

CONTENIDO

	Pág.
Alternativas en el tratamiento de efluentes derivados de procesos de recobro químico	2
Nanopartículas y surfactantes: una alternativa a los procesos EOR	2
Geología y petrofísica de los yacimientos sometidos a recobro térmico por inyección de vapor en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	3
Acuatermólisis catalítica como método de mejoramiento <i>in-situ</i>	5

Editorial

La inclusión de incertidumbre en una metodología para planes de desarrollo basada en simulación numérica de yacimientos es crucial de cara a incrementar la robustez en su implementación práctica y evitar degradación en el rendimiento de la solución proporcionada. Así, un desarrollo de campo basado en elementos deterministas cuyo conocimiento completo se asume, puede ser arriesgado en aquellas situaciones en que tales suposiciones puedan no ser del todo correctas.

Con base en lo anterior, es recomendable la inclusión de incertidumbre en al menos un parámetro técnico y uno económico. En primer lugar, está la incertidumbre relacionada con el modelo estático y geológico del yacimiento. Este tipo de incertidumbre resulta de las suposiciones idealistas presentes en los modelos utilizados para caracterizar las propiedades que definen el flujo de fluidos en el medio poroso, incluyendo permeabilidad, porosidad, saturaciones de fluidos y profundidad de los contactos. Por lo general, estos modelos poseen una precisión aceptable y la incertidumbre asociada a estos puede reducirse a través de mediciones adicionales.

En segundo lugar, es recomendable la inclusión de factores económicos del desarrollo de campo como la evolución futura del precio del barril. La incertidumbre económica en muchos casos es extremadamente difícil de reducir mediante mediciones. Por ejemplo, el precio del barril Brent depende de elementos socio-políticos de complicado análisis y predicción. Además, los modelos utilizados en la práctica para predicción de magnitudes económicas o financieras tienen frecuentemente fundamentos mucho menos sólidos que los modelos basados en leyes físicas. De cualquier forma, ambos tipos de incertidumbre se tratan de la misma manera, mediante el análisis de múltiples realizaciones generadas que caracterizan diversos escenarios posibles. La generación de estas realizaciones suele denominarse cuantificación de incertidumbre. El análisis de cómo estas realizaciones se traducen en diferentes métricas de rendimiento asociadas a la producción del campo, que comúnmente se refiere al cálculo del valor presente neto, se conoce como propagación de incertidumbre.

La generación de realizaciones geológicas se puede ejecutar mediante inversión de modelos o técnicas de filtrado. Si los datos empleados corresponden a medidas de producción en pozos, la incertidumbre oscilará dependiente del ajuste histórico. Por otra parte, la cuantificación de incertidumbre económica se basa de forma casi exclusiva en modelado estadístico, a través de resolución de ecuaciones diferenciales estocásticas, como son el proceso de Wiener y el proceso de Ornstein-Uhlenbeck.

M.Sc. Alberto Raúl Pinzón, Pet. Eng.

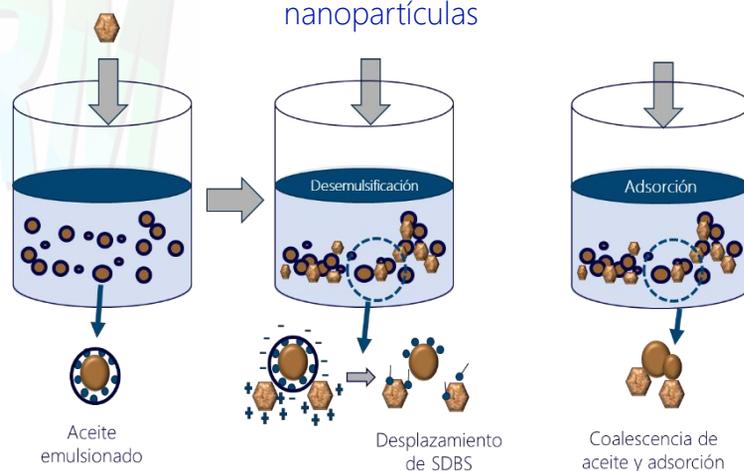
Consultor EOR/IOR en el Laboratorio de Recobro Mejorado,
Área de Recobro Térmico en el Centro de Innovación y
Tecnología del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)

La inyección de surfactantes ofrece un gran potencial de incrementar la producción de hidrocarburos, debido a su capacidad para reducir la tensión interfacial entre el agua y el aceite, mejorando la eficiencia de desplazamiento del aceite (Wilhite, 1998). Sin embargo, el agua producida en un proceso de inyección de surfactantes contiene una gran cantidad de residuos entre lo que se encuentran gotas de aceite de diferentes tamaños, minerales arcillosos y surfactantes, los cuales bajo condiciones de altos esfuerzos de corte forman emulsiones de aceite en agua (O/W) (Lake, 1989; Wu et al., 2021).

Por otra parte, las soluciones actuales de tratamiento de agua no han brindado un éxito total en la resolución del problema, que implica tratar de forma práctica, eficiente y económica los millones de barriles de agua inutilizable producidos cada año en la industria de los hidrocarburos. Entre las técnicas convencionales se puede mencionar la flotación y los desmenuzantes químicos, los cuales son ineficaces a la hora de tratar gotas de aceite de tamaño nanométrico; la floculación, que conlleva mucho tiempo y la filtración por membranas, que se ve limitada por el alto requerimiento energético y el deterioro del material con su uso (Shao et al., 2019). Por tanto, es necesario desarrollar soluciones eficientes en cuanto a tiempos y costos se refiere para tratar los volúmenes de agua producida diariamente (Ko et al., 2014).

Recientemente, se ha visto en el uso de las nanopartículas magnéticas (MNP), un gran potencial para reducir las concentraciones de grasas y aceites en el agua a niveles por debajo de los límites de vertimiento estipulados. Esto, gracias a que las nanopartículas metálicas poseen una gran área superficial y propiedades paramagnéticas, que las hacen vulnerables a la acción de un campo magnético externo aplicado en una dirección determinada (Figura 1), favoreciendo la recuperación de la nanopartícula una vez hayan interactuado superficialmente con las gotas de aceite, permitiendo un rompimiento de emulsiones en cuestión de minutos gracias a que la fuerza magnética es varios ordenes de magnitud mayor a la fuerza gravitacional. (Ko et al., 2014). Asimismo, las MNP se pueden regenerar y reutilizar en varios ciclos lavándolas con solventes orgánicos, minimizando la generación de residuos peligrosos y reduciendo los costos de tratamiento de aguas de producción.

Figura 1. Rompimiento de emulsiones con nanopartículas



Tomado de: Wu, M., Zhai, M. y Li, X. (2021). Adsorptive removal of oil drops from ASP flooding-produced water by polyether polysiloxane-grafted ZIF-8. *Powder Technology*, 378, 76-84.

Nanopartículas y Surfactantes: Una Alternativa a los Procesos EOR

Laura Juliana Vega Rojas

Las tecnologías de recobro químico relacionadas con la inyección de surfactantes y nanopartículas han sido estudiadas como una alternativa para aumentar el factor de recobro de hidrocarburos, los cuales constituye la principal fuente de energía para la actual demanda mundial.

Existe una diversidad de parámetros que afectan los procesos EOR con estos nanofluidos, entre los que se destacan la concentración y tamaño de las nanopartículas, la mojabilidad de la roca, la temperatura y salinidad del yacimiento y del nanofluido. Estas variables alteran los mecanismos de recuperación de las mezclas surfactante/nanopartículas frente a las condiciones de yacimiento.

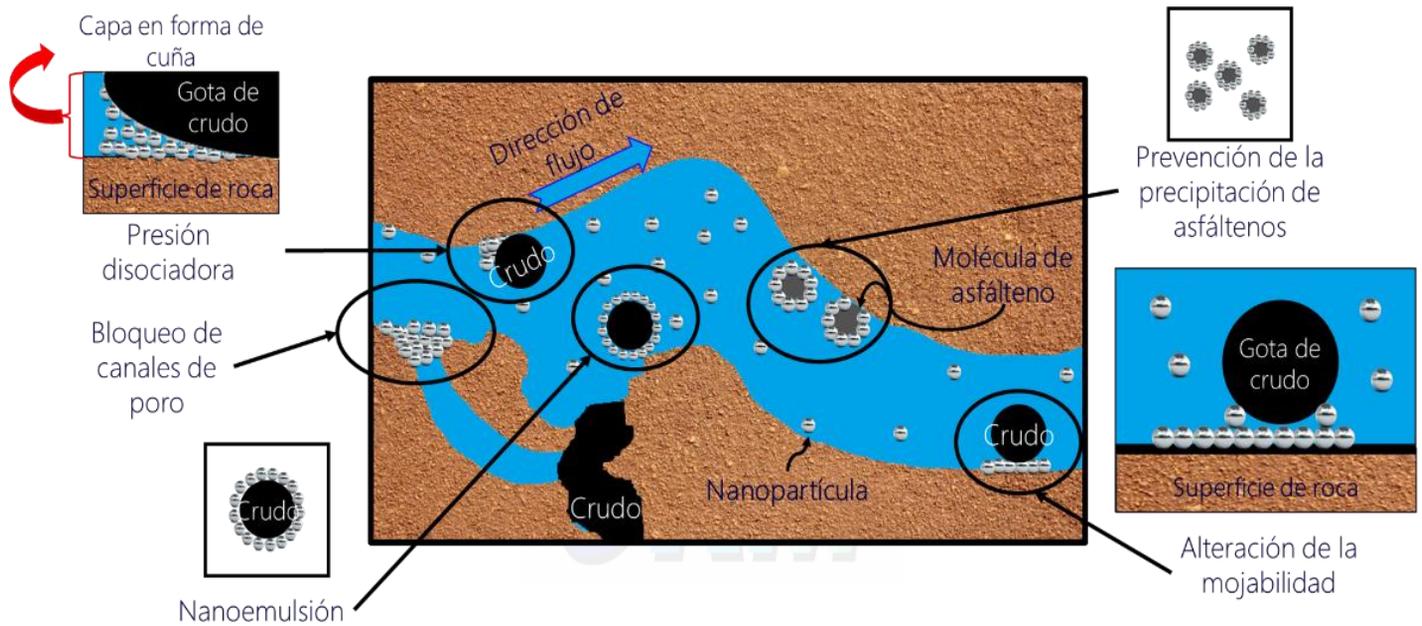
Estos mecanismos de recuperación se muestran en la Figura 2. El sistema surfactante/nanopartícula permite reducir de la tensión interfacial, modificar la mojabilidad de un estado mojado por aceite (*oil-wet*) a uno mojado por agua (*water-wet*) y generar una presión disociadora, resultado de las fuerzas de atracción y repulsión en las nanopartículas.

“Los nanofluidos pueden afectar tanto las interacciones fluido/fluido como las interacciones roca/fluido, por lo que es objeto de estudio actual de la industria petrolera”

Asimismo, este nanofluido provoca un incremento en la presión interna del poro (*log-jamming*), obligando a que el crudo encapsulado fluya para reducir dicha presión. Finalmente, previenen la precipitación de asfaltenos, ya que las nanopartículas interaccionan con éstos formando agregados asfaltenos/nanopartículas de menor tamaño en comparación con los agregados de sólo asfaltenos, mejorando así su movilidad y evitando precipitaciones sobre la roca.

En conclusión, el uso en conjunto de nanopartículas/surfactantes afectan tanto las interacciones fluido/fluido como las interacciones roca/fluido, por lo que la industria petrolera se ha enfocado en su estudio como un método de recuperación mejorada para extracción de crudo, aumentando el factor de recobro.

Figura 2. Mecanismos de recuperación de mezclas surfactante/nanopartículas en procesos EOR.



Tomado de: Ali, J. A., Kalhury, A. M., Sabir, A. N., Ahmed, R. N., Ali, N. H. y Abdullah, A. D. (2020). A state-of-the-art review of the application of nanotechnology in the oil and gas industry with a focus on drilling engineering. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 191, 107118.

Geología y Petrofísica de los Yacimientos Sometidos a Recobro Térmico por Inyección de Vapor en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena

Dailyn Sarai Badillo y Daniela Villabona

La eficiencia energética y el factor de recobro de los proceso de recobro mejorado por inyección de vapor, depende de aspectos geológicos y petrofísicos del sistema petrolífero. A partir del análisis de estas características y la compilación de datos, es posible desarrollar procesos más estratégicos para aumentar la recuperación de hidrocarburos.

En el Valle Medio del Magdalena se encuentran los campos Teca, Nare, Jazmin, Moriche y Girasol localizados en los departamentos de Antioquia y Boyacá., en los cuales se realizan procesos de recobro térmico y están ubicados estructuralmente en la provincia occidental, definida como un borde pasivo con una geometría de monoclinal con rumbo Suroeste (SO) al Noreste (NE) y buzamiento hacia el este, con presencia de fallas extensionales y conformada por materiales provenientes y pertenecientes a la Cordillera Central, conformado por formaciones cretáceas, las cuales se encuentran truncadas o erosionadas desapareciendo en dirección a la cordillera. Además de sedimentos del cenozoico que buzan preferencialmente hacia el oriente afectados por flexuras y fallas (Mojica & Franco, 1992; Mendoza et al., 2009).

Estos campos presentan una geología similar al pertenecer al mismo bloque estructural y con una estratigrafía semejante. En esta zona se destacan las formaciones yacimientos denominadas Grupo Chorro conformado por la Formación la Paz y Esmeralda y el Grupo Chuspas conformado por la Formación Mugrosa y Colorado. En la Figura 3, se muestran las características geológicas, litología, composición, textura, estratigrafía, datos de porosidad y permeabilidad además del ambiente de depositacional.

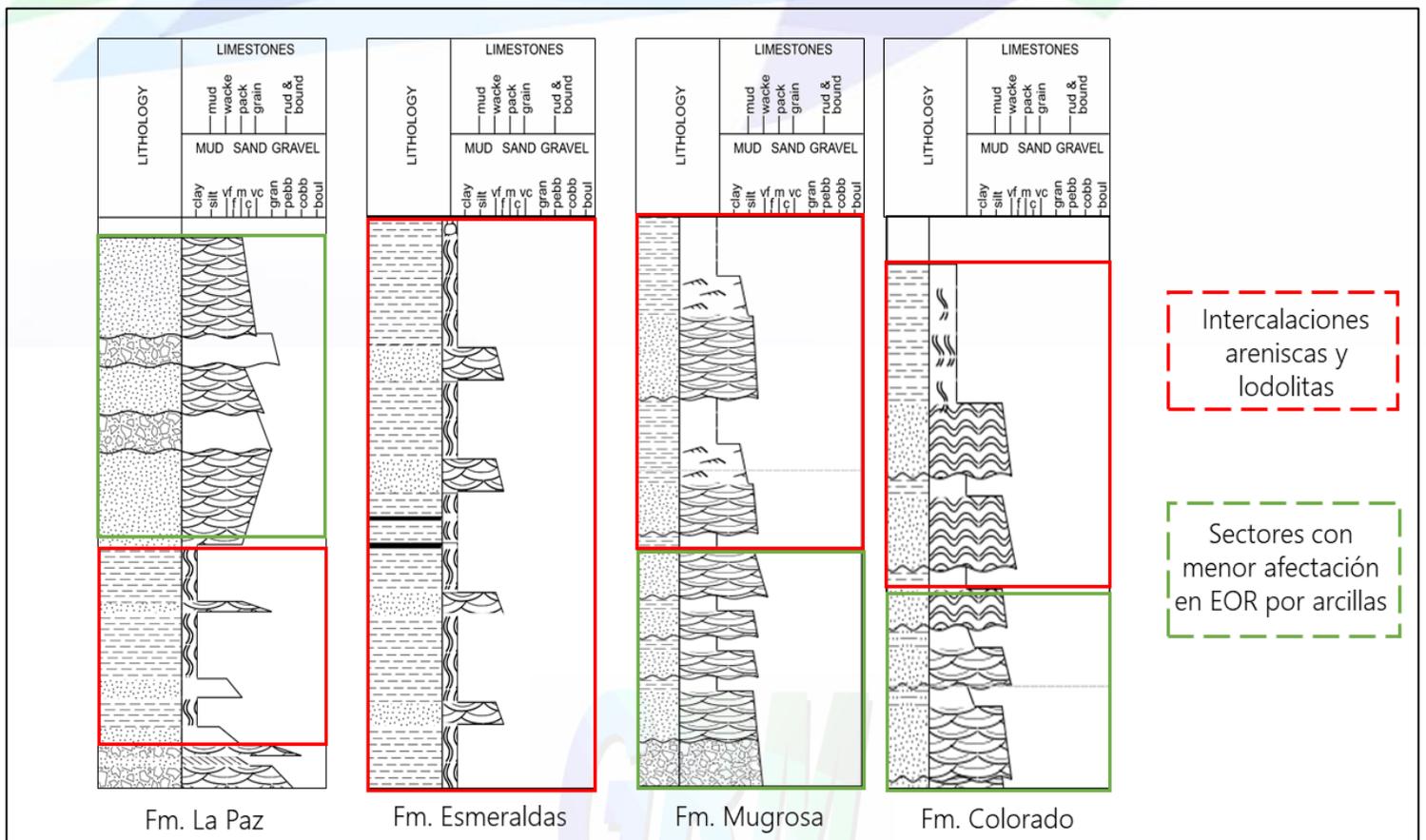
Figura 3. Resumen de las características roca yacimiento Grupo Chorro y Chuspas, VMM

GRUPO	Fm.	EDAD	LITOLOGIA	AMBIENTES SEDIMENTARIOS	Ø (%)	μ (mD)	ESPESOR	LIMITES
Chorro	Fm. La Paz	Paleoceno superior-Eoceno inferior	Areniscas de grano medio a grueso y areniscas conglomeráticas intercaladas con conglomerados y algunas capas de lodolitas.	Ambiente fluvial de canales trenzados y meandriformes, con facies de barras de canal, planicie de inundación.	10-23	500-800	1500 m-85 m disminuye hacia el noroeste	Base: Fm Lisama. Tope: Fm. Esmeraldas.
	Fm. Esmeraldas	Eoceno medio-Eoceno superior	Areniscas de grano fino a medio, con alto contenido de líticos y mica, intercaladas con gruesos niveles de lodolitas, además algunas capas delgadas de carbón.	Lagunar deltaico, además de facies de depósitos de canal aluvial-estuario o canales de planicies intramareales.	-	-	1200 m-570 m disminuye hacia el noroeste	Base: Fm La Paz. Tope: Fm. Mugrosa.
Chuspas	Fm. Mugrosa	Eoceno Superior - Oligoceno inferior	Intercalaciones de lodolitas con areniscas de grano medio a gruesos y areniscas conglomeráticas, con contenido de cuarzo, chert y líticos ígneos.	Ambiente fluvial de ríos meandriformes, facies de depósitos de canal, llanura de inundación y <i>crevasse splay</i>	20-24	500 -1000	700m-500m disminuye hacia el noroeste	Base: Fm Esmeraldas. Tope: Fm. Colorado.
	Fm. Colorado	Oligoceno superior - Mioceno inferior	Intercalaciones de areniscas y lodolitas con presencia de abundantes fragmentos líticos, metamórficos y chert. En el tope se presenta lodolitas fosilíferas con pequeñas areniscas de grano medio denominado "Horizonte Fosilifero la Cira"	Ambiente fluvial de ríos meandriformes, llanuras de inundación y abanicos de inundación	25-36	500 - 1000	1200m-400m disminuye hacia el noroeste	Base: Fm Mugrosa. Tope: Grupo Real.

Tomado de: **Caballero, V., Parra, M., & Mora Bohorquez, A. (2010)**. Levantamiento De La Cordillera Oriental De Colombia Durante El Eoceno Tardío - Oligoceno Temprano: Proveniencia Sedimentaria En El Sinclinal De Nuevo Mundo, Cuenca Valle Medio Del Magdalena. Boletín de Geología, 32(1), 45-77; **Hernandez, Maria & Villabuena, J. (2018)**. Evaluación técnica y financiera del desempeño de las válvulas guiadas en las bombas de subsuelo para bombeo mecánico en dos pozos que evidencian producción de gas y geometría altamente desviada ; **Royero, M., & Clavijo, J. (2001)**. Memoria explicativa del mapa geológico generalizado del departamento de Santander, escala 1:400.000. INGEOMINAS, 256; **UPME, U. T. P. (2018)**. Prospección Evaluación De Las Cuencas Y Oferta De Hidrocarburos Convencionales Y No Convencionales. Upme V 4.0, 11 ; **Sarmiento, L. (2011)**. Petroleum Geology of Colombia, Middle Magdalena Basin. Agencia Nacional de Hidrocarburos - A.N.H.-, 11.; **Vargas, O. (2006)**. Revisión de los parámetros del empaquetamiento con grava y planteamiento de alternativas para mejorar su eficiencia en los pozos del Campo Jazmín. Universidad Industrial de Santander, 44(2), 8-10.

El Grupo Chuspas y el Grupo Chorro, presentan una marcada intercalación de arena-arcilla (Figura 4), la cual podría afectar la eficiencia energética del proceso de recobro térmico, se observan algunas formaciones de gruesos niveles de lodolitas con intercalaciones de areniscas de grano medio a grueso. Por otra parte, la mineralogía de las arcillas definida como caolinita, illita y en menor medida, la esmectica, podrían afectar la zona B de los campos Girasol, Jazmín, Teca y Nare, debido a las propiedades fisicoquímicas que cada uno de los minerales presentan y el cambio de estas propiedades al momento por el aumento de temperatura proveniente de los procesos de inyección de vapor.

Figura 4. Columnas estratigráficas generalizadas de las Fm de interés, resaltando las áreas de intercalaciones arena-arcilla



Tomado de: **Caballero, V., Parra, M., & Mora Bohorquez, A. (2010).** Levantamiento De La Cordillera Oriental De Colombia Durante El Eoceno Tardío - Oligoceno Temprano: Proveniencia Sedimentaria En El Sinclinal De Nuevo Mundo, Cuenca Valle Medio Del Magdalena. *Boletín de Geología*, 32(1), 45–77; **Hernandez, Maria & Villabuena, J. (2018).** Evaluación técnica y financiera del desempeño de las válvulas guiadas en las bombas de subsuelo para bombeo mecánico en dos pozos que evidencian producción de gas y geometría altamente desviada; UPME, U. T. P. (2018). *Prospección Evaluación De Las Cuencas Y Oferta De Hidrocarburos Convencionales Y No Convencionales*. Upme V 4.0, 11 ;

Acuatermolisis Catalítica como Método de Mejoramiento In-Situ

Ing. Luis Miguel Salas Chía

Las reservas de hidrocarburos convencionales han venido en decrecimiento a través de los últimos años aun cuando las demandas de energías no han tenido este mismo comportamiento. Por esta razón, los países han recurrido a aquellos tipos de yacimientos tan convencional donde un 70% se encuentra asociado a crudos pesados (Schlumberger, 2016). El potencial que tienen estos recursos en el mundo es de gran importancia y Colombia no es la excepción; presentando una participación del 42% en la producción de estos tipos de hidrocarburos dentro de la canasta energética nacional (Semana, 2018).

La producción de este tipo de crudos se realiza bajo tres conjuntos de métodos de recobro principales: en frío, asistidos con disolventes y térmicos (Ahmadi & Chen, 2020). La inyección de vapor es uno de estos procesos en donde se inyecta vapor saturado a la formación permitiendo la aparición de mecanismos físicos de producción como la reducción de viscosidad. De igual manera, durante la implementación del proceso se presenta una interacción entre el agua inyectada y el hidrocarburo localizado en el yacimiento, generando procesos químicos que agrupan una serie de reacciones denominadas acuatermolisis (Hyne, 1986).

La adición del catalizador al proceso permite disminuir la energía de activación necesaria para la ocurrencia total de la reacción, en un menor tiempo y con menos requerimientos energéticos. La acuatermolisis catalítica es el proceso que representa la adición de un catalizador dentro de un proceso de inyección de vapor, permitiendo obtener efectos adicionales como: pirólisis, isomerización, apertura de anillos, oxigenación, alcoholización, esterificación y despolimerización (Wang, Chen, He, Li, & Yang, 2010).

“La acuatermolisis catalítica es el proceso que representa la adición de un catalizador dentro de un proceso de inyección de vapor, permitiendo obtener efectos adicionales.”

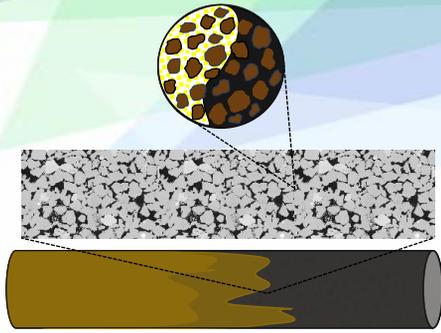


Figura 5. Interacción de los fluidos inyectados con el medio poroso.

A nivel de laboratorio, los estudios de acuatermolisis catalítica han sido evaluados en gran medida en sistemas estáticos con pruebas de interacción fluido-fluido. Aunque en menor medida, se han presentado investigaciones donde se han observado las interacciones roca-fluido de manera estática y dinámica. Los autores han evidenciado disminuciones en las viscosidades de los crudos como resultado del rompimiento de los heteroátomos y la estabilización de estos con el hidrógeno generado en las reacciones como *Water Gas Shift*.

Aunque se han evaluado las interacciones roca-fluido en sistemas dinámicos (Figura 5), los mecanismos de colocación del catalizador en el medio poroso ha sido un parámetro que no se ha sensibilizado en gran medida. Con base en esta información, se planteado una investigación en la cual evaluar tres métodos de colocación: disolución en agua/crudo, emulsiones y fluido oleico de transporte.

Premios y Reconocimientos a miembros GRM

PetroWeek 2021



1° Puesto

Categoría Maestría:
Ing. Néstor Javier Castro



1° Puesto

Categoría Pregrado:
Julián Caicedo y Raúl Patiño



2° Puesto

Categoría Pregrado:
Keyner Núñez y Luis Salas

SPWLA UIS 2021



1° Puesto

Student Paper Contest:
Luis Salas

Últimas publicaciones de GRM

Núñez-Méndez, K. S., Salas-Chia, L. M., Molina V, D., Muñoz, S. F., León, P. A. y León, A. Y. (2021). Effect of the Catalytic Aquathermolysis Process on the Physicochemical Properties of a Colombian Crude Oil. *Energy & Fuels*, 35(6), 5231–5240. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c04142>

Grupo de Investigación Recobro Mejorado-GRM



DIRECTOR:

MSc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

COMITÉ EDITOR:

Michell Andrey Jiménez Caballero
Caterine Ariza Quiroga

Teléfono: 6344000 Ext. 2721

Correo: grm@uis.edu.co
<http://grmuis.net/>

Universidad Industrial de Santander