 respectivamente, el cual está por debajo del pH de trabajo igual a 7, bajo estas condiciones, la carga superficial de la nanopartícula es negativa y el fluorosurfactante es adsorbido a la nanopartícula dejando un grupo metilo expuesto en la superficie como lo demostró la prueba FTIR, este grupo interactúa con la roca no polar, dejando la cabeza polar del surfactante expuesto al fluido y atrayendo la fase acuosa. Por otro lado, para los soportes de Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> y MgO se obtuvo humectabilidad al gas, ya que tanto las gotas de agua como las de aceite presentaron ángulos de contacto mayores a 90° después del tratamiento con dichos nanofluidos. Es importante destacar la influencia del punto de carga cero sobre la eficiencia del tratamiento para cambios hacia

la humectabilidad al gas, para el presente caso este favorecimiento se da para nanopartículas con carga superficial positiva. Para las nanopartículas de Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> se ha encontrado que la alteración de la humectabilidad donde intervienen tenso-activos se debe a dos mecanismos, uno de limpieza donde el tenso-activo retira unas gotas de crudo de la superficie del núcleo y otro de recubrimientos donde las moléculas de tenso-activo junto con las nanopartículas son adsorbidas en los espacios libres que quedan durante la limpieza otorgándole al medio poroso propiedades anfífilas [43]. Por otro lado, las nanopartículas de MgO tienen alta reactividad, capacidad de adsorción y también poseen absorbentes destructivos que son moléculas que tienen la capacidad de desplazar sustancias químicas como el crudo vía degradativa generando sitios donde las nanopartículas funcionalizadas pueden adsorberse, lo que genera buenos resultados en cambios en la humectabilidad cuando se utilizan tenso-activos soportados en este tipo de nanomateriales activos químicamente [44], también se cree que las nanopartículas aumentan la cantidad de surfactante que es adsorbido por la roca dada su alta área superficial. El cambio en el ángulo de contacto de los sistemas agua/aire/roca y crudo/aire/roca debido

al tratamiento con nanofluidos indicó que la humectabilidad del núcleo oleófilo se modificó a un sistema súper humectable al gas al usar los nanofluidos ASY30 y MSY30, por tal motivo se decidió evaluar dichos soportes a presiones de yacimiento iguales a 80, 800, 1500 y 3000 psi a una concentración de nanofluido de 300 mg/L, los resultados se muestran las tablas 3A y 3B.

Para los núcleos tratados con nanofluidos basados en Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> y MgO funcionalizadas, el ángulo de contacto fue mayor a 130° para agua y aceite, por lo que no fueron permeables a estas fases líquidas después del tratamiento. Esta capacidad se debió a la formación de multicapas repelentes de moléculas de Silyn. Es importante establecer que el flúor es el elemento periódico de mayor electronegatividad; esta condición reduce la polarización de la superficie del tenso-activo, por lo que las fuerzas de atracción generadas por el momento dipolar transitorio se reducen en comparación con un surfactante de naturaleza con menos electronegatividad, generando superficies humectables no a líquidos sino a gases.

**Pruebas de desempeño dinámico.** Para examinar el efecto del tratamiento en la recuperación de crudo se realizaron ensayos dinámicos de imbibición y pruebas de desplazamiento, para las pruebas de imbibición se utilizaron cinco núcleos saturados con crudo y cada uno sumergido en agua con y sin las nanopartículas óptimas - ZSY30, SSY30, ASY30 y MSY30-. El ensayo se realizó en condiciones normales a una humedad relativa de 70, obteniendo los resultados resumidos en la Tabla 4.

Se evidenció que los nanofluidos generaron un des-

A)

Water wettability	Pressure (psi)			
	80	800	1500	3000
Al2O3	 125°	 124°	 124°	 124°
ASY30-300 mg/L	 149°	 147°	 147°	 146°
MgO	 126°	 125°	 125°	 124°
MSY30-300 mg/L	 143°	 141°	 140°	 138°

B)

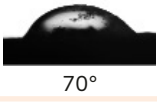












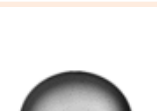


Oil wettability	Pressure (psi)			
	80	800	1500	3000
Al2O3	 70°	 69°	 69°	 68°
ASY30-300 mg/L	 135°	 134°	 133°	 132°
MgO	 93°	 93°	 93°	 93°
MSY30-300 mg/L	 162°	 153°	 152°	 149°

Tabla 3. Resultados de la prueba de humectabilidad al A) Agua y al B) Aceite a presión de yacimiento para núcleos restaurados y tratados con nanofluidos ASY30 y MSY30.

	Volumen de poro (ml)	Volumen Recuperado (ml)	Recobro (%)
MSY30	5,063602941	3	52,2463516
ASY30	3,824387255	2	59,2959592
SSY30	4,494362745	1	22,2500954
ZSY30	4,170710784	1	23,9767285
Control	3,964093137	0,6	15,1358704

Tabla 4. Porcentaje de recuperación (%) al tratar núcleo oleofílico con nanofluidos a 300 mg/L basados en ZSY30, SSY30, ASY30 y MSY30.

Potencial de Carga (Mv)	Recobro (%)
-50	25
-40	25
-35	30
-30	40
-35	50
-20	60

Tabla 5. Factor de recobro como función del potencial de carga del medio

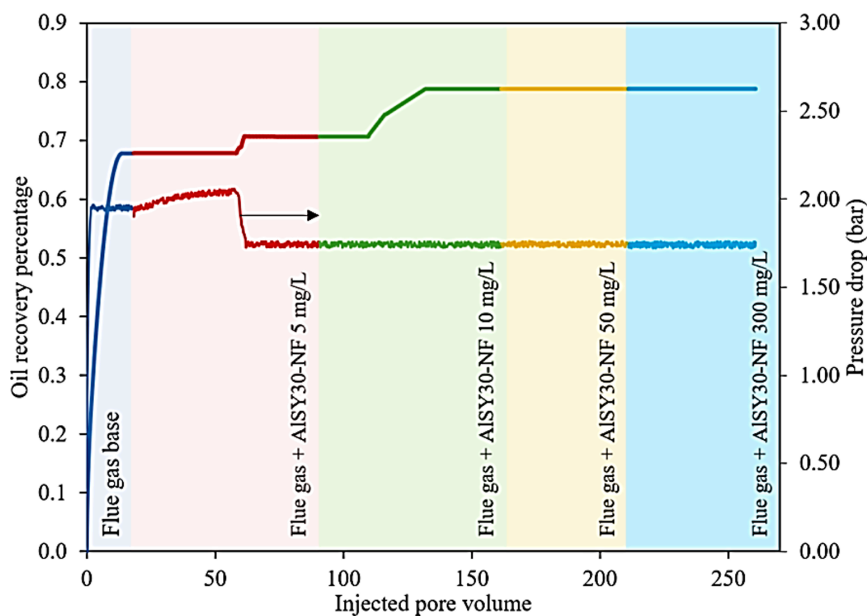


Figura 4. Factor de recuperación con gases de combustión sin y con nanofluido basado en ASY30 (AISY30-NF) disperso en un flujo de gas en concentraciones de 5, 10, 50 y 300 mg·L<sup>-1</sup>.

plazamiento de la fase oleosa por el empuje generado por las partículas funcionalizadas al ingresar a través del medio poroso aumentando la recuperación de aceite. Para los escenarios basados en ASY30 y MY30, se obtuvieron nuevamente los mejores resultados, obteniendo factores de recobro superiores al 50%, estos resultados se asociaron a la naturaleza química de las nanoestructuras pues un análisis complementario reveló la dependencia del aceite recuperado con el potencial de carga del medio como se muestra en la Tabla 5.

Los resultados revelaron que para potenciales de carga del sistema cercanos a cero o positivos mayor será la recuperación de aceite, las nanopartículas Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> y MgO mostraron ser quienes cumplan con esta condición, los resultados están asociados a menor repulsión partícula-partícula y mejor acción de los aglomerados formados durante el empuje del crudo atrapado desde los poros del núcleo restaurado. Finalmente, el nanofluido basado en nanopartículas de Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> funcionalizadas con sylnil al 30% en peso (ASY30) fue seleccionado por su desempeño en pruebas estáticas para pruebas de desplazamiento para evaluar la eficiencia del tratamiento a condiciones relevantes, los resultados se muestran en la figura 4.

De la curva de recuperación se pudo determinar que existe un aumento en la recuperación a medida que la concentración de nanopartículas en el nanofluido disperso aumentaba a 10 mg·L<sup>-1</sup>. Por encima de este valor, no hubo recuperación adicional de crudo ya que el sistema había alcanzado rápidamente la saturación de crudo residual, por lo que precisarían métodos de recuperación terciaria más agre-

sivos para permitir una mayor recuperación. La respuesta a la inyección de nanofluidos se debió a la movilización de aceite gracias a la reducción de la fricción del flujo en el medio poroso. Además, de acuerdo con la curva de caída de presión, se puede concluir que la inyección de los nanofluidos dispersos en el medio poroso generó una disminución de  $\Delta P$ , lo que se traduce en energía adicional al yacimiento que luego promovió la producción de crudo. Finalmente, luego de 250 volúmenes porosos inyectados, se verificó que las nanopartículas no generaron daño de formación pues  $\Delta P$  no aumentó durante el ensayo. Los resultados demostraron que la inyección de nanofluidos dispersos en una corriente de gas de combustión genera aumentos en la recuperación de petróleo.

### Conclusión

Se realizaron con éxito cuatro nanofluidos de diferentes naturalezas químicas,  $ZrO_2$ ,  $SiO_2$ ,  $Al_2O_3$  y  $MgO$ , funcionalizados al 15% en peso y al 30% en peso con surfactante fluorado de comprada acción. Las pruebas de caracterización mostraron que todos los materiales están en rango nanométrico (1-100 nm) y mostraron cantidades finales de Silyn en la superficie, en el análisis termogravimétrico entre 10,67 % y 13,53 %, para los funcionalizados al 15 % en peso, y 17,59 % 23,83 % para los funcionalizados al 30% en peso. Los tratamientos aplicados sobre un núcleo oleofílico mostraron cambios en la humectabilidad. Para los soportes de  $Al_2O_3$  y  $MgO$  se mostró un cambio a un sistema superhumectable al gas tal como se pretendía asociado a la naturaleza química de las nanopartículas. Todos los tratamientos incrementaron el porcentaje de aceite recuperado dada la capacidad de las nanoestructuras de actuar

físicamente como elementos de empuje y fricción, sin embargo, hubo mejor desempeño para los que favorecen la humectabilidad del medio poroso al gas. Se concluyó, que los soportes cargados positivamente al pH de trabajo aumentaron la cantidad de fluoro-surfactante en la superficie de la nanopartícula, lo que aumentó la eficiencia de los tratamientos donde el principal mecanismo fue la limpieza del núcleo. Finalmente, las pruebas dinámicas respaldaron los resultados estáticos, y al analizar la recuperación dinámica se estimaron recobros cercanos al 80%, usando una concentración de nanofluído de 10 mg-L<sup>-1</sup> disperso en la corriente de gas, estos resultados son inéditos y plantean una estrategia única y novedosa para la recuperación de crudo a través de métodos nanotecnológicos.

### Agradecimientos

Los autores agradecen la Agencia Nacional de Hidrocarburos, al Ministerio de Ciencia y Tecnología – Minciencias- por la subvención de la propuesta a través del contrato 273-2017 convocatoria 773-2017 PARA LA EJECUCIÓN DE PROYECTOS I+D+i EN RECOBRO MEJORADO DE HIDROCARBUROS, y la Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín por el apoyo logístico y las contrapartidas asociadas al proyecto.

### Referencias

1. X. Kong and M. Ohadi, "Applications of Micro and Nano Technologies in the Oil and Gas Industry - Overview of the Recent Progress," SPE International, 2010.
2. L. W. Lake, R. Johns, B. Rossen, and G. Pope, *Fundamentals of Enhanced Oil Recovery*. SPE International, 2014.
3. T. Austad, B. Matre, J. Milter, A. Sæva-reid, and L. Øyno, "Chemical flooding of oil reservoirs 8. Spontaneous oil expulsion from oil- and water-wet low permeable chalk material by imbibition of aqueous surfactant solutions," *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, vol.

- 137, pp. 117-129, 06 1998.
4. "Sorption kinetics of organic chemicals: evaluation of gas-purge and miscible-displacement techniques.," *Environmental science & technology*, vol. 5, no. 24, pp. 727-735, 1990.
5. R. M. Butler, *Thermal recovery of oil and bitumen*. 1991.
6. S. Thomas, "Enhanced oil recovery-an overview," *Oil & Gas Science and Technology-Revue de l'IFP*, vol. 1, no. 63, pp. 9-19, 2008.
7. [7] "Laboratory and Field Trial Results of Condensate Banking Removal in Retrograde Gas Reservoirs: Case History.," *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*, 2006.
8. "Revisión de los yacimientos de gas condensado," ed: *Oilfield Review*, 2006.
9. R. Barati and J. T. Liang, "A review of fracturing fluid systems used for hydraulic fracturing of oil and gas wells," *Journal of Applied Polymer Science*, vol. 131, no. 16, 2014.
10. F. P. CHLANDA and K. N. MANI, "Process for recovering sodium carbonate from trona and other mixtures of sodium carbonate and sodium bicarbonate.," 1986.
11. J. J. Taber and R. S. Seright, "Horizontal Injection and Production Wells for EOR or Waterflooding," *SPE International*, 1992.
12. M. Tagavifar, S. Herath, U. P. Weerasooriya, K. Sepehrnoori, and G. Pope, "Measurement of Microemulsion Viscosity and Its Implications for Chemical EOR," *SPE International*, 2016.
13. S. Ayatollahi and M. M. Zerafat, "Nanotechnology-Assisted EOR Techniques: New Solutions to Old Challenges," *SPE International*, 2012.
14. "Optimum formulation of surfactant/water/oil systems for minimum interfacial tension or phase behavior," *SPE International*, vol. 19, no. 02, pp. 107-115, 1979.
15. "Comparison of Linear and Branched Molecular Structures of Two Fluoro-carbon Organosilane Surfactants for the Alteration of Sandstone Wettability.," *Energy & Fuels*, vol. 32, no. 5, pp. 5701-5710, 2018.
16. "Structure of phosphate fluoro-surfactant based reverse micelles in supercritical carbon dioxide," *Langmuir*, vol. 18, no. 20, pp. 7371-7376, 2002.
17. "Understanding the Mechanism of Nanoparticles Applications in Enhanced Oil Recovery," *SPE International*, 2015.
18. "Magnetic nanoparticles: synthesis, protection, functionalization, and application," *Angewandte Chemie International Edition*, vol. 46, no. 8, pp. 1222-1244, 2007.
19. M. A. Mousavi, s. Hassanajili, and M. Rahimpour, "Synthesis of fluorinated

- nano-silica and its application in wettability alteration near-wellbore region in gas condensate reservoirs. *App. Surf. Sci.* 273, 205-14," 2013.
20. S. Sharifzadeh, S. Hassanajili, M. Rahimpour, and M. Mousavi, "Preparation of the modified limestone possessing higher permeability of gas well based on fluorinated silica: Effect of catalyst. *J. Fluorine Chem.* 173, 35-46," 2015.
  21. M. Aminnaji, H. Fazeli, A. Bahramian, S. Gerami, and H. Ghojavand, "Wettability alteration of reservoir rocks from liquid wetting to gas wetting using nanofluid. *Transport Porous Med.* 109, 201-16," 2015.
  22. K. Sepehrnia and A. Mohammadi, "Wettability alteration properties of fluorinated silica nanoparticles in liquid-loaded pores: An atomistic simulation. *App. Surf. Sci.* 371, 349-59," 2016.
  23. J. Jin, Y. Wang, K. Wang, J. Ren, B. Bai, and C. Dai, "The effect of fluorosurfactant-modified nano-silica on the gas-wetting alteration of sandstone in a CH<sub>4</sub>-liquid-core system. *FUEL* 178, 163-71," 2016.
  24. H. R. E. Gahrooei and M. H. Ghazanfari, "Application of a water based nanofluid for wettability alteration of sandstone reservoir rocks to preferentially gas wetting condition. *Journal of Molecular Liquids* 232, 351-360," 2017.
  25. M. Franco-Aguirre, R. D. Zabala, S. H. Lopera, C. A. Franco, and F. B. Cortes, "Interaction of anionic surfactant-nanoparticles for gas - Wettability alteration of sandstone in tight gas-condensate reservoirs," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 51, pp. 53-64, 2018.
  26. K.-Y. Law and H. Zhao, *Surface wetting: characterization, contact angle, and fundamentals*. Springer International Publishing, 2016.
  27. J. B. W. Abdallah, "Fundamentos de Mojabilidad," *Oilfield Review Schlumberger*, 2007.
  28. S. Lopera, *Analisis Petrofisicos Basicos y Especiales*. Medellin, 2009.
  29. M. M. Honarpour, *Relative Permeability Of Petroleum Reservoirs*: O. CRC press, 2018.
  30. "Stewardship theory or agency theory: CEO governance and shareholder returns," *Australian Journal of management*, vol. 16, no. 1, pp. 49-64, 1991.
  31. "Revisiting the Stober method: inhomogeneity in silica shells," *Journal of the American Chemical Society*, vol. 133, no. 30, pp. 11422-11425, 2011.
  32. S. Perez-Robles, F. B. Cortes, and C. A. Franco, "Effect of the nanoparticles in the stability of hydrolyzed polycrylamide/resorcinol/formaldehyde gel systems for water shut-off/conformance control applications" *Journal of Applied Polymer Science*, 2019.
  33. Y. Hurtado et al., "Effects of Surface Acidity and Polarity of SiO<sub>2</sub> Nanoparticles on the Foam Stabilization Applied to Natural Gas Flooding in Tight Gas-Condensate Reservoirs," *Energy & Fuels*, 2018.
  34. "Characterizations of the thermal decomposition of brucite prepared by sol-gel technique for synthesis of nanocrystalline MgO," *Materials letters*, vol. 35, no. 5-6, pp. 317-323, 1998.
  35. "Preparation of supported gold nanoparticles by a modified incipient wetness impregnation method," *The Journal of Physical Chemistry B*, vol. 110, no. 45, pp. 22471-22478, 2006.
  36. "Generalized Stokes-Einstein equation for spherical particle suspensions," *Physical Review E*, vol. 51, no. 2, p. 1081, 1995.
  37. A. Pradeep, P. Priyadharsini, and G. Chandrasekaran, "Sol-gel route of synthesis of nanoparticles of MgFe<sub>2</sub>O<sub>4</sub> and XRD, FTIR and VSM study," *Journal of Magnetism and Magnetic Materials*, vol. 320, no. 21, pp. 2774-2779, 2008.
  38. L. Sun, Z. Zhang, and H. Dang, "A novel method for preparation of silver nanoparticles," *Materials letters*, vol. 57, no. 24-25, pp. 3874-3879, 2003.
  39. B. White, S. Banerjee, S. O'Brien, N. J. Turro, and I. P. Herman, "Zeta-potential measurements of surfactant-wrapped individual single-walled carbon nanotubes," *The Journal of Physical Chemistry C*, vol. 111, no. 37, pp. 13684-13690, 2007.
  40. S. Ma, X. Zhang, N. Morrow, and X. Zhou, "Characterization of wettability from spontaneous imbibition measurements," *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 38, no. 13, 1999.
  41. L. N. Nwidae, S. Al-Ansari, A. Barifcani, M. Sarmadivaleh, and S. Iglauer, "Nanofluids for Enhanced Oil Recovery Processes: Wettability Alteration Using Zirconium Oxide. *Offshore Technology Conference*," 2016.
  42. A.-A. Sarmad, B. Ahmed, W. Shaobin, M. Labedev, and I. Stefan, "Wettability alteration of oil-wet carbonate by silica nanofluid," *Journal of Colloid and Interface Science*, vol. 461, pp. 435-442, 2016.
  43. J. Giraldo, P. Benjumea, S. Lopera, F. B. Cortés, and M. A. Ruiz, "Wettability Alteration of Sandstone Cores by Alumina-Based Nanofluids," *Energy&fuels*, vol. 27, pp. 3659-3665, 2013.
  44. T. G. Venkatesha, R. Viswanatha, Y. Arthoba Nayaka, and B. K. Chethana, "Kinetics and thermodynamics of reactive and vat dyes adsorption on MgO nanoparticles," *Chemical Engineering Journal*, vol. 198-199, pp. 1-10, 2012.

# Aplicaciones y potenciales de las investigaciones realizadas

Aunque Colombia, en su diagnóstico actual, posee una baja eficiencia de recuperación de hidrocarburos, las aplicaciones de los productos de las investigaciones asociadas a los proyectos de este documento manifiestan y han permitido que el país sea pionero en el uso mundial de nanopartículas/nanofluidos a través de ensayos de campo en diferentes aplicaciones [15]. 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 asfaltenos [14].

Crecientemente en Colombia se ha dado una sinergia entre la Academia, el Estado y la Industria, en aspectos como: mitigar el daño de la formación, mejorar la recuperación de petróleo, productividad y aplicaciones para incrementos significativos en la tasa de producción petrolera.

Uno de los ejemplos más destacables y que en parte originó el proceso de las investigaciones financiadas es el uso del nanofluidos en dos ensayos en el campo Castilla (pozos CN154 y CN174) mediante la inyección de 200 bbl y 150 bbl de nanofluido, respectivamente, como tratamiento principal dentro de un radio de penetración de -3 ft. Estudios en el 2017 destacaban “aumentos instantáneos de la tasa de petróleo de 270 bopd en CN154 y 280 bopd en CN174”. En campo Chichimene se realizaron dos ensayos (CHSW/26 y CH39), mediante la inyección de 86 bbl y 107 bbl de nanofluido con “aumentos instantáneos de la tasa de petróleo de 310 bopd en CHSW/26 y 87 bopd en CH39” [15]. Las intervenciones anteriores mostraron efectos positivos en corto plazo, pero sus efectos a largo plazo aún están bajo evaluación ya que los datos actuales no permiten una estricta evaluación económica [16].

Los proyectos derivados del Convenio han traído consigo, oportunidades de ampliación en campos específicos, esto implica la posibilidad de calcular el retorno económico preliminar potencial, teniendo en cuenta las investigaciones aplicadas, un acercamiento se aborda a continuación.

Como se vio en otras investigaciones del Convenio, se han propuesto campos candidatos donde se ejecutan proyectos de CEOR con miras a incrementar la madurez tecnológica de la metodología desarrollada, asimismo, se ha demostrado que la adición de flue gas ayuda a extender la vida de la tecnología de inyección cíclica, generando flujos netos de caja positivos, posibles utilidades incrementales e incluso la probabilidad de servicios tercerizados para obtener el flue gas en los proyectos, finalmente otros resultados sugieren que el uso de emulsiones aceite de linaza/agua estabilizadas por catalizadores de MnO<sub>2</sub> favorecen la etapa de ignición de un proceso de combustión in situ, tecnología que tiene un piloto en el campo Chichimene y podría proporcionar un aumento de reservas considerables para éste y otros campos de crudo pesado.

Considerando la afinidad de las tecnologías incentivadas en el convenio con la producción e implementación de métodos de recobro secundario a aquellos campos de crudo pesado y extrapesado, y dado el nivel de petróleo original de estos tipos en el país, si los métodos investigados y con productos pasan a etapa comercial podrían ayudar a aumentar el factor de recobro último, especialmente para aquellos campos con mayores potenciales, los beneficios potenciales son tales que un aumento de 5%

en la recuperación de petróleo, de estos equivaldría a **2382 Mbl** en reservas probadas o **1,17 veces** las reservas probadas actuales país.

Si consideramos que lo anterior implicaría ese equivalente en años de extensión de autosuficiencia y exportaciones y que como determinó BTG Pactual (2022) las exportaciones de petróleo han representado en promedio el 40% de las exportaciones totales durante los últimos 14 años, unos 12% de los ingresos fiscales del Gobierno Nacional Central, un 13% de la inversión extranjera directa en el primer trimestre del 2022 [17], lo anterior muestra que de continuar una correcta curva de aprendizaje de las técnicas abordadas en las investigaciones del Convenio y otras que se incentiven en el futuro se impulsará la senda de autosuficiencia del país [18].

El país podría incrementar la aplicación de nuevas tecnologías a los planes de desarrollo de campos, mejorar los perfiles de producción de áreas antiguas y nuevas, optimizar el plan de desarrollo de algunos campos e inclusive ampliar la migración de recursos a reservas en algunos casos. Se determina un amplio potencial de mejora de eficiencia donde se hace necesario evaluar la gestión de incentivos que fomenten la inversión en tecnologías que maximicen el uso eficiente de los recursos naturales disponibles. Las tecnologías incentivadas en el Convenio podrían impulsar la eficiencia en la producción, esto considerando que en la mayoría de los casos, la eficiencia de recobro puede basarse en gran medida en proyectos análogos, SPE-PRMS 2018 4.1.2.5 sobre esto fundamentalmente afirma que: “Las estimaciones de las cantidades

*recuperables deben reflejar la combinación de incertidumbres en el Petróleo En sitio y de la eficiencia de recobro del (de los) proyecto(s) de desarrollo aplicado(s) al yacimiento”* [9].

Los hidrocarburos representan el 3,5% del Producto Interno Bruto, alcanzan 12% de los ingresos corrientes de la Nación, es la tercera parte de las exportaciones, 40% de las ventas al exterior, cuatro de cada US \$10 que entran como divisas provienen de la venta de crudo, más de \$20 billones le aporta el petróleo a las regalías, siete de los 10 grandes contribuyentes son del sector petrolero, y lo que no es menor, unos US \$5.000 millones se mueven anualmente en inversiones en exploración, producción y comercialización de hidrocarburos» [19, 20, 21].

Al revisar los objetivos y alcances de los proyectos financiados y expuestos en los artículos anteriores, se puede observar que los mismos guardan coherencia con los lineamientos establecidos en el plan de desarrollo para el sector minero-energético en los próximos cuatro años; en este sentido, cabe resaltar que en la medida en que podamos generar nuevas reservas y mejorar los procesos de producción, optimizando la recuperación mejorada de campos maduros, disminuirá la necesidad de abrir nuevas rondas para explorar, lo que se podría traducir en menores impactos sociales y ambientales que pudiera generar el sector.

De igual manera se debe indicar que la búsqueda de soluciones que posibiliten contar con recursos hidrocarburíferos en el futuro próximo, claramente contribuirán a que la transición energética se haga en condi-

ciones armónicas con los intereses y el desarrollo del país. A continuación, se transcriben apartes del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, en los que se evidencia la necesidad de implementar el conocimiento adquirido en los trabajos de investigación presentados, para aportar en la solución de las siguientes necesidades para el desarrollo del país como se indica en el PND:

“Es posible lograr esto mediante la continuación de investigaciones, la ampliación de otros tipos de tecnologías, la promoción de sus aplicaciones e incentivos a sus posibilidades económicas, especialmente en campos de crudo pesado y extrapesado que podrían contribuir en un 67% a ese potencial.

Es necesario seguir avanzando en los procesos de fortalecimiento y generación de

capacidades a nivel nacional en busca de comprender los fenómenos involucrados en la producción de hidrocarburos buscando soluciones tecnológicas desde el apalancamiento que se puede dar entre las relaciones entre la industria, la academia y el estado; creando sinergias que potencien iniciativas dirigidas a solucionar los problemas que limitan la producción de hidrocarburos más allá de la energía primaria de yacimiento. Es importante resaltar el esfuerzo que han hecho las universidades públicas y sus grupos de investigación al abordar estas temáticas que requieren un grado alto de especialidad y mucho tiempo de investigación.

Se espera que, con el presente documento, se pueda dimensionar los aportes que se vienen haciendo desde el desarrollo de estos convenios hacia esta meta y por supuesto la continuidad que se debe dar a los mismos siempre con miras a buscar el bienestar de nuestra sociedad, la soberanía energética y una transición que sea abordada desde nuestro potencial presente y un futuro amigable con nuestro entorno.

#### **Capítulo 4 Transformación productiva, internacionalización y acción climática -Catalizadores C. Transición energética justa, segura, confiable y eficiente 1. Transición energética justa, basada en el respeto a la naturaleza, la justicia social y la soberanía con seguridad, confiabilidad y eficiencia b. Seguridad y confiabilidad energética.**

*“Se monitorearán los resultados de los contratos de exploración y producción vigentes con el fin de realizar una evaluación y balance oferta/demanda del gas y crudo que sea necesario para la toma de decisiones en pro de garantizar la seguridad energética de corto, mediano y largo plazo, buscando promover el uso y aprovechamiento eficiente de estos energéticos.*

*Respecto a la mejor gestión y el aprovechamiento de los hidrocarburos, a partir del estudio e identificación de barreras para la implementación de técnicas de recobro mejorado, se realizará un inventario de los campos actualmente en explotación. Si su factor de recobro se encuentra por debajo de la media mundial se tendrá que aumentar.*

*Se desarrollará un programa de acompañamiento para la articulación interinstitucional que promueva el mejoramiento del factor de recobro de los contratos vigentes y la correcta ejecución de los contratos en fase exploratoria.”*

*“La transformación de la matriz energética incentiva la gestión de la demanda y la participación de nuevos actores en los procesos productivos. La dinámica es progresiva, así que los hidrocarburos y minerales seguirán teniendo un lugar significativo. Los excedentes que se generan en estos sectores deben ser la base para modificar gradualmente los patrones de explotación y consumo”*

*“Se ejecutará una estrategia de diversificación productiva y de reconversión laboral con enfoque territorial y diferencial de los empleos del sector minero y de hidrocarburos impactados por la transición energética.”*

*“Se monitorearán los resultados de los contratos de exploración y producción vigentes con el fin de realizar una evaluación y balance oferta/demanda del gas y crudo que sea necesario para la toma de decisiones en pro de garantizar la seguridad energética de corto, mediano y largo plazo, buscando promover el uso y aprovechamiento eficiente de estos energéticos.”*



# Colofón

En este documento se ha expuesto la situación actual de la recuperación de hidrocarburos en Colombia, destacando la importancia de la aplicación de tecnologías y los resultados positivos alcanzados gracias a la sinergia entre la Academia, el Estado y la Industria, mencionando todos los resultados de los Proyectos derivados del Convenio 696/321 de 2016, se presenta un resumen de los logros y productos obtenidos en cada proyecto financiado, con destacables logros desde los temas de formación del recurso humano, apropiación social del conocimiento, desarrollo tecnológico o de innovación, y generación de nuevo conocimiento. Se determina que se cumplió con el objetivo general y los objetivos específicos, se mejoraron las capacidades técnicas, científicas y tecnológicas en el sector hidrocarburífero con la capacitación de profesionales y otras actividades de apoyo realizadas por CTel al desarrollo de la eficiencia en la explotación de hidrocarburos en el país.

Destaca que, como resultado se han identificado oportunidades a través de los proyectos del convenio financiado por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, que podrían tener impacto fundamental en la mejora de la eficiencia de recuperación para contribuir a garantizar un suministro sostenible de petróleo en Colombia.

A continuación, se concluye que la expansión de las tecnologías financiadas en el Convenio podría lograr el aumento del factor de recobro estimado en el país mediante la aplicación de técnicas de recobro mejorado, lo que permitiría incorporar unos 674 millones de barriles de reservas probadas por cada 1% de aumento. Esto equivaldría a un 33,1% de las reservas probadas de petróleo actualmente y representaría un retorno económico potencial para el país, además del continuo desarrollo y mantenimiento del estatus como pionero en avances científicos e innovaciones tecnológicas que pueden mejorar la eficiencia de recuperación y minimizar el impacto ambiental de la recuperación y utilización de hidrocarburos en Colombia, lo que beneficiará a la economía del país y garantizará una soberanía energética en la transición energética justa.

# Referencias

1. U.S. Energy Information Administration (EIA). Enhanced Oil Recovery and Gas Recovery. Consultado el 25 de junio de 2024. Disponible en: <https://www.eia.gov/topics/oil-gas-recovery>
2. Society of Petroleum Engineers (SPE). Enhanced Oil Recovery in the Oil and Gas Industry. Consultado el 25 de junio de 2024. Disponible en: <https://www.spe.org/topics/enhanced-oil-recovery>
3. Gbadamosi AO, Junin R, Manan MA, et al. An overview of chemical enhanced oil recovery: recent advances and prospects. *Int Nano Lett.* 2019;9:171-202. doi:10.1007/s40089-019-0272-8
4. SPE-PRMS 1.1.0.1. SPE Petroleum Resources Management System. 2018.
5. Sečen J. IOR AND EOR – CHANCES FOR INCREASE OF OIL PRODUCTION AND RECOVERIES IN EXISTING, MATURE RESERVOIRS. *The Mining-Geological-Petroleum Engineering Bulletin.* 2005;17:27-30.
6. Society of Petroleum Engineers (SPE). Increasing Hydrocarbon Recovery Factors. Consultado el 25 de junio de 2024. Disponible en: <https://www.spe.org/en/industry/increasing-hydrocarbon-recovery-factors/>
7. Japan Petroleum Exploration Co., Ltd (JAPEX). EOR - Japan Petroleum Exploration Co., Ltd. Consultado el 25 de junio de 2024. Disponible en: <https://www.japex.co.jp/en/technology/research/eor/#:~:text=The%20recovery%20factor%20at%20the,the%20crude%20oil%20left%20underground.>
8. Información Gerencia de Reservas y Operaciones – ANH. Informe de Recursos y Reservas (IRR) 2023 – Datos preliminares.
9. Society of Petroleum Engineers (SPE). SPE Petroleum Resources Management System. 2018.
10. International Energy Agency (IEA). Whatever happened to enhanced oil recovery? IEA, Paris. 2018. Disponible en: <https://www.iea.org/commentaries/whatever-happened-to-enhanced-oil-recovery>
11. Escobar Macualo FH. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. 1ª ed. Mayo de 2021. ISBN 978-958-8324-34-0.
12. Grand View Research. Enhanced Oil Recovery Market Size, Share & Trends Analysis Report. 2022 - 2030. Disponible en: <https://www.grandviewresearch.com/industry-analysis/enhanced-oil-recovery-eor-market>
13. Society of Petroleum Engineers (SPE). SPE Petroleum Resources Management System. 3P 2.2.2. 2018.
14. Franco CA, Zabala R, Cortés FB. Nanotechnology applied to the enhancement of oil and gas productivity and recovery of Colombian fields. *J Petrol Sci Eng.* 2017;157:39-55. doi:10.1016/j.petrol.2017.07.004
15. Zabala R, Franco CA, Cortés FB. Application of nanofluids for improving oil mobility in heavy oil and extra-heavy oil: a field test SPE Improved Oil Recovery Conference, Society of Petroleum Engineers. 2016.
16. BTG Pactual. Radiografía del Sector Petrolero y Ecopetrol. Disponible en: <https://www.btgpactual.com.co/es/radiografia-del-sector-petrolero-y-ecopetrol>
17. International Energy Agency (IEA). Enhanced Oil Recovery and Gas Recovery. Consultado el 25 de junio de 2024. Disponible en: <https://www.iea.org/topics/oil-gas-recovery>
18. Escobar Macualo FH. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. 1ª ed. Mayo de 2021. ISBN 978-958-8324-34-0.
19. International Energy Agency (IEA). Whatever happened to enhanced oil recovery? IEA, Paris. 2018. Disponible en: <https://www.iea.org/commentaries/whatever-happened-to-enhanced-oil-recovery>
20. World Bank. GDP from petroleum and natural gas. Consultado el 25 de junio de 2024. Disponible en: <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.PETR.RT.ZS?locations=CO>
21. La República. Influencia de los precios del petróleo en la economía colombiana. Consultado el 25 de junio de 2024. Disponible en: <https://www.larepublica.co/finanzas/esta-es-la-influencia-que-tienen-los-precios-del-petroleo-en-la-economia-colombiana-2974654>



# Glosario

<b>Agencia Internacional de Energía</b>	La Agencia Internacional de la Energía es una organización intergubernamental autónoma con sede en París, establecida en 1974, que brinda recomendaciones de políticas, análisis y datos sobre todo el sector energético mundial.
<b>AL</b>	Aceite de Linaza.
<b>APTES</b>	3-aminopropiltriethoxisilano.
<b>Aspen Hysys</b>	Es una de las herramientas de simulación de procesos químicos más utilizadas alrededor del mundo, debido a su potencia, simpleza y eficiencia. Este simulador permite realizar modelos matemáticos de cualquier proceso químico, que pueden ir desde una simple operación unitaria hasta el modelado de plantas industriales completas, incluso de refinerías petroleras, así de completa es esta herramienta de simulación de procesos químicos. ( <a href="https://www.ingenieriaquimicareviews.com/2021/07/que-es-aspen-hysys.html">https://www.ingenieriaquimicareviews.com/2021/07/que-es-aspen-hysys.html</a> )
<b>Campos maduros</b>	Son típicamente aquellos con reservas de petróleo donde la producción ha alcanzado su punto máximo y ha comenzado a declinar debido a una permeabilidad deficiente o a la presencia de petróleo pesado, entre otros.
<b>CERT</b>	Los Certificados de Reembolso Tributario, CERT, serán documentos al portador, libremente negociables y podrán ser utilizados para el pago de impuestos, tasas y contribuciones, una vez sean entregados por el Banco de la República. Las exportaciones legal y efectivamente realizadas, el reintegro de las divisas correspondientes y la respectiva solicitud formalmente presentada por el exportador originarán la obligación a cargo del Banco de la República, de expedir y entregar al exportador los certificados de Reembolso Tributario. (Decreto 636 de 1984)
<b>Combustión In Situ (CIS)</b>	Es un método térmico para la recuperación mejorada de crudo pesado. Para iniciar el proceso de CIS es necesario consumir una parte del aceite en la formación mediante reacciones de oxidación y luego mantener la combustión mediante la inyección continua de aire. (Dangon Molano J, Mora Uribe S, Muñoz S, Padilla J, Bottia Ramírez H. Efecto de la saturación de agua durante la ignición de un proceso de combustión in situ. rev.ion.2018;31(2):83-97. doi: 10.18273/revion.v31n2-2018006.)
<b>Curva de aprendizaje</b>	Son las mejoras demostradas con el tiempo, en la ejecución de una acción repetitiva que se traduce en eficiencias en las tareas a ser realizadas y/o en la reducción en el tiempo de ejecución y finalmente en reducción de costos. SPE-PRMS 2018 2.4 (Learning Curve)
<b>Ea: Energía de activación</b>	La cantidad de energía necesaria para superar la barrera de activación y llevar a cabo la reacción química.
<b>El impacto ambiental</b>	Impacto antrópico o impacto antropogénico que abarca los distintos efectos que la actividad humana y el modelo de vida humano desatan sobre el medio ambiente natural. ( <a href="https://concepto.de/impacto-ambiental/#ixzz7zRlXbjml">https://concepto.de/impacto-ambiental/#ixzz7zRlXbjml</a> )
<b>El valor presente neto o VPN</b>	Es un método que permite determinar el valor actual de los flujos de caja, futuros estimados o proyectados en una inversión. ( <a href="https://www.gerencie.com/valor-presente-neto.html">https://www.gerencie.com/valor-presente-neto.html</a> )
<b>Facilidades de superficie</b>	Instalaciones de superficie se refiere a los accesorios, estructuras, equipos y otros elementos fijos sobre el suelo que se utilizan o se utilizarán para almacenamiento o procesamiento o en conjunto con la operación de los pozos. ( <a href="https://www.lawinsider.com/dictionary/surface-facilities#:~:text=Surface%20facilities%20means%20the%20on,conjunction%20with%20the%20shaft%20operation.">https://www.lawinsider.com/dictionary/surface-facilities#:~:text=Surface%20facilities%20means%20the%20on,conjunction%20with%20the%20shaft%20operation.</a> )

<b>Factor de Recobro</b>	Es una expresión numérica de la porción (expresada como un porcentaje) de cantidades en sitio de petróleo estimadas como recuperables por procesos o proyectos específicos, la mayoría de las veces se representa como un porcentaje. Se estima utilizando los recursos recuperables divididos por los hidrocarburos inicialmente en sitio. También se hace referencia al tiempo; actual y último (o estimado último, factor de recobro último estimado, EUR en inglés) que son descriptores aplicados para hacer referencia a la etapa del recobro. (También llamado factor de recobro). SPE- PRMS 2018.
<b>Gas de combustión</b>	(Flue gas en inglés): El gas de combustión (a veces llamado gas de escape o gas de chimenea) es el gas que emana de las plantas de combustión y que contiene los productos de reacción del combustible y el aire de combustión y sustancias residuales como partículas (polvo), óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y monóxido de carbono. Cuadro 3.7 de: Gas Natural (Segunda Edición), 2019.
<b>Gases de efecto invernadero</b>	Los gases que atrapan el calor en la atmósfera se les llama gases de efecto invernadero, Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ), Metano (CH <sub>4</sub> ), Óxido nitroso (N <sub>2</sub> O) y Gases fluorados principalmente. ( <a href="https://espanol.epa.gov/la-energia-y-el-medioambiente/descripcion-general-de-los-gases-de-efecto-invernadero">https://espanol.epa.gov/la-energia-y-el-medioambiente/descripcion-general-de-los-gases-de-efecto-invernadero</a> )
<b>ISC</b>	Sigla alterna del proceso de combustión in situ.
<b>La Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH</b>	Tiene como objetivo administrar integralmente las reservas y recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación; promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos y contribuir a la seguridad energética nacional. (Decreto 714 de 2012 expedido por el Ministerio de Minas y Energía)
<b>La espectroscopía de modulación de longitud de onda</b>	(WMS por sus siglas en inglés Wavelength Modulation Spectroscopy) es una técnica ampliamente utilizada para la detección de trazas de gas mediante el uso de láseres semiconductores en el infrarrojo medio y el infrarrojo cercano. ( <a href="https://opg.optica.org/ao/abstract.cfm?uri=ao-42-33-6728#:~:text=Wavelength%20modulation%20spectroscopy%20(WMS)%20is,%5B7%5D%20and%20near%20infrared.">https://opg.optica.org/ao/abstract.cfm?uri=ao-42-33-6728#:~:text=Wavelength%20modulation%20spectroscopy%20(WMS)%20is,%5B7%5D%20and%20near%20infrared.</a> )
<b>La innovación tecnológica</b>	Es el proceso mediante el cual una empresa crea un nuevo producto, servicio, proceso o modelo de negocio, o bien, mejora significativamente las características de uno ya existente, utilizando como vehículo las herramientas tecnológicas. Este es un concepto que puede englobar diversas acciones y es por ello que se puede diferenciar cuatro tipos de innovación tecnológica: la incremental, la disruptiva, la sostenible y la radical. ( <a href="https://www.becas-santander.com/es/blog/innovacion-tecnologica.html">https://www.becas-santander.com/es/blog/innovacion-tecnologica.html</a> )
<b>La inyección cíclica de vapor</b>	Es una de las técnicas de recuperación que se utilizan para aumentar el flujo de petróleo mediante la inyección de vapor caliente en el yacimiento con el fin de reducir la viscosidad del petróleo y, por tanto, que fluya más fácilmente. ( <a href="https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/13902#:~:text=La%20inyecci%C3%B3n%20c%C3%ADclica%20de%20vapor%20es%20una%20de%20las%20t%C3%A9cnicas,tanto%2C%20que%20fluya%20m%C3%A1s%20f%C3%A1cilmente.">https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/13902#:~:text=La%20inyecci%C3%B3n%20c%C3%ADclica%20de%20vapor%20es%20una%20de%20las%20t%C3%A9cnicas,tanto%2C%20que%20fluya%20m%C3%A1s%20f%C3%A1cilmente.</a> )
<b>La nanotecnología</b>	Es la ciencia que interviene en el diseño, la producción y el empleo de estructuras y objetos que cuentan con al menos una de sus dimensiones en la escala de 0.1 milésimas de milímetro (100 nanómetros) o menos. ( <a href="https://ec.europa.eu/health/scientific_committees/opinions_layman/es/nanotecnologias/index.htm">https://ec.europa.eu/health/scientific_committees/opinions_layman/es/nanotecnologias/index.htm</a> )
<b>La simulación numérica de yacimientos de petróleo</b>	Puede definirse como el arte de pronosticar el comportamiento o funcionamiento de un yacimiento geológico de hidrocarburos de donde se obtiene producción en condiciones probables y presumibles. ( <a href="https://eadic.com/blog/entrada/simulacion-numerica-de-yacimientos-de-petroleo-la-importancia-de-la-tecnologia-en-la-explotacion-de-hidrocarburos/#:~:text=La%20simulaci%C3%B3n%20num%C3%A9rica%20de%20yacimientos,en%20condiciones%20probables%20y%20presumibles.">https://eadic.com/blog/entrada/simulacion-numerica-de-yacimientos-de-petroleo-la-importancia-de-la-tecnologia-en-la-explotacion-de-hidrocarburos/#:~:text=La%20simulaci%C3%B3n%20num%C3%A9rica%20de%20yacimientos,en%20condiciones%20probables%20y%20presumibles.</a> )

<b>Las nanopartículas</b>	Son objetos de tamaño nanométrico, es decir, sus dimensiones son del orden de unos pocos nanómetros, a lo sumo decenas de nanómetros. Un nanómetro es la mil millonésima parte de un metro, o la millonésima parte de un milímetro. Bacterias o virus miden miles o cientos de nanómetros. ( <a href="https://www.argentina.gob.ar/noticias/las-nanoparticulas#:~:text=Las%20nanopart%C3%ADculas%20son%20objetos%20de,miles%20o%20cientos%20de%20nan%C3%B3metros.">https://www.argentina.gob.ar/noticias/las-nanoparticulas#:~:text=Las%20nanopart%C3%ADculas%20son%20objetos%20de,miles%20o%20cientos%20de%20nan%C3%B3metros.</a> )
<b>Las partículas Janus</b>	Son un ejemplo de un nanomaterial anisotrópico dado que sus dos mitades tienen una composición química y unas propiedades físicas diferentes y, por lo tanto, un comportamiento distinto. Estas se han estudiado principalmente en escala nano y micrométrica. (Departamento de Ingeniería Química. Facultad de Ingeniería. Universidad de los Andes).
<b>Los espectrómetros de láser de diodo sintonizable</b>	(TDL en español por su sigla en inglés Tunable Diode Laser TDLS): permiten el análisis de gases en tiempo real para aumentar la eficiencia, la seguridad, el rendimiento, la calidad y el cumplimiento ambiental. El sensor sin contacto permite la medición en condiciones severas, como alta temperatura, alta presión, condiciones corrosivas/abrasivas, alta concentración de polvo, etc. ( <a href="https://www.yokogawa.com/solutions/products-and-services/measurement/analyzers/gas-analyzers/tunable-diode-laser-spectrometer/">https://www.yokogawa.com/solutions/products-and-services/measurement/analyzers/gas-analyzers/tunable-diode-laser-spectrometer/</a> )
<b>LTO (Low Temperature Oxidation, por sus siglas en inglés)</b>	Oxidación a baja temperatura.
<b>Método Pickering</b>	Es una técnica utilizada para la síntesis de nanomateriales tipo Janus, donde los nanomateriales tienen dos o más dominios funcionales diferentes en su superficie. El método se basa en la estabilización de las partículas a través de la adsorción de tensioactivos en la superficie.
<b>MnO<sub>2</sub>NMs</b>	Nanomateriales de óxido de manganeso.
<b>Petróleo</b>	Se define como una mezcla de ocurrencia natural compuesta por hidrocarburos en sus fases gaseosa, líquida o sólida. El petróleo también puede contener compuestos no hidrocarburos, ejemplos comunes de éstos son dióxido de carbono, nitrógeno, ácido sulfhídrico y azufre. En casos poco comunes, el contenido de no hidrocarburos del petróleo puede ser mayor al 50%. SPE-PRMS 1.1.0.1
<b>Petróleo original en sitio (POES)</b>	Petróleo Inicialmente En Sitio (Petroleum Initially-in-Place, PIIP en inglés), es la cantidad total de petróleo estimada que existe originalmente en los yacimientos de ocurrencia natural, a una fecha dada. El petróleo crudo en sitio, el gas natural en sitio y el bitumen natural en sitio se definen de la misma manera. SPE-PRMS 2018 1.1
<b>Plan de Desarrollo</b>	(Development Plan en inglés): Son las especificaciones de diseño, el cronograma y las estimaciones de costos de los proyectos de delimitación y desarrollo que se planifican en un campo o grupo de campos. El plan incluirá, entre otros, ubicaciones de pozos, técnicas de completamiento, métodos de perforación, instalaciones de producción y tratamiento, transporte, regulaciones y mercadeo. El plan a menudo se ejecuta en fases cuando se involucra una secuencia larga y compleja y/o un área muy grande. SPE-PRMS 2.1.3.6
<b>Polímeros</b>	El concepto de polímero deriva de las palabras griegas Poly y Mers que, literalmente quiere decir "muchas partes". Desde el punto de vista químico, una definición de polímero es que son grandes moléculas - macromoléculas - compuestas por la unión de moléculas más pequeñas denominadas "monómeros". Pese a la aparente complicación de su definición, los polímeros están muy presentes en nuestro día a día, ya que la mayoría de los objetos que utilizamos están formados por algún tipo de polímero. Los parachoques o las ruedas del coche, los vasos desechables, las ventanas, algunos tipos de suelos para exterior o las prendas con las que nos abrigamos son solo algunos de los ejemplos de la aplicación de los materiales poliméricos. ( <a href="https://www.rehau.com/es-es/que-es-un-polimero#:~:text=El%20concepto%20de%20pol%C3%ADmero%20deriva,m%C3%A1s%20peque%C3%B1as%20denominadas%20%E2%80%9Cmon%C3%B3meros%E2%80%9D.">https://www.rehau.com/es-es/que-es-un-polimero#:~:text=El%20concepto%20de%20pol%C3%ADmero%20deriva,m%C3%A1s%20peque%C3%B1as%20denominadas%20%E2%80%9Cmon%C3%B3meros%E2%80%9D.</a> )

<b>RTO</b>	(Ramp Temperature Oxidation, por sus siglas en inglés): Oxidación con rampas de temperaturas programadas.
<b>SPE-PRMS 2018</b>	<p>El Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (PRMS) es un sistema desarrollado para una definición, clasificación y estimación consistente y confiable de los recursos de hidrocarburos.</p> <p>El Comité de Reservas de Petróleo y Gas completó la revisión del Sistema de Gestión de Recursos de Petróleo (PRMS) y el Directorio de la SPE lo aprobó en junio de 2018. El PRMS actualizado es un consenso de aportes recopilados de firmas consultoras y financieras, agencias gubernamentales y empresas de E&amp;P. El proceso incluyó un período de comentarios públicos de 90 días y requirió la participación y aprobación de seis sociedades patrocinadoras: el Consejo Mundial del Petróleo, la Asociación Estadounidense de Geólogos del Petróleo, la Sociedad de Ingenieros de Evaluación del Petróleo, la Sociedad de Geofísicos de Exploración, la Asociación Europea de Geocientíficos e Ingenieros, y la Sociedad de Petrofísicos y Analistas de Registros de Pozos.</p>
<b>Surfactante</b>	Es un término que deriva de surfactant, un vocablo inglés. Éste, a su vez, es un acrónimo formado a partir de la expresión surface active agent (que puede traducirse como “agente activo de superficie”). ( <a href="https://definicion.de/surfactante/">https://definicion.de/surfactante/</a> )
<b>Técnicas convencionales de extracción de petróleo</b>	El método convencional comprende en la realización de un “pozo” en el subsuelo, donde se baja una broca o trépano que va perforándolo a medida que, rota, en el proceso se utilizan revestimientos y tuberías hasta llevar a cabo todas las etapas pertinentes y llegar al objetivo. ( <a href="https://geologiavenezolana.blogspot.com/2017/05/metodos-de-extraccion-del-petroleo.html">https://geologiavenezolana.blogspot.com/2017/05/metodos-de-extraccion-del-petroleo.html</a> )
<b>Transición energética justa y sostenible</b>	<p>El Gobierno de Colombia tiene el objetivo fundamental de adelantar una transición energética justa y sostenible, que busque asegurar la soberanía energética del país, el acceso democrático a la energía y acciones claras para enfrentar el cambio climático. Esta transición será gradual y tendrá cinco ejes fundamentales: Mayores inversiones en energías limpias y descarbonización, Sustitución progresiva de la demanda de combustibles fósiles, Mayor eficiencia energética, Revisión y eventual flexibilización de la regulación para acelerar la generación de energías limpias y Reindustrialización de la economía colombiana.</p> <p>Los tiempos de la transición energética dependerán de los resultados de esos ejes, de tal manera que se avance en conjunto con la transición exportadora, con una economía más diversificada, menos dependiente del petróleo y el carbón, y a la vez con sostenibilidad fiscal y macroeconómica. (<a href="https://www.mincit.gov.co/prensa/noticias/industria/una-transicion-energetica-justa-y-sostenible">https://www.mincit.gov.co/prensa/noticias/industria/una-transicion-energetica-justa-y-sostenible</a>)</p>
<b>Yacimiento</b>	(Reservoir): Es una formación de roca en el subsuelo que contiene una acumulación natural individual y separada de petróleo que está limitada por barreras impermeables, sistemas de presión o regímenes de fluidos (yacimientos convencionales), o está limitada por barreras de fractura hidráulicas o regímenes de fluidos (yacimientos no convencionales). SPE-PRMS 2018 1.2.
<b>Yacimiento estratificado</b>	Cuando un yacimiento presenta diversos estratos o combinados a profundidad, lo que permite una serie de cambios de tasas de flujo para cada estrato particular.
<b>β-MnO2</b>	Fase beta del óxido de manganeso.

Apoya:



Energía



Ciencias



**ANH**  
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Organiza:

**acipet**  
Asociación Colombiana de Ingenieros de  
Petróleos, Energía y Tecnologías Afines



Auspiciador:

Universidad  
Industrial de  
Santander



**eor**

[www.anh.gov.co](http://www.anh.gov.co) / [www.acipet.com](http://www.acipet.com)