

**ESTADO DEL ARTE DE LAS APLICACIONES DE LA NANOTECNOLOGÍA EN  
EL RECOBRO MEJORADO.**

**JULYETH KARYMEN CABALLERO ABRIL  
MARIA CAMILA GONZÁLEZ CAMACHO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2018**

**ESTADO DEL ARTE DE LAS APLICACIONES DE LA NANOTECNOLOGÍA EN  
EL RECOBRO MEJORADO.**

**JULYETH KARYMEN CABALLERO ABRIL  
MARIA CAMILA GONZÁLEZ CAMACHO**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero  
de Petróleos**

**Director**

**EIDER NIZ VELÁSQUEZ**

**Doctor in Chemical and Petroleum Engineering**

**Co-director**

**GUSTAVO MAYA TORO**

**Magíster Ingeniería énfasis Hidrocarburos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2018**

## DEDICATORIA

A mis padres por sus consejos, paciencia, esfuerzos y grandes sacrificios.

A mis hermanos por apoyarme en este camino y ser un ejemplo de lucha.

A Giovanni por su compañía, amor y comprensión.

*JULYETH KARIMEN CABALLERO ABRIL*

A Dios maestro que me guía, apoya y fortalece. Camino y destino.

A mis padres por su paciencia, comprensión y amor.

A mis hermanos por ser luz en mi vida.

*MARÍA CAMILA GONZÁLEZ CAMACHO*

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos de manera especial al Dr. Eider Niz Velásquez, profesor de Recobro Mejorado, quien junto a su equipo de trabajo propuso este tema de investigación y despertó en nosotras el interés en un campo poco desarrollado en el mundo, haciendo posible la entrega de este estado del arte actual de la nanotecnología en recobro mejorado. Por su colaboración, dedicación y orientación.

Al MSc. Gustavo Maya Toro, quien suministro parte de la información objeto de este trabajo, quien nos acompañó en este proceso de aprendizaje constante.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	20
1. NANOTECNOLOGÍA .....	24
1.1 DEFINICIONES PREVIAS .....	24
1.1.1 Adsorción .....	24
1.1.2 Acuatermólisis .....	24
1.1.3 Catalizador .....	25
1.1.4 Catálisis. ....	25
1.1.5 Concentración crítica micelar o C.M.C .....	25
1.1.6 Emulsiones de Pickering .....	25
1.1.7 Eficiencia Macroscópica Y Microscópica. ....	26
1.1.8 Humectabilidad. ....	26
1.1.9 Microondas .....	26
1.1.10 Mojabilidad .....	27
1.1.11 Numero capilar (Nc) .....	27
1.1.12 Presión Capilar .....	28
1.1.13 Poliacrilamida (PAM) .....	28
1.1.14 Partículas hidrófobas e hidrófilas .....	28
1.1.15 Potencial zeta. ....	28
1.1.16 Surfactantes .....	29
1.1.17 Súperhidrofobicidad .....	29
1.1.18 Tensión interfacial y superficial (IFT & SFT). ....	29
1.2 GENERALIDADES DE LA NANOTECNOLOGÍA. ....	30
1.2.1 ¿Qué es la nanotecnología? .....	30
1.2.2 Historia de la nanotecnología .....	31

1.2.3 ¿Qué es la nanociencia? .....	33
1.3 ¿QUÉ SON Y CUÁLES SON LOS NANOMATERIALES?.....	34
1.3.1 Nanopartículas (NPs).....	35
1.3.2 Nanofluidos.....	37
1.3.3 Nano-sensores.....	38
1.3.4 Nanopartículas magnéticas.....	39
1.3.5 Nanopartículas paramagnéticas.....	39
1.3.6 Nano-mapeadores magnéticos.....	40
1.3.7 Nanopartículas de carbono.....	41
1.3.8 Fullerenos y nanotubos de carbono.....	41
1.3.9 Nano-catalizadores.....	42
1.3.10 Nanoemulsión.....	43
1.3.11 Nanotecnología en recobro mejorado (Nano-EOR)..	43
1.4 PRINCIPALES PROPIEDADES DE LAS NANOPARTÍCULAS UTILIZADAS EN APLICACIONES DE RECOBRO MEJORADO.....	44
1.4.1 Nanopartículas de sílice.....	44
1.4.2 Nanopartículas de sílice hidrófoba funcionalizada e hidrófila.....	46
1.4.3 Nanopartículas de níquel.....	47
1.4.4 Polisilicio hidrófobo y lipófilo (HLP).....	48
1.4.5 Nanopartículas de aluminio.....	48
1.4.6 Nanopartículas de magnesio y zinc.....	49
1.4.7 Nanopartículas de hierro y cobre.....	49
2. RECOBRO MEJORADO DEL PETRÓLEO.....	50
2.1. RECOBRO TERCARIO O MEJORADO.....	50
2.1.1 Métodos térmicos.....	50
2.1.2 Métodos de gas o miscibles.....	55
2.1.3 Métodos químicos.....	58
2.2 RETOS DEL RECOBRO MEJORADO Y SOLUCIONES DE LA NANOTECNOLOGÍA.....	60
2.2.1 Movimiento a escala nanométrica en medios porosos de tamaño micro.....	63

2.2.2 Área superficial específica muy alta de nanopartículas. ....	63
2.2.3 Moléculas a medida. ....	63
2.2.4 Entrega inteligente del agente EOR.....	64
2.2.5 Nanofiltración en procesos EOR.....	64
2.2.6 Nano-sensores.....	64
2.3 FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCION DE NANOFLUIDOS EN EL MEDIO POROSO PARA MEJORAR LA RECUPERACIÓN. ....	66
2.3.1 Concentración de Nanopartículas.....	66
2.3.2 Tamaño de las nanopartículas.....	67
2.3.3 Salinidad.....	67
2.3.4 Temperatura.....	68
2.3.5 humectabilidad de las nanopartículas.....	69
2.3.6 El tamaño de grano de la roca.....	69
2.3.7 Contenido de arcilla.....	70
2.3.8 Efecto de la permeabilidad del yacimiento.....	70
2.3.9 Tasa de inyección.....	70
3. APLICACIONES DE LA NANOTECNOLOGÍA EN RECOBRO MEJORADO ....	72
3.1 CLASIFICACIÓN POR TRL Y TENDENCIAS DE INVESTIGACIÓN DE LAS APLICACIONES DE LA NANOTECNOLOGÍA EN EOR.....	72
3.1.1 Technology Readiness Levels (TRL).....	72
3.1.2 Tendencias de investigación.....	74
3.1 RECOBRO QUÍMICO .....	77
3.1.1 Agua mejorada.....	77
3.1.2 Geles.....	100
3.1.3 Polímero y tensioactivo.....	105
3.1.4 Emulsiones.....	111
3.2 RECOBRO TÉRMICO.....	119
3.2.1 Drenaje gravitacional asistido por microondas.....	119
3.2.2 Inyección de vapor.....	123
3.2.3 Inyección cíclica de vapor.....	125

3.2.4 Espumas de vapor. ....	127
3.3 INYECCIÓN DE GAS (MISCIBLES). ....	131
3.3.1 Inyección de CO <sub>2</sub> . ....	131
3.3.2 Inyección alternada con agua y gas (WAG). ....	135
3.3.3 Espumas DE CO <sub>2</sub> . ....	140
3.3.4 Emulsiones gelificantes de CO <sub>2</sub> . ....	151
3.4 MEJORAS EN GENERAL REALIZADAS POR LAS NANOPARTÍCULAS. ...	158
3.4.1 Adsorción y transporte de nanopartículas en el medio poroso. ....	158
3.4.2 Eliminación de polímero de agua producida. ....	164
3.4.3 Estabilización de la migración de finos. ....	165
3.5 APLICACIONES DE LA NANOTECNOLOGÍA EN MODELADO Y SIMULACIÓN. ....	171
3.5.1 Estabilidad y movilidad de nanopartículas. ....	171
4. COLOMBIA. ....	178
4.1 AVANCES DE LA NANOTECNOLOGÍA EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO EN COLOMBIA. ....	178
4.1.1. Aplicación de nanofluidos para la inhibición de asfaltenos.. ....	179
4.1.2. Aplicaciones de nanofluidos en recobro mejorado de petróleo. ....	181
4.2 CRITERIOS DE APLICACIÓN POTENCIAL DE LA NANOTECNOLOGÍA BASADOS EN LA REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA. ....	183
4.2.1 Efecto de la salinidad. ....	184
4.2.2 Efecto de la temperatura. ....	189
4.2.3 Efecto de la permeabilidad. ....	193
4.2.4 Efecto de la porosidad. ....	195
4.3 CRITERIOS DE APLICACIÓN POTENCIAL DE LA NANOTECNOLOGÍA. ....	196
4.3.1 Criterios de Aplicación Potencial de la Nanotecnología en EOR no Térmico.. .....	196
4.4 ESFUERZOS QUE SE NECESITAN PARA CONSOLIDAR LA TECNOLOGÍA. .....	197

4.5 COMPARACIÓN DE LA RETENCIÓN DE POLIMERO CONVENCIONAL vs NANOFLUIDOS EN EL MEDIO POROSO. ....	198
5. CONCLUSIONES .....	200
6. RECOMENDACIONES.....	203
BIBLIOGRAFÍA.....	204

## LISTADO DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Escala de las cosas referenciadas al nanómetro.....	31
Figura 2. La Nanotecnología permite afrontar los más atrevidos y fascinantes adelantos tecnológicos. ....	34
Figura 3. Materiales con propiedades morfológicas más pequeñas que un micrómetro.....	35
Figura 4. Aumento de la superficie con nanopartículas. ....	36
Figura 5. Nano sensor implantado en la roca. ....	39
Figura 6. Imagen TEM de nanopartículas magnéticas (izquierda) y nanopartículas magnéticas atraídas por un imán por fuera del frasco (derecha).....	40
Figura 7: a) Nanotubo de carbono de una sola pared, b) Nanotubo de carbono múltiples paredes.....	42
Figura 8. Representación esquemática de la inyección de vapor en un campo de crudo.....	52
Figura 9. Representación teórica de las zonas presentes en la combustión in-situ. ....	53
Figura 10. Diagrama del proceso de segregación gravitacional asistido con vapor. ....	54
Figura 11. Esquema general de la inyección cíclica de dióxido de carbono. ....	56
Figura 12. Clasificación TRL de las aplicaciones de la Nanotecnología en EOR. .	74
Figura 13. Tendencias de investigación de las aplicaciones de la nanotecnología en EOR, clasificadas de acuerdo a su grado de madurez (alto, medio y bajo). ....	76
Figura 14. Porcentaje de nanopartículas utilizadas en cada aplicación encontrada. ....	76

Figura 15. Resultados de la reología para emulsiones hechas con dispersión de nanopartículas recubiertas de PEG con salinidades variables. ....	185
Figura 16. Emulsión de butano generada en salinidades variables usando dispersión de NP DP9711. Las líneas rojas distinguen la fase de la emulsión. Por encima de la línea roja superior: fase líquida de n-butano. Debajo de la línea roja inferior: fase de dispersión de NPs. ....	186
Figura 17. Influencia de la concentración de NaCl sobre el ángulo de contacto aire/agua en sustratos de calcita expuestos a 0.05% en peso de nanofluido de ZrO <sub>2</sub> .....	187
Figura 18. Influencia de la concentración de NaCl sobre el ángulo de contacto tolueno/agua en sustratos de calcita expuestos a 0.05% en peso de nanofluido de ZrO <sub>2</sub> .....	187
Figura 19. Recuperación de aceite con nanofluidos de SiO <sub>2</sub> -Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> a baja salinidad (30.000ppm).....	188
Figura 20. Recuperación de aceite con nanofluidos de SiO <sub>2</sub> -Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> a alta salinidad (160.000ppm).....	189
Figura 21. Recuperación de aceite con nanofluidos de SiO <sub>2</sub> -Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> a alta temperatura (176°F).....	190
Figura 22. Viscosidad aparente de fluidos viscoelásticos a concentraciones de 4% (a) y 2% (b). ....	191
Figura 23. Ángulo de contacto a bajas y altas temperaturas del nanofluido de SiO <sub>2</sub> .....	192
Figura 24. Imagen de mármol empapado con una solución de nanofluido de SiO <sub>2</sub> a 248°F. ....	192
Figura 25. Influencia de la permeabilidad de las rocas en la recuperación incremental de petróleo debido a nanotecnología en EOR.....	194
Figura 26. Resultados coreflooding. ....	195

## LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Principales procesos de EOR, algunos mecanismos involucrados y los retos que se tiene que hacer para una escala microscópica. ....	62
Tabla 2. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada en agua mejorada con sílice.....	83
Tabla 3. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada en agua mejorada con NPs de sílice con diferentes recubrimientos. ....	87
Tabla 4. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada en agua mejorada con NPs de sílice y otros. ....	92
Tabla 5. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada en agua mejorada con mezclas de NPs de Sílice y otros.....	95
Tabla 6. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada en agua mejorada con NPs de polisilicio.....	97
Tabla 7. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada en agua mejorada con NPs diferentes a la sílice. ....	99
Tabla 8. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada en geles con NPs de sílice.....	101
Tabla 9. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada en geles con acrilamida nanométrica. ....	103
Tabla 10. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada en geles con NPs diferentes. ....	104
Tabla 11. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada en polímeros y tensioactivos. ....	109
Tabla 12. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada en emulsiones. ....	116
Tabla 13. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada a MWAGD. ....	122

Tabla 14. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada a inyección de vapor. .....	129
Tabla 15. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada a inyección de CO <sub>2</sub> . .....	134
Tabla 16. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada a WAG. ....	138
Tabla 17. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada a espumas de CO <sub>2</sub> . .....	153
Tabla 18. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada a mejoras en general realizadas por las nanopartículas. (Adsorción y transporte, migración de finos y eliminación de polímeros en agua). ....	167
Tabla 19. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada a modelado y simulación.....	175
Tabla 20. Parámetros de los criterios de aplicación potencial de la Nanotecnología en EOR no Térmico .....	196
Tabla 21. Campos susceptibles de aplicación de la Nanotecnología. ....	197
Tabla 22. Comparación de la retención de polímero y nanopartículas en el medio poroso.....	199

## **LISTA DE ANEXOS**

**(Ver anexos adjuntos en el CD y pueden visualizarlos en la Base de Datos de la Biblioteca UIS)**

ANEXO A. Revisión papers

## RESUMEN

**TÍTULO:** ESTADO DEL ARTE DE LAS APLICACIONES DE LA NANOTECNOLOGÍA EN RECOBRO MEJORADO.\*

**AUTORES:** JULYETH KARYMEN CABALLERO ABRIL\*\*  
MARIA CAMILA GONZÁLEZ CAMACHO

**PALABRAS CLAVES:** Nanotecnología, aplicaciones, nanopartículas, recobro mejorado.

**DESCRIPCIÓN:** El presente trabajo constituye una revisión bibliográfica referente a las aplicaciones de la nanotecnología en el recobro mejorado del petróleo, teniendo en cuenta que el avance de la nanotecnología en la industria de los hidrocarburos puede contribuir a la solución de problemas asociados a la baja eficiencia de barrido, altos costos de energía y productos químicos, fugas de calor, daño a la formación, depositación de asfaltenos, baja conductividad térmica, problemas ambientales, entre otros que reducen la eficiencia en el proceso de recuperación del crudo. Esta investigación se desarrolla a partir de la metodología de una revisión sistemática de la literatura actual para el establecimiento de un marco teórico de referencia que contribuya a su conceptualización y comprensión.

También se identificaron y clasificaron las aplicaciones con mayor grado de madurez desarrolladas a nivel mundial, que tienen el potencial de ser aplicadas en Colombia. Para esto se propusieron unos criterios de aplicación potencial de la nanotecnología con base en las propiedades de los fluidos y muestras de núcleos utilizadas en los artículos estudiados, lo cual se comparó con una base de datos que contiene las propiedades de los yacimientos colombianos, y de esta forma se determinó en cuáles campos de Colombia se puede implementar la adición de nanopartículas y la inyección de nanofluidos en el recobro mejorado, y así lograr un aumento del factor de recuperación del petróleo. Por último, se construyó una base de datos con las propiedades y resultados más importantes de toda la bibliografía utilizada que se anexará al proyecto como un archivo adjunto.

---

\* Trabajo de grado

\*\* facultad de Ingenierías Físico–Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos Director: Eider Niz Velásquez, Doctor in Chemical and Petroleum Engineering. Co-director: Gustavo Maya Toro: Magíster Ingeniería énfasis Hidrocarburos

## ABSTRACT

**TITLE:** STATE OF THE ART OF THE APPLICATIONS OF NANOTECHNOLOGY IN ENHANCED OIL RECOVERY\*

**AUTHORS:** JULYETH KARYMEN CABALLERO ABRIL\*\*  
MARIA CAMILA GONZÁLEZ CAMACHO

**PALABRAS CLAVES:** Nanotecnología, aplicaciones, nanopartículas, recobro mejorado.

**DESCRIPTION:** The present work constitutes a bibliographical review regarding the applications of nanotechnology in Enhanced Oil Recovery (EOR), considering that the advance of nanotechnology in the petroleum industry can contribute to the solution of problems associated with low sweeping efficiency, high costs of energy and chemical products, heat losses, formation damage, deposition of asphaltenes, low thermal conductivity, environmental issues, among others that reduce the efficiency of EOR techniques. This research is developed from the viewpoint of a systematic review of the current literature in order to attain of a theoretical framework of reference that contributes to its conceptualization and understanding.

We also identified and classified the applications with the highest degree of maturity developed worldwide, which have the potential to be applied in Colombia. For this purpose, screening criteria were proposed based on the properties of the fluids and core samples used in the referenced publications, which were compared against a database that contains the properties of the Colombian reservoirs, to determine the Colombian fields with the highest potential for the use of nanoparticles and the injection of nanofluids in EOR to an increase in the oil recovery factor. A data base with the most important properties and results was built, which will be attached to the project to obtain more data from those present here.

---

\* Degree work

\*\* Faculty of Physico-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering Director: Eider Niz Velásquez, Doctor in Chemical and Petroleum Engineering. Co-director: Gustavo Maya Toro: Master's Degree in Engineering Hydrocarbons

## INTRODUCCIÓN

La nanotecnología es la ciencia de la generación, el uso y el aprovechamiento de los materiales que tienen un tamaño que varía de 1 a 100 nm. La principal razón por la que la nanotecnología atrae la atención en la industria del petróleo son las propiedades únicas que muestran las partículas cuando se forman a escala nanométrica. En diversos campos del conocimiento, la nanotecnología ha irrumpido como una forma de mejorar la efectividad de los procesos. Existen numerosas áreas en las que la nanotecnología ha contribuido con tecnologías más eficientes, menos costosas y más ecológicas que las que están disponibles.<sup>1</sup>

Desde el inicio de la época moderna el petróleo se ha convertido en una de las fuentes energéticas “no renovables” más importantes de la sociedad. El creciente consumo de motores a combustión interna y fabricación de medicinas, fertilizantes, productos alimenticios, objetos de plástico, pinturas, cosméticos, textiles, etcétera, lleva a la necesidad de incorporar reservas de hidrocarburos, con el fin de cubrir la demanda de energía y productos derivados a nivel global.<sup>2</sup>

Una de las formas de incorporar reservas es el aumento del factor de recobro de yacimientos ya sometidos a explotación. La implementación de nuevas técnicas de recobro tanto en campos maduros como en poco desarrollados o campos con difíciles condiciones de producción, es, por consiguiente, una exigencia para lograr el objetivo de adicionar volúmenes recuperables de hidrocarburos.

---

<sup>1</sup> SALEM, Adel and HANNORA, Ahmed. Suez University (SU). A Comparative Investigation of Nano Particle Effects for Improved Oil Recovery – Experimental Work. Mishref, Kuwait. Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-175395-MS. 16 p.

<sup>2</sup> COCUZZA, M, et al. Politecnico di Torino. Is The Oil Industry Ready for Nanotechnologies? Offshore Mediterranean Conference. Turin, Italy. 2011. 2011-070 OMC.15 p.

En recobro mejorado se han hecho esfuerzos dispersos de nanotecnología que comienzan a mostrarse como alternativas realistas para disminuir los costos e incrementar la eficiencia de los mecanismos que actúan para mejorar el barrido de petróleo. Es por esto que la nanotecnología tiene el potencial para transformar los mecanismos y procesos de EOR.<sup>3</sup>

La explotación convencional de hidrocarburos comprende el recobro primario (drenaje que se aprovecha dada la energía natural de los yacimientos) y el recobro secundario (inyección de fluidos como agua o gases que no alteran notablemente las características fisicoquímicas de los fluidos del yacimiento). El recobro secundario es responsable de uno de cada dos barriles que se producen en la actualidad. Por medio de estos dos métodos es posible recuperar en promedio sólo una tercera parte del petróleo in situ. En Colombia la mediana del factor de recobro llega apenas a un 19%.<sup>4</sup>

El recobro mejorado, por su parte, consiste en la inyección de sustancias que al interactuar con los fluidos nativos del yacimiento, alteran sus características con miras a mejorar el barrido y la cantidad de hidrocarburos a recuperar. Dichas sustancias comprenden químicos en fase acuosa (polímeros, surfactantes, etc.), agentes biológicos, vapor de agua, gases miscibles, aire comprimido, entre otros. Con estas técnicas, el factor de recobro podría aumentar a más del 50%, pero requieren de inversiones significativas en facilidades de superficie, acondicionamiento de pozos, fluidos para inyección, etcétera, lo cual ha sido una traba para su implementación masiva, ya que sólo el 3% de la producción mundial en 2016 proviene de la aplicación de estas técnicas.<sup>5</sup>

---

<sup>3</sup> MARTIN, V; MOGENSEN, Kristian. Maersk Oil Research and Technology Centre. Novel Applications of Nanoparticles for Future Enhanced Oil Recovery. 2014. IPTC-17857-MS. 14 p.

<sup>4</sup> Foro Mundial de Recobro Mejorado, 2016, Presentación realizada por Juan Carlos Echeverri.

<sup>5</sup> FLETCHER, A.J.P; DAVIS, J.P. Society of Petroleum engineers. How EOR Can be Transformed by Nanotechnology, Tulsa, Oklahoma. 2010. SPE-129531-MS. 16 p

Problemas críticos relacionados con ubicaciones remotas (aguas ultra profundas y ambientes árticas), condiciones hostiles (formaciones a alta temperatura y alta presión), yacimientos no convencionales (crudos pesados, arenas bituminosas, *tight gas, tight oil, shale gas, shale oil, etc.*) pueden ser enfrentados y resueltos a partir de avances tecnológicos. En los últimos años, la nanotecnología se ha establecido como candidato potencial para ofrecer soluciones a estos retos.<sup>6</sup>

En consecuencia, el presente proyecto pretende recopilar y analizar la información existente hasta el momento con respecto a las aplicaciones de la nanotecnología en el campo del recobro mejorado con el propósito de determinar y estudiar los resultados obtenidos en los experimentos sobre el efecto en la recuperación del petróleo. Este proyecto identifica las aplicaciones que a nivel local tienen un mayor potencial de ser utilizadas al introducir nanopartículas en las formaciones, para luego, llevar el factor de recobro nacional al menos a los estándares internacionales.

Principalmente se realizó una recopilación y depuración de diversas fuentes bibliográficas referentes al tema, y bajo el estudio sistemático de los documentos se realizó una clasificación de las aplicaciones de acuerdo con su grado de desarrollo y madurez. De esta forma, se establecieron las principales aplicaciones de la nanotecnología en la industria del petróleo en el campo del recobro mejorado desarrolladas a nivel mundial y en Colombia.

Para el desarrollo de esta investigación se utilizó la metodología de revisión sistemática y exegética, para la identificación, selección y evaluación crítica de la información sobre las aplicaciones de la nanotecnología en recobro mejorado garantizando que la investigación sea fiable y rigurosa.

---

<sup>6</sup> COCUZZA, Op. Cit.

Consecutivo a la introducción, en el documento se presentan 4 capítulos, a partir de los cuales se organiza la revisión ordenada de la literatura existente sobre las aplicaciones de la nanotecnología en recobro mejorado a nivel mundial y en Colombia.

**El Capítulo I.** está dedicado a la compilación de los conceptos con los cuales esta nueva tecnología es descrita.

**El capítulo II.** Proporciona los conocimientos necesarios para comprender lo que es el recobro, sus clasificaciones, las técnicas de recobro mejorado más aplicadas en la industria del petróleo. Además, se mencionan los retos del recobro mejorado y las soluciones de la nanotecnología.

**El capítulo III.** Presenta una clasificación de las aplicaciones de la nanotecnología según el método de recobro, técnica, nanopartícula usada y grado de madurez.

**El capítulo IV.** Discute los beneficios y los avances de la nanotecnología en Colombia y proporciona un estado del arte de las aplicaciones de la nanotecnología que se están desarrollando y se podrían implementar en recobro mejorado en este país.

# 1. NANOTECNOLOGÍA

## 1.1 DEFINICIONES PREVIAS.

Este trabajo de grado desarrolla unas definiciones previas desde los productos, los efectos y la eficiencia de la industria petrolera, así como la nanotecnología como parte del mejoramiento y vitalización del recobro. A continuación, se hace una lista de estos conceptos y sus definiciones.

**1.1.1 Adsorción.** Para que ocurra el efecto de una nanopartícula en una reacción química es decir para proporcionar una disminución en la energía de activación es necesario que los Nano-catalizadores sufran procesos de adsorción ya sea con el crudo o con la roca presente en el yacimiento. la adsorción es el proceso mediante el cual un sólido es capaz de retener partículas de un fluido en su superficie tras entrar en contacto con ellas.<sup>7</sup>

**1.1.2 Acuatermólisis.** La acuatermólisis hace referencia a reacciones químicas que ocurren a altas temperaturas y presiones, entre el agua, el aceite y la arena, mejorando las características físicas del aceite pesado/bitumen después de la estimulación de vapor. Los principales efectos de la acuatermólisis son la reducción de asfáltenos y resinas, el aumento de los ácidos saturados y aromáticos, la reducción del peso molecular, la disminución del contenido de azufre, el aumento de la relación H/C y la reducción de la viscosidad del aceite producido.<sup>8</sup>

---

<sup>7</sup> LAL, R. et al. Encyclopedia of Soil Science. 2 da edición, Estados Unidos, Ed. Taylor & Francis, 2005.

<sup>8</sup> SHOKRLU, Hamedi; BABADAGLI, T. University of Alberta. Effects of Nano Sized Metals on Viscosity Reduction of Heavy Oil/Bitumen During Thermal Applications. Calgary, Alberta, Canadá. Society of Petroleum Engineers. 2010. CSUG/SPE 137540 .10 p.

**1.1.3 Catalizador.** Un catalizador es una sustancia que aumenta la velocidad con la que una reacción alcanza el equilibrio, disminuyendo la energía de activación sin consumirse en la reacción.<sup>9</sup>

**1.1.4 Catálisis.** La catálisis se define como la habilidad que tenga una sustancia para activar solo por contacto la afinidad de dos reactivos para originar una reacción que de otra forma no tendría lugar. La catálisis puede considerarse como uno de los aportes más grandes a la química del siglo pasado puesto que sin ella no podrían realizarse la mayoría de procesos de energía en la industria del petróleo tales como la refinación del crudo.<sup>10</sup>

**1.1.5 Concentración crítica micelar o C.M.C.** La concentración crítica micelar (C.M.C) de un surfactante es el valor en el cual la propiedad de solución de la molécula muestra un cambio abrupto. A esta concentración, los iones de superficie activa o moléculas en solución se asocian para formar unidades más grandes. Estas unidades asociadas se denominan micelas (estructuras auto ensambladas), los primeros agregados formados son generalmente de forma esférica. Cada molécula de tensoactivo tiene un valor característico CMC a una temperatura y concentración de electrolito dada. La técnica más común para medir la CMC es la tensión superficial,  $\gamma$ , que muestra un mínimo en la CMC, después de lo cual  $\gamma$  permanece prácticamente constante con aumento en la concentración de surfactante.<sup>11</sup>

**1.1.6 Emulsiones de Pickering.** Son emulsiones / espumas estabilizadas por partículas sólidas, que pueden permanecer estables durante años de almacenamiento. Se puede emplear una amplia variedad de polvos orgánicos y

---

<sup>9</sup> LAL, R. et al. Op. Cit.

<sup>10</sup> LINDSTRÖM, B. and PETTERSSON, L. J. "A brief history of catalysis," *Cattech*, vol. 7, no. 4, 2003. p. 130–138,

<sup>11</sup> MOHAJERI, M. HEMMATI, M. and 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.*, vol. 126, Feb. 2015. 162–173 p.

minerales para estabilizar tales emulsiones, por ejemplo: óxido de hierro, hidróxidos, sulfatos metálicos, sílice, arcillas y carbono.<sup>12</sup>

**1.1.7 Eficiencia Macroscópica Y Microscópica.** La eficiencia macroscópica ( $E_v$ ) hace referencia al barrido volumétrico del yacimiento. Mientras tanto la eficiencia microscópica, también llamada eficiencia de desplazamiento ( $E_D$ ), hace referencia a la recuperación adicional de petróleo a escala de poro, la cual está ligada directamente con la disminución de la saturación del aceite residual.<sup>13</sup>

**1.1.8 Humectabilidad.** La humectabilidad es una propiedad importante de las formaciones, la cual afecta la distribución de los fluidos, presión capilar, permeabilidad relativa y el comportamiento de fluidos en la formación. La Humectabilidad es una medida de la afinidad o la preferencia de los fluidos inmiscibles a extenderse sobre una superficie sólida. Así el sólido es llamado humectable al agua o humectable al aceite cuando el agua o el aceite, respectivamente, tienden a expandirse y cubrir y la superficie sólida. El ángulo de contacto es un buen indicador de características como la afinidad y humectabilidad de fluidos sobre superficies sólidas. Un ángulo de contacto pequeño,  $\theta < 90^\circ$  una humectabilidad débil. Un ángulo de contacto  $\theta \sim 90^\circ$  indica una humectabilidad intermedia y la probabilidad de que un fluido tenga exactamente  $\theta = 90^\circ$  es muy pequeña.<sup>14</sup>

**1.1.9 Microondas.** Las microondas son ondas electromagnéticas de frecuencia extremadamente alta con un amplio rango de frecuencia entre 300 Mhz y 300 GHz. Las microondas son efectivas en materiales dieléctricos y pueden causar polarización atómica, polarización interfacial y giro dipolar a polarización. Cuando

---

<sup>12</sup> ESPINOZA, David, et al. The University of Texas at Austin. Nanoparticle-Stabilized Supercritical CO2 Foams for Potential Mobility Control Applications, Tulsa, Oklahoma, USA. 2010. SPE 129925. 13 p.

<sup>13</sup> GREEN, D, et al. Enhanced Oil Recovery. 1998. Society of petroleum Engineers.

<sup>14</sup> MAGHZI, A. MOHAMMADI, S. GHAZANFARI, M. H. KHARRAT, R. and MASIHI, M. —Monitoring wettability alteration by silica nanoparticles during water flooding to heavy oils in five-spot systems: A pore-level investigation, | Exp. Therm. Fluid Sci., vol. 40, Jul. 2012. p. 168–176,

los materiales dieléctricos están polarizados, pueden causar una disipación de potencia interna que da como resultado un aumento en la temperatura del material. A diferencia del calentamiento convencional, el calentamiento por microondas es capaz de calentar materiales tanto externa como internamente de forma simultánea. Esto permite transferir energía de manera rápida y eficiente a sustancias que adsorben esta frecuencia de radiación.<sup>15</sup>

**1.1.10 Mojabilidad.** La mojabilidad se define como la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otro u otros fluidos inmiscibles, tratando la fase mojante de ocupar la mayor área de contacto posible. Una gota de un fluido preferentemente mojante desplaza al otro fluido y se dispersa por toda la superficie. Contrariamente, si un fluido no mojante se deja caer sobre una superficie ya cubierta por el fluido mojante, formará gotas, minimizando su contacto con el sólido.<sup>16</sup>

**1.1.11 Numero capilar (Nc).** este número adimensional se define como la razón de las fuerzas viscosas sobre las fuerzas capilares, siendo las fuerzas viscosas predominadas por la viscosidad y las fuerzas capilares por la tensión interfacial y el ángulo de contacto entre la roca y el fluido que la contacta, de esta forma si se tienen tensiones interfaciales bajas y ángulos de contacto favorables entre la roca y los fluidos contenidos, se obtiene un numero capilar alto y por tanto un incremento en la eficiencia de desplazamiento del crudo dando como resultado una mayor producción de crudo en superficie.<sup>17</sup>

---

<sup>15</sup> LI D, et al. The Study and Application of Gas Hydrate Decomposition under Microwave Action. Chemical Industry Development. 2003.

<sup>16</sup> LAL, R. et al. Op. Cit.

<sup>17</sup> SHENG, J. J. Surfactant Enhanced Oil Recovery in Carbonate Reservoirs. Elsevier, 2013.

**1.1.12 Presión Capilar.** La presión capilar ( $P_C$ ) se define como la diferencia en la presión molecular a través de la interfaz entre dos fluidos inmiscibles. En término de los fluidos en un yacimiento de petróleo o gas, los fluidos inmiscibles son respectivamente la fase mojante y la fase no mojante.<sup>18</sup>

**1.1.13 Poliacrilamida (PAM).** La poliacrilamida es un polímero soluble en agua de alta viscosidad, baja toxicidad y bajo costo. Este polímero se ha utilizado como un agente de control de la movilidad, así como un agente para la corrección del perfil de permeabilidad en la recuperación mejorada de petróleo. La poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) también se ha utilizado en la recuperación de aceite, ya que sus grupos carboxilo negativos en solución acuosa provocan la extensión de su cadena, lo que conduce al aumento de la viscosidad de la solución.

19

**1.1.14 Partículas hidrófobas e hidrófilas.** Las partículas hidrófobas tienen un ángulo de contacto mayor a  $90^\circ$  y las partículas hidrófilas tienen un ángulo de contacto menor a  $90^\circ$ .<sup>20</sup>

**1.1.15 Potencial zeta.** Se define como el potencial promedio en la doble capa eléctrica en la zona de corte entre una partícula móvil cargada y la fase líquida inmóvil donde la partícula está suspendida. La carga se genera a partir de la ionización de los grupos superficiales, adsorción de materiales superficiales activos, cargas permanentes asociadas con estructuras cristalinas o de la combinación de estos. La carga de las partículas es correspondida por iones de cargas opuestas los cuales son atraídos por la interfaz cargada entre la partícula y la solución.<sup>21</sup>

---

<sup>18</sup> PARIS DE FERRER, M., Fundaciones de Ingeniería de Yacimientos. Ediciones Astro Data, 2009. 264 23 p.

<sup>19</sup> SOARE, M. C, et al, Universidade Federal de Minas Gerais. Improvement of Viscosity and Stability of Polyacrylamide Aqueous Solution Using Carbon Black as a Nano-Additive. Janeiro, Brazil, 2013. OTC 24443. 7 p.

<sup>20</sup> KAPUSTA, Sergio; BALZANO, Leandro; TE RIELE, Paul. Shell International E&P B.V. Nanotechnology Applications in Oil and Gas Exploration and Production, Bangkok, Thailand, 2012. IPTC 15152. 5 p.

<sup>21</sup> LAL, R. et al. Op. Cit.

**1.1.16 Surfactantes.** Los surfactantes o agentes de superficie activa son sustancias de carácter ambifílico, esto significa que su estructura molecular posee una doble afinidad o característica de ser polar y apolar simultáneamente.<sup>22</sup> Su estructura molecular consta de dos partes, un grupo polar hidrofílico o cabeza afín al agua y una cadena de hidrocarburos hidrofóbica o cola, afín a solventes orgánicos como el crudo<sup>23</sup>

**1.1.17 Súperhidrofobicidad.** La superhidrofobia es el resultado de combinar un material hidrófobo como el Teflón o los siloxanos, con el efecto capilar sobre una superficie nano-texturizada. Las superficies superhidrófobas y las membranas pueden separar mezclas líquidas basadas en pequeñas diferencias en la tensión superficial, como agua / etanol y benceno / xileno. La posible aplicación de esta tecnología a la producción de biocombustibles y la destilación de petróleo crudo promete reducir significativamente los costos y la complejidad. Otras aplicaciones incluyen la limpieza de los derrames de petróleo del agua de mar.<sup>24</sup>

**1.1.18 Tensión interfacial y superficial (IFT & SFT).** Debido a las fuerzas atractivas entre las moléculas (cohesión) es necesario una cierta cantidad de trabajo para cambiar el tamaño de la Interfase o la superficie. En un sentido más amplio la tensión interfacial o superficial se define como el trabajo necesario para aumentar el tamaño de la Interfase entre dos fases adyacentes que no logran mezclarse completamente entre sí. En un sentido más estricto la interfase se refiere al límite entre líquido/líquido y límites entre líquido/sólido, mientras que para la interfase líquido/gas se refiere a esta como la tensión superficial.<sup>25</sup> Como una medida de trabajo por unidad de área o de la fuerza por longitud humectada, la tensión

---

<sup>22</sup> SALAGER, J.-L. —Surfactantes: tipos y usos, I vol. 2, 2002. 54 p.

<sup>23</sup> SHENG, Op. Cit.

<sup>24</sup> KAPUSTA, Sergio; BALZANO, Leandro; TE RIELE, Paul. Shell International E&P B.V. Nanotechnology Applications in Oil and Gas Exploration and Production, Bangkok, Thailand, 2012. IPTC 15152. 5 p.

<sup>25</sup> B. I. a R. Gray, —Interfacial Tension, I Feb. 1991.

interfacial tiene las unidades de mN/m milinewtons-metro y se designa por el símbolo  $\sigma$  o  $\gamma$  (sigma o gamma minúsculas).<sup>26</sup>

## 1.2 GENERALIDADES DE LA NANOTECNOLOGÍA.

**1.2.1 ¿Qué es la nanotecnología?** Cuando se habla de la nanotecnología se refiere a la creación de materiales funcionales, dispositivos y sistemas a través del control de la materia a nivel atómico y molecular. Es una actividad fuertemente interdisciplinaria que involucra, entre otras, a la física, la química, la biología, la medicina y la ingeniería. Desde un punto de vista formal, la nanotecnología se refiere a la comprensión y al control de la materia en escalas de tamaño menor a los 100 nm ( $1 \text{ nm} = 1 \times 10^{-7} \text{ cm}$ ).<sup>27</sup>

La nanotecnología en términos de ingeniería se ocupa de la fabricación y el uso de dispositivos tan pequeños que la unidad de medida conveniente es el nanómetro ( $10^{-9}$  metros). Es posible definir la nanotecnología, en términos de ingeniería, como el "control directo de materiales y dispositivos en la escala molecular y atómica". La nanotecnología abarca una amplia gama que incluye la fabricación de nanoestructuras funcionales con propiedades de ingeniería, síntesis y procesamiento de nanopartículas, química supramolecular, autoensamblaje, técnicas de replicación y síntesis de aleaciones nanoestructuradas. Además de usos de efectos cuánticos, creación de plantillas y sensores químicos y biológicos, modificación superficial y películas.<sup>28</sup>

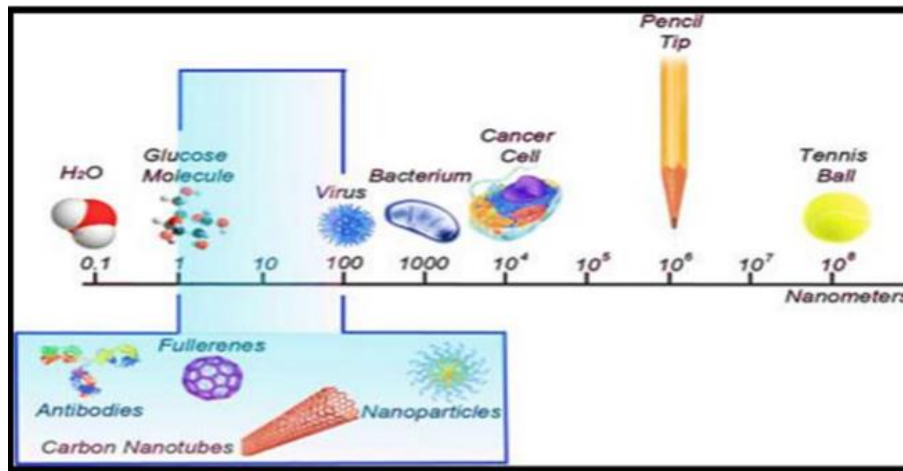
---

<sup>26</sup> BECHER, P. Surfactant science and technology, vol. 130, no. 1. 1989.

<sup>27</sup> CRUZ, Santiago. Universidad Nacional Autónoma de México. Nanotecnología aplicada a la industria petrolera. Ciudad de México, México. 2013. 109 p.

<sup>28</sup> FLETCHER, A.J.P; DAVIS, J.P. Society of Petroleum engineers. How EOR Can Be Transformed by Nanotechnology, Tulsa, Oklahoma. 2010. SPE-129531-MS. 16 p

**Figura 1. Escala de las cosas referenciadas al nanómetro**



Fuente: International Iberian nanotechnology laboratory. Disponible en: <http://inl.int/>

**1.2.2 Historia de la nanotecnología.** El término nanotecnología fue acuñado por Norio Taniguchi, de la Universidad de Tokio, en 1974, con el objetivo de distinguir entre la ingeniería llevada a cabo a escala micro ( $10^{-6}$ ) y la llevada a cabo a escala nano ( $10^{-9}$ ). Gracias a Eric Drexler, del MIT (Massachusetts Institute of Technology), este término se popularizó a raíz de su libro *Engines of Creation*, publicado en 1986.<sup>29</sup>

Sin embargo, los orígenes de la nanotecnología se remontan a diciembre de 1959, cuando Richard Feynman, premio Nobel de Física, se dirigió a la *American Physical Society* con una conferencia titulada “Hay mucho sitio por debajo”<sup>30</sup>. En aquella disertación, Feynman destacó los beneficios que supondría para la sociedad la capacidad de atrapar y situar átomos y moléculas en posiciones determinadas, y fabricar artefactos con una precisión de unos pocos átomos.<sup>31</sup>

<sup>29</sup> Fundación de innovación Bankinter. Nanotecnología, la Revolución industrial del siglo XXI, 2006.

<sup>30</sup> FEYNMAN, Richard P. “There’s Plenty of Room at the Bottom”. Disponible en <http://www.zyvex.com/nanotech/feynman.html>

<sup>31</sup> *Ibíd.*, 24 p.

Esto trajo consigo un problema, que cuanto más pequeña era la escala utilizada en las investigaciones, más complicado era de ver qué estaba ocurriendo. En 1981 se produjo un gran avance en la carrera por “lo enano”, cuando las investigaciones llevadas a cabo por IBM lograron crear un instrumento llamado “microscopio de barrido de efecto túnel” (STM) que permitía captar una imagen de la estructura atómica de la materia.<sup>32</sup>

Los investigadores de IBM volvieron a ser los responsables de otro gran avance: el microscopio de fuerza atómica que permite examinar y ver átomos individualmente. Simultáneamente, un grupo de investigadores de la Universidad de Rice llamó la atención por el descubrimiento de una molécula de carbono que tenía forma de balón de fútbol (*fullerene* o *buckyball*). Esta estructura, de un nanómetro de diámetro, es capaz de conducir la electricidad y el calor, además de ser más dura que el acero y, a la vez, más ligera que el plástico.<sup>33</sup>

En los años noventa, la historia sigue avanzando gracias al descubrimiento accidental de los nanotubos de carbono, consistentes en estructuras similares a las *buckyballs*, pero alargadas. Éstas muestran propiedades similares a las anteriores en cuanto a su extremada dureza, en combinación con un peso muy ligero. En los últimos años, el ritmo constante de las investigaciones en nanotecnología ha sufrido una gran aceleración gracias a algunos descubrimientos como los corrales cuánticos, los puntos cuánticos o los transistores de un solo electrón.<sup>34</sup>

En 1999, el presidente Bill Clinton anunció una Iniciativa Nacional para la Nanotecnología con el objetivo de acelerar el ritmo de investigación, desarrollo y comercialización de las aplicaciones en este campo. La iniciativa tuvo repercusión en otros países y, en 2001, la Unión Europea aprobó un presupuesto de 1.300

---

<sup>32</sup> *Ibíd.*

<sup>33</sup> *Ibíd.*

<sup>34</sup> *Ibíd.*, 25 p.

millones de euros para investigación en nanotecnología en su Sexto Programa Marco. Japón, Taiwán, Singapur y China han empezado a desarrollar medidas similares para acelerar el desarrollo de esta nueva ciencia.<sup>35</sup>

**1.2.3 ¿Qué es la nanociencia?** La nanociencia es el estudio de fenómenos y la manipulación de materiales a escala atómica, molecular y macromolecular, donde las propiedades difieren significativamente de las de mayor escala.<sup>36</sup> No puede denominarse química, física o biología dado que los científicos de este campo están estudiando un campo dimensional muy pequeño para una mejor comprensión del mundo que nos rodea, ver figura 2.

Es una práctica habitual hablar de nanociencias y nanotecnologías sin precisar las diferencias entre ambos conceptos. De todas formas, existe un consenso entre los especialistas en decir que las nanociencias son las generadoras del conocimiento básico sobre esta fenomenología específica de la escala mesoscópica, tanto desde el punto de vista de la física, como de la química o de la biología, mientras que las nanotecnologías propiamente dichas se refieren a las técnicas de observación, manipulación y fabricación de nanoestructuras y de dispositivos en esa escala. Por ello, las nanotecnologías son consideradas ya, estrictamente, como nuevas ingenierías del siglo XXI, basadas en los conocimientos aportados por la investigación en nanociencias.<sup>37</sup>

---

<sup>35</sup> *Ibíd.*, 25 p.

<sup>36</sup> EVDOKIMOV, Igor, et al. State U. of Oil and Gas. Emerging Petroleum-Oriented Nanotechnologies for Reservoir Engineering. Moscow, Russia. Society of Petroleum Engineers. 2006. SPE 102060. 9 p.

<sup>37</sup> CRUZ, Santiago. Nanotecnología aplicada a la industria petrolera. Universidad Nacional Autónoma de México. 2013, 109 p.

**Figura 2. La Nanotecnología permite afrontar los más atrevidos y fascinantes adelantos tecnológicos.**



Fuente: Uses of Nanotechnology in Environmental Technology in Hessen Innovation potentials for companies, Volume 1 of the occasional Paper Series of the Aktionslinie Hessen-nanotech

### **1.3 ¿QUÉ SON Y CUÁLES SON LOS NANOMATERIALES?**

La nanotecnología provee ciertos materiales a nanoescala, los cuales se conocen como nanomateriales, y cuya principal característica son sus dimensiones estructurales, que están en el rango de 1 a 100 nanómetros.<sup>38</sup>

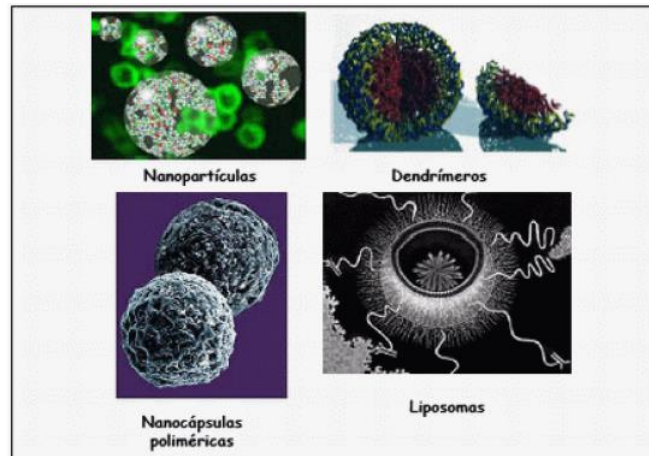
Lo que está siendo explotado principalmente por la nanotecnología es que los materiales tengan propiedades físicas diferentes de las que tienen en el tamaño con que aparecen normalmente en la naturaleza. Un mismo material, como el carbono (el grafito de los lápices de escribir), manipulado molécula a molécula, puede llegar a ser más duro que el diamante y tener un peso menor que el acero. Además, puede tener una conductividad eléctrica prácticamente perfecta en el sentido de que la transmisión de la electricidad puede no sufrir debilitamiento con la distancia. Otros materiales pueden presentar propiedades magnéticas, ópticas, reactivas, etcétera,

---

<sup>38</sup> CRUZ, Santiago. Nanotecnología aplicada a la industria petrolera. Universidad Nacional Autónoma de México. 2013, 109 p.

diferentes de las conocidas en los tamaños en que normalmente son manipulados por la industria.<sup>39</sup> Ver figura 3.

**Figura 3. Materiales con propiedades morfológicas más pequeñas que un micrómetro.**



Fuente: Nanotecnología. Disponible en: <http://nanotecnologia1fbg.scoom.com/informacion/>

**1.3.1 Nanopartículas (NPs).** Las nanopartículas son pequeñas partículas caracterizadas por un diámetro de 1 a 100 nm y una proporción de área a volumen muy grande. La superficie puede ser modificada por conjugación o injerto a diversos tipos de moléculas. Además, el material del núcleo de nanopartículas puede seleccionarse para obtener propiedades físicas específicas.

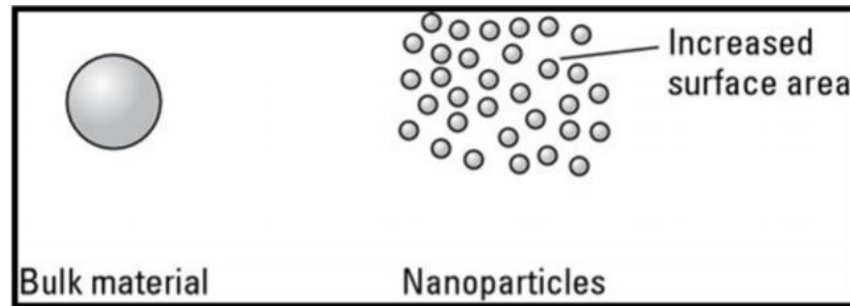
Un ejemplo de esto es diseñar nanopartículas de un material superparamagnético para permitir la manipulación del flujo a través de un campo magnético externo. El hecho de que las nanopartículas ultra pequeñas puedan fluir a través de poros estrechos y poros-garganta y que las propiedades de núcleo / superficie puedan ser

---

<sup>39</sup> *Ibíd.*, 8 p.

modificadas para un propósito específico a través de la química estándar, las convierte en candidatos ideales para diversas aplicaciones EOR.<sup>40</sup> Ver figura 4.

**Figura 4. Aumento de la superficie con nanopartículas.**



Fuente: EL-DIASTY, Abdelrahman; SALEM, Ade. The American University in Cairo (AUC) and Suez University, Egypt. Applications of Nanotechnology in the Oil & Gas industry: Latest Trends Worldwide & Future Challenges in Egypt.

La ventaja significativa de las nanopartículas es que pueden ser hechas a medida de una manera flexible usando enfoques químicos combinatorios, y proporciona, por lo tanto, un acercamiento para trascender la tecnología EOR actual. Las propiedades de las NPs dependen del núcleo y de las moléculas superficiales y debido al gran espacio combinatorio es posible diseñar NPs con propiedades bien definidas y deseadas.<sup>41</sup> Algunas de estas propiedades son:

- A. Mecánica (muy alta resistencia mecánica).
- B. Eléctrica (super conductividad)
- C. Óptica (por ejemplo, adsorción y emisión de luz)
- D. Magnética (por ejemplo, superparamagnetismo)
- E. Productos químicos (por ejemplo, propiedades catalíticas)
- F. Fisiológicos (por ejemplo, propiedades de adsorción)

<sup>40</sup> MARTIN, V; MOGENSEN, Kristian. Maersk Oil Research and Technology Centre. Novel Applications of Nanoparticles for Future Enhanced Oil Recovery. 2014. IPTC-17857-MS. 14 p.

<sup>41</sup> *Ibíd.*, 2 p.

G. Térmica (por ejemplo, enfriamiento rápido, aislamiento)

Estas propiedades dependientes del tamaño son manifestaciones de sofisticados fenómenos físicos (como el confinamiento cuántico de electrones conductores que conducen a propiedades ópticas únicas) que se producen a nanoescala. Es importante destacar que se pueden observar cambios (a menudo) significativos en las propiedades cuando las NPs están expuestas a diferentes ambientes caracterizados por salinidad, pH, temperatura, presión, etc.<sup>42</sup>

**1.3.2 Nanofluidos.** Los nanofluidos son una nueva clase de fluidos en ingeniería producidos mediante la dispersión de materiales de tamaño nanométrico menor que 100 nm (nanopartículas, nanotubos, nanofibras, nanoalambres, nanovarillas, *nanosheet* o gotas) en fluidos de base. En otras palabras, los nanofluidos son suspensiones coloidales a nanoescala que contienen nanomateriales condensados. Son un sistema de dos fases con una fase sólida dispersada en otra fase líquida. Se han encontrado que los nanofluidos poseen propiedades termo-físicas mejoradas, tales como la conductividad térmica, difusividad térmica, viscosidad, y coeficientes de transferencia de calor convectivo, en comparación con las de los fluidos de base como el aceite o agua.<sup>43</sup>

Los nanofluidos se crean mediante la adición de nanopartículas a fluidos para la intensificación y mejora de algunas propiedades a bajas concentraciones volumétricas del medio dispersante. La característica principal de los nanofluidos es que sus propiedades dependen en gran medida de la dimensión de la nanopartícula (cielo de Romanov y Makshina, 2004). Las suspensiones de las partículas nanométricas tienen las siguientes ventajas, aumento de la estabilidad de la sedimentación, porque las fuerzas superficiales contrarrestan fácilmente la fuerza

---

<sup>42</sup> *Ibíd.*, 2 p.

<sup>43</sup> Carboninspired. Fluidos con mejor conductividad térmica gracias a las nanopartícula. 3 diciembre, 2014. Disponible en: <http://carboninspired2.com/blog/?p=946>

de la gravedad, térmicas, ópticas, tensiones, propiedades eléctricas, reológicas y magnéticas, que dependen fuertemente del tamaño y forma de las nanopartículas, pueden ser creadas durante la producción. <sup>44</sup>Es por esta razón que las propiedades de los nanofluidos a menudo exceden las propiedades de los fluidos convencionales.<sup>45</sup>

**1.3.3 Nano-sensores.** Los nanosensores son sensores a escala nanométrica creados con el fin de transmitir información del mundo microscópico al macroscópico. Existen grandes expectativas sobre la inyección de nuevos sensores en los yacimientos de petróleo para que sea posible hacer un mapa más preciso en 3D, aumentar la cantidad de recuperación de petróleo, y minimizar los impactos ambientales.

En el campo de EOR, se está discutiendo la idea de la nano-mineralogía para crear nano-sensores que puedan examinar las gargantas de poros, rastrear el aceite atrapado y los agentes EOR, monitorear el flujo de hidrocarburos en los yacimientos subsuperficiales, intercambiar información a la superficie, y determinar las zonas para enfocarse o evitar durante cualquier proceso EOR, Ver figura 5.<sup>46</sup>

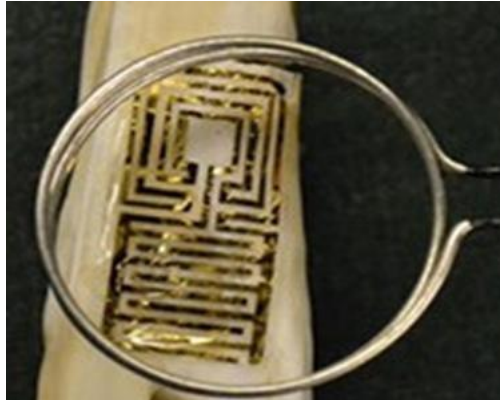
---

<sup>44</sup> PARVAZDAVANI M, et al. Department of Chemical and Petroleum Engineering, Sharif University of Technology. Investigation of the Effect of Water Based Nano-Particles Addition on Hysteresis of Oil and-Water Relative Permeability Curve. Noordwijk, The Netherlands, 2012. SPE 157005. 11 p.

<sup>45</sup> SULEIMANOV et al, 2011, Nanofluid for enhanced oil recovery, Journal of Petroleum Science and Engineering 78, p 431-437 Ke Liang Wang et al., 2010, Advanced Materials Research, 92, 207

<sup>46</sup> AYATOLLAHI, Shahab; ZERFAFA, Mohammad. Nanotechnology-Assisted EOR Techniques: New Solutions to Old Challenges. Noordwijk, The Netherlands, Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 157094. 15 p.

**Figura. 5. Nano sensor implantado en la roca.**



Fuente: AYATOLLAHI, Shahab; ZERAFI, Mohammad. Nanotechnology-Assisted EOR Techniques: New Solutions to Old Challenges. Noordwijk, The Netherlands, Society of Petroleum Engineers.

**1.3.4 Nanopartículas magnéticas.** Las nanopartículas magnéticas tienen el potencial de eliminar los contaminantes del agua producida, resultando en un tratamiento más respetuosa con el medio ambiente y utilizando un mínimo de productos químicos. La atracción principal de las nanopartículas magnéticas es su respuesta rápida para moverse en una dirección deseada con la aplicación de un campo magnético externo. Otro atractivo de las nanopartículas magnéticas es la modificación superficial versátil y eficiente mediante revestimiento polimérico adecuado, dependiendo de las características de los contaminantes.<sup>47</sup>

**1.3.5 Nanopartículas paramagnéticas.** Las nanopartículas paramagnéticas, son potencialmente útiles para la evaluación de la formación y la vigilancia del yacimiento, porque pueden ser inducidas a moverse por un campo magnético impuesto.

Cuando las nanopartículas paramagnéticas se adsorben en la interfaz aceite-agua o se dispersan en una de las dos fases fluidas coexistentes en los poros de la roca

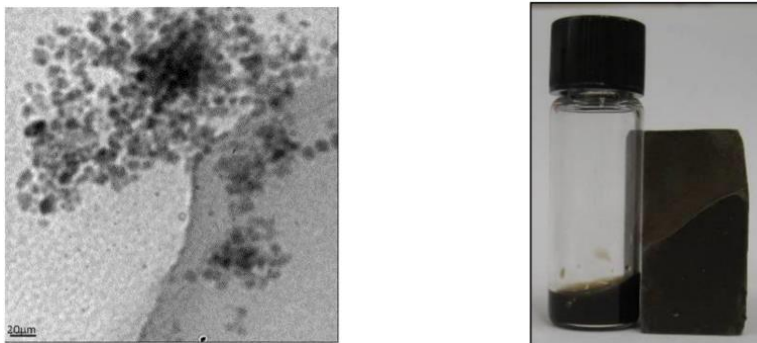
---

<sup>47</sup> KO, Saebom, et al. University of Texas at Austin. Efficient Removal of EOR Polymer from Produced Water Using Magnetic Nanoparticles and Regeneration/ReUse of Spent Particles, Society of Petroleum Engineers. 2016. 179576-PA SPE. 8 p.

del reservorio y se exponen a un campo magnético externo, los movimientos de partículas resultantes desplazan la interfaz. <sup>48</sup>

**1.3.6 Nano-mapeadores magnéticos.** Los nano-mapeadores magnéticos son un nuevo enfoque que explota el uso de nanopartículas magnéticas como agentes de contraste para mapear el frente de inundación dentro de los reservorios de hidrocarburos. Este enfoque emplea la tomografía de tiempo de viaje de onda (EM) junto con el uso de nano-mapeadores para mapear la sub-superficie y permitir el monitoreo en tiempo real del agua inyectada en los yacimientos. También se puede usar como una herramienta para localizar el petróleo no desplazado, monitorear el contacto agua-aceite y detectar las zonas de alta permeabilidad. Ver figura 6. <sup>49</sup>

**Figura 6. Imagen TEM de nanopartículas magnéticas (izquierda) y nanopartículas magnéticas atraídas por un imán por fuera del frasco (derecha).**



Fuente AL-SHEHRI, Abdullah, *et al.* Saudi Aramco. Illuminating the Reservoir: Magnetic Nanomappers. Manama, Bahrain, Society of Petroleum Engineers

---

<sup>48</sup> RYOO, Seungyup, et al. Dept. of Chemical Engineering, The University of Texas at Austin. Theoretical and Experimental Investigation of the Motion of Multiphase Fluids Containing Paramagnetic Nanoparticles in Porous Media. Florence, Italy. Society of Petroleum Engineers. 2010. SPE 134879. 20p.

<sup>49</sup> AL-SHEHRI, Abdullah, et al. Saudi Aramco. Illuminating the Reservoir: Magnetic Nanomappers. Manama, Bahrain, Society of Petroleum Engineers. 2013. SPE 164461. 10 p.

**1.3.7 Nanopartículas de carbono.** Las nanopartículas de carbono, representan una clase única de nanomateriales que generalmente se sintetizan a través de un proceso de tratamiento hidrotérmico. Análogamente a sus conocidos primos, los fullerenos y los nanotubos de carbono, las nanopartículas de carbono presentan interesantes propiedades ópticas y eléctricas que pueden explotarse en aplicaciones de petróleo y gas.<sup>50</sup>

**1.3.8 Fullerenos y nanotubos de carbono.** Un fullereno es cualquier molécula compuesta solamente de carbono y con forma de esfera hueca, elipsoide o tubo. Los fullerenos esféricos también se llaman *buckyballs* y los cilíndricos se llaman nanotubos de carbono o *buckytubes*.

Los nanotubos de carbono son alótropos de carbono con una nanoestructura cilíndrica. Los nanotubos se han construido con una relación de longitud a diámetro de hasta 132,000,000: Así, los nanotubos se clasifican como nanotubos de paredes simples (SWNT) (Figura 7.a) y nanotubos de paredes múltiples (MWNT) (Figura 7.b). Los nanotubos de carbono muestran una combinación única de rigidez, resistencia y tenacidad en comparación con otros materiales de fibra que generalmente carecen de una o más de estas propiedades.<sup>51</sup> Además, pueden estabilizar emulsiones y espumas, pueden usarse como agentes de contraste o trazadores en la matriz de la roca y cambian la humectabilidad de las rocas del yacimiento.<sup>52</sup>

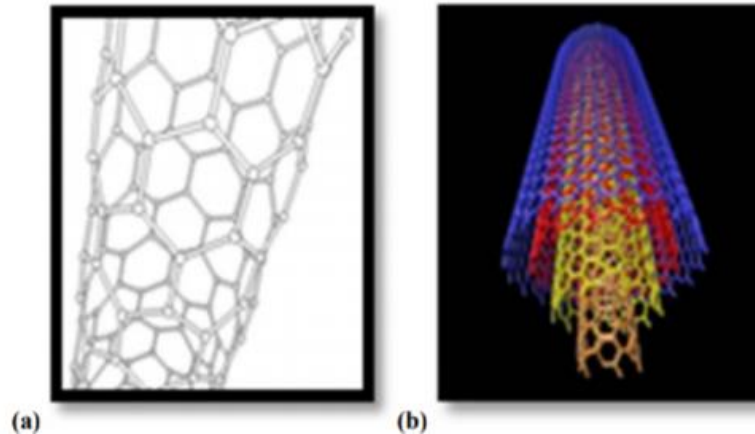
---

<sup>50</sup> KANJ, Mazen; HARUNAR, Md; GIANNELIS, Emmanuel. Cornell University, Saudi Aramco. Industry First Field Trial of Reservoir Nanoagents. Manama, Bahrain, Society of Petroleum Engineers. 2011. SPE 142592-P .10 p.

<sup>51</sup> EL-DIASTY, Abdelrahman; ADEL, M. The American University in Cairo (AUC) and Suez University, Egypt. Applications of Nanotechnology in the Oil & Gas industry: Latest Trends Worldwide & Future Challenges in Egypt. Cairo, Egypt, Society of Petroleum Engineers. 2013. SPE 164716. 13 p.

<sup>52</sup> KADHUM, Mohannad, et al. University of Oklahoma. Propagation of Carbon Nanotube Hybrids through Porous Media for Advancing Oilfield Technology. Woodlands, Texas, USA, Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-173781-MS. 9 p.

**Figura 7: a) Nanotubo de carbono de una sola pared, b) Nanotubo de carbono múltiples paredes**



Fuente: nanotech-now.com. EL-DIASTY, Abdelrahman; ADEL, M. The American University in Cairo (AUC) and Suez University, Egypt. Applications of Nanotechnology in the Oil & Gas industry: Latest Trends Worldwide & Future Challenges in Egypt. Cairo, Egypt, Society of Petroleum Engineers.

**1.3.9 Nano-catalizadores.** Los nanocatalizadores se pueden definir como partículas de metal de tamaño nanométrico utilizadas como catalizadores para reacciones de acuatermólisis que ocurren durante la inyección de vapor en yacimiento de petróleo pesado. La inyección de vapor en los yacimientos de petróleo pesado no solo reduce la viscosidad del aceite pesado al calentar el aceite, sino que también, se producen reacciones químicas entre el vapor y el aceite. Estas reacciones se conocen como acuatermólisis. Las reacciones de acuatermólisis actúan para romper el enlace azufre carbono en el asfálteno, aumentando saturados y aromáticos en el aceite. La acuatermólisis da lugar a la reducción irreversible de la viscosidad del aceite pesado. Metales como el níquel y el hierro, pueden catalizar las reacciones que se producen entre el vapor y el aceite del yacimiento.<sup>53</sup>

---

<sup>53</sup> EL-DIASTY, Abdelrahman and ALY, Ahmed. TPS Technical Petroleum Services. Understanding the Mechanism of Nanoparticles Applications in Enhanced Oil Recovery. Cairo, Egypt, Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-175806-MS. 19 p.

**1.3.10 Nanoemulsión.** La nanoemulsión es un tipo de emulsión Pickering que se estabiliza mediante nanopartículas en lugar de surfactante y es más estable en condiciones severas de temperatura y salinidad.<sup>54</sup> La gran viscosidad de las emulsiones estabilizadas con nanopartículas puede ayudar a manejar la relación de movilidad durante las inundaciones, lo que proporciona un método viable para empujar el petróleo altamente viscoso del subsuelo, en lugar de los polímeros que son relativamente grandes y tienen una gran retención en la roca reservorio. Las nanoemulsiones son lo suficientemente pequeñas como para pasar por los poros de la roca y fluir a través de ellos sin ninguna retención. Asimismo, se mantienen estables a pesar de las duras condiciones de los yacimientos.<sup>55</sup>

**1.3.11 Nanotecnología en recobro mejorado (Nano-EOR).** El nano-EOR es el uso de nanopartículas como una forma de recobro mejorado que altera las propiedades del aceite con el fin de ayudar a liberar el aceite atrapado. Esto se hace inyectando partículas de 1-100 nm de compuestos químicos específicos en el yacimiento para disminuir la viscosidad del aceite, alterar la mojabilidad, cambiar la tensión interfacial, alterar el ángulo de contacto, permitiendo una movilidad más eficiente de los fluidos y aumentando el factor de recuperación.<sup>56</sup>

---

<sup>54</sup> MANDAL, Ajay, et al. Indian School of Mines, Dhanbad, India. "Characterization of Surfactant Stabilized Nanoemulsion and Its Use in Enhanced Oil Recovery". Noordwijk, The Netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 155406. 13 p

<sup>55</sup>EL-DIASTY, and ALY, Op. Cit.

<sup>56</sup> AYATOLLAHI, Shahab and ZERAFAT, Mohammad. School of Chemical and Petroleum Engineering, Shiraz University, Shiraz, Iran. Nanotechnology-Assisted EOR Techniques: New Solutions to Old Challenges, Noordwijk, Netherlands, Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 157094. 15 p.

## **1.4 PRINCIPALES PROPIEDADES DE LAS NANOPARTÍCULAS UTILIZADAS EN APLICACIONES DE RECOBRO MEJORADO.**

Recientemente el uso de nanofluidos inteligentes, es decir, soluciones modificadas a nivel molecular por un aditivo químico, se ha convertido en una alternativa interesante para controlar y modificar las propiedades interfaciales y de humectabilidad de las interfaces líquido-líquido y líquido-sólido. Las nanopartículas pueden alterar la composición del fluido del yacimiento y las propiedades del fluido de la roca para ayudar a movilizar el aceite atrapado.<sup>57</sup>

Con base en la revisión literaria se hace un recuento de las nanopartículas más utilizadas y sus principales propiedades en la recuperación mejorada de petróleo.

**1.4.1 Nanopartículas de sílice.** Este tipo de nanopartícula se encuentra entre las más importantes debido a las múltiples ventajas que ha demostrado como agente de EOR, entre las cuales se encuentran:

- 1)** La suspensión de nanopartículas tiene buena estabilidad porque las fuerzas superficiales fácilmente contrarrestan la fuerza de la gravedad.
- 2)** Las propiedades de tensión térmica de la deformación y la reología dependen fuertemente del tamaño y la forma de las nanopartículas y pueden adaptarse durante su producción.

---

<sup>57</sup> FATHI, S. J, AUSTAD, Tor and STRAND, Skule. University of Stavanger. Water-Based Enhanced Oil Recovery (EOR) by “Smart Water”: Optimal Ionic Composition for EOR in Carbonates. Muscat, Oman. Society of Petroleum Engineers .2011. SPE 154570. 14 p.

- 3)** El comportamiento químico de las nanopartículas se correlaciona con la sustancia química de recubrimiento superficial por lo que las propiedades químicas de las nanopartículas pueden ser fácilmente controladas por el cambio de la superficie de recubrimiento químico.
- 4)** El 99,8% de la nanopartícula de sílice es el dióxido de silicio ( $\text{SiO}_2$ ), que es el componente principal de la piedra arenisca, por lo que las nanopartículas de sílice son un material respetuoso con el medio ambiente en comparación con el agente químico.
- 5)** El precio de las nanopartículas de sílice es más barato que el químico, lo que hace que las nanopartículas puedan ser ampliamente aplicadas en el EOR.<sup>58</sup>
- 6)** Las nanopartículas de óxido de sílice cambian la humectabilidad de la roca además de reducir la tensión interfacial entre el aceite y el agua.<sup>59</sup>
- 7)** Las nanopartículas pueden aumentar drásticamente la recuperación del aceite mejorando tanto las propiedades del fluido inyectado (aumento de la viscosidad, densidad, reducción de la tensión superficial, mejora de la emulsión, conductividad térmica y mejoras específicas del calor) como las propiedades de interacción roca - fluido.
- 8)** La recuperación incremental de aceite aumenta a medida que aumenta la concentración de nanopartículas de sílice. Sin embargo, hay una reducción de la permeabilidad con el aumento de la concentración de nanopartículas. Por lo tanto,

---

<sup>58</sup> CAETANO, Miranda, STORI, Lucas and COSTA, Bruno. Universidade Federal do ABC. Stability and Mobility of Functionalized Silica Nanoparticles for Enhanced Oil Recovery Applications. Noordwijk, The Netherlands, Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 157033. 12 p.

<sup>59</sup> SHIDONG, Li; HENDRANINGRAT, Luky and TORSÆTER, Ole. University of Science and Technology (NTNU). Improved Oil Recovery by Hydrophilic Silica Nanoparticles Suspension: 2- Phase Flow Experimental Studies. Beijing, China. International Petroleum Technology Conference. 2013. IPTC 16707 .15 p.

se requiere la concentración óptima de las nanopartículas a inyectar en el medio poroso para obtener la máxima recuperación mediante inyección de nanofluido.<sup>60</sup>

**9)** Se puede generar espuma de CO<sub>2</sub> estable con una concentración de nano-sílice tan baja como 100 ppm.<sup>61</sup>

**1.4.2 Nanopartículas de sílice hidrófoba funcionalizada e hidrófila.** Las nanopartículas de sílice hidrófobas tiene un ángulo de contacto mayor a 90° en la interfaz de aceite - agua con respecto a la roca, mientras que las nanopartículas de sílice hidrófilas poseen un ángulo de contacto menor a 90°. Entre sus propiedades más importantes se encuentran:

**1)** Las nanopartículas de sílice hidrófoba e hidrófila tienen la capacidad de reducir la tensión interfacial y el ángulo de contacto de la fase acuosa. La tensión interfacial y el ángulo de contacto disminuyen cuando aumenta la concentración del nanofluido.<sup>62</sup>

**2)** Las nanopartículas de sílice hidrófilas puede modificar la humectabilidad de los medios porosos. Estas alteraciones en la humectabilidad dependen de la concentración de las nanopartículas, el grado de salinidad del agua, la composición iónica, la humectabilidad del medio poroso inicial, el sistema sólido y la duración de la interacción de las NPs en el sistema roca-fluido<sup>63</sup>.

**3)** Las nanopartículas de sílice hidrófila reducen la tensión interfacial y el ángulo de contacto cuando aumenta su concentración.

---

<sup>60</sup>EL-DIASTY, and ALY. Op. Cit.

<sup>61</sup> DI MO, et al. New Mexico Institute of Mining and Technology, Socorro, Study of the Effect of Different Factors on Nanoparticle-Stablized CO<sub>2</sub> Foam for Mobility Control. Texas, USA. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 159282. 11 p.

<sup>62</sup> HENDRANINGRAT, Luky; LI, Shidong and TORSÆTER, Ole. University of Science and Technology/NTNU. A Coreflood Investigation of Nanofluid Enhanced Oil Recovery in LowMedium Permeability Berea Sandstone. The Woodlands, Texas. Society of Petroleum Engineers 2013. SPE 164106. 14 p.

<sup>63</sup> HENDRANINGRAT, Luky; and TORSÆTER, Ole. University of Science and Technology/NTNU. Understanding Fluid-Fluid and FluidRock Interactions in the Presence of Hydrophilic Nanoparticles at Various Conditions. The Woodlands, Texas. Society of Petroleum Engineers. 2014. 11 p.

4) Las nanopartículas de sílice hidrófila pueden estabilizar la emulsión y romper grandes gotas de aceite, disminuyendo su tamaño, lo que puede aumentar la recuperación de petróleo<sup>64</sup>

5) Las nanopartículas de sílice hidrófoba generan emulsiones de agua en aceite, mientras que las nanopartículas de sílice hidrófilas producen emulsiones de aceite en agua.<sup>65</sup>

**1.4.3 Nanopartículas de níquel.** Las nanopartículas de níquel poseen propiedades destacadas en el recobro mejorado como:

1) Las partículas de níquel catalizan la reacción y aceleran la reducción de la viscosidad, y por lo tanto mejoran la permeabilidad relativa del aceite.

2) El aceite producido tiende a ser más ligero con el uso de nanopartículas de níquel.

3) Las nanopartículas de níquel reducen la energía de activación de la reacción de acuatermólisis.

4) El uso de nanopartículas de níquel no solo mejoró la calidad del aceite producido, sino que también se observó un aumento significativo en el factor de recuperación del aceite.<sup>66</sup>

---

<sup>64</sup> SHIDONG, Li; HENDRANINGRAT, Luky and TORSÆTER, Ole. University of Science and Technology (NTNU). Improved Oil Recovery by Hydrophilic Silica Nanoparticles Suspension: 2- Phase Flow Experimental Studies. Beijing, China. International Petroleum Technology Conference. 2013. IPTC 16707 .15 p.

<sup>65</sup> ZHANG, Tiantian, et al. The University of Texas at Austin. Nanoparticle Stabilized Emulsions For Applications in Enhanced Oil Recovery. Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2010. SPE 129885. 18 p.

<sup>66</sup> SHOKRLU, Hamedi and BABADAGLI, T. University of Alberta. In-Situ Upgrading of Heavy Oil/Bitumen During Steam Injection by Use of Metal Nanoparticles: A Study on In-Situ Catalysis and Catalyst Transportation. Denver, Colorado, Society of Petroleum Engineers. 2013. 12 p.

5) Los catalizadores de nano-níquel aumentan la eficiencia del calentamiento por microondas para la producción de petróleo pesado. Además, permiten que se recupere más petróleo de una forma más rápida y con un aporte de energía total más bajo. Esto es significativo porque se traduce directamente en menores costos operativos y de extracción, al mismo tiempo que aumenta el factor de recuperación global.<sup>67</sup>

6) Las nanopartículas de níquel mejoraron la recuperación del proceso de estimulación con vapor en un 10%.<sup>68</sup>

**1.4.4 Polisilicio hidrófobo y lipófilo (HLP).** Estas nanopartículas son unas de las menos estudiadas experimentalmente, pero se destacan porque reducen la tensión interfacial y alteran eficientemente la mojabilidad.<sup>69</sup>

**1.4.5 Nanopartículas de aluminio.** Las nanopartículas de aluminio han sido usadas en varios estudios experimentales, y se ha concluido que:

1) Son viables para la recuperación de aceite porque reducen la viscosidad cuando se usan con agua destilada y salmuera como agente dispersante.

2) El óxido de aluminio reduce la viscosidad del aceite, rompiendo los enlaces carbono-azufre y aumentando la conductividad térmica del petróleo crudo.<sup>70</sup>

---

<sup>67</sup> GREFF, J.H. and BABADAGLI, T. University of Alberta. Use of Nano-Metal Particles as Catalyst Under Electromagnetic Heating for Viscosity Reduction of Heavy Oil. Bangkok, Thailand. International petroleum technology conference. 2012. IPTC 14720. 13 p.

<sup>68</sup> HAMED, Y and BABADAGLI, T. University of Alberta. Transportation and Interaction of Nano and Micro Size Metal Particles Injected to Improve Thermal Recovery of Heavy-Oil. Colorado, USA. Society of Petroleum Engineers. 2011. SPE 146661. 12 p.

<sup>69</sup> ROUSTAIE, Abbas. Et al. An Experimental Investigation of Polysilicon Nanoparticles' Recovery Efficiencies through Changes in Interfacial Tension and Wettability Alteration. Noordwijk, the Netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2012. 156976-MS SPE 7 p.

<sup>70</sup> OGOLO, N.A; OLAFUYI, O.A and ONYEKONWU, M.O. University of Port Harcourt, Rivers State, Nigeria. Enhanced Oil Recovery Using Nanoparticles. Al-Khobar, Saudi Arabia. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 160847. 9 p.

3) Reduce la tensión interfacial del sistema de aceite y salmuera.<sup>71</sup>

4) Los nanofluidos de óxido de aluminio pueden soportan temperaturas más altas en comparación con otros materiales químicos.

5) Los nanofluidos de óxido de aluminio tienen la capacidad de reducir la viscosidad de la emulsión.<sup>72</sup>

**1.4.6 Nanopartículas de magnesio y zinc.** Las nanopartículas de magnesio y de zinc tienen una propiedad clave para el recobro mejorado de bitumen, ya que reducen eficientemente la viscosidad, cuando se usa agua destilada y salmuera como agente dispersante.<sup>73</sup>

**1.4.7 Nanopartículas de hierro y cobre.** Las propiedades más notables de las nanopartículas de hierro y cobre según las pruebas experimentales son:

1) Las nanopartículas de óxido de hierro aumentan la densidad y la viscosidad del agua inyectada causando un aumento en la eficiencia de barrido.

2) La adición de nanopartículas de CuO de 50 nm a las muestras de crudo pesado reduce su viscosidad tanto a temperatura ambiente como a temperaturas elevadas.<sup>74</sup>

---

<sup>71</sup> KHEZRNEJAD, A; JAMES, L.A and JOHANSEN, T.E. Memorial University. Water Enhancement Using Nanoparticles in Water Alternating Gas (WAG) Micromodel Experiments. Amsterdam, The Netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2014. SPE-173484-STU. 15 p.

<sup>72</sup> ALOMAIR, Osamah; MATAR, M and ALSAEED, Yousef. Kuwait University. Nanofluids Application for Heavy Oil Recovery, Adelaide, Australia. Society of Petroleum Engineers. 2014. SPE-171539-MS. 18 p.

<sup>73</sup> SHIDONG, HENDRANINGRAT, and TORSÆTER, Op. Cit.

<sup>74</sup> SRINIVASAN, Aditya and SUBHASH, Shah. University of Oklahoma. Surfactant Based Fluids Containing CopperOxide Nanoparticles for Heavy Oil Viscosity Reduction. Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2014. 170800-MS SPE 15 p.

## 2. RECOBRO MEJORADO DEL PETRÓLEO

El recobro de petróleo se entiende generalmente subdividido en tres etapas, con porcentajes de recuperación variados dependiendo de las características propias del yacimiento y de las técnicas y tecnologías que se planeen utilizar.

### 2.1. RECOBRO TERCIARIO O MEJORADO.

En la mayoría de los yacimientos de petróleo, hasta el 50% del aceite original in-situ no puede ser recuperado por técnicas de recuperación primario (flujo natural) y secundario (inyección de agua o gas). Es por esto que se utiliza la recuperación mejorada de petróleo (EOR) en la cual se introduce energía y/o materiales que no se encuentran originalmente en el yacimiento, para cambiar algunas de sus características que conllevan a aumentar la recuperación final produciendo una porción de aceite que solía ser irrecuperable.

Muchas técnicas son utilizadas actualmente en EOR, pero cada una depende principalmente de los cambios que se logren en el yacimiento, ya sea en las propiedades de la roca (como la mojabilidad) o del fluido (como la tensión interfacial o la viscosidad). Entre los métodos más utilizados se encuentran:

**2.1.1 Métodos térmicos.** Implican la introducción de calor, tales como la inyección de vapor e inyección cíclica de vapor, drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD), microondas, y la combustión in situ.

Estos métodos actúan para reducir la viscosidad del aceite pesado y mejorar su capacidad de fluir a través del yacimiento. Sin embargo, la mala eficiencia de barrido volumétrico y la pérdida de calor durante el proceso de inyección son los principales problemas asociados a este tipo de procesos.

**2.1.1.1 Inyección de vapor:** La inyección de vapor es el método térmico más común y aplicado para la recuperación de petróleo pesado y bitumen. El vapor no solo desplaza el petróleo, sino que reduce en gran medida la viscosidad. Este proceso consiste en la inyección continua de vapor de agua al yacimiento, para reducir la viscosidad de los crudos pesados y proveer una fuerza de empuje que conduzca los fluidos del yacimiento a los pozos productores.<sup>75</sup> Sin embargo, este método es costoso por varias razones, incluyendo el costo del gas requerido para generar vapor, las infraestructuras, los costos operativos y los efectos ambientales. Además, gran parte de los yacimientos en los que se ha implementado la inyección de vapor contiene crudos altamente viscosos y con muchas impurezas, tales como heteroátomos (nitrógeno, azufre y oxígeno). Sin embargo, una estimulación catalítica de vapor puede eliminar la mayor parte del azufre del aceite.<sup>76</sup>

**2.1.1.2 Estimulación cíclica de vapor:** La estimulación cíclica de vapor (CSS) es uno de los métodos de recuperación de aceite más antiguo y ampliamente aplicado. Este método consiste en la inyección de vapor húmedo (una mezcla de vapor y agua) dentro de una formación de crudo viscoso por un periodo de tiempo alrededor de unas 3 a 4 semanas. Luego el pozo es cerrado por otro periodo de tiempo, usualmente de unos pocos días, durante el cual el calor se transfiere efectivamente del fluido inyectado a la formación. Posteriormente el pozo se vuelve a poner en producción. Este nuevo flujo, contendrá algo de vapor inyectado ya condensado y el flujo comenzará a producirse a tasas muy altas, que eventualmente declinarán

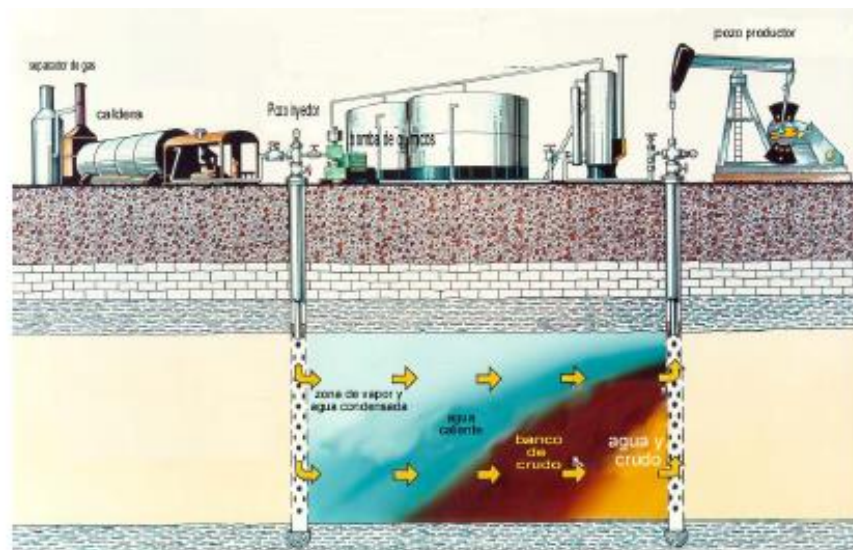
---

<sup>75</sup> PRATS, Michael. Monograph: Thermal recovery. Segunda impresión. New york. V.7.

<sup>76</sup> SHOKRLU, and BABADAGLI, Op. Cit. 12 p.

hasta que el calor se haya disipado. Entonces el pozo deberá ser reestimulado.<sup>77</sup> Ver figura 8. El factor de recuperación bajo y la producción excesiva de agua son problemas críticos a enfrentar.

**Figura 8. Representación esquemática de la inyección de vapor en un campo de crudo.**



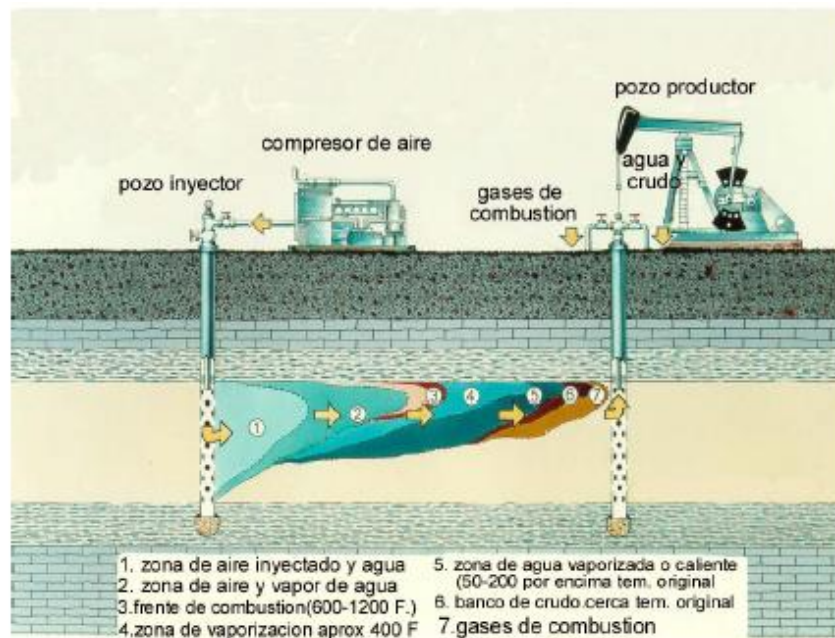
Fuente LINDLEY, R. Joe. Thermal Recovery. Disponible en: [www.netl.doe.gov](http://www.netl.doe.gov)

**2.1.1.3 Combustión In-situ:** El proceso de combustión in-situ consiste en la inyección de las sustancias más comunes y de más bajo costo: el aire y el agua. En éste, una sustancia oxidante es introducida en el yacimiento, sea aire u oxígeno, el cual reacciona con una fracción del crudo para producir calor, vapor de agua y óxidos de carbono. El calor de las reacciones iniciales calienta la zona alrededor del pozo, hasta llegar a temperaturas estables. Este proceso inicial se conoce como ignición, la cual puede ocurrir de manera espontánea o inducida. La ignición da inicio

<sup>77</sup> AGUILLON, Javier and GARCIA, Fredy. Universidad industrial de Santander. Sistema Experto Para La Selección Técnica De Un Método De Recobro Mejorado Para Un Campo De Crudo. Bucaramanga, Santander. 2004. 134 p.

del frente de combustión, el cual no se manifiesta como una llama, sino como una incandescencia. Directamente por delante del frente de combustión ocurre el craqueo del crudo, lo que lleva a la deposición de la fracción pesada (coque), la cual es la que se consume para mantener la combustión. El calor liberado ocasiona una disminución de la viscosidad del crudo, permitiéndole así una mejor movilidad. El desplazamiento por los gases de combustión y el agua vaporizada y producto de las reacciones lleva el efecto a porciones del yacimiento alejadas del frente de combustión, ver figura 9.<sup>78</sup>

**Figura 9. Representación teórica de las zonas presentes en la combustión in-situ.**

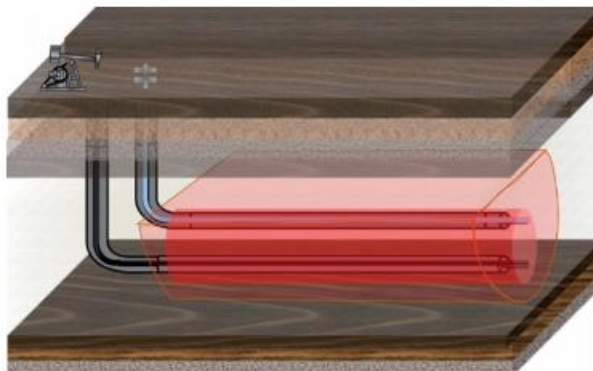


Fuente: LINDLEY, R. Joe. Thermal Recovery. Disponible en: [www.netl.doe.gov](http://www.netl.doe.gov)

<sup>78</sup> TABER, J.J and MARTIN, F.D. New Mexico Inst. of Mining and Technology. thechnical screening guides for the enhanced oil recovery for oil. San Francisco, California. Society of Petroleum Engineers. 1983. SPE-12069-MS. 11 p.

**2.1.1.4 Drenaje gravitacional asistido con vapor (SAGD):** La técnica de drenaje gravitacional asistida con vapor, SAGD, se basa principalmente en la creación y expansión de la cámara de vapor bajo un único mecanismo de producción: el drenaje gravitacional. En este proceso, el vapor, el cual es continuamente inyectado a la formación mediante un pozo horizontal, se expande uniformemente, calentando el hidrocarburo; de esta manera el crudo adquiere movilidad y drena hacia el pozo productor, ubicado a pocos pies por debajo del pozo inyector, por gravedad, figura 10.<sup>79</sup>

**Figura 10. Diagrama del proceso de segregación gravitacional asistido con vapor.**



Fuente: RODRIGUEZ, Astrid. et al. Revista Fuentes: El Reventón Energético. Vol. 14 N° 1 de 2016

**2.1.1.5 Drenaje gravitacional asistido por microondas (MWAGD):** El proceso MWAGD básicamente consiste en el calentamiento del yacimiento por varias antenas de microondas instaladas a lo largo de la longitud de una fuente de microondas. El pozo de fuente de microondas está situado por encima de un pozo productor. Cuando las antenas de microondas comienzan a funcionar, el calentamiento dieléctrico comienza con una rápida transferencia de calor. Como

---

<sup>79</sup> RODRIGUEZ, Astrid. et al. Revista Fuentes: El Reventón Energético Vol. 14 N° 1 de 2016

resultado de este calentamiento, la viscosidad del aceite disminuye. Este aceite de baja viscosidad se mueve hacia el pozo de producción situado por debajo debido al efecto de la gravedad.<sup>80</sup>

**2.1.2 Métodos de gas o miscibles.** Utiliza gases tales como gas natural, nitrógeno o dióxido de carbono, los cuales se expanden en el yacimiento para tener un empuje adicional en la producción. Simultáneamente, estos gases se disuelven totalmente en el aceite para reducir su viscosidad y mejorar su velocidad de flujo (miscibilidad a múltiples contactos o al primer contacto).

**2.1.2.1 Desplazamiento con CO<sub>2</sub>:** Este tipo de desplazamiento se realiza mediante la inyección de baches, así: Primero se inyecta un bache de CO<sub>2</sub> (cerca del 5% del volumen poroso de hidrocarburo), que es utilizado como el bache miscible. Para desplazar dicho bache se inyecta un gas pobre, típicamente gas natural seco. A menudo se inyecta agua con el gas pobre en pequeños baches alternados, para así mejorar el efecto de la relación de movilidad en la interfaz con el bache miscible. El bache miscible será líquido si la temperatura del yacimiento está por debajo de la temperatura crítica. En este caso la presión sería tal que se logre miscibilidad en ambas caras del bache de CO<sub>2</sub>, por la parte delantera en contacto con el crudo, y en la parte trasera en contacto con el gas de empuje. Sin estas condiciones, el desplazamiento no se podría realizar de manera eficiente.

Al alcanzarse la miscibilidad, la fase cruda y la fase CO<sub>2</sub> (la cual contiene muchos de los componentes intermedios de crudo), fluyen juntas con tensión interfacial nula. A medida que los fluidos, son producidos el CO<sub>2</sub> vuelve a tomar su forma gaseosa, proporcionando un empuje similar al dado por un levantamiento artificial. A pesar,

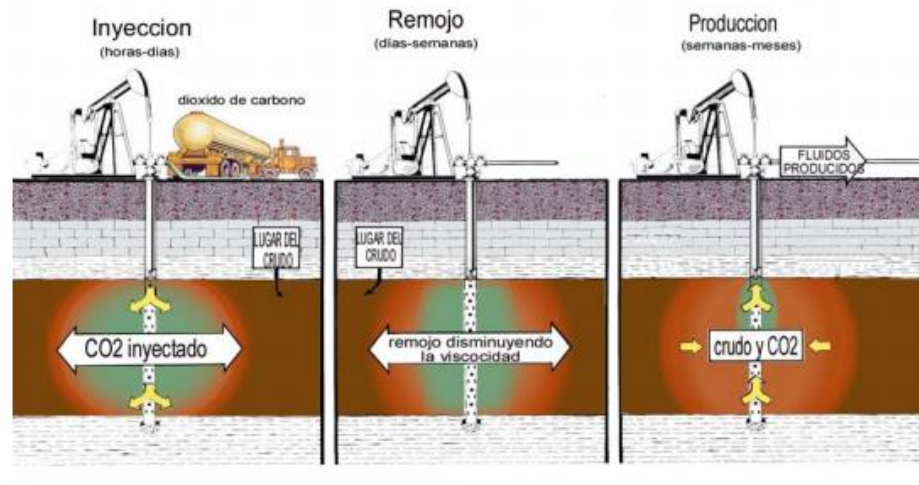
---

<sup>80</sup> AL-FARSI, Hajir; POURAFSHARY, Peyman and AL-MAAMARI, Rashid. Sultan Qaboos University. Application of Nanoparticles to Improve the Performance of Microwave Assisted Gravity Drainage (MWAGD) as a Thermal Oil Recovery Method. Muscat, Oman. Society of Petroleum Engineers.2016. SPE-179764-MS. 14 p.

de su buena eficiencia de desplazamiento local, las inundaciones de CO<sub>2</sub> sufren una pobre eficiencia de barrido debido a la baja viscosidad del CO<sub>2</sub>.<sup>81</sup>

**2.1.2.2 Estimulación cíclica de dióxido de carbono:** Es un proceso muy similar al cíclico de vapor. En este, el CO<sub>2</sub> es inyectado en el yacimiento, luego de lo cual el pozo es cerrado y posteriormente es puesto nuevamente en producción. Para lograr esto, la disolución del CO<sub>2</sub> en el crudo reduce su viscosidad permitiendo que fluya fácilmente hacia el pozo. El proceso también puede usarse en yacimientos de crudo pesado a través de inyección de CO<sub>2</sub> a alta presión para facilitar la miscibilidad del CO<sub>2</sub> con el crudo en aquellos yacimientos donde los métodos térmicos no son aplicables. Ver figura 11.

**Figura 11. Esquema general de la inyección cíclica de dióxido de carbono.**



Fuente: LINDLEY, R. Joe. Cyclic Carbon Dioxide Estimulation. Disponible en: [www.netl.doe.gov](http://www.netl.doe.gov)

<sup>81</sup> DUARTE, Carlos. Universidad industrial de Santander. Diseño y construcción de un separador trifluido e implementación de un sistema para su medición en el laboratorio de recobro mejorado del instituto colombiano del petróleo. (I.C.P.). Bucaramanga, Santander. 2006. 151 p.

**2.1.2.3 Empuje con gas vaporizante o de alta presión:** Consiste en la inyección continua de gas pobre como el metano o el etano a una presión usualmente por encima de 2.900 lpc para formar una zona de miscibilidad. Esta zona se alcanza en un punto más alejado del punto de inyección, a unos 100 pies antes de que el gas haya vaporizado suficientes componentes intermedios del crudo (C2 al C6) para ser miscible.<sup>82</sup>

**2.1.2.4 Inyección alternada de agua y gas (WAG):** Es un proceso mejorado de recuperación de aceite mediante el cual las inyecciones de agua y gas se llevan a cabo alternadamente durante ciertos periodos de tiempo para proporcionar una mejor eficiencia de barrido y reducir la canalización de gas de los pozos inyectores a los productores<sup>83</sup>

**2.1.2.5 Inyección usando solventes:** Se les llama solventes a la mayoría de los fluidos que son miscibles con el petróleo, diferenciándose de la inyección de gas miscible en que el solvente generalmente se encuentra en estado líquido a condiciones de superficie. El proceso de inyección de solventes es uno de los primeros métodos que se empleó para extraer petróleo. Este consiste en inyectar gas licuado del petróleo (LPG) en pequeños tapones y desplazarlo por medio de otro tapón de gas seco. Este mecanismo cumple funciones importantes como la extracción del crudo, disolución, disminución de la viscosidad, e incremento del empuje por gas en solución. Entre los fluidos más utilizados en la operación se encuentran: alcoholes orgánicos, cetonas, hidrocarburos refinados, gas condensado del petróleo (LPG), entre otros.<sup>84</sup>

---

<sup>82</sup> Página oficial. Disponible en: [www.lacomunidadpetrolera.com](http://www.lacomunidadpetrolera.com)

<sup>83</sup> MORADI, B. Et al. Institute of Petroleum Engineering, University of Tehran. Application of SiO Nano Particles to Improve the Performance of Water Alternating Gas EOR Process. Mumbai, India. Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-178040-MS. 8p.

<sup>84</sup> Página oficial. Disponible en: [www.lacomunidadpetrolera.com](http://www.lacomunidadpetrolera.com)

**2.1.3 Métodos químicos.** Los métodos químicos consisten en la inyección de productos químicos, lo que puede implicar el uso de cadenas de moléculas largas llamadas polímeros para aumentar la eficiencia de la inyección de agua, o el uso de detergentes como surfactantes para ayudar a reducir la tensión superficial o las fuerzas capilares que a menudo impiden que las gotas de aceite se muevan a través del yacimiento.<sup>85</sup>

**2.1.3.1 Inyección de polímeros:** Este proceso consiste en la inyección de un bache de agua mezclada con polímeros solubles en ésta, aunque dichas soluciones acuosas pueden reducir la movilidad del agua inyectada en el yacimiento. El incremento resultante en viscosidad, así como la reducción de la permeabilidad relativa que ocurre con algunos polímeros, causa una reducción en el índice de movilidad. Esta reducción incrementa la eficiencia de desplazamiento con agua al incrementar la eficiencia del barrido. La mejora en la eficiencia de recobro es el incentivo económico más importante para la implementación de este desplazamiento; sin embargo, el tiempo de iniciación de este proceso es importante, puesto que, si la inyección de agua se ha llevado a cabo por mucho tiempo, el crudo remanente que puede ser desplazado por el bache de polímeros sería insuficiente para hacer el proceso atractivo económicamente.<sup>86</sup>

**2.1.3.2 Desplazamiento alcalino:** El desplazamiento alcalino o cáustico consiste en la inyección de soluciones acuosas de hidróxido de sodio, carbonato de sodio, silicato de sodio e hidróxido de potasio. Estos químicos alcalinos reaccionan con los ácidos orgánicos presentes en ciertos tipos de crudo para producir surfactantes in-situ, que reducen ampliamente la tensión interfacial entre el agua y el crudo. Los químicos alcalinos también reaccionan con la roca del yacimiento, alterando así la mojabilidad.

---

<sup>85</sup> SALAGER, Jean. Universidad de los Andes. Recuperación mejorada del petróleo. Merida, Venezuela. 2005. 35 p.

<sup>86</sup> DUARTE, Op. Cit. 151 p.

Un preflujo o bache de agua fresca o suavizada precede el bache alcalino. A continuación, un bache de polímero disuelto en agua es inyectado para ayudar a obtener un movimiento uniforme o “barrido” a través del yacimiento. Luego, se inyecta agua fresca detrás de la solución polimérica para prevenir la contaminación del agua del empuje final que puede ser salada o por otra parte incompatible con los químicos.<sup>87</sup>

**2.1.3.3 Inyección de surfactantes:** El principal objetivo de este proceso es recuperar el petróleo residual, normalmente 20 a 40% del volumen poroso que permanece después de la recuperación primaria o de una inyección de agua. Como beneficio secundario, puede también, mejorar la eficiencia de barrido volumétrico. En algunas de las primeras investigaciones en las invasiones con surfactantes se trata de que ocurra como un desplazamiento miscible, sin las desventajas características de la movilidad desfavorable y la segregación por la gravedad. Habitualmente, para asegurarse de que la movilidad esté bien controlada, el tapón de surfactante se empuja con un determinado volumen de solución de polímeros. Además, se utilizan varios aditivos con el surfactante para protegerlo contra las sales minerales del agua de formación por la precipitación o secuestro de los cationes divalentes. Los aditivos más populares son amonio, carbonato de sodio y trifosfato de sodio.<sup>88</sup>

**2.1.3.4 Inyección de espuma:** Las espumas son acumulaciones de burbuja de gas separadas unas de otras por películas gruesas de líquidos, con la propiedad de tener una viscosidad mayor que la del gas o líquido que la componen. La inyección de espuma consiste en inyectar aire, agua y un agente químico que la estabiliza, y se realiza a una razón de movilidad menor que la inyección de gas o líquido solos. La calidad de la espuma se define como la razón entre el volumen de gas contenido

---

<sup>87</sup> AGUILLÓN, and GARCIA, Op. Cit.

<sup>88</sup> Página oficial. Disponible en: [www.lacomunidadpetrolera.com](http://www.lacomunidadpetrolera.com)

y el volumen total de la espuma. Éste es altamente eficiente, de modo que, las espumas se ubican primero en los poros más grandes, donde tienden a obstruir el flujo; los poros pequeños son invadidos luego, mientras que las secciones más permeables se van llenando de espuma y la eficiencia del barrido vertical se mejora.<sup>89</sup>

## **2.2 RETOS DEL RECOBRO MEJORADO Y SOLUCIONES DE LA NANOTECNOLOGÍA.**

Debido a la creciente demanda de combustibles fósiles, las reservas de petróleo están disminuyendo a nivel mundial. Una de las formas de satisfacer esta demanda sería con el descubrimiento de nuevos yacimientos y la otra aumentando la recuperación de depósitos existentes. No obstante, el número de nuevos descubrimientos de campos de petróleo está disminuyendo y la mayoría de los campos de producción se encuentran en etapas maduras, en consecuencia, mejora en las técnicas de recuperación se ha convertido en el centro de atención en la industria petrolera.

Nuevas tecnologías, como la nanotecnología, poseen el potencial de maximizar la recuperación de las limitadas reservas y solucionar los principales retos de los procesos de EOR como son la baja eficiencia de barrido, posibles daños en la formación, transporte de grandes cantidades de agentes de EOR costosos a los campos, (especialmente para casos de offshore), altas viscosidades para campos de crudo pesado, humectabilidad de la roca, tensión interfacial, entre otras, que dificultan los procesos de recobro.

---

<sup>89</sup> Página oficial. Disponible en: [www.lacomunidadpetrolera.com](http://www.lacomunidadpetrolera.com)

Las dos características de las nanopartículas que las hacen particularmente atractivas para el negocio de exploración y producción de petróleo y gas son: (1) su tamaño, y (2) la capacidad de manipular su comportamiento. Debido a su tamaño, las nanopartículas adecuadamente diseñadas pueden fluir a través de un típico espacio de poro del yacimiento con tamaños iguales o inferiores a una micra. Al ajustar las propiedades de las nanopartículas, es posible no sólo mejorar su movilidad, sino también mejorar las propiedades de los fluidos inyectados (por ejemplo, como la reología, modificadores de la tensión superficial y de la humectabilidad, dirigidos a la entrada de productos químicos, nanocatalizadores para procesos de conversión in situ, etc.) o recopilar información sobre el medio ambiente al que están expuestas las partículas en su trayectoria de flujo.<sup>90</sup>

El aceite retardado en el yacimiento debido a la heterogeneidad y problemas asociados, representa de 60 a 95 % del aceite original in situ. Procesos de EOR conocidos como: Procesos químicos, térmicos, inyección de gas y microbianos tienden a recuperar más aceite atrapado en el yacimiento a través de diferentes mecanismos tales como: reducción de la tensión interfacial, alteración de humectabilidad, taponamiento selectivo, cambios de viscosidad y densidad, así como incorporación de un nuevo mecanismo de accionamiento en el yacimiento tal como el drenaje por gravedad. La siguiente tabla muestra los principales procesos de EOR, los mecanismos involucrados y los desafíos asociados a cada uno en escala microscópica.<sup>91</sup>

---

<sup>90</sup> ODEDELE, Engr. Raw Materials Research & Development Council, Abuja Nigeria. Synthesis and applications of nanomaterials in enhanced oil recovery. Lagos, Nigeria. Society of Petroleum Engineers. 2014. SPE-172448-MS .11 p.

<sup>91</sup> AYATOLLAHI, Shahab and ZERAFAT, Mohammad. Shiraz University, Shiraz, Iran. Nanotechnology-Assisted Eor Techniques: New Solutions To Old Challenges. Noordwijk, The Netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 157094.15 p

**Tabla 1. Principales procesos de EOR, algunos mecanismos involucrados y los retos que se tiene que hacer para una escala microscópica.** <sup>92</sup>

Método	Mecanismo	Retos
Térmica; inyección de vapor, estimulación con vapor, combustión in-situ, SADG (segregación gravitacional asistida con vapor).	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducción de viscosidad.</li> <li>• Reducción de IFT.</li> <li>• Destilación por vapor.</li> <li>• Expansión por vapor.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costo alto de energía.</li> <li>• Baja conductividad térmica de las rocas y los fluidos.</li> <li>• Fugas de calor hacia las capas no deseadas.</li> <li>• Menor degradación térmica.</li> <li>• Pozos dañados debidos a las altas temperaturas iniciales.</li> <li>• Pérdida de calor del generador térmico al depósito.</li> </ul>
Química; surfactante alcalina, inundación de polímeros.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducción de IFT.</li> <li>• Alteración de la mojabilidad.</li> <li>• Control de la movilidad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Altos costos por cantidades en exceso.</li> <li>• Su baja efectividad en los cambios del IFT y de la viscosidad debido a las condiciones del depósito.</li> <li>• Daños debido a la incompatibilidad.</li> <li>• Difusión lenta en la estructura de los poros.</li> <li>• Desconocidos mecanismos para la alteración de la mojabilidad</li> </ul>
Inyección de gas; Inyección de gas de HC, inyección de CO <sub>2</sub> , Inyección de aire.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mantenimiento de presión.</li> <li>• Reducción de la viscosidad.</li> <li>• Expansión del aceite.</li> <li>• Miscibilidad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En caso de CO<sub>2</sub>, los materiales de resistencia a la corrosión son necesarios.</li> <li>• Efectos secundarios tales como la depositación de asfáltenos.</li> <li>• Tener alta MMP para inundaciones miscibles para tener una recuperación eficiente.</li> </ul>
MEOR; Bioproductos, (Biosurfactante, inundación de Biopolímeros).	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Taponamiento selectivo.</li> <li>• Biodegradación del aceite.</li> <li>• Reducción del IFT.</li> <li>• Modificar la mojabilidad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mecanismo muy lento.</li> <li>• Taponamientos no deseados.</li> <li>• Reacciones indeseadas de Bio (Bacterias reductoras de sulfatos).</li> <li>• Mecanismos desconocidos (la alteración de mojabilidad).</li> <li>• Procesos de biodegradación lenta.</li> </ul>

<sup>92</sup> Ibid.

Estos mecanismos implicados en estos procesos se clasifican generalmente en la transferencia de la masa, de calor y de momento. La termodinámica y los cambios de energía superficial se hacen a escala molecular dentro de la estructura de poros de la microescala. Por lo tanto, la nanotecnología es vista como la solución a la mayoría de esos retos como se resume a continuación:<sup>93</sup>

### **2.2.1 Movimiento a escala nanométrica en medios porosos de tamaño micro.**

Los retos más importantes para los procesos tradicionales de EOR son la transferencia de componentes inyectados en medios porosos, porque las gargantas de poros podrían ser taponadas, causando reducción de permeabilidad e incrementando el costo de inyección. Dado que, los componentes de nanoescala están usualmente en el orden de 100-500 nm, pueden fluir fácilmente en la estructura de poros de la roca que es usualmente mayor de 10 micras. La inyección de polvo es la forma más conocida de nanopartículas inyectadas en la formación saturada de aceite para realizar una variedad de cambios, desde las propiedades de los fluidos a los cambios interfaciales, tanto para las interfaces fluido-fluido como fluidos-sólido.

### **2.2.2 Área superficial específica muy alta de nanopartículas.** Esta es la propiedad más notable para la transferencia de masa mejorada entre las fases y las propiedades fácilmente cambiantes del fluido y a menor costo, distribuidas homogéneamente en medios porosos, adsorbidas en la superficie de la roca para cambiar la humectabilidad y cambiar la conductividad térmica de los fluidos y la roca.

### **2.2.3 Moléculas a medida.** Basándose en los mecanismos explorados en la última sección de EOR, la idea de adaptar tipos específicos de moléculas químicas para desempeñar un papel específico en los medios porosos es una idea interesante que se puso a disposición a través de la nanotecnología. Los componentes químicos

---

<sup>93</sup> Ibid.

muy eficaces y adaptados científicamente en el rango de nano-tamaño pueden cambiar críticamente la tensión interfacial y la viscosidad de los fluidos, cambiar la energía superficial e incluso mejorar las propiedades del aceite a través de reacciones catalíticas utilizando nano-catalizadores en medios porosos de tipo micro reactor.

**2.2.4 Entrega inteligente del agente EOR.** El uso de productos químicos en yacimientos de mega-escala siempre ha sido la preocupación a medida que aumenta el costo de la inyección. En muchos casos, se utilizan cantidades en exceso de soluciones químicas para localizar los parches de aceite aislados que permanecen en el yacimiento para EOR. Además, el taponamiento selectivo de capas para evitar que se produzcan fluidos no deseados mejoraría tanto la eficiencia de recuperación como el rendimiento de las instalaciones de producción. Esta tecnología prometedora que ya se utiliza en la entrega de fármacos sería muy rentable y más eficiente.

**2.2.5 Nanofiltración en procesos EOR.** Además del uso de la tecnología de filtración en instalaciones de superficie para una separación de fases efectiva, sería más eficaz si se realizara bajo tierra en la proximidad del pozo para separación in situ. Los ingenieros petroleros estaban luchando durante las últimas décadas para cortar el flujo de fase indeseado en el pozo, mejorando las condiciones de las instalaciones de superficie y manteniendo el gas y el agua en el yacimiento de petróleo, explotándolos como fuentes de energía naturales.

**2.2.6 Nano-sensores.** Los tipos muy complicados de fluidos y la estructura de la roca persuadieron a los científicos para proporcionar a los ingenieros de yacimientos con sensores instalados en los pozos para supervisar regímenes del flujo, composición del líquido y propiedades del reservorio. Además, existen varios tipos de herramientas que se utilizarán en el yacimiento para escanear, registrar y probar la roca, el fluido y la condición del yacimiento, para encontrar el escenario de

producción optimizado para una mayor tasa de producción y una mejor eficiencia de recuperación. Todos los sensores de pozo y las herramientas de monitoreo son lo suficientemente grandes como para preparar un espacio adicional en la abertura del pozo, por lo que difícilmente pueden monitorear mucho más allá de la ubicación del pozo, que es muy pequeña en comparación con el volumen del depósito. El uso de sensores de nanoescala proporcionará a los ingenieros la oportunidad de:

- Rastrear el aceite atrapado, su saturación, ubicación con respecto a los espacios de poro y las fuerzas asociadas que se necesitan para recuperarlo.
- Monitorear las aberturas de roca en microescala para tener mapas digitales de la red poro-garganta para modelar los fluidos de inyección / producción.
- Evaluar las heterogeneidades en profundidad, especialmente para reservorios vugulares y fracturados.
- Comprobación de los límites, contactos fluidos, conectividad con los reservorios vecinos para hacer una vista sísmica 3D / 4D precisa de la formación que mejoran la comprensión de cualquier actividad EOR.
- Comprobación del éxito de la técnica de remediación, si la hay. Los remedios que se han utilizado en muchos procesos EOR son el taponamiento selectivo y el cierre de zonas de agua. La nanotecnología, a través de sensores de nanoescala podría ser utilizada para verificar si ha sido empleado con éxito o no.

## 2.3 FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCION DE NANOFLUIDOS EN EL MEDIO POROSO PARA MEJORAR LA RECUPERACIÓN.

**2.3.1 Concentración de Nanopartículas.** Uno de los principales factores que afectan a la inyección de nanofluidos en el medio poroso para mejorar la recuperación del aceite es la concentración de las nanopartículas en el fluido inyectado. Se ha encontrado que este factor tiene un doble efecto. La presión disjunta y el movimiento browniano aumentan al aumentar la concentración de las nanopartículas, a medida que aumentan las fuerzas de repulsión entre estas partículas.<sup>94</sup> Por lo tanto, el efecto del nanofluido sobre la alteración de la mojabilidad aumenta con el aumento de la concentración de nanopartículas. También la retención de nanopartículas en el medio poroso reducirá la porosidad y la permeabilidad absoluta de la roca.<sup>95</sup>

Estudios experimentales han concluido que la mejora de la eficiencia de desplazamiento del aceite mediante el aumento de la concentración de nanopartículas se puede producir debido al aumento de la viscosidad y la dispersión de nanofluidos en superficie. Sin embargo, más allá de un límite específico de concentración de nanopartículas, alrededor de 3 wt %, la recuperación de aceite final disminuye debido a la obstrucción de poros y gargantas por nanopartículas de sílice dispersas.

La concentración óptima de nanopartículas para la recuperación máxima es aquella en la que los sitios de adsorción en la pared del poro están saturados con nanopartículas de sílice. A concentraciones de nanopartículas por encima de la

---

<sup>94</sup> CHENGARA, Anoop; NIKOLOV, Alex and WASAN; Darsh T. Journal of Colloid and Interface Science. "Spreading Of Nanofluids Driven By The Structural Disjoining Pressure Gradient". 2004

<sup>95</sup> MAGHZI, Ali, et al "Monitoring Wettability Alteration By Silica Nanoparticles During Water Flooding To Heavy Oils In Five-Spot Systems: A Pore-Level Investigation", 2012, Experimental Thermal and Fluid Science 40 2012. 168 –176 p

concentración óptima, el efecto de la reducción de la permeabilidad es mayor que el de la alteración de la humectabilidad. Por esto, el factor de recuperación tiende a disminuir.<sup>96</sup>

**2.3.2 Tamaño de las nanopartículas.** El tamaño de partícula y la densidad de carga de partículas asociada también afectan la fuerza de la presión dislocante: cuanto menor es el tamaño de partícula, mayor es la densidad de carga y mayor es la repulsión electrostática entre esas partículas.<sup>97</sup> Cuando esta fuerza está confinada al vértice de las fases discontinuas, el desplazamiento ocurre en un intento de recuperar el equilibrio. Como con cualquier sistema coloidal, el tamaño de partícula, la temperatura, la salinidad del fluido portador y las características de superficie del sustrato también afectan la magnitud de la fuerza de disociación. El tamaño de las partículas debe estar en un rango no demasiado grande como para quedar atrapado mecánicamente, ni demasiado pequeño como para causar un atasco.<sup>98</sup>

**2.3.3 Salinidad.** Normalmente, los coloides de nanopartículas se vuelven menos estables con el aumento de la salinidad.<sup>99</sup> El potencial zeta disminuye a medida que aumenta la salinidad, y el coloide se aglomera. Debido a esta inherente falta de estabilidad en estos entornos, ha sido necesaria la modificación de las nanopartículas para mantener la funcionalidad de presión de disyunción. La estabilidad se logró mediante la manipulación de la densidad de carga superficial, modificando la superficie de partícula, y controlando el medio iónico del fluido a través de tensioactivos, o una combinación de ambos.

---

<sup>96</sup> MURPHY, Michael Joseph: “Experimental Analysis of Electrostatic and Hydrodynamic Forces Affecting Nanoparticle Retention in Porous Media”, 2012, MSc. thesis, The University of Texas at Austin May

<sup>97</sup> MCELFRISH, Paul; HOLCOMB, David and ECTOR, Daniel. FTS International LLC). “Application of Nanofluid Technology to Improve Recovery in Oil and Gas Wells”, Noordwijk, The Netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2012, SPE 154827. 14p.

<sup>98</sup> EL-DIASTY, and ALY, Op. Cit

<sup>99</sup> MCELFRISH, HOLCOMB, and ECTOR, Op. Cit.

El aumento de la salinidad (hasta 10% en peso, tanto con cationes monovalentes (Na +) como divalentes (Ca<sup>2+</sup> +) en la dispersión de nanopartículas no impide el transporte de nanopartículas. Sin embargo, aumenta notablemente la retención de nanopartículas en la roca. <sup>100</sup>

**2.3.4 Temperatura.** La temperatura del yacimiento es muchas veces mayor que la temperatura a condiciones de la superficie, por lo que, la inyección de nanofluido debe ser válida a una temperatura más alta antes de aplicarlo a condiciones del yacimiento de campo. A medida que la temperatura aumenta, el potencial zeta disminuye y el coloide se aglomera. Los coloides de nanopartículas se vuelven menos estables al aumentar la temperatura. <sup>101</sup> Sin embargo, se descubrió que la temperatura apenas afecta la retención, reduciendo ligeramente las recuperaciones. Esto era de esperarse, ya que las partículas de núcleo sólido pueden ser mucho más resistentes a la temperatura.

La literatura mostró que el aumento de la temperatura aumentará la eficiencia de desplazamiento y la recuperación incremental debido a la inyección de nanofluido. Sin embargo, el mecanismo debido a la temperatura es bastante complicado y aún no se entiende claramente. Podría estar disminuyendo la tensión interfacial, ya que las interacciones moleculares entre los líquidos son más débiles. Otra posibilidad es que, la intensidad del movimiento Browniano aumente con la temperatura del medio y con la reducción de su viscosidad y el tamaño de partícula. Dado que, los movimientos brownianos podrían ser una de las energías que impulsan el desplazamiento del petróleo, debido a las nanopartículas, la fuerza aumentará. <sup>102</sup>

---

<sup>100</sup> KANJ, Mazen; FUNK, Jim and AL-YOUSIF, Zuhair. Advanced Research Center, Saudi Aramco. "Nanofluid Coreflood Experiments in the ARAB-D", AlKhobar, Saudi Arabia. Society of Petroleum Engineers .2009, SPE 126161. 11 p.

<sup>101</sup> MCELFRISH, HOLCOMB, and ECTOR, Op. Cit.

<sup>102</sup> EL-DIASTY, and ALY, Op. Cit.

**2.3.5 humectabilidad de las nanopartículas.** La humectabilidad de las partículas de sílice se determina mediante la elección del revestimiento superficial. Puede hacerse hidrófilo o hidrófobo. Las partículas de sílice hidrófilo prefieren permanecer en la fase acuosa. Mientras que el hidrófobo es rechazado por el agua y prefiere la fase oleosa. La humectabilidad de la nanopartícula determina cómo se situará en la interfaz agua-aceite. También, la absorción de nanopartículas en la superficie de roca sólida puede causar un cambio de mojabilidad. El propósito de alterar la humectabilidad es hacer móvil el flujo de aceite. El comportamiento humectante de un líquido cambia cuando el líquido contiene nanopartículas. La alteración de la humectabilidad de las paredes de los poros en la roca del reservorio conduce al cambio en la resistencia al flujo del aceite y el agua, lo que induce los cambios en la permeabilidad relativa del aceite y el agua. <sup>103</sup>

Las nanopartículas más utilizadas para la alteración de la mojabilidad son las partículas nanosílicas. La nanosílica se puede suministrar en diferentes tipos de humectabilidad y ángulos de contacto. La nanosílica hidrófoba altera la roca de mojada por agua a mojada por aceite, pero la nanosílica hidrófila altera la roca de mojada por aceite a mojada por agua. La nanosílica de mojabilidad neutral altera la roca mojada por aceite o mojada por agua a mojabilidad neutral. La funcionalización adecuada o la química de la superficie son cruciales. Mejoran la estabilidad de las nanopartículas, reduce la floculación / agregación, mejora la homogeneidad y, lo que es más importante, reduce la interacción con la matriz de la roca <sup>104</sup>

**2.3.6 El tamaño de grano de la roca.** Se espera que el tamaño del grano de roca sea un factor que pueda afectar la retención de nanopartículas. El área de superficie del medio poroso está relacionada con el tamaño del grano. Los granos de roca más

---

<sup>103</sup> BINSCHAN, Ju and ZHIPING, Fan. “Improving Water Injectivity And Enhancing Oil Recovery By Wettability Control Using Nanopowders”, 2012, Journal of Petroleum Science and Engineering 86 – 87 2012 206 –216 p

<sup>104</sup> KANJ, Mazen; FUNK, Jim and AL-YOUSIF, Zuhair. Advanced Research Center, Saudi Aramco. “Nanofluid Coreflood Experiments in the ARAB-D”, AlKhobar, Saudi Arabia. Society of Petroleum Engineers .2009, SPE 126161. 11 p.

grandes dan como resultado una reducción en el área superficial por unidad de volumen. El tamaño de grano más grande exhibe una porosidad más baja que la de tamaño más pequeño. La retención de las nanopartículas en la roca disminuye con la reducción del área de superficie por unidad de volumen.<sup>105</sup>

**2.3.7 Contenido de arcilla.** El contenido de arcilla afectará la retención de las nanopartículas sobre la roca. A medida que aumenta el contenido de arcilla, habrá una gran disminución de la porosidad debido a que la arcilla ocupa los espacios entre los granos. La retención de las nanopartículas en la roca del yacimiento aumenta con el aumento del contenido de arcilla.<sup>106</sup>

**2.3.8 Efecto de la permeabilidad del yacimiento.** Se llevaron a cabo inyecciones de nanofluidos en varios núcleos de arenisca Berea con un amplio rango de permeabilidad (de 7 a 223 md) para observar la influencia de la permeabilidad de la roca en la recuperación incremental de petróleo. Los resultados mostraron que el aumento de la permeabilidad no mostró proporcional relación con la recuperación de petróleo incremental. Los resultados mostraron que el nanofluido aún funcionaba con baja permeabilidad. Por lo tanto, el nanofluido parece potencialmente aplicable en una amplia gama de permeabilidades de roca de yacimiento.<sup>107</sup>

**2.3.9 Tasa de inyección.** Hay dos tipos de retención de partículas en los poros que se clasifican en: bloqueo de la superficie del poro (principalmente sobre los cuerpos de poro) y bloqueo de la garganta porosa. El bloqueo de la garganta de poro, puede ser causado por dos mecanismos: atrapamiento mecánico y bloqueo de registro (acumulación). El bloqueo de garganta de poro se produce cuando una sola partícula es más grande que la garganta de poro. El puente en la garganta de poro puede tener lugar si dos o más partículas quedan atrapadas en la garganta de un

---

<sup>105</sup> CALDELAS, Manuel. “Experimental Parameter Analysis of Nanoparticle Retention in Porous Media”, 2010, MSc. thesis, The University of Texas at Austin

<sup>106</sup> Ibid.

<sup>107</sup> EL-DIASTY, and ALY, Op. Cit.

poro. La obstrucción de las gargantas de poro mediante bloqueo y puenteo es de naturaleza estocástica y hace que algunas gargantas de poro se cierren para el flujo.<sup>108</sup>

Según estudios realizados se ha informado que, para el bloqueo superficial existe una velocidad crítica por debajo de la cual solo se produce retención de partículas y por encima de la cual se produce simultáneamente retención y arrastre de partículas. La retención de las nanopartículas sobre el medio poroso es una función lineal de la velocidad de flujo, de modo que al aumentar la velocidad aumentan tanto la deposición como el bloqueo de registros.<sup>109</sup> Al aumentar la velocidad de inyección, las pequeñas moléculas de agua se acelerarán más rápido que las nanopartículas, por lo que las nanopartículas se aglomerarán y bloquearán la garganta de poro, reduciendo la recuperación de petróleo.<sup>110</sup>

---

<sup>108</sup> EL-DIASTY, and ALY, Op. Cit.

<sup>109</sup> GRUESBECK , R. E. Collins: “Entrainment And Deposition of Fines Particles in Porous Media”, 1982, Society of Petroleum Engineers Journal

<sup>110</sup> HENDRANINGRAT, Luky; LI, Shidong and TORSÆTER, Ole. Norwegian University of Science and Technology (NTNU). “Effect of Some Parameters Influencing Enhanced Oil Recovery Process using Silica Nanoparticles: An Experimental Investigation”, Abu Dhabi, UAE. 2013, SPE 165955, 10 p.

### 3. APLICACIONES DE LA NANOTECNOLOGÍA EN RECOBRO MEJORADO

En los últimos años, varias técnicas innovadoras que buscan maximizar la recuperación total del yacimiento han ganado gran interés y atención en todo el mundo. Las nanopartículas (NPs) han sido desarrolladas para diversas aplicaciones en ingeniería de yacimientos y EOR en campos petroleros.<sup>111</sup> Aun cuando la nanotecnología en EOR se encuentra en una etapa primaria de investigación y no se ha llegado a probar en campo, un número considerable de artículos se han publicado, relacionando sus beneficios para la industria. En este capítulo se hará una revisión de los avances a escala de laboratorio logrados en los diferentes métodos de EOR y serán clasificados de acuerdo con su grado de madurez o profundidad alcanzada en las pruebas de laboratorio.

#### 3.1 CLASIFICACIÓN POR TRL Y TENDENCIAS DE INVESTIGACIÓN DE LAS APLICACIONES DE LA NANOTECNOLOGÍA EN EOR.

**3.1.1 Technology Readiness Levels (TRL).** La clasificación TRL es una forma aceptada de medir el grado de madurez de una tecnología. Por lo tanto, si consideramos una tecnología concreta y tenemos información del TRL o nivel en el que se encuentra podremos hacernos una idea de su nivel de madurez.<sup>112</sup>

**Los TRLs O Niveles De Madurez:** Se consideran 9 niveles que se extienden desde los principios básicos hasta llegar a sus pruebas con éxito en un entorno real:

---

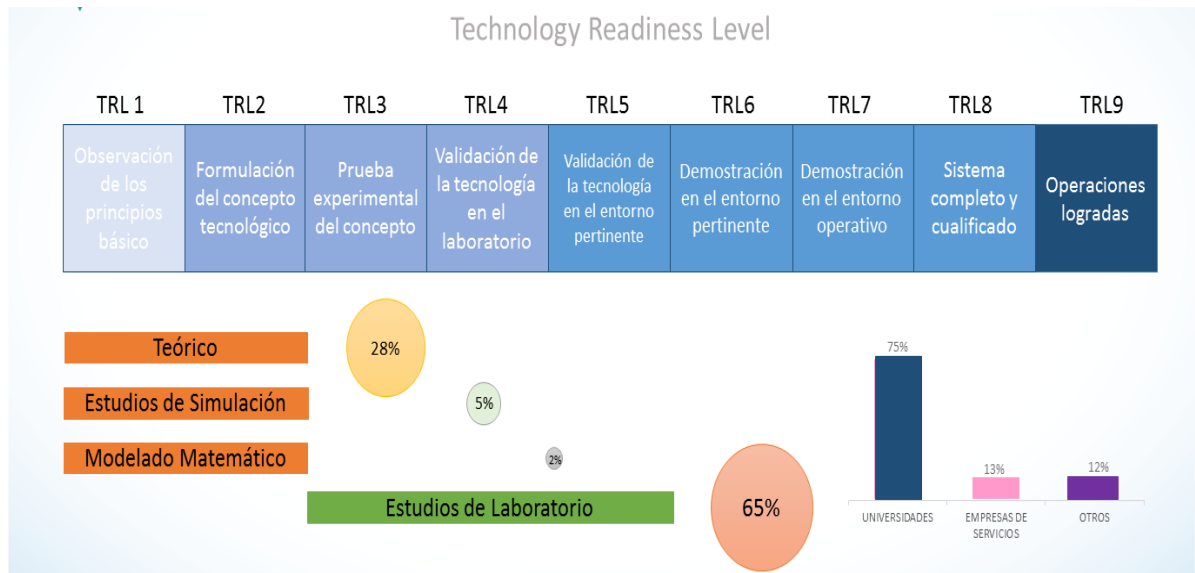
<sup>111</sup> EL-DIASTY, Abdelrahman Ibrahim. AMERICAN UNIVERSITY IN CAIRO. The Potential of Nanoparticles to Improve Oil Recovery in Bahariya Formation, Egypt: An Experimental Study. Kuala Lumpur, Malaysia, 2015. Society of Petroleum Engineers. SPE-174599-MS. 14 p.

<sup>112</sup> Niveles de madurez de la tecnología. Disponible en: <http://www.minetad.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/393/NOTAS.pdf>

- **TRL 1:** Principios básicos observados y reportados.
- **TRL 2:** Concepto y/o aplicación tecnológica formulada.
- **TRL 3:** Función crítica analítica y experimental y/o prueba de concepto característica.
- **TRL 4:** Validación de componente y/o disposición de los mismos en entorno de laboratorio.
- **TRL 5:** Validación de componente y/o disposición de los mismos en un entorno relevante.
- **TRL 6:** Modelo de sistema o subsistema o demostración de prototipo en un entorno relevante.
- **TRL 7:** Demostración de sistema o prototipo en un entorno real.
- **TRL 8:** Sistema completo y certificado a través de pruebas y demostraciones.
- **TRL 9:** Sistema probado con éxito en entorno real.

Por consiguiente, en el presente proyecto se realizó una clasificación TRL para mirar el grado de madurez en el que se encuentran las aplicaciones de la nanotecnología en EOR, figura 12. El 28% de la bibliografía encontrada corresponde a teoría, un 5% a estudios de simulación, 2% para modelados matemáticos y un 65% a estudios de laboratorio, además de todo el 100% de la bibliografía estudiada, 75% corresponden a estudios realizados por universidades, 13% a estudios de empresas de servicio y un 12% a otros.

**Figura 12. Clasificación TRL de las aplicaciones de la Nanotecnología en EOR.**



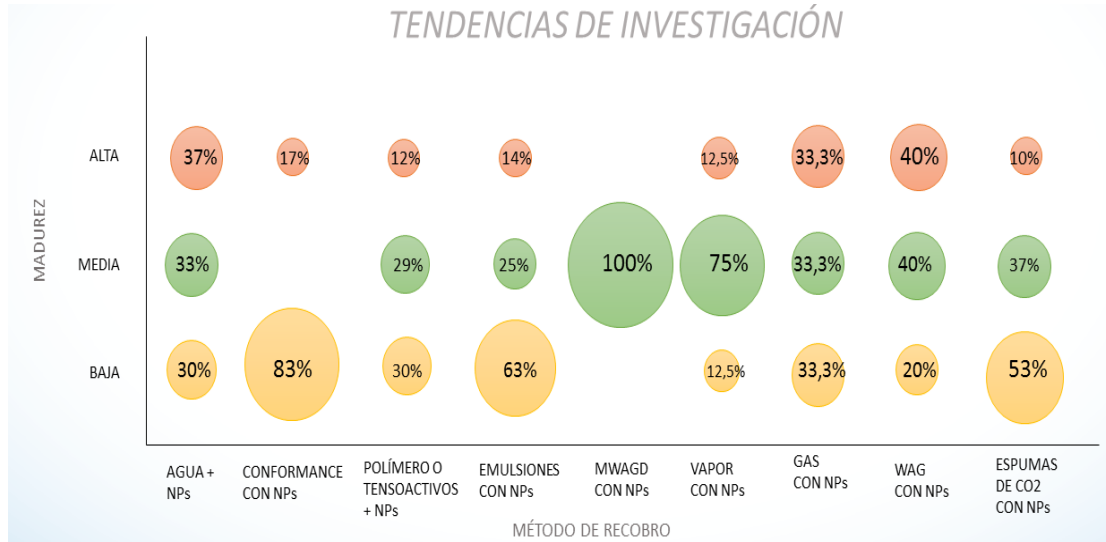
**3.1.2 Tendencias de investigación.** Las tendencias de investigación encontradas en las aplicaciones de la nanotecnología en EOR son, ver figura 13:

- **Agua más NPs:** En aplicaciones de agua mejorada se encontró un total de 30 artículos, de los cuales el 30% tiene un grado de madurez baja, el 33% un grado de madurez media y el 37% un grado de madurez alta.
- **Conformance más NPs:** En aplicaciones de geles se encontró un total de 6 artículos, de los cuales el 83% corresponden a un grado de madurez bajo y el 17% a un grado de madurez alto.
- **Polímero y tensioactivos más NPs:** En aplicaciones de polímeros y tensioactivos se encontró un total de 7 artículos de los cuales el 57% corresponden a un grado de madurez baja, el 29% a un grado de madurez media y el 14% a un grado de madurez bajo.
- **Emulsiones con NPs:** En aplicaciones de emulsiones con NPs, se encontró un total de 8 artículos, de los cuales el 63% corresponde a un grado de madurez baja, el 25% a un grado de madurez media y el 14% a un grado de madurez alta.

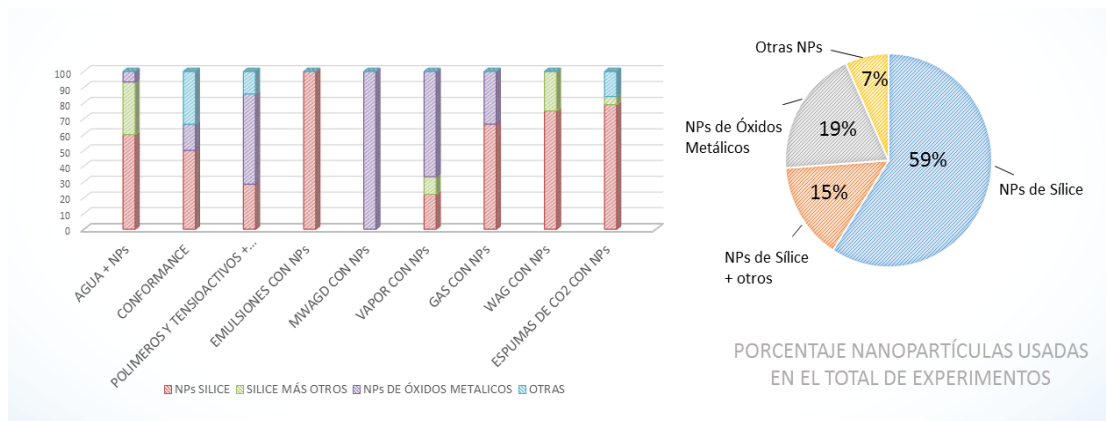
- **MWAG con NPs:** En aplicaciones de MWAG con NPs, se encontró un total de 3 artículos de los cuales el 100% corresponde a un grado de madurez media.
- **Vapor con NPs:** En aplicaciones de vapor con NPs, se encontró un total de 8 artículos de los cuales el 12,5% corresponde a un grado de madurez baja, el 75% corresponde a un grado de madurez media y el 12,5% corresponde a un grado de madurez alta.
- **Gas con NPs:** En aplicaciones de gas con NPs, se encontró un total de 3 artículos de los cuales el 33,3% corresponde a un grado de madurez baja, el 33,3% corresponde a un grado de madurez media y el 33,3% corresponde a un grado de madurez alta.
- **WAG con NPs:** En aplicaciones de gas con NPs, se encontró un total de 5 artículos de los cuales el 20% corresponde a un grado de madurez baja, el 40% corresponde a un grado de madurez media y el 40% corresponde a un grado de madurez alta.
- **Espumas de CO<sub>2</sub> con NPs:** En aplicaciones de gas con NPs, se encontró un total de 5 artículos de los cuales el 53% corresponde a un grado de madurez baja, el 37% corresponde a un grado de madurez media y el 10% corresponde a un grado de madurez alta.

De todas las tendencias de investigación se encontró que el 59% usaron NPs de sílice, 15% usaron NPs de sílice más otros, 19% usaron NPs de óxidos metálicos y 7% usaron otras NPs. Ver figura 14.

**Figura 13. Tendencias de investigación de las aplicaciones de la nanotecnología en EOR, clasificadas de acuerdo a su grado de madurez (alto, medio y bajo).**



**Figura 14. Porcentaje de nanopartículas utilizadas en cada aplicación encontrada.**



### 3.1 RECOBRO QUÍMICO

Los procesos de recobro químico hacen referencia al uso de fluidos con aditivos químicos que logran una mejora en la recuperación de petróleo a través del control de movilidad y de la disminución de la tensión interfacial (IFT) entre el fluido y el petróleo atrapado en los poros de la roca por las fuerzas capilares y viscosas.<sup>113</sup> Este proceso sería mejorado eficientemente al explotar las distintas propiedades y fenómenos únicos a escala nanométrica que ofrece el uso de la nanotecnología.

**3.1.1 Agua mejorada.** La inyección de agua es bien conocida y es el método más práctico usado en el mundo, además de ser técnica y económicamente viable para el EOR.<sup>114</sup> Sin embargo, ya que es más frecuente que el agua posea una viscosidad más baja que el aceite, se presentan problemas de digitación viscosa y una eficiencia de barrido pobre. La adición de nanopartículas puede solucionar este problema al aumentar la viscosidad del fluido inyectado, y modificar propiedades como la mojabilidad de la roca y la IFT entre fluidos, consiguiendo una relación de movilidad más favorable, y reducción en la saturación residual de petróleo.

**3.1.1.1 Nanopartículas de sílice:** El uso de nanopartículas de sílice ha sido ampliamente estudiado. Al respecto, Miranda, Stori and Costa<sup>115</sup> mencionan el beneficio de su uso, ya que es un material inorgánico que se produce fácilmente con un buen grado de control, y las propiedades físico-químicas interfaciales y superficiales están entre las más conocidas.

---

<sup>113</sup> GREEN, D. W. and WILHITE, G. P. Enhanced oil recovery. SPE Textbook Series, Richardson, Texas, 1998.

<sup>114</sup> HENDRANINGRAT, Luky; LI, Shidong and TORSÆTER, Ole. Society of Petroleum Engineers. Norwegian university of science and technology. Effect of some parameters influencing enhanced oil recovery process using silica nanoparticles: An experimental investigation. Abu Dhabi, UAE. 2013. SPE-165955-MS. 10 p.

<sup>115</sup> MIRANDA, Caetano; STORI, Lucas and COSTA, Bruno. Universidade Federal do ABC. Stability and Mobility of Functionalized Silica Nanoparticles for Enhanced Oil Recovery Applications. Noordwijk, The Netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 157033. 11 p.

## • INVESTIGACIÓN INMADURA

Dentro de las investigaciones más inmaduras, que no profundizaron en la determinación de varias propiedades encontramos que Diasty<sup>116</sup> estudió cómo afectan el tamaño y la concentración de NPs, para lo cual usó núcleos de arenisca de la formación egipcia Bahariya, para evaluar el desplazamiento del aceite por salmuera y salmuera con nanopartículas en función de su tamaño (5-60nm) y concentración (0.01-3% en peso). El mejor porcentaje de recuperación (79%) se obtuvo con NPs de 20nm y en 3% en peso. El agua alcanzó una recuperación del 44.6%. En el punto de ruptura, la recuperación con agua fue del 36%, mientras que con nanofluido fue del 65% OOIP. Se demostró que el aumento del tamaño de las NPs provoca retención de partículas y taponamiento de los poros, al mismo tiempo que el tamaño extrapequeño causa puenteo entre poros, lo que disminuye el aceite recuperado. La recuperación incremental de aceite obtenida con nanofluidos aumenta a medida que la aumenta concentración, pero mayor será la retención. A concentraciones más bajas la dispersión será más económica y más estable. Un estudio de sensibilidad debe ser realizado para cada formación, para así encontrar la concentración y tamaño óptimos.

## • INVESTIGACIÓN CON MADUREZ MEDIA

En las investigaciones con madurez media Mashayekh, *et al*<sup>117</sup> investigaron el efecto de la inundación con nanofluidos sobre el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa en núcleos de arenisca. Se observó que los nanofluidos disminuyeron la IFT, lo que disminuyó la resistencia entre fluidos, favoreciendo el flujo de fluidos y disminuyendo la caída de presión. Las curvas de permeabilidad relativa de la fase no humectante cambiaron considerablemente más que las curvas de la fase humectante, lo que conduce a una recuperación mejorada de aceite, cuando se usan nanos. Por la inundación con nanos, la histéresis en las curvas de

---

<sup>116</sup> EL-DIASTY. Op. Cit., 1-14 p.

<sup>117</sup> MASHAYEKHI, Leila, et al. SHARIF UNIVERSITY OF TECHNOLOGY. Investigation of the effect of water based nanoparticles addition on hysteresis of oil-water relative permeability curves. Society of Petroleum Engineers. Noordwijk, The Netherlands. 2012. SPE-157005-MS. 11 p.

permeabilidad relativa se reduce y parece ser menor en comparación con la de las inundaciones de agua de referencia.

Hendraningrat, *et al*<sup>118</sup> realizaron experimentos fluido-fluido y de inundación de núcleos Berea mojados por agua con NPs de SiO<sub>2</sub> como método de recuperación secundaria y terciaria, obteniendo una reducción de la tensión interfacial (IFT) aceite/nanofluido creciente a medida que se aumentaba la concentración de nanofluido de 0,01 a 0,05% en peso. La inyección de nanofluidos de 0.05% en peso en el núcleo causa un aumento de la presión diferencial, considerado como deterioro de la permeabilidad absoluta, por lo que no se usa más en el estudio. Al comparar con la inundación de la salmuera, el rendimiento de las nanofluidos como método de recuperación secundario es mucho mejor que como terciario. Como método secundario, las inundaciones de nanofluidos tienen casi un factor de recobro FR adicional del 8%. Mientras el nanofluido no da un FR adicional significativo (<2%) como método de recuperación terciaria. La inundación de nanofluidos también redujo el S<sub>or</sub> casi un 13%. La inyección de salmuera después de nanofluidos tiene un efecto menor sobre el FR adicional (0.53%).

Li y colaboradores<sup>119</sup> investigaron los mecanismos de recuperación de los nanofluidos, la IFT y el ángulo de contacto con concentraciones de NPs de 0.01 a 0.1% en un micro modelo de vidrio y en núcleos de arenisca Berea. Los resultados obtenidos muestran que el nanosílice hidrófilo reduce la IFT y el ángulo de contacto cuando aumenta su concentración. Para inundación de nanofluidos con una concentración más baja, la concentración de NPs no es un factor sensible para el FR, dominado por la tasa de inyección. Mientras que, a una concentración mayor (0.1% en peso) las NPs pueden estabilizar la emulsión y romper grandes gotas de aceite, disminuyendo su tamaño, lo que puede aumentar la recuperación de

---

<sup>118</sup> HENDRANINGRAT, LI, and TORSÆTER, Op. Cit. 9 p.

<sup>119</sup> LI, Shidong; HENDRANINGRAT, LUKY and TORSÆTER, Ole. Norwegian university of science and technology. Improved oil recovery by hydrophilic silica nanoparticles suspension: 2-phase flow experimental studies. International Petroleum Technology Conference. Beijing, China. 2013. IPTC-16707-MS. 15 p.

petróleo. La adsorción de NPs hidrófilas sobre la superficie sólida mojada por agua puede bloquear algunos canales de poros, y basándose en los datos de caída de presión, se observó reducción de la permeabilidad. El FR aumenta con el aumento de la concentración de nanofluido, pero disminuye cuando la concentración es mayor que un valor crítico. 0,05% en peso resultó ser la concentración óptima en términos de recuperación.

Hendraningrat, *et al*<sup>120</sup> estudiaron el efecto de la concentración de 0.01 a 0.1% en peso de las NPs sobre la alteración de la mojabilidad y el FR en núcleos de arenisca mojados por agua de baja permeabilidad. La tendencia mostró que el aumento de la concentración de nanofluido hará del núcleo Berea de baja permeabilidad un sistema más mojado por agua. Sin embargo, a una concentración mayor, disminuye o anula el FR adicional de aceite. 0.05% en peso de NPs es la concentración favorable con la cual se obtiene un FR de 10% y la mayor eficiencia de desplazamiento (25%). Las nanopartículas tienen una tendencia a bloquear la red de poros a mayor concentración (>0.06% en peso). No hay relación directa entre el VPI de nanofluidos, la permeabilidad de la roca y la eficiencia de desplazamiento.

Hendraningrat, *et al*<sup>121</sup> investigaron como influyen el tamaño de partícula, la permeabilidad y la humectabilidad inicial de la roca, la tasa de inyección y la temperatura en el proceso de recuperación de aceite. Para ello usaron núcleos de arenisca Berea con diferente mojabilidad, permeabilidades entre 7 y 450mD, NPs de 0.05% en peso de entre 7 y 40 nm, tasas de inyección de 0.2 a 0.8 cm<sup>3</sup>/min y temperaturas de entre 25 y 80°C. El FR incremental y la eficiencia de desplazamiento  $E_D$  aumentaron a medida que disminuye el tamaño de las NPs, mientras que el ángulo de contacto disminuyó a medida que el tamaño de las NPs también disminuye. Los mayores FR incremental y  $E_D$  se lograron a la condición de mojabilidad intermedia. Aumentar la tasa de inyección de nanofluidos disminuyó el

---

<sup>120</sup> HENDRANINGRAT, LI, and TORSÆTER, Op. Cit. 10 p.

<sup>121</sup> Ibid.

FR incremental. El aumento de la temperatura aumentó el FR incremental y la E<sub>D</sub>. El aumento de permeabilidad no mostró relación proporcional al FR incremental.

- **INVESTIGACIÓN MADURA**

Dentro de las investigaciones más maduras encontramos que Hendraningrat, *et al*<sup>122</sup> investigaron la reducción de la IFT, la retención de NPs y el deterioro de la permeabilidad mediante la inyección de nanofluidos en un micro modelo de vidrio mojado por agua, obteniendo al caracterizar las NPs una buena estabilidad de fluido después de un día. La IFT disminuyó significativamente en presencia de NPs de 65 a 28mN/m. La concentración más alta de nanofluidos dará la IFT más baja. Las NPs se han atrapado y depositado en el medio poroso entre un 16 y 73% sin una relación entre la concentración de NPs, la tasa de inyección y la cantidad de partículas atrapadas. La permeabilidad se reduce significativamente en el rango de 17-72%, debido a la retención de NPs durante su transporte.

Hendraningrat, *et al*<sup>123</sup> buscaron revelar la posibilidad de usar nanofluidos para EOR en rocas areniscas mojadas por agua, de baja a alta permeabilidad, e investigaron la concentración adecuada de estos. Para ello usaron NPs de sílice hidrófilas en concentraciones de 0.01 a 0.1% en peso observando que a medida que aumenta su concentración, tienen la capacidad de disminuir la IFT, aumentar la mojabilidad al agua, y también deteriorar la  $k$  y porosidad  $\phi$ . A pesar de que la IFT y el ángulo de contacto disminuyen a medida que aumenta la concentración de nanofluido, no hay garantía de que se obtenga una recuperación adicional del aceite. Basándose en este estudio en particular, los nanofluidos de sílice de 0,05% en peso son los mejores en términos de recuperación de aceite, tanto para Berea mojada por agua de permeabilidades tanto baja a media como alta.

---

<sup>122</sup> Ibid. 11 p.

<sup>123</sup> Ibid. 14 p.

Li y Tosaeter <sup>124</sup> buscaron una mejor comprensión del comportamiento de adsorción de las NPs en suspensión coloidal y en estructura en el núcleo, y su efecto sobre la mojabilidad. Para ello llevaron a cabo experimentos con núcleos Berea mojados por aceite, obteniendo que las NPs hidrófilas tienen la capacidad de hacer que la arenisca Berea mojada por aceite esté más mojada por agua cuando mayor sea su concentración, y las NPs coloidales pueden disminuir más el ángulo de contacto que las nano estructuras. Las NPs sufren adsorción fuerte y rápida para las nano estructuras y desorción limitada, mientras que las coloidales no se absorbían mucho. Las nano estructuras deterioraron la k, y por el contrario las NPs coloidales hicieron el núcleo más permeable.

Li y Tosaeter <sup>125</sup> investigaron el impacto del transporte y adsorción de NPs sobre la alteración de un núcleo de arenisca Berea mojado por agua, para lo cual usaron NPs de sílice hidrófilas e hidrófobas entre 0.05 y 0.5% en peso. Las NPs hidrófilas pudieron hacer el núcleo mojado por agua aún más mojado por agua, pero no significativamente. Las NPs hidrofóbicas retrasaron el proceso de imbibición espontánea del núcleo mojado por agua, pero no tuvieron ningún efecto significativo en la alteración de la mojabilidad. La adsorción de NPs en nano-estructura es multicapa y significativa, con muy poca desorción, dando como resultado un deterioro de la k; mientras que la adsorción de NPs coloidales es monocapa y menor que las NPs en estructura.

---

<sup>124</sup> LI, and TOSAETER, Op. Cit. 16 p.

<sup>125</sup> Ibid. 11 p.

**Tabla 2. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada en agua mejorada con sílice.**

INVESTIGACIONES INMADURAS			
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
The Potential Of Nanoparticles To Improve Oil Recovery In Bahariya Formation, Egypt: An Experimental Study (Abdelrahman Ibrahim Eldiasty)	Sílice Hidrófila	Agua + NP SiO <sub>2</sub> (0.01; 0.5 Y 3% Peso)	No Reporta
Resultados	Aumento del FR a mayor concentración de NPs. Tamaño Y Concentración Óptimos, 20nm Y 3%wt.		
INVESTIGACIONES MADURAS			
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Investigation Of The Effect Of Water Based Nano-Particles Addition On Hysteresis Of Oil-Water Relative Permeability Curves (M. Parvazdavani, et al.)	Sílice Hidrófila	Salmuera 10.000ppm +1%peso NPs	No Reporta
Resultados	Reducción de la IFT. Recuperación Mejorada De Aceite		
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
A Glass Micromodel Experimental Study Of Hydrophilic Nanoparticles Retention For EOR Project (Hendraningrat, et al.)	Sílice Hidrófila	Salmuera 3%peso NaCl +Np (0.1; 0.5 Y 1%Peso)	0.008-0.073%
Resultados	Reducción de la IFT, Deterioro de la permeabilidad.		
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Improved Oil Recovery By Nanofluids Flooding: An Experimental Study (Ole Torsater, et al.)	Sílice Lipofóbica e Hidrófila LHP	Salmuera 3%wt NaCl + Np (0.01 y 0.05%)	No Reporta
Resultados	Disminución de la IFT, más recuperación de aceite, menor Sor, disminución de la permeabilidad		
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Improved Oil Recovery By Hydrophilic Silica Nanoparticles Suspension: 2-Phase Flow		Salmuera 3%wt NaCl +NP (0.01;	No Reporta

Experimental Studies (Shidong Li, Luky Hendraningrat, Ole Torsaeter)		Sílice Hidrófila	0.05 y 0.1% peso)	
Resultados		Reducción de la IFT, Superficie sólida más mojada por agua, Libera gotas de aceite atrapadas por Presión Capilar, Aumento La Recuperación		
Título – Autores		Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
A Coreflood Investigation Of Nanofluid Enhanced Oil Recovery In Low-Medium Permeability Berea Sandstone (Ole Torsater, Shidong Li, Luky Hendraningrat)		SiO2 Lipofóbica e Hidrófila	Salmuera 3%wt NaCl +NP(0.01; 0.05 y 00.1%wt)	No Reporta
Resultados		Disminución IFT, núcleo más mojado por agua, disminución de la permeabilidad y porosidad		
Título – Autores		Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Enhancing Oil Recovery Of Low-Permeability Berea Sandstone Through Optimised Nanofluids Concentration (Ole Torsaeter, Shidong Li, Luky Hendraningrat)		Sílice Hidrófila	Salmuera 3%NaCl + NP (0.01-0.1%wt)	No Reporta
Resultados		Maximiza la recuperación de petróleo. A medida que aumenta la concentración de las NPs. Disminuye el ángulo de contacto.		

Título – Autores		Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Effect Of Some Parameters Influencing Enhanced Oil Recovery Process Using Silica Nanoparticles: An Experimental Investigation (Ole Torsater, Shidong Li, Luky Hendraningrat)		Sílice Lipofóbica e hidrófila (LHP)	Salmuera 3%peso NaCl + NP (0.05%wt)	No Reporta
Resultados		Incremento en la recuperación de petróleo, disminución del ángulo de contacto.		
Título – Autores		Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Experimental Investigation Of The Influence Of Nanoparticles Adsorption And Transport On Wettability Alteration For Oil Wet Berea Sandstone (Shidong Li, Ole Torsæter)		Nano-estructura de sílice hidrófila (NSP) / NPs coloidales de sílice hidrófila (CNP)	Salmuera 3%NaCl + NP (0.05; 0.2 y 0.5% peso)	No Reporta

Resultados	NSP hidrófila (Adsorción y retención significativa. Deterioro de la permeabilidad). CNP hidrófila (No se absorbe mucho, hace el núcleo + permeable). NSP y CNP más mojado por agua		
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
The Impact Of Nanoparticles Adsorption And Transport On Wettability Alteration Of Water Wet Berea Sandstone (Shidong Li, Ole Torsæter)	Nano estructura de sílice hidrófila NSP-w, hidrófoba NSP-o y coloidal de sílice hidrófila CNP)	Salmuera para NPs hidrófilas 0.05; 0.2 y 0.5%peso) n-decano hidrófoba	A 3VPI NSP 0.067%, CNP 0.010%

Resultados	Hidrófila, núcleo más mojado por agua, pero no significativamente. hidrófoba no cambian la humectabilidad original. la cantidad de adsorción NSP>CNP dando como resultado el deterioro de la permeabilidad.
------------	---

### 3.1.1.2 Nanopartículas de sílice modificadas superficialmente.

- **INVESTIGACIONES INMADURAS**

Ector, *et al*<sup>126</sup> investigaron la capacidad de NPs de SiO<sub>2</sub> modificadas superficialmente para desplazar aceite en rocas caliza y arenisca, evidenciando un desplazamiento considerablemente mayor con NPs que el obtenido con la salmuera de control. Las NPs en los dos medios porosos demostraron la capacidad de movilizar aceite adicional.

Phuong, *et al*<sup>127</sup> evaluaron la capacidad de NPs de sílice sintetizadas con polímero y tensioactivos para EOR en yacimientos de alta presión y temperatura, obteniendo

<sup>126</sup> ECTOR, Daniel; HOLCOMB, David and McELFRESH, Paul. FRAC TECH SERVICES INTERNATIONAL. Application of nanofluid technology to improve recovery in oil and gas wells. Society of Petroleum Engineers. Noordwijk, The Netherlands. 2012. SPE-154827-MS. 6 p.

<sup>127</sup> PHUONG, Bao, et al. INSTITUTE OF APPLIED MATERIAL SCIENCE. VIETNAM PETROLEUM INSTITUTE. VIETNAM ACADEMY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY. Evaluation on the EOR potential capacity of the synthesized composite silica-core / polymer-shell nanoparticles blended with surfactant systems

que los fuertes efectos sinérgicos aparecieron debido a la mezcla de concentraciones muy bajas de tensioactivos y NPs de SiO<sub>2</sub> en la mayoría de las proporciones, y prolongadas durante el proceso de envejecimiento. Las NPs produjeron reducción de la IFT y aumento de la viscosidad a una concentración crítica, alta termo-estabilidad y tolerancia a la sal.

- **INVESTIGACIONES CON MADUREZ MEDIA**

Hendraningrat y Torsaeter<sup>128</sup> estudiaron el efecto de la temperatura, concentración y tamaño de NPs, la presencia de diversos iones salinos y la mojabilidad inicial de las rocas, para lo cual usaron NPs de SiO<sub>2</sub> estabilizadas con PVP de 0.05 y 0.1% en peso en tamaños de 7 a 40 nm en areniscas. Se obtuvo que la adición de PVP mejoró dramáticamente la estabilidad del nanofluido a base de sílice en tiempos y temperaturas particulares, así como ajustó el pH y la conductividad superficial de los nanofluidos. Al aumentar la temperatura disminuyó drásticamente la estabilidad del nanofluido. Las NPs redujeron la IFT, aun cuando no se puede conseguir una IFT ultra baja, tal como la que brinda un tensioactivo. Las NPs pueden modificar la humectabilidad de los medios dependiendo de su concentración, el grado de salinidad del agua, la composición iónica, la humectabilidad del medio poroso inicial, el sistema sólido y la duración de la interacción en el sistema fluido-roca. Las NPs redujeron el ángulo de contacto hacia más mojado por agua, tanto en sistemas inicialmente mojados por agua o por aceite.

Salem y Hannora<sup>129</sup> investigaron el tamaño utilizable de NPs de óxido de silicio en rocas areniscas de un yacimiento egipcio, obteniendo que el FR final logrado por las inundaciones de agua (51.72%) puede ser mejorado con inundaciones con nanofluidos. A medida que el tamaño de NP disminuye, aumenta el FR final. Al

---

for the HPHT offshore reservoir conditions. Society of Petroleum Engineers. Noordwijk, The Netherlands. 2012. SPE-157127-MS. 10 p.

<sup>128</sup> HENDRANINGRAT, and TORSÆTER, Op. Cit. 18 p.

<sup>129</sup> SALEM, Adel and HANNORA, Ahmed. FUTURE UNIVERSITY IN EGYPT. SUEZ UNIVERSITY. An experimental investigation of silica nanoparticles for enhanced oil recovery applications. Society of Petroleum Engineers. Cairo, Egypt. 2015. SPE-175829-MS. 16 p.

revestir las NPs de SiO<sub>2</sub> con polímero, se logra el FR más alto del experimento (80%).

Li, *et al*<sup>130</sup> investigaron el cambio de mojabilidad de la roca durante la inundación de nanofluidos y su efecto sobre la recuperación de petróleo. Para ello emplearon NPs estructuradas y en suspensión coloidal con un estabilizador en núcleos Berea mojados por aceite. Resultó que la inundación con nanos puede cambiar el núcleo mojado por aceite a mojabilidad neutral. El aumento del índice de mojabilidad es independiente de la concentración de nanofluido. La inyección de nanofluido puede aumentar la recuperación de aceite, aunque con muy baja concentración. Para el nanofluido coloidal, la alteración de la humectabilidad y la reducción de la IFT podrían ser los principales mecanismos de EOR, mientras que la alteración de la humectabilidad y el aumento de la caída de presión pueden ser tomados como importantes mecanismos de EOR para NPs estructuradas, que bloquean los canales de poros y aumentan la caída de presión significativamente.

**Tabla 3. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada en agua mejorada con NPs de sílice con diferentes recubrimientos.**

INVESTIGACIONES INMADURAS			
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Application of Nanofluid Technology to Improve Recovery in Oil and Gas Wells (Paul McElfresh, David Holcomb, Daniel Ector)	SiO <sub>2</sub> con y sin modificación estabilizadas con tensioactivo	Salmuera 2%KCl, API (8% de NaCl + 2% de CaCl <sub>2</sub> )	No Reporta
Resultados	Disminución de la S <sub>o</sub>		
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Evaluation on the EOR potential capacity of the Synthesized Composite Silica-Core/			

<sup>130</sup> LI, Shidong, et al. Op. Cit. 11 p.

INVESTIGACIONES INMADURAS			
Polymer-Shell Nanoparticles Blended with Surfactant Systems for the HPHT Offshore Reservoir Conditions (Phuong-Tung Nguyen, et al.)	SiO2 modificada superficialmente con polímero y tensioactivo	Salmuera	No Reporta
Resultados	Disminución de la IFT agua-aceite, aumento de la viscosidad de la mezcla		
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Understanding Fluid-Fuild and FluidRock Interactions in the Presence of Hydrophilic Nanoparticles at Various Conditions (Luky Hendraningrat, O. Torsæter)	Sílice hidrófila pirogénica povidona se usa para evitar la agregación temprana	Salmuera 3%wt;10%wt NaCl y 3%wt KCl y mezcla sales,	No Se Reporta
Resultados	Menor pH, menor IFT, núcleo más mojado por agua		
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
An Experimental Investigation of Silica Nano Particles for Enhanced Oil Recovery Applications (Adel M. Salem Ragab, Ahmed E. Hannora)	Sílice, sílice de 87nm recubierta con polímero	Salmuera 70.000ppm NaCl	No Reporta
Resultados	Aumento del FR		
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Experimental Study of Wettability Alteration during Nanofluid Enhanced Oil Recovery Process and Its Effect on Oil Recovery (Shidong Li, et al.)	Sílice hidrófila (NSP) y sílice hidrófila coloidal (CNP)	Salmuera 3%wt NaCl	No Reporta
Resultados	Más recuperación, más mojado por agua, NP CNP( altera la mojabilidad, menos IFT) NSP (más caída de p, alteración de la mojabilidad)		

### 3.1.1.3 Sílice y otras nanopartículas.

- **INVESTIGACIONES INMADURAS**

Cao, Mohammed y Babadagli<sup>131</sup> estudiaron la modificación de la humectabilidad en diferentes medios porosos con crudo pesado usando NPs de  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{Al}_2\text{O}_3$  y  $\text{ZrO}_2$  concluyendo que el ángulo de contacto disminuye (haciendo el núcleo más mojado por agua) cuando la temperatura aumenta para la mayoría de productos químicos usados. Las NPs de  $\text{SiO}_2$  disminuyeron el ángulo de contacto del mármol a bajas y altas temperaturas. En carbonatos se observó una reducción de aproximadamente  $20^\circ$ ; en el ángulo, pero se precipitó a temperatura por encima de  $120^\circ\text{C}$ . El nanofluido de  $\text{ZrO}_2$  mostró la mayor reducción del ángulo de contacto en carbonatos, pero se precipitó a  $60^\circ\text{C}$ , aun cuando se redujo su concentración de 1 a 0.5% en peso.

Neilson, *et al*<sup>132</sup> estudiaron la adsorción de NPs de  $\text{SiO}_2$  y  $\text{Fe}_3\text{O}_4$  con diferentes recubrimientos durante el transporte en un medio poroso, encontrando que las NPs sufren adsorción reversible e irreversible. Las capacidades de adsorción dependen de las condiciones de operación (concentraciones, caudales) así como de las propiedades del material (contenido de arcilla en el medio poroso, tipo de NP y recubrimiento). Existe una capacidad finita en un medio poroso para la adsorción reversible e irreversible de NPs. La cobertura superficial en el medio poroso con NPs absorbidas irreversiblemente aumenta con una mayor concentración de inyección, menos arcilla y menor caudal.

---

<sup>131</sup> CAO, Nahai; MOHAMMED, Almojtaba and BABADAGLI, Tayfun. UNIVERSITY OF ALBERTA. Wettability alteration of heavy-oil/bitumen containing carbonates using solvents, high pH solutions and nano/ionic liquids. Offshore Technology Conference. Rio de Janeiro, Brazil. 2015. OTC-26068-MS. 18 p.

<sup>132</sup> NEILSON, Bethany, et al. THE UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN. Investigation of nanoparticle adsorption during transport in porous media.

- **INVESTIGACIONES MADURAS**

Ogolo, Olafuyi y Onyekonwu <sup>133</sup> realizaron experimentos con NPs de óxidos de  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Ni}_2\text{O}_3$ ,  $\text{MgO}$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{ZnO}$ ,  $\text{ZrO}_2$ ,  $\text{SnO}$ ,  $\text{SiO}_2$  tratadas con silano y  $\text{SiO}_2$  hidrófobo para determinar su efecto en la recuperación de petróleo, para lo cual usaron como dispersantes agua destilada, salmuera, etanol y diésel en empaques de arena. Se concluyó que las NPs de  $\text{Al}_2\text{O}_3$  dispersas en salmuera y agua destilada tienen la tendencia a mejorar el FR mediante la reducción de la viscosidad del aceite. El  $\text{SiO}_2$  tratado con  $\text{SiH}_4$  y el  $\text{SiO}_2$  hidrófobo cambian la humectabilidad de la roca, además de la reducción de la IFT aceite-agua causada por la presencia de etanol como dispersante. Las NPs de  $\text{Ni}_2\text{O}_3$  y  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  aumentan la viscosidad del fluido desplazante, mejorando así la relación de movilidad. El  $\text{MgO}$  y el  $\text{ZnO}$  dispersos en agua destilada o en salmuera causan en problemas de permeabilidad por el bloqueo del espacio poroso. En general, el agua destilada disminuye la recuperación de aceite, haciendo evidente la importancia del agente dispersante - de manera positiva o negativa - en la recuperación de aceite, aparte del efecto causado por las NPs.

Hendraningrat y Tosaeter <sup>134</sup> investigaron el potencial de NPs de óxidos metálicos para mejorar la recuperación del petróleo, para lo cual usaron  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{TiO}_2$  Y  $\text{SiO}_2$  al 0.05% en peso y povidona como estabilizante en diferentes concentraciones en núcleos Berea. Concluyeron que las NPs de  $\text{TiO}_2$  brindan la mayor recuperación de aceite entre  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{SiO}_2$  y povidona actuando individualmente. Esto es consistente con la medición de la alteración de la mojabilidad, ya que el titanio hizo que la placa de cuarzo estuviera más mojada por agua que las otras NPs, aunque su conductividad superficial de la partícula y su valor de pH no son los más altos. Por lo tanto, la alteración de mojabilidad desempeña un papel importante en el mecanismo de desplazamiento de petróleo bajo Nano-EOR. La povidona como dispersante mejora la estabilidad de las NPs y mejora la recuperación de aceite.

---

<sup>133</sup> OGOLO, OLAFUYI, and ONYEKONWU, Op. Cit. 9 p.

<sup>134</sup> HENDRANINGRAT, and TOSAETER, Op. Cit. 12 p.

Salem y Hannora<sup>135</sup> estudiaron el uso de NPs en la recuperación de petróleo para lo cual usaron NPs de SiO<sub>2</sub> Y Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> en núcleos de arenisca. Resultó que el FR más alto obtenido con NPs de Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> fue menor al obtenido por los desplazamientos con agua, aun cuando estas disminuyen la IFT y aumentan la viscosidad. Estos resultados pueden atribuirse a la mala suspensión que se obtuvo en salmuera. Las NPs de SiO<sub>2</sub> alcanzan una viscosidad mayor que la NPs de Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> y a medida que aumenta la concentración de NPs disminuye la IFT. La concentración óptima de NPs de SiO<sub>2</sub> es 0.5% en peso, con la cual se logra un FR 14% mayor a la inundación con agua.

Bayat y Junin<sup>136</sup> investigaron los mecanismos que regulan el transporte y la retención de NPs de Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, TiO<sub>2</sub> y SiO<sub>2</sub> a través de medios porosos calcáreos y de cuarzo. Se observó que las NPs de Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> y SiO<sub>2</sub> tuvieron la movilidad más alta y más baja, respectivamente, a través de medios porosos calcáreos. Las NPs de SiO<sub>2</sub> y Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> hicieron lo propio a través de arena de cuarzo. La movilidad de las NPs a través de los medios porosos depende fuertemente de su estabilidad, la carga superficial y la rugosidad del medio poroso. Por lo tanto, aquellas NPs que son más estables frente a la deposición, y tienen el mismo signo de carga superficial que el medio poroso, pueden transportarse fácilmente (sin ser absorbidas). Se encontró que las NPs con mayor movilidad a través de medios porosos, causaron mayores recuperaciones de aceite. Las NPs de Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> mostraron el mejor resultado en términos de EOR (52.6%) en medios porosos calcáreos, aun cuando fueron las que menos redujeron la IFT y el ángulo de contacto. Sin embargo, estas partículas presentaron la movilidad más alta, demostrando su importancia en la recuperación de petróleo.

---

<sup>135</sup> SALEM, Adel and HANNORA, Ahmed. FUTURE UNIVERSITY IN EGYPT. SUEZ UNIVERSITY. A comparative investigation of nanoparticle effects for improved oil recovery – Experimental work. Society of Petroleum Engineers. Mishref, Kuwait. 2015. SPE-175395-MS. 16 p.

<sup>136</sup> BAYAT, Ali and JUNIN, Radzuan. UNIVERSITI TEKNOLOGI MALAYSIA. Transportation of metal oxide nanoparticles through various porous media for enhanced oil recovery. Society of Petroleum Engineers. Nusa Dua, Bali, Indonesia. 2015. SPE-176365-MS. 15 p.

**Tabla 4. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada en agua mejorada con NPs de sílice y otros.**

INVESTIGACIONES INMADURAS			
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Wettability Alteration of HeavyOil/ Bitumen Containing Carbonates Using Solvents, high pH Solutions and Nano/Ionic Liquids (Nahai Cao, M. Almojtaba Mohammed, Tayfun Babadagli)	SiO <sub>2</sub> , ZrO <sub>2</sub> y Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	No Reporta	No Reporta
Resultados	Disminuyeron el ángulo de contacto pero se precipitaron al elevar la temperatura lo que puede reducir la permeabilidad.		
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Investigation of Nanoparticle Adsorption During Transport in Porous Media (Tiantian Zhang, et al.)	Sílice revestida con polietilenglicol, tolerantes a la sal y fluorescentes. FeO con varios recubrimientos.	Salmuera 3%wt NaCl	A 2.8VPI la retención de SiO <sub>2</sub> es del 0.002%; de FeO 0.012%.
Resultados	Reversible o irreversible dependiendo del contenido de arcilla, el tipo de nanopartícula y su recubrimiento.		
INVESTIGACIONES MADURAS			
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
A Comparative Investigation of Nano Particle Effects for Improved Oil Recovery – Experimental Work (Adel M. Salem Ragab, Ahmed E. Hannora)	Sílice, Óxido De Aluminio	Salmuera 70000ppm de NaCl	No Reporta
Resultados	Se alcanzó un factor de recuperación máximo de un 85% con una concentración de nanosílice de 0.5% en peso.		
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Transportation of Metal Oxide Nanoparticles Through Various Porous Media for Enhanced Oil Recovery (Ali Esfandyari Bayat, Radzuan Junin)	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , TiO <sub>2</sub> y SiO <sub>2</sub>	Agua Desionizada	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> 0.007 y 0.074%; TiO <sub>2</sub> 0.029 y 0.048% y SiO <sub>2</sub> 0.059 y 0.004% de las NPs inyectadas se retienen en caliza y arenisca

			cuarzosa respectivamente.
Resultados	Mayor Movilidad En Medios Porosos Calcáreos		
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Unlocking the Potential of Metal Oxides Nanoparticles to Enhance the Oil Recovery (Luky Hendraningrat, Ole Torsaeter)	SiO <sub>2</sub> HIDRÓFILA - AL <sub>2</sub> O <sub>3</sub> HIDRÓFILO- TiO <sub>2</sub> HIDRÓFILO	Salmuera Sintética 3%wt NaCl + Povidona estabilizante (0.1; 0.5 Y 1%peso)	No Reporta
Resultados	TiO <sub>2</sub> tiene la mayor recuperación de aceite, hace la superficie más mojada por agua que las otras NPs.		
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Enhanced Oil Recovery Using Nanoparticles (N.A. Ogolo, O.A. Olafuyi, M.O. Onyekonwu)	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - SiO <sub>2</sub> Hidrófobo-Ni <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - MgO - Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - ZnO - ZrO <sub>2</sub> - SnO- SiO <sub>2</sub> tratado con silano.	Agua Destilada, Salmuera, Etanol Y Diesel	No Reporta
Resultados	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> (disminuye la viscosidad del aceite). SiO <sub>2</sub> (disminuye la IFT y modifica la mojabilidad).		

### 3.1.1.4 Mezcla de NPs de sílice y otros.

- **INVESTIGACIONES INMADURAS**

Tarek y El-Banbi<sup>137</sup> estudiaron el efecto de las mezclas de nanofluidos de SiO<sub>2</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> y Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> para mejorar la recuperación de petróleo, para lo cual usaron núcleos de arenisca. Observaron que la salinidad de la dispersión tiene un efecto insignificante en el FR. La inundación con NPs después de inyección de agua es beneficiosa, pero es mejor realizarla lo más pronto posible para un mayor FR. Los baches de nanos demostraron viabilidad desde el punto de vista de recuperación y

<sup>137</sup> TAREK, Mohamed and EL-BANBI, Ahmed. CAIRO UNIVERSITY. Comprehensive investigation of effects of nano-fluid mixtures to enhanced oil recovery. Society of Petroleum Engineers. Cairo, Egypt. 2015. SPE-175835-MS. 10 p.

ventajas desde lo económico. La combinación de inyección de agua de baja salinidad más nanos conduce a una buena recuperación.

Tarek<sup>138</sup> estudió el efecto de mezclar nano-óxidos de SiO<sub>2</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> y Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> para aprovechar el aumento de la recuperación a través de diferentes mecanismos proporcionados por cada tipo de NP. Concluyeron que las mezclas de nanofluidos podrían ser utilizadas como una mejor técnica para EOR de un nanofluido simple. La concentración óptima de la mezcla de nanofluido depende de las propiedades del fluido y de la roca. El uso de diferentes baches con diferentes nanofluidos beneficia la recuperación de crudo.

#### • INVESTIGACIONES MADURAS

Matar, Alomair y Alsaeed<sup>139</sup> investigaron los efectos de los nanofluidos sobre la recuperación de crudo pesado en comparación con los desplazamientos con agua, para lo cual usaron NP puras de SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, NiO, TiO<sub>2</sub> y mezclas 1:1 Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>:SiO<sub>2</sub> en núcleos Berea. Se determinó que la IFT petróleo-nanofluidos disminuye a medida que aumenta la concentración de nanofluido, siendo la NP de SiO<sub>2</sub> la mayor reductora. Los nanofluidos de Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> a la concentración óptima de 0.05% en peso mostraron la mayor reducción de la viscosidad (25%). La mezcla de NPs de SiO<sub>2</sub> y Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> al 0,05% en peso mostraron la mayor recuperación incremental de aceite entre los otros nanofluidos, mejorando su desempeño cuando se usan como una recuperación secundaria que como terciaria. Se obtuvo una mayor recuperación de aceite cuando las NPs se dispersaron en agua de baja salinidad. Los nanofluidos de SiO<sub>2</sub> y Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> pueden soportar altas temperaturas. A medida que aumentan las concentraciones de nanofluidos de SiO<sub>2</sub> y Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, se logrará un mayor retraso en la precipitación de asfaltenos. Las NPs de SiO<sub>2</sub> y Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> en concentraciones óptimas

---

<sup>138</sup> Ibid. 11 p

<sup>139</sup> MATAR, Khaled; ALOMAIR, Osamah and ALSAEED, Yousef. KUWAIT UNIVERSITY. Nanofluids application for heavy oil recovery. Society of Petroleum Engineers. Adelaide, Australia. 2014. SPE-171539-MS. 18 p.

tienen más habilidad para mejorar la recuperación de petróleo que las inyecciones de agua.

**Tabla 5. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada en agua mejorada con mezclas de NPs de Sílice y otros.**

INVESTIGACIONES INMADURAS			
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Investigating NanoFluid Mixture Effects to Enhance Oil Recovery (Mohamed Tarek)	Individual y mezcla de SiO <sub>2</sub> , Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Salmuera 3%wt NaCl	No Reporta
Resultados	Recuperación adicional sobre la inyección de agua		
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Comprehensive Investigation of Effects of NanoFluid Mixtures to Enhance Oil Recovery (Mohamed Tarek, Ahmed H. ElBanbi)	Mezcla 40% Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 35% Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - 25% SiO <sub>2</sub>	Salmuera 3% y 0.5% NaCl	No Reporta
Resultados	Mejor recuperación de petróleo		
INVESTIGACIONES MADURAS			
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Nanofluids Application for Heavy Oil Recovery (Osamah Ali Alomair, Khaled M Matar, Yousef Hamed Alsaeed)	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , NiO, SiO <sub>2</sub> hidrófilo, TiO <sub>2</sub> mezcla de SiO <sub>2</sub> :Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> 1:1	Salmuera 30.000ppm	No Reporta
Resultados	Disminuye la IFT entre el petróleo crudo y los nanofluidos, disminución de viscosidad de la emulsión , mayor recuperación de aceite.		

### 3.1.1.5 Polisilicio.

- **INVESTIGACIONES MADURAS**

Onyekonwu y Ogolo<sup>140</sup> estudiaron la capacidad de recuperación de petróleo de NPs de polisilicio hidrófilo e hidrófobo en un núcleo de arenisca mojado por agua, para lo cual emplearon diferentes humectabilidades. Los resultados mostraron que las NPs de polisilicio neutras y las hidrófobas dispersas en etanol, además de cambiar la humectabilidad de las rocas de mojadas por agua a estados de mojabilidad intermedia, también redujeron la IFT aceite-agua, mejorando así la eficiencia de la recuperación del aceite. Las NPs de polisilicio hidrófilas no son un buen agente de EOR en formaciones mojadas por agua, ya que impiden la producción de petróleo, favoreciendo la de agua. El deterioro de la permeabilidad debe ser anticipado cuando se usan NPs de polisilicio, especialmente si son hidrófilas.

Roustaei, *et al*<sup>141</sup> investigaron el impacto de las NPs de polisilicio hidrófobo y de mojabilidad neutra directamente en las recuperaciones de aceite en núcleos arenisca. Se observó una mejora en diferentes niveles de contribución en la recuperación del aceite a través de dos mecanismos principales: reducción de la IFT y alteración de la mojabilidad a una condición menos mojada por agua. Las NPs de mojabilidad neutra tienen mayor impacto sobre la alteración de la humectabilidad de las rocas, mientras que las nanopartículas hidrófobas tienen mayor influencia en la reducción de la IFT aceite-agua. Las NPs hidrófobas recuperan una mayor cantidad de aceite incremental (32.20%), que las NPs de mojabilidad neutra (28.57%). El núcleo no muestra un daño de formación considerable en los primeros

---

<sup>140</sup> ONYEKONWU, Mike and OGOLO, Naomi. UNIVERSITY OF PORT HARCOURT. Investigating the use of nanoparticles in enhancing oil recovery. Society of Petroleum Engineers. Tinapa - Calabar, Nigeria. 2010. SPE-140744-MS. 14 p.

<sup>141</sup> ROUSTAEI, Abbas, et al. RESEARCH INSTITUTE OF PETROLEUM INDUSTRY. ABADAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY. An experimental investigation of polysilicon nanoparticles' recovery efficiencies through changes in interfacial tension and wettability alteration. Society of Petroleum Engineers. Noordwijk, The Netherlands. 2012. SPE-156976-MS. 7 p.

dos y tres VPI en el caso de nanofluidos neutro e hidrófilo, respectivamente. Este volumen representaría el óptimo de inyección. Técnicamente hablando.

Roustaei, *et al*<sup>142</sup> investigaron las NPs de polisilicio hidrófobo como agentes de EOR en diferentes escenarios de desplazamientos, en arenisca mojada por agua. Se evidenció que el nanofluido altera la humectabilidad de las rocas de fuertemente mojado por agua a menos mojado por agua y reduce la IFT aceite-agua. De acuerdo con las mediciones de ángulo de contacto y tensión interfacial, se seleccionó una concentración de 4g/l como la óptima para la inyección de nanofluido. Las recuperaciones totales de petróleo son mayores cuando la inyección de nanos se inicia tempranamente. 3 VPI es el volumen de inyección límite, después del cual se puede deteriorar la permeabilidad.

**Tabla 6. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada en agua mejorada con NPs de polisilicio.**

INVESTIGACIONES MADURAS			
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Investigating the Use of Nanoparticles in Enhancing Oil Recovery (Mike O. Onyekonwu, Naomi A. Ogolo)	Polisilicio hidrófilo (LHPN), polisilicio lipófilo (HLPN), polisilicio neutralmente húmedo	Etanol (NP hidrófobas) agua (NP hidrófilas)	No Reporta
Resultados	Cambio de humectabilidad a humectabilidad intermedia y reduce la IFT entre aceite y salmuera.		
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
An Experimental Investigation of Polysilicon Nanoparticles' Recovery			

<sup>142</sup> ROUSTAEI, Abbas, et al. RESEARCH INSTITUTE OF PETROLEUM INDUSTRY. ABADAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY, IRAN. Experimental investigation of HLP nanofluid potential to enhance oil recovery: A mechanistic approach. Society of Petroleum Engineers. Noordwijk, The Netherlands. 2012. SPE-156642-MS. 9 p.

INVESTIGACIONES MADURAS			
Efficiencies through Changes in Interfacial Tension and Wettability Alteration (Abbas Roustaei, et al.)	Polisilicio naturalmente mojado NWP e hidrofóbico HLP	Etanol	No Reporta
Resultados	Se preparó un nanofluido más estable.		
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Experimental Investigation of HLP Nanofluid Potential to Enhance Oil Recovery: A Mechanistic Approach (Abbas Shahrabadi, et al.)	Polisilicio hidrofóbico y lipofílico	Etanol	No Reporta
Resultados	Disminución IFT, núcleo mojado por agua menos mojado por agua, deterioro severo de la permeabilidad, más recuperación.		

### 3.1.1.6 Otras nanopartículas.

#### • INVESTIGACIONES INMADURAS

Ansari, *et al*<sup>143</sup> investigaron el proceso de EOR inteligente en la escala nano, para lo cual emplearon CuO, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> y NiO en carbonatos las nanopartículas de CuO obtuvieron mejores resultados usando simultáneamente inundación de nanos y electrocinética, debido a que exhibieron mayor densidad y mayor conductividad que las de NiO, las cuales a su vez produjeron mejores resultados en la inundación secuencial de nanos y electrocinética. El volumen de poro requerido para alcanzar la meseta del FR temprano con inundación simultánea de CuO es 50% menos que inundación secuencial. La inundación simultánea de CuO tiene una recuperación de aceite más alta, y con menor consumo de energía que la inundación secuencial con NiO.

<sup>143</sup> ANSARI, Arsalan, et al. THE PETROLEUM INSTITUTE, ABU DHABI. Smart nano-EOR process for Abu Dhabi carbonate reservoirs. Society of Petroleum Engineers. Abu Dhabi, UAE. 2012. SPE-162386-MS. 13 p.

- **INVESTIGACIONES MADURAS**

Barifcani, *et al*<sup>144</sup> investigaron la influencia de las NPs de óxido de zirconio en la alteración de la humectabilidad en núcleos de calcita, obteniendo el mejor rendimiento a una concentración de 0.05% en peso de NPs de ZrO<sub>2</sub> y cambiando la calcita originalmente mojada por aceite a fuertemente mojada por agua. El ángulo de contacto disminuyó con una concentración creciente de NPs de ZrO<sub>2</sub>, aumento de la salinidad y tiempos de exposición más largos.

**Tabla 7. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada en agua mejorada con NPs diferentes a la sílice.**

INVESTIGACIONES INMADURAS			
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Smart Nano-EOR Process for Abu Dhabi Carbonate Reservoirs (Muhammad Raeef Haroun, et al)	Óxido de cobre, Níquel, Hierro.	Salmuera	No Reporta
Resultados	El óxido de Níquel tiene un recobro del 85%, mayor que el óxido de hierro y cobre 57 y 68% respectivamente.		
INVESTIGACIONES MADURAS			
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Nanofluids for Enhanced Oil Recovery Processes: Wettability Alteration Using Zirconium Oxide (Lezorgia. N. Nwideo, et al.)	Óxido de Zirconio	Agua desionizada y salmuera cloruro de sodio 3-20%	No Reporta
Resultados	El ZrO <sub>2</sub> es eficiente para alterar la humectabilidad, disminución de ángulo de contacto.		

<sup>144</sup> BARIFCANI, Ahmed, et al. DEPARTMENT OF PETROLEUM ENGINEERING, CURTIN UNIVERSITY. Nanofluids for enhanced oil recovery processes: Wettability alteration using zirconium oxide. Offshore Technology Conference. Kuala Lumpur, Malaysia. 2016. OTC-26573-MS. 7 p.

**3.1.2 Geles.** El agua producida en campos petroleros suma un enorme costo a la producción y puede ser también la causa de otros problemas como el arenamiento.<sup>145</sup> La inyección de geles se usa para controlar la producción de agua a través de la mejora de la distribución vertical de la inyección en depósitos heterogéneos, reduciendo la permeabilidad de zonas o capas de alta permeabilidad. Aunque muchos productos no son aceptados por su impacto ambiental, las NPs se han propuesto como una opción no tóxica y ambientalmente aceptable.<sup>146</sup>

### 3.1.2.1 NPs de sílice.

- **INVESTIGACIONES INMADURAS**

Skauge, *et al*<sup>147</sup> investigaron las propiedades de movilización de aceite de NPs de sílice comparadas con geles de dispersión coloidal, obteniendo que las NPs no movilizaron el petróleo en los núcleos de arenisca Berea mojados por agua. Solo cuando las NPs se dispersaron en una solución HPAM a 600 ppm se observó una reducción de más del 20% en Sor. Los geles de dispersión coloidal aumentan la recuperación de petróleo en el núcleo, donde las NPs y el HPAM no movilizan el petróleo.

Ye, *et al*<sup>148</sup> evaluaron NPs de SiO<sub>2</sub> coloidales de diferentes tamaños y formas con respecto a sus tiempos de gelificación estática y a la dependencia de estos de la temperatura, obteniendo que las NPs con una relación de aspecto alta eran cinéticamente más hábiles que las esferas tradicionales. La mayor reactividad de las NPs anisotrópicas permite su uso a temperaturas más bajas que sus homólogas

---

<sup>145</sup> EVERETT, Don M., et al. HALLIBURTON ENERGY SERVICES GROUP. Worldwide field applications of a polymeric gel system for conformance applications. Society of Petroleum Engineers. Lafayette, Louisiana, USA. 2006. SPE-98119-MS. 6 p.

<sup>146</sup> YE, Allan, et al. HALLIBURTON. Nanosilica-based conformance gels. Society of Petroleum Engineers. Budapest, Hungary. 2015. SPE-174265-MS. 13 p.

<sup>147</sup> SKAUGE, Arne, et al. UNI CIPR. Nano-sized particles for EOR. Society of Petroleum Engineers. Tulsa, Oklahoma, USA. 2010. SPE-129933-MS. 10 p.

<sup>148</sup> YE. Op. Cit., 13 p.

esféricas. Las NPs esféricas tienen tiempos de gelificación de varios días a 50°F, mientras las NPs anisotrópicas pueden producir geles en cuestión de minutos bajo las mismas condiciones.

• **INVESTIGACIONES MADURAS**

Szabo, *et al*<sup>149</sup> buscaron desarrollar una tecnología de control del perfil de inyección en yacimientos mediante la aplicación del método de silicato en conjunto con polímeros líquidos y NPs de SiO<sub>2</sub>. Se apreció que cuanto mayor fue la concentración de NPs, más corto fue el periodo de inducción y el tiempo de fraguado a concentración constante de catalizadores y bajo condiciones isotérmicas, ya que estas tienden a actuar como núcleos, potenciando y acelerando así la gelificación. El tiempo de fraguado es, sin embargo, una función no lineal de concentración de NP de sílice. El efecto principal se remonta a la nucleación avanzada de la formación de gel. Su presencia hace más flexible el control del pH tanto de la fase en masa como en los medios porosos. Los estudios de campo en Hungría, Serbia y Omán demostraron definitivamente la superioridad de los geles de silicato/polímero/NP SiO<sub>2</sub>, para restringir la producción de agua y el control del perfil.

**Tabla 8. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada en geles con NPs de sílice.**

INVESTIGACIONES INMADURAS			
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Nano-sized Particles For EOR (Tormod Skauge, Kristine Spildo, Arne Skauge)	Sílice	Salmuera 0.5%wt NaCl	No Reporta

<sup>149</sup> SZABO, Lakatos, et al. RES. INST. APPLIED EARTH SCIENCES, UM AND MOL PLC, E&P DIVISION, HUNGARY. MOL PLC, D/P DIVISION BUDAPEST, HUNGARY. New alternatives in conformance control: Nanosilica and liquid polymer aided silicate technology. Society of Petroleum Engineers. Budapest, Hungary. 2015. SPE-174225-MS. 24 p.

INVESTIGACIONES INMADURAS			
Resultados	La NP sola no logró recuperar más petróleo. La NP de sílice con 600ppm de HPAM logró reducir la Sor un 20%		
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Nanosilica based Conformance Gels (Peter J. Boul, et al.)	Sílice	Agua Desionizada	No Reporta
Resultados	Geles estables		
INVESTIGACIONES MADURAS			
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
New Alternatives in Conformance Control: Nanosilica and Liquid Polymer Aided Silicate Technology (I. J. Lakatos, et al.)	Sílice	Solución de silicato alcalina	No Reporta
Resultados	Control de conformidad.		

### 3.1.2.2 Geles de acrilamida.

- **INVESTIGACIONES INMADURAS**

Ding, *et al*<sup>150</sup> investigaron la aplicación de nanoesferas de microgel de poliacrilamida en EOR, obteniendo que las nanoesferas de microgel migran principalmente a lo largo y bloquean los canales de agua preformados de relativamente baja resistencia, después de la absorción de agua. El bloqueo, sin embargo, no es perdurable. Las nanoesferas de microgel logran una recuperación incremental mínima de 20.5% OOIP.

Imqam, *et al*<sup>151</sup> estudiaron el comportamiento de transporte de NPs deformables a través de medios porosos, observando que las NPs fueron capaces de transportarse

<sup>150</sup> DING, Baodong, et al. China University of Petroleum, East China. Preparation of microgel nanospheres and their application in EOR. Society of Petroleum Engineers. Beijing, China. 2010. SPE-130357-MS. 7 p.

<sup>151</sup> IMQAM, Abdulmohsin, et al. Missouri university of science and technology. CHINA UNIVERSITY OF PETROLEUM. THE UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN. Transport of nanogel through porous media and its resistance to water flow. Society of Petroleum Engineers. Tulsa, Oklahoma, USA. 2014. SPE-169078-MS. 14 p.

fácilmente a través de las rocas de alta permeabilidad, pero en las de baja, el nanogel no podía penetrar fácilmente a través de estas. Las NPs redujeron efectivamente la permeabilidad de las rocas. La resistencia del gel es más importante que el tamaño de partícula para la inyectividad de partículas de nanogel y la reducción de permeabilidad. Tanto el factor de resistencia como el factor de resistencia residual aumentaron con el aumento de la concentración de nano gel. El espesor de la capa de adsorción de partículas nanogel disminuyó con la velocidad de cizallamiento del flujo de agua.

**Tabla 9. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada en geles con acrilamida nanométrica.**

INVESTIGACIONES INMADURAS			
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Preparation of Microgel Nanospheres and Their Application in EOR (Lei Wang, et al.)	Nanoesferas de microgel de poliacrilamida	Agua de formación sintetizada	No Reporta
Resultados	Aumentan el factor de recobro		
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Transport of Nanogel through Porous Media and Its Resistance to Water Flow (Ayman Mohmmmed Almohsin, et al.)	Nanogel de un polímero reticulado basado en acrilamida	Solución acuosa al 1% peso KCl	No Reporta
Resultados	Se aumentó el factor de resistencia, buena inyectabilidad para rocas con permeabilidades encima de 143.4 md		

### 3.1.2.3 Otras nanopartículas.

- **INVESTIGACIONES INMADURAS**

Huh, Mohanty y Panthi<sup>152</sup> estudiaron el efecto de añadir NPs súper-paramagnéticas de Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub> sobre la gelificación, obteniendo que la adición de NPs aumenta el tiempo de gelificación de HPAM-PEI, pero no tiene un efecto significativo en la formación de gel con curdlan, MC Y HPMC. El calentamiento magnético de las NPs genera suficiente calor para formar gel en un tiempo razonable (10 minutos) de aplicación magnética.

**Tabla 10. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada en geles con NPs diferentes.**

INVESTIGACIONES INMADURAS			
Título – Autores	Nanopartícula	Nanofluido	Retención NPs
Precision Control of Gel Formation Using Superparamagnetic Nanoparticle Based Heating (Krishna Panthi, et al.)	FE3O4	Agua + metilcelulosa o hidroxipropil- metilcelulosa	No Reporta
Resultados	No tiene efecto significativo		

<sup>152</sup>HUH, Chun; MOHANTY, Kishore and PANTHI, Krishna. Precision control of gel formation using superparamagnetic nanoparticle-based heating. Society of Petroleum Engineers. Houston, Texas, USA. 2015. SPE-175006-MS. 20 p.

**3.1.3 Polímero y tensioactivo.** Los avances en la investigación han demostrado que la nanotecnología puede mejorar las propiedades reológicas de los fluidos a base de tensioactivos (SBF) y fluidos poliméricos. El uso de la nanotecnología ha proporcionado un medio para mejorar las propiedades reológicas de los fluidos. Se puede diseñar una variedad de nanofluidos para una aplicación específica añadiendo nanopartículas a diferentes fluidos base.

Se ha descubierto que los nanofluidos basados en tensioactivos y polímeros pueden usarse para mejorar la recuperación de aceite convencional y no convencional.<sup>153</sup>

#### **3.1.3.1 Nanopartículas de sílice.**

- **INVESTIGACION INMADURA.**

Fakoya y Shah<sup>154</sup> investigaron experimentalmente los efectos de la nanotecnología sobre las propiedades reológicas de SBF, fluidos poliméricos y mezclas de fluidos poliméricos SBF. Estos fluidos poliméricos y de tensioactivos están compuestos de SBF al 5%, KCl al 4% y guar 33 lb/Mgal en KCl al 4%, respectivamente. Se añadieron nanopartículas de sílice de 20 nm para conseguir tres concentraciones de nanofluidos (0.058%, 0.24% y 0.4% en peso). Los datos reológicos se recogieron mediante la realización de viscosimetría y pruebas de barrido de frecuencia utilizando un reómetro dentro de un intervalo de temperatura de 75 a 175 ° F. Se concluyó que las propiedades reológicas de los nanofluidos a base de tensioactivos mejoraron hasta una concentración de nanopartículas de 0.24% en peso, pero cuando la temperatura estuvo por encima de 100°F, la micelación fue desfavorable y como consecuencia se reducen las propiedades reológicas.

---

<sup>153</sup> QIU, Fangda. Department of Petroleum Engineering, Texas A&M University, SPE. The Potential Applications in Heavy Oil EOR With the Nanoparticle and Surfactant Stabilized Solvent-Based Emulsion. Calgary, Alberta, Canada. 2010. CSUG/SPE 134613. 12 p.

<sup>154</sup> FAKOYA, M.F and SHAH, S.N. Well Construction Technology Center, The University of Oklahoma. Rheological Properties of Surfactant-Based and Polymeric Nano-Fluids. The Woodlands, Texas, USA. Society of Petroleum Engineers. 2013. SPE 163921. 17 p.

- **INVESTIGACION MADURA.**

Las nanopartículas tienen una alta relación superficie-volumen que permite una mayor eficiencia en las interacciones químicas. Sin embargo, las dispersiones de nanopartículas son a menudo difíciles de estabilizar en arduos ambientes de pozo. La dispersión puede volverse rápidamente inestable y aglomerarse cuando el fluido se somete a cambios de pH, aumento de salinidad y temperatura. McElfresh, Wood, Ector<sup>155</sup> presentaron un trabajo experimental con posibles soluciones a estos elementos desestabilizadores, que hasta ahora han inhibido la utilización en el fondo del pozo de dispersiones de nanopartículas. Seleccionaron 20 tensioactivos para el estudio de la interacción de formular una dispersión de nanopartículas, y construyeron una matriz para probar los aditivos a diferentes concentraciones y combinaciones tanto en ambientes ácidos como alcalinos. Finalmente, la prueba concluyó que la neutralización de esta carga superficial mediante la manipulación del pH del fluido y la modificación de la superficie de la partícula, denota la estabilidad requerida en entornos de alta salinidad y alta temperatura, lo cual permite que las dispersiones de nanopartículas funcionen en el fondo del pozo como se pretende. Adicionalmente, la modificación superficial evita la aglomeración de partículas.

### **3.1.3.2 Otras nanopartículas.**

- **INVESTIGACIÓN INMADURA.**

Los fluidos basados en tensioactivos viscoelásticos (VES) se usan en muchas aplicaciones en la industria petrolera. El problema con estos tensioactivos es que son costosos y se usan a temperaturas inferiores de 200° F. Gurluk, *et al*<sup>156</sup>

---

<sup>155</sup> MCELFRISH, Paul; WOOD, Marodi and ECTOR, Daniel. FTS International LLC. Stabilizing Nano Particle Dispersions in High Salinity, High Temperature Downhole Environments. Noordwijk, The Netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 154758. 6p.

<sup>156</sup> GURLUK, Merve; et al. Texas A&M University. Enhancing the Performance of Viscoelastic Surfactant Fluids Using Nanoparticles. London, United Kingdom. Society of Petroleum Engineers. 2013. SPE 164900. 15 p.

investigarón el efecto de diferentes concentraciones y diferentes tamaños de nanopartículas sobre la viscosidad de un fluido tensioactivo viscoelástico (VES). La viscoelasticidad de los sistemas de fluidos VES con nanopartículas se analizó mediante viscosímetros rotatorios y oscilatorios. Las nanopartículas evaluadas fueron MgO y ZnO a una concentración de 6 ppg. Se encontró un aumento de la viscosidad cuando se adicionaron nanopartículas de MgO y ZnO a fluidos micelares de VES.

Gurluk, *et al*<sup>157</sup> también realizaron una investigación sobre el efecto de diferentes soluciones de salmuera sobre la viscosidad de micelas VES. Para los experimentos de reología usaron un tensioactivo de óxido de amidoamina al 4% en volumen en salmueras de KCl, NaCl y CaBr<sub>2</sub> a temperatura de 275° F. las nanopartículas evaluadas también fueron MgO y ZnO. Concluyó que el tiempo de estabilidad de la viscosidad se puede extender con la adición de nanopartículas de MgO y ZnO a sistemas de fluidos VES en salmueras. También demostró que la interacción de micelas VES con nanopartículas es más fuerte en salmueras divalentes que en salmueras monovalentes.

Las microesferas de nano-polímero son un nuevo sistema de control de perfil de aceite, que se puede ajustar de acuerdo con la garganta de poro de la formación. Yuqin, *et al*<sup>158</sup> investigaron las aplicaciones de microesferas de nano-polímeros como una técnica de desviación de fluidos profundos. Para probar su efecto, esta tecnología de microesferas de polímero se utiliza en un yacimiento heterogéneo y de alta temperatura. Se diseñan dos tamaños de microesferas y se realizan experimentos de modelado físico. Los resultados concluyeron que la aplicación de microesferas de nano-polímeros puede desviar el fluido en el fondo del pozo ya que la capacidad de bloqueo es competente, aumentando la recuperación de petróleo.

---

<sup>157</sup> Ibid. SPE 165164. 8 p.

<sup>158</sup> YUQIN, Tian; et al. University Petroleum Engineering College and Shengli Oilfield Oil Production Technology Institute. Research and Application of Nano Polymer Microspheres Diversion Technique of Deep Fluid. Noordwijk, The Netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 156999. 6 p.

- **INVESTIGACIONES MADURAS**

Srinivasan y Shah<sup>159</sup> investigaron la reducción de la viscosidad del aceite pesado mediante la adición de un líquido a base de surfactante que contiene nanopartículas. También examinaron el efecto reductor de la viscosidad sobre el aceite pesado cuando se usa sólo nanopartículas de óxido de cobre sin tensioactivo. Las nanopartículas de cobre fueron seleccionadas debido a su alta conductividad térmica, bajo costo y fácil disponibilidad; también se seleccionaron muestras de aceite pesado (20-21 °API) con viscosidades diferentes. La viscosidad se midió a diferentes temperaturas y se realizaron ensayos de la tensión interfacial. Los resultados demostraron que la adición de nanopartículas de CuO de 50 nm a las muestras de crudo pesado reduce su viscosidad, tanto a temperatura ambiente como a temperaturas elevadas, debido a la formación de una emulsión de aceite en agua. Esta reducción de la viscosidad aumentó con el incremento de la fracción volumétrica de la emulsión base. La adición de nanopartículas reduce la viscosidad de la emulsión de crudo pesado en agua a todas las temperaturas y concentraciones, y la concentración óptima de nanopartículas de CuO encontrada fue 0,02% en peso. La emulsión base y la nanoemulsión mostraron una reducción de viscosidad mucho mejor que la del reductor de viscosidad comercial, especialmente a velocidades de cizallamiento más altas. Por último, las pruebas de IFT mostraron excelentes resultados con la nanoemulsión que contenía nanopartículas de CuO 0,02% en peso dando la mejor reducción de la IFT.

Silva, *et al*<sup>160</sup> investigaron el uso de nanofluido de negro de carbón para aumentar la viscosidad de soluciones de poliacrilamida y su estabilidad en condiciones adversas de salinidad, observando que los nanofluidos promovieron un aumento de la viscosidad y la mantuvieron por hasta al menos 150 días, siendo mayor que la

---

<sup>159</sup> SRINIVASAN, Aditya and SHAH, Subhash. The university of Oklahoma. Surfactant Based Fluids Containing CopperOxide Nanoparticles for Heavy Oil Viscosity Reduction. Amsterdam, The Netherlands. 2014. SPE-170800-MS. 14 p.

<sup>160</sup> SILVA, Glauro, et al. UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS. Improvement of viscosity and stability of polyacrylamide aqueous solution using carbon black as a nano-additive. Offshore Technology Conference. Rio de Janeiro, Brazil. 2013. OTC-24443-MS. 7 p.

obtenida solamente con polímero. La presencia de sal enfatizó la superioridad de las características viscométricas de las dispersiones con negro de carbón en comparación con las soluciones de polímero. La viscosidad aumentó con la cantidad de negro de carbón, hasta la concentración óptima de 0.25% en peso.

**Tabla 11. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada en polímeros y tensioactivos.**

investigaciones inmaduras			
Título-Autores	Nanopartícula	retención de nanopartículas	Nanofluido
Rheological properties of surfactant-based and polymeric nano-fluids. (fakoya y shah)	sílice de 20 nm	no reporta	La mezcla se preparó con: 5% de fluido a base de tensioactivos (sbf), 5% kcl y 25% vol. de 33 lb/mgal guar y NPs de sílice de 20 nm a 0.058,0.24 y 0.4 % en peso.
Resultados	Las propiedades reológicas de los nanofluidos a base de tensioactivos mejoraron hasta una concentración de NPs de 0.24%, pero a altas temperaturas las propiedades se reducen.		
Enhancing the performance of viscoelastic surfactant fluids using nanoparticles. ( gurluk, nasr-el-din, crews)	MgO- ZnO de 30 nm	No reporta	Las NPs se añadieron al fluido ves como una suspensión de 6 ppg en monopropilenglicol (mpg) a una proporción de 2.5 ml de mpg por 1 g de partículas.
Resultados	Aumento de la viscosidad de los fluidos miscelares ves, mejor estabilidad térmica.		
The effect of different brine solutions on the viscosity of ves	MgO- ZnO 30 nm	No reporta	Mezcla de NPs en soluciones de salmuera KCl y NaCl.

investigaciones inmaduras			
micelles. ( gurluk, wang, nasr-el-din, crews, hughes).			
Resultados	Aumenta la viscosidad y extiende el tiempo de estabilidad de la viscosidad de los fluidos ves.		
Research and application of nano polymer microspheres diversion technique of deep fluid. (yugin, lushan, yanyan, chengjie, chao y tao).	Microesferas de polímero	La combinación de dos muestras de microesferas de polímero, bloquean la banda de alta permeabilidad de manera eficaz	Se preparó con acrilamida y agua desionizada.
Resultados	Las microesferas pueden resistir altas temperaturas, salinidad y pueden desviar los fluidos en el fondo del pozo.		
investigaciones maduras			
Stabilizing nano particle dispersions in high salinity, high temperature downhole environments. (mcelfrech, wood and ector)	sílice coloidal	No se presenta aglomeración de NPs, no se presenta daño.	Nanofluido comercial con KCl al 2%
Resultados	La neutralización de la carga superficial mediante la manipulación del pH del fluido y la modificación de la superficie de la partícula, denota la estabilidad requerida en entornos de alta salinidad y temperatura, esto permite que las dispersiones de NPs funcionen en el fondo del pozo y no se genere ningún daño ni obstrucción de nanopartículas.		
Surfactant based fluids containing copperoxide nanoparticles for heavy oil viscosity	Óxido de cobre de 50 nm	No reporta	Salmuera de NaCl al 2% y NPs con concentraciones de 0.1 y 0.5% en peso

investigaciones inmaduras			
reduction. (srinivasan y shah).			
Resultados	Reducción significativa de la IFT en el aceite pesado, reducción de la viscosidad del aceite tanto a temperatura ambiente como temperaturas elevadas.		

**3.1.4 Emulsiones.** Las emulsiones estabilizadas con nanopartículas han atraído la atención de muchos investigadores en los últimos años debido a muchas de sus características y ventajas específicas respecto a las emulsiones convencionales estabilizadas por tensioactivos o por partículas coloidales. Por ejemplo, las nanopartículas sólidas se pueden unir irreversiblemente a la interfaz aceite-agua y formar una mono-capa rígida de nanopartículas sobre las superficies de las gotas, que inducen emulsiones altamente estables. Esas emulsiones pueden soportar condiciones duras.

En comparación con las partículas coloidales, las nanopartículas son cien veces más pequeñas, y las emulsiones estabilizadas por ellas pueden recorrer una larga distancia en depósitos sin mucha retención.<sup>161</sup>

#### **3.1.4.1 Nanopartícula de sílice.**

- **INVESTIGACIONES INMADURAS**

Qiu<sup>162</sup> presentó ensayos sobre emulsiones basados en disolventes estabilizados con surfactantes y NPs de sílice pirogénica hidrofóbica (CAB-O-SIL) en condiciones de laboratorio e investigó los mecanismos de recuperación de las inyecciones químicas en un yacimiento de petróleo pesado. Las pruebas que realizó incluyen

---

<sup>161</sup> ZHANG, Tiantian; et al. The University of Texas at Austin. Nanoparticle-Stabilized Emulsions for Applications in Enhanced Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2010. SPE 129885. 18 p.

<sup>162</sup> QIU, Op. Cit. 12 p.

comportamiento de fases, estudios de reología y medición de la tensión interfacial, con las que seleccionó la nanoemulsión que aplicó en los experimentos de desplazamiento en roca. Los resultados del experimento mostraron que la adición de nanopartículas a la micro-emulsión aumenta la viscosidad de esta, dando como resultado una relación de movilidad favorable al comienzo de la inyección. Las nanopartículas también ayudan a la emulsificación del petróleo crudo in situ, que podría movilizar el aceite pesado y formar un proceso de recuperación de inundación miscible favorable.

Kim, *et al*<sup>163</sup> realizaron estudios para explorar el beneficio de la sinergia al emplear emulsiones pickering para mejorar la movilidad de las emulsiones, especialmente bajo condiciones de alta salinidad. Utilizaron NPs de sílice hidrófila para cuantificar la sinergia de las NPs y los tensioactivos en la formación de la emulsión de aceite en salmuera. También examinaron cuatro tensioactivos diferentes (catiónicos, no iónicos, aniónicos y zwitteriónicos) y analizaron la estabilidad de la emulsión utilizando un microscopio y un reómetro. La adición de una cantidad muy pequeña de tensioactivo a las nanopartículas promovió la generación de emulsión y su estabilidad, a excepción del tensioactivo aniónico. La interacción electrostática es un factor decisivo para llevar más nanopartículas a la interfaz aceite-agua con ayuda del tensioactivo. En los yacimientos de arenisca cargados aniómicamente, el tensioactivo no iónico emergió como un candidato prometedor en la aplicación de campo, mostrando sinergia con las nanopartículas de sílice cargadas negativamente.

---

<sup>163</sup> KIM, Ijung; et al. The University of Texas at Austin. Nanoparticle-Stabilized Emulsions for Improved Mobility Control for Adverse-Mobility Waterflooding. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE-179644-MS. 10 p.

- **INVESTIGACIÓN MADURA.**

Xu y Zhu<sup>164</sup> estudiaron el efecto sinérgico de los surfactantes y NPs sobre la estabilidad dinámica de la emulsión, además del efecto de las NPs sobre las propiedades de la emulsión. Utilizaron un dispositivo microfluídico para estudiar el mecanismo que mejora el barrido en EOR basado en una emulsión. Los resultados mostraron que se encontraron gotas de emulsión estable bloqueando efectivamente la vía de alta permeabilidad y mejorando el flujo a través de vías de baja permeabilidad. Se podría mejorar la eficiencia de barrido, ya que las gotas estabilizadas con NP / SF muestran un modo de empaquetado más estrecho. Finalmente se observó que el tensioactivo mejora el rendimiento de la NP para estabilizar la emulsión. Esta emulsión estabilizada NP / SF puede conducir a una mayor saturación de aceite que la emulsión estabilizada solo por SF, cuando la condición de flujo y el tamaño de las gotas son los mismos.

Pei, *et al*<sup>165</sup> también presentan un estudio de la emulsión estabilizada con surfactante de NPs para mejorar la recuperación de aceite pesado en reservorios donde ya se ha aplicado la inyección de agua. Investigaron por primera vez la influencia de las NPs sobre la estabilidad y las propiedades reológicas de la emulsión. Las pruebas de comportamiento de fase y los estudios de reología mostraron que la estabilidad de la emulsión puede mejorar significativamente con la adición de nanopartículas de sílice en un sistema tensioactivo. Además, La recuperación de aceite puede alcanzar más del 40% cuando se inyecta una emulsión de O/W co-estabilizada por nanopartículas y tensioactivos. Por último, se observó en los experimentos de visualización microscópica que las NPs pueden espesar la emulsión a la movilidad deseable, llevando a mejorar drásticamente la eficiencia de barrido.

---

<sup>164</sup> XU, Ke and Zhu, Peix. The University of Texas at Austin. A Microfluidic Investigation of the Synergistic Effect of Nanoparticles and Surfactants in Macro-Emulsion Based EOR. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE-179691-MS. 16 p.

<sup>165</sup> PEI, H; et al. China University of Petroleum (East China). Investigation of Nanoparticle and Surfactant Stabilized Emulsion to Enhance Oil Recovery in Waterflooded Heavy Oil Reservoirs. Calgary, Alberta, Canada. Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-174488-MS. 11 p.

### 3.1.4.2 Nanopartículas de sílice modificadas superficialmente.

- **INVESTIGACIÓN INMADURA.**

Para comprender el comportamiento de transporte de NPs y estudiar el mecanismo de formación de emulsión en medios porosos, Aminzadeh, et al<sup>166</sup> realizaron dos conjuntos de experimentos. En el primer conjunto de experimentos (drenaje), el n-octano se utilizó para desplazar la salmuera o una solución de NPs en un núcleo de arenisca. En el segundo conjunto (imbibición), se realizó el experimento inverso en el que se usó solución de salmuera o NPs para desplazar el n-octano en un núcleo de arenisca. Se utilizaron dos NPs diferentes en estos experimentos. La primera NP consistió en sílice de 5 nm con un recubrimiento de polietilenglicol (PEG) y la segunda consistió en sílice de 20 nm con recubrimiento patentado. Los resultados experimentales concluyeron que la presencia de nanopartículas estabiliza el frente, lo que se asocia con una mayor saturación de agua residual, una mayor caída de presión y una distribución de saturación más uniforme comparada con el caso de control. Por otra parte, en la imbibición, la presencia de nanopartículas tiene poco o ningún efecto, ya que ambos casos muestran la misma caída de presión y la misma saturación residual de n-octano. Finalmente, la formación espontánea de emulsión estabilizada en nanopartículas reduce la movilidad de la fase invasora, que a su vez suprime el flujo preferencial y estabiliza el frente.

Griffith, et al<sup>167</sup> llevaron a cabo experimentos de recuperación de aceite residual en núcleos de arenisca con emulsiones de pentano estabilizadas con NPs, analizó los efectos de la salinidad sobre el tamaño de las gotas, la estabilidad y la reología de emulsiones generadas con pentano y butano. Además, investigaron los efectos de la salinidad sobre la estabilidad de dispersiones de nanopartículas. Se observó que

---

<sup>166</sup> AMINZADEH, B; et al; The University of Texas at Austin. Effect of Spontaneous Formation of Nanoparticle Stabilized Emulsion on the Stability of a Displacement. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 154248. 16 p.

<sup>167</sup> GRIFFITH, Nicholas; et al. The university of Texas at Austin. Nanoparticle Stabilized Natural Gas Liquid in Water Emulsions for Residual Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2016. 179640-MS SPE. 22 p.

a medida que aumentaba la salinidad de 0-20% en peso, se aumenta el tamaño efectivo de las nanopartículas, también se evidenció una disminución significativa en el tamaño de las gotitas para las emulsiones de pentano en agua cuando la salinidad aumentó de 5% a 10% en peso. Sin embargo, se observaron diferentes tendencias para salinidades superiores al 10% en peso. A temperatura y presión ambiente, las emulsiones se desestabilizarán al cabo de dos días, con la excepción de las emulsiones de 20% en peso de salinidad. Con los experimentos de inyección de emulsión de pentano, la disminución del caudal condujo a incrementos en la recuperación de aceite residual. Como última conclusión se demostró que las nanopartículas ofrecen una alternativa económica y con un alto grado de estabilidad sobre amplios intervalos de temperatura y salinidad, al tiempo que reducen el impacto ambiental en comparación con los materiales estabilizadores de emulsión convencionales tales como tensioactivos.

#### • INVESTIGACIONES MADURAS

Por otra parte Zhang, *et al*<sup>168</sup> desarrollaron emulsiones de O/W y W/O estabilizadas con NPs de sílice revestidas superficialmente de tamaño uniforme. Asimismo, estudiaron la estabilidad y el comportamiento de fases e investigaron la dependencia del comportamiento de la fase de la emulsión, la estructura interna y la reología en diferentes condiciones experimentales. Las NPs de sílice generaron emulsiones estables durante varios meses con concentraciones 0.5 % en peso o más. También se observó que las NPs hidrófilas producen emulsiones de aceite en agua, mientras que las nanopartículas hidrófobas producen emulsiones de agua en aceite. Finalmente, las emulsiones o / w mostraron una viscosidad aparente creciente con el aumento de la salinidad, mientras que la viscosidad de la emulsión w / o disminuyó con el aumento de la salinidad.

---

<sup>168</sup> ZHANG, Tiantian; et al. The University of Texas at Austin. Nanoparticle-Stabilized Emulsions for Applications in Enhanced Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2010. SPE 129885. 18 p.

### 3.1.4.3 Otras nanopartículas.

- **INVESTIGACIONES INMADURAS.**

Las nanoemulsiones son una clase de emulsiones con un tamaño de gota en el rango de 50-500 nm. Las propiedades fisicoquímicas de la emulsión sugieren que se puede utilizar con éxito para recuperar el aceite residual atrapado en los poros finos de la roca del yacimiento por fuerzas capilares después de la recuperación primaria y secundaria. Con el fin de investigar la eficiencia de la nanoemulsión aceite-agua en el EOR, Mandal, *et al*<sup>169</sup> realizaron experimentos para caracterizar la emulsión en términos de sus propiedades fisicoquímicas y distribución de tamaño de gota de aceite dispersado en fase acuosa. Se utilizó aceite mineral sintético y una serie de tensioactivos etoxilados no iónicos para preparar emulsiones de aceite en agua. También llevaron a cabo experimentos de desplazamiento en un sistema de arena para evaluar la efectividad de la nanoemulsión como fluido de inyección en la recuperación mejorada de aceite. Los resultados mostraron una recuperación adicional de más del 30% del aceite original in-situ, por encima de la inyección de agua convencional.

**Tabla 12. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada en emulsiones.**

Investigaciones Inmaduras			
Título-Autores	Nanopartícula	Retención NPs	Nanofluido
Effect of Spontaneous Formation of Nanoparticle Stabilized Emulsion On the Stability of a Displacement. (Aminzadeh, Dicarlo,	1. Sílice De 5nm Con Recubrimiento De Polietilenglicol (Peg). 2. Sílice De 20nm Con Recubrimiento Patentado.	No Reporta	Suspensión De Nps En 2% De Nacl

<sup>169</sup> MANDAL, Ajay; et al. Indian School of Mines, Dhanbad, India. Characterization of Surfactant Stabilized Nanoemulsion and Its Use in Enhanced Oil Recovery. Noordwijk, The Netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 155406. 13 p.

Investigaciones Inmaduras			
Roberts, Chung, Bryant Y Huh.)			
Resultados	Las Nanopartículas estabilizan la emulsión, y esta emulsión estabiliza el frente. El recubrimiento de NPs mejora la transportabilidad de la NP a través del medio poroso al reducir la agregación y retención de las NPs en el medio poroso.		
Nanoparticle Stabilized Natural Gas Liquidinwater Emulsions For Residual Oil Recovery. (Griffith, Ahmad, Daigle Y Huh)	Sílice Hidrófila De 46 Nm Con Recubrimiento De Peg.	No Reporta	NPs Dispersadas En Agua Desionizada
Resultados	Mayor estabilidad de las espumas y aumento en el factor de recobro.		
Nanoparticle Stabilized Emulsions for Improved Mobility Control For Adverse Mobility Waterflooding. (Kim, Worthen, Lotfollahi, Johnston, Dicarlo Y Huh).	Sílice De 5 Nm.	No Reporta	Dispersión De NPs En Salmuera NaCl.
Resultados	Se Generaron Emulsiones Fuertes Y Estables.		
The Potential Applications In Heavy Oil Eor With The Nanoparticle And Surfactant Stabilized Solvent-Based Emulsion. (Fangda Qiu)	Sílice Pirogénica Hidrofóbica (Cab-O-Sil )	No Reporta	NPs Dispersas En Salmuera Con Tensioactivo No Iónico.
Resultados	Las NPs aumentan la viscosidad de la microemulsión dando como resultado una relación de movilidad favorable al comienzo de la inyección, las NPs también ayudan a hacer la emulsión in situ.		
Characterization Of Surfactant Stabilized			

Investigaciones Inmaduras			
Nanoemulsion And Its Use In Enhanced Oil Recovery. (Mandal, Bera, Ojha Y Kumar)	Nanoemulsiones Estabilizadas Con Surfactante.	No Reporta	La nanoemulsión se preparó mediante un tratamiento de emulsificación de alta energía.
Resultados	Recuperación adicional de aceite de más del 30%.		
INVESTIGACIONES MADURAS			
A Microfluidic Investigation Of The Synergistic Effect Of Nanoparticles And Surfactants In Macro-Emulsion Based Eor. (Xu, Zhu, Tatiana, Huh Y Balhoff).	Sílice Hidrófila De 5 Nm	Las gotas de la emulsión bloquean efectivamente la vía de alta permeabilidad, mejorando el flujo a través de las vías de baja permeabilidad.	Mezcla De NPs Con Tensioactivo (Monóxido de Polioxietilensorbitán Monopalmitano).
Resultados	Se logró mayor estabilidad de la emulsión, la emulsión mejora el flujo en vías de baja permeabilidad, mayor saturación de aceite, mejora de la eficiencia de barrido.		
Investigation Of Nanoparticle And Surfactant Stabilized Emulsion To Enhance Oil Recovery In Waterflooded Heavy Oil Reservoirs. (Pei, Zhang, Ge, Zhang Y Fu).	Sílice Hidrófila	La Emulsión Estabilizada Con NPs Bloqueó Efectivamente Los Canales De Agua En El Micromodelo.	Mezcla De NPs Con Salmuera De NaCl Al 0.5%, Agua De Biodiesel y Un Tensioactivo Catiónico.
Resultados	Las NPs Mejoran La Estabilidad De La Emulsión, Pueden Espesar La Emulsión A La Movilidad Deseable Llevando A Mejorar Drásticamente La Eficiencia De Barrido. La Recuperación Puede Alcanzar Más Del 40% De OOIP.		
Nanoparticle-Stabilized Emulsions For Applications In Enhanced Oil Recovery. (Zhang, Davidson, Bryant Y Huh)	NPs Hidrófilas Con Recubrimiento De Polietilenglicol	No Reporta	NPs Dispersas En Agua Desionizada.

Investigaciones Inmaduras			
Resultados	Emulsiones fuertes y estables con concentración de sílice de 0.5% en peso o más.se recuperó más aceite con emulsiones de o/w con NPs hidrófilas.		

### 3.2 RECOBRO TÉRMICO.

Los yacimientos de aceite pesado, representan alrededor del 70% de los recursos de petróleo. La recuperación primaria en este tipo de yacimientos es baja, por lo que es necesario utilizar métodos de recuperación mejorados (EOR), en especial métodos térmicos, con los que se puede lograr una reducción de la viscosidad del aceite. Los métodos térmicos convencionales y no convencionales de EOR enfrentan muchos retos en la recuperación de petróleo pesado, algunos de los cuales pueden ser superados por la nanotecnología.<sup>170</sup>

**3.2.1 Drenaje gravitacional asistido por microondas.** El proceso MWAGD depende básicamente del calentamiento del yacimiento por varias antenas de microondas instaladas a lo largo de un pozo que es la fuente de microondas. El pozo fuente de microondas está situado por encima de un pozo productor. Cuando las antenas de microondas comienzan a funcionar, el calentamiento dieléctrico comienza con una rápida transferencia de calor. Como resultado de este calentamiento, la viscosidad del aceite disminuye. Este aceite de baja viscosidad se mueve hacia el pozo de producción más bajo debido al efecto de la gravedad<sup>171</sup>

<sup>170</sup> AL-FARSI, hajir; POURAFSHARY, Peyman and AL-MAAMARI, Rashid. Sultan Qaboos University. Application of Nanoparticles to Improve the Performance of Microwave Assisted Gravity Drainage (MWAGD) as a Thermal Oil Recovery Method. Muscat, Oman. Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE-179764-MS. 14 p.

<sup>171</sup> Ibid.

- **INVESTIGACIONES MADURAS.**

**3.2.1.1 Otras nanopartículas:** Al-Farsi, Pourafshary y Al-maamari<sup>172</sup> investigaron el efecto de las NPs y la saturación de agua sobre la recuperación del aceite pesado, además de la influencia de las NPs sobre la viscosidad de la emulsión y la conductividad térmica del agua destilada mediante el proceso de drenaje por gravedad asistido por microondas (MWAGD). Se usaron dos tipos de NPs de óxido (gamma-aluminio de 50 nm y óxido de titanio de 21 nm. Los resultados mostraron, que, en general, a medida que aumenta la saturación de agua, la recuperación de aceite del proceso MWAGD aumenta, con una recuperación óptima a una saturación de agua del 30%. También, las pruebas mostraron que la recuperación mediante calentamiento por microondas es mayor que con el calentamiento convencional, y que cada tipo de nanopartícula tiene su propia tendencia a afectar la viscosidad de la emulsión o la conductividad térmica del agua. Además, las NPs de Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> y TiO<sub>2</sub> a bajas concentraciones (de 0.1 y 0.05% respectivamente), tienen mayor efecto sobre la recuperación de aceite durante el proceso MWAGD.

Greff y Babadagli<sup>173</sup> investigaron los efectos de la radiación de microondas en la reducción de la viscosidad, utilizando un emisor estándar. Usaron diferentes NPs de metal (óxido de hierro, Fe (III) y Cu) como catalizadores en concentraciones que variaban de 0.1 a 1% en peso. A las muestras de aceite pesado se les añadieron las concentraciones de catalizadores, luego se calentaron por el método de microondas inductivo durante un periodo de 5 horas y se mantuvieron a una temperatura de 200°C para medir la viscosidad. Los resultados concluyeron que los catalizadores de nano-metal y micro-metal en bajas concentraciones reducen efectivamente la viscosidad del aceite cuando se agrega radiación de microondas. Sin embargo, debido a un aumento en la vaporización de los componentes ligeros,

---

<sup>172</sup> Ibid.

<sup>173</sup> GREF, J.H and BABADAGLI, T. University of Alberta. Catalytic Effects of Nano-Size Metal Ions in Breaking Asphaltene Molecules During Thermal Recovery of Heavy-Oil. Denver, Colorado, USA. Society of Petroleum Engineers. 2011. SPE 146604. 10 p.

probablemente debido al craqueo, concentraciones más altas conducen a un aumento en la viscosidad del aceite pesado, lo cual puede considerarse un rasgo positivo, ya que los componentes vaporizados se podrían producir como un gas y serían más fáciles de extraer que si estuvieran en la fase oleosa.

Las técnicas térmicas convencionales y de solvente tienen una capacidad limitada para romper componentes asfálticos e impedir su precipitación en la recuperación de petróleo pesado y bitumen. Es por esto que Greff y Babadagli <sup>174</sup> también investigaron los efectos de la radiación de microondas, en la recuperación de aceite pesado, realizando experimentos con y sin presencia de catalizadores de NPs de níquel en un paquete de arena. Las muestras de aceite pesado se calentaron a diferentes niveles de potencia hasta que se estabilizó la recuperación de crudo pesado. Se concluyó que los catalizadores de nano-níquel aumentan la eficiencia del calentamiento por microondas, permitiendo que se recupere más petróleo de una forma más rápida y con un aporte de energía total más bajo, lo que significa menores costos operativos, de extracción y aumento en el factor de recuperación global.

La alta viscosidad del aceite pesado resulta en baja movilidad en el yacimiento, por lo que los métodos tradicionales de producción de petróleo son ineficaces. Galukhin, *et al*<sup>175</sup> investigaron la influencia del pentacarbonilo de hierro, como precursor del catalizador soluble en aceite, en acuatermolisis del aceite pesado del campo Ashal'cha. Estimaron las propiedades catalíticas mediante la aplicación de SARA y un análisis elemental, realizaron la medición de la viscosidad, así como la evaluación de los cambios en la distribución del peso molecular de los componentes de alto peso molecular del aceite. Se observó una disminución significativa de la masa molecular media de los componentes de alto peso molecular del aceite.

---

<sup>174</sup> Ibid. 13 p.

<sup>175</sup> GALUKHIN, A.V, et al. Kazan Federal University. Influence of Iron Pentacarbonyl on Catalytic Aquathermolysis of Heavy Oil: Changes of Oil's Parameters and Formation of Magnetic Nanoparticles. Moscow, Russia. Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-176547-MS. 10 p.

Además, por primera vez estudiaron la composición y las propiedades de la forma final del catalizador soluble en aceite mediante complejos métodos físicos y fisicoquímicos. Se encontró que el pentacarbonilo de hierro durante el tratamiento hidrotérmico del aceite pesado se convierte en nanopartículas que contienen óxido de hierro (magnetita) y sulfuro de hierro (pirrotita).

**Tabla 13. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada a MWAGD.**

INVESTIGACIONES MADURAS			
Título-Autores	Nanopartícula	Retención NPs	Nanofluido
Application Of Nanoparticles To Improve The Performance Of Microwave Assisted Gravity Drainage (Mwagd) As A Thermal Oil Recovery Method. (Alfarsi, Pourafshary Y Almaamari).	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> Y TiO <sub>2</sub> De 50 Nm - 21 Nm, Respectivamente.	No Se Reporta	El Nanofluido Se Preparó Añadiendo Las Nps A Agua Destilada
Resultados	Las NPs, Aumentan La Recuperación De Aceite, La Recuperación Es Mayor Que La Del Calentamiento Convencional, Aumento De La Adsorción De Calor Y Reduce La Viscosidad Del Aceite Pesado.		
Catalytic Effects Of Nano-Size Metal Ions In Breaking Asphaltene Molecules During Thermal Recovery Of Heavy-Oil. (Greff Y Babadagli)	Nanopartículas Metálicas: Óxido De Hierro, Fe (III) Y Cu.	No Reporta	El Nanofluido Se Preparó Añadiendo Las NPs A Agua Destilada
Resultados	Reducción De La Viscosidad Del Aceite.		
Use Of Nano-Metal Particles As Catalyst Under Electromagnetic Heating For Viscosity Reduction Of	Níquel	No Se Reporta	El Nanofluido Se Preparó Añadiendo Las NPs A Agua Destilada

INVESTIGACIONES MADURAS			
Heavy Oil. (Greff Y Babadagli.)			
Resultados	Aumento en la eficiencia de calentamiento, mayor recuperación de aceite y aporte de energía total más bajo.		

**3.2.2 Inyección de vapor.** Las técnicas de inyección de vapor son los métodos térmicos más aplicados para la recuperación de aceite pesado y bitumen. Sin embargo, este método es costoso por varias razones, incluyendo el costo del gas requerido para generar el vapor, la infraestructura, los costos operativos y los efectos ambientales.

Otra preocupación es la calidad del aceite producido ya que es altamente viscoso y con muchas impurezas.<sup>176</sup> La nanotecnología posee el potencial de mejorar la eficiencia de estos procesos, mejorando la transferencia de calor, reduciendo la viscosidad del aceite y disminuyendo el contenido de asfáltenos.

### 3.2.2.1 Mezcla de NPs de sílice y otros.

- **INVESTIGACION MADURA.**

La producción de aceite pesado y extrapesado es complicada debido a su alto contenido de asfáltenos, por lo que se han empleado varias técnicas in situ para mejorar su viscosidad y su movilidad. Franco, *et al*<sup>177</sup> investigaron la mejora de la eficiencia de recuperación en un proceso de inyección continua de vapor utilizando

<sup>176</sup> HAMEDI-SHOKRLU, Yousef and BABADAGLI, Tayfun. University of Alberta. In-Situ Upgrading of Heavy Oil/Bitumen During Steam Injection by Use of Metal Nanoparticles: A Study on In-Situ Catalysis and Catalyst Transportation. Denver, Colorado. Society of Petroleum Engineers 2013. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 12 p.

<sup>177</sup> FRANCO, C.A, et al. Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellin. Heavy Oil Upgrading and Enhanced Recovery in a Continuous Steam Injection Process Assisted by Nanoparticulated Catalysts. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE-179699-MS. 16 p.

nanopartículas de sílice pirógena funcionalizada con 1% en peso de níquel y óxidos de paladio. Se determinaron los cambios en la gravedad API, la viscosidad de aceite, el asfalteno n-C7 y el contenido de residuo, los resultados arrojaron que las nanopartículas pueden potenciar el proceso de gasificación de vapor catalítico de asfaltenos, primero, reduciendo el grado de auto-asociación de asfaltenos sobre la superficie del catalizador, segundo, disminuyendo la temperatura de descomposición de asfaltenos y tercero, por medio de la inhibición de la formación de coque y el envenenamiento del catalizador. También se observó que la recuperación de aceite aumentó hasta el 46% para el sistema asistido por nanopartículas en comparación con la inyección de vapor sin el nanocatalizador. Finalmente se concluyó que las nanopartículas son una excelente alternativa para la mejora de crudo pesado y extrapesado en los procesos de inyección de vapor.

### **3.2.2.2 Otras nanopartículas.**

- **INVESTIGACIONES MADURAS.**

Hendraningrat y Tosaeter<sup>178</sup> investigaron un proceso de mejora eficaz añadiendo decalina como donante de hidrógeno, agua y NPs de Ni, Cu, Fe y Zn como catalizadores de reacciones bitumen, logrando mejorarlo exitosamente al reducir su viscosidad. Existe una concentración óptima que podría conseguir la máxima reducción de la viscosidad. El tamaño de NP no tuvo un gran impacto en la reducción de la viscosidad. La mayor reducción de la viscosidad se logró con las NPs de níquel, lo cual está relacionado con la composición particular del bitumen usado, por lo que no es una solución general.

---

<sup>178</sup> HENDRANINGRAT, Luky; TOSAETER, Ole and SOURAKI, YASER. NORWEGIAN UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY. Experimental investigation of decalin and metal nanoparticles-assisted bitumen upgrading during catalytic aquathermolysis. Society of Petroleum Engineers. Vienna, Australia. 2014. SPE-167807-MS. 11 p.

**3.2.3 Inyección cíclica de vapor.** La estimulación cíclica de vapor es un mecanismo de recuperación térmica ampliamente utilizado para yacimientos de petróleo pesado y extrapesado. Sin embargo, el factor de recuperación bajo y la producción excesiva de agua son problemas críticos a enfrentar. La tecnología de nanopartículas se ha investigado en los últimos años y ha demostrado mejoras en las propiedades físicas, especialmente en la reducción de la viscosidad del aceite pesado.

#### **3.2.3.1 Otras nanopartículas.**

- **INVESTIGACIONES MADURAS.**

Hamedi-shokrlu y Babadagli<sup>179</sup> realizaron varios experimentos a altas temperaturas con un reactor de sobremesa para estudiar la cinética de las reacciones entre el aceite, el agua y las areniscas en presencia y ausencia de las NPs de níquel. También estudiaron el efecto de las NPs de níquel sobre la mejora in situ del aceite pesado durante la acuatermólisis y el efecto de la acuatermólisis sobre la recuperación a través del método de inyección cíclica de vapor. Las reacciones de acuatermólisis ocurrieron en un rango de temperatura de 200 a 300°C. Se observó que las NPs de níquel reducen la energía de activación de la reacción de acuatermólisis de 69 a 38 kJ/ mol y no cataliza eficazmente las reacciones de craqueo. También se apreció una disminución del 40% de la viscosidad del aceite, efecto de la catalización de las reacciones de acuatermólisis que disminuyeron los componentes pesados y aumentaron los componentes livianos. Además, los experimentos de recuperación mostraron que las nanopartículas de níquel aumentan el factor de recuperación del método de estimulación cíclica de vapor aproximadamente un 22% cuando se aplica con surfactante y polímero. Finalmente se concluyó que mediante el uso del catalizador de níquel se puede lograr un provecho eficiente de la energía.

---

<sup>179</sup> HAMEDI-SHOKRLU and BABADAGLI, Op. Cit.10 p.

Farooqui, Babadagli y Li<sup>180</sup> implementaron un diseño, para estudiar experimentalmente la física del flujo multifásico durante diferentes fases del método de estimulación cíclica de vapor (inyección, remojo y producción) con y sin el uso de nanopartículas de níquel. Se concluyó que las NPs de níquel catalizan la reacción y aceleran la reducción de la viscosidad, y por lo tanto mejoran la permeabilidad relativa del aceite. También se observó que la presencia de NPs de níquel, colocadas en el empaque de arena durante el periodo de inyección, mejora la recuperación de aceite del proceso de estimulación cíclica de vapor, en comparación con el caso sin NPs de níquel. Finalmente se notó que el aceite producido tiende a ser más ligero con el uso de NPs de níquel.

Shokrlu y Babadagli<sup>181</sup> investigaron a través de una serie de experimentos, la mecánica para la reducción adicional de la viscosidad utilizando nanopartículas de metal durante aplicaciones térmicas. Se utilizaron diferentes tipos de NPs de metal: níquel-cobre – hierro y se midió la viscosidad de las muestras de aceite, mezcladas con estas partículas. Las pruebas fueron repetidas a diferentes temperaturas y se examinó el efecto de las partículas metálicas sobre el aumento de la transferencia de calor. Los resultados mostraron que la viscosidad del aceite pesado disminuyó cuando se aplicaron las NPs de metal a temperatura ambiente sin haber aplicado la estimulación de vapor, lo cual quiere decir que la viscosidad se reducirá aún más cuando se aplique la estimulación con vapor debido a un efecto de las reacciones de acuatermólisis, que pueden ser catalizadas por partículas metálicas. Aparte de la reducción de la viscosidad, se mejoró la transferencia de calor. Por lo tanto, la conductividad térmica del metal debe considerarse como uno de los criterios de selección. Finalmente se concluye que utilizar las NPs de metal puede mejorar la recuperación del aceite pesado/ bitumen.

---

<sup>180</sup> FAROOQUI, Jamal; BABADAGLI, Tayfun and LI, Huazhou. University of Alberta. Improvement of the Recovery Factor Using Nano Metal Particles at the Late Stages of Cyclic Steam Stimulation. Calgary, Alberta, Canada. 2015. SPE-174478-MS. 17 p.

<sup>181</sup> SHOKRLU and BABADAGLI, Op. Cit. 10 p.

**3.2.4 Espumas de vapor.** Las espumas de vapor han sido consideradas como aditivos eficaces para procesos de recuperación de aceite no convencionales. Sin embargo, esta operación tiene graves inconvenientes debido a la baja estabilidad térmica y al volumen de pérdida de los aditivos, a causa de la adsorción en la superficie de las rocas. Para superar estas limitaciones las NPs pueden usarse como nuevos aditivos para mejorar la generación y estabilización de las espumas para aplicaciones de espuma de vapor.

#### **3.2.4.1 Nanopartículas de sílice.**

- **INVESTIGACION MADURA.**

Khajehpour, Goldman y Wassmuth<sup>182</sup> estudiaron la aplicación de NPs para formar y estabilizar las espumas de vapor, evaluaron la afinidad de las NPs con salmueras y el efecto sinérgico de las nanopartículas y tensioactivo sobre la calidad de la espuma y la recuperación de aceite. Se utilizaron NPs de sílice en sinergia con tensioactivos como aditivos de vapor. En total se evaluaron nueve NPs diferentes de sílice coloidal con diversos recubrimientos. Para capturar el efecto de las nanopartículas sobre los procesos de espumación y la estabilización de la espuma se realizaron experimentos con y sin NPs. Los resultados mostraron que cuando se usan las nanopartículas o surfactante por separado, la generación de espuma es menor que cuando se usa la combinación de los dos aditivos. Por otra parte, se demostró que las NPs de sílice son estables en las condiciones de vapor, tanto solas como en presencia de surfactante, por lo cual se genera una espuma más fuerte, más temprano y con más consistencia.

---

<sup>182</sup> KHAJEHPUR, Maryam; GOLDMAN, Jon and WASSMUTH, Fred. Alberta Innovates Technology Futures Steven Bryant, University of Calgary. Nanoparticles as Foam Stabilizer for Steam Foam Process Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE-179826-MS. 14 p.

### 3.2.4.2 Otras nanopartículas.

- **INVESTIGACIÓN MADURA.**

Hamedi-shokrlu y Babadagli<sup>183</sup> estudiaron la inyectividad y distribución de suspensiones de partículas de níquel de baja concentración e investigaron diferentes aspectos de esta técnica para la aplicación en campo. La técnica consiste en cinco fases diferentes: estabilización de la suspensión de NPs aplicando polímero de goma xantano, inyección utilizando aceite mineral ligero como fluido de bombeo, distribución homogénea en el medio poroso, reacciones catalíticas y recuperación mejorada del aceite. También compararon el efecto de catálisis de níquel de tamaño nanométrico puro durante la aplicación de inyección de vapor con el de un catalizador industrial tal como el níquel Raney de tamaño micrométero. Se realizó la estimulación con vapor sin y con la presencia de diferentes concentraciones de catalizadores. Se observó que el grado de catálisis de las NPs de níquel es mayor que el de níquel de Raney, lo cual es debido al tamaño pequeño de las NPs, lo que aumenta la relación superficie-volumen del catalizador. Además, se observó que los granos de arena actúan como soporte de las NPs de níquel, mejorando así el proceso de catálisis. Una de las observaciones más importantes es que al optimizar el tiempo de remojo de la técnica de estimulación con vapor, es posible alcanzar un alto grado de mejora en la remoción de azufre, en forma de gas H<sub>2</sub>S. Finalmente se concluyó que el uso de NPs de níquel no solo mejoró la calidad del aceite producido, sino que también aumentó significativamente en el factor de recuperación del aceite.

---

<sup>183</sup> HAMEDI-SHOKRLU and BABADAGLI, Op. Cit. 12 p.

**Tabla 14. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada a inyección de vapor.**

INVESTIGACIÓN INMADURAS			
Título-Autores	Nanopartícula	Retención NPs	Nanofluido
Influence Of Iron Pentacarbonyl On Catalytic Aquathermolysis Of Heavy Oil: Changes Of Oil's Parameters And Formation Of Magnetic Nanoparticles. (Galukhin, Erokhin, Gerasimov, Eskin Y Nurgaliev)	Pentacarbonilo de hierro para formar nanopartículas magnéticas.	No Reporta	Las NPs se diluyeron en tolueno.
Resultados	El pentacarbonilo de hierro se convierte en NP que contiene óxido de hierro y sulfuro de hierro.		
INVESTIGACIONES MADURAS			
Heavy Oil Upgrading and Enhanced Recovery In A Continuous Steam Injection Process Assisted By Nanoparticulated Catalysts. (Franco, Cardona, Lopera, Mejía Y Cortés)	Sílice Pirogénica Funcionalizada Con 1%Wt De Oxido De Niquel Y Paladio	No Reporta	Se Usó Agua Destilada Y Sal Para Funcionalizar Las NPs.
Resultados	Mayor Factor De Recobro, Menos Viscosidad Aparente Del Crudo, Menor Contenido De Asfaltenos Y Menor Contenido De Residuos.		
Kinetics Of The In-Situ Upgrading Of Heavy Oil By Nickel Nanoparticle Catalysts And Its Effect On Cyclic-Steam-Stimulation	Niquel	No Se Reporta	NPs Dispersas En Agua Desionizada.

Recovery Factor. (Shokrlu Y Tayfun Babadagli)			
Resultados	Disminución De La Viscosidad Del Aceite Y Mayor Factor De Recobro.		
Improvement Of The Recovery Factor Using Nano Metal Particles At The Late Stages Of Cyclic Steam Stimulation. (Farooqui, Babadagli Y Li)	Nano metálicas (Níquel)	No Reporta	Se preparó una mezcla de polímero-surfactante y NPs.
Resultados	Aumento en el factor de recobro, extiende la vida útil del proceso de estimulación cíclica de vapor. reducen la viscosidad y mejoran la permeabilidad relativa del aceite.		
In-Situ Upgrading Of Heavy Oil/Bitumen During Steam Injection By Use Of Metal Nanoparticles: A Study On In-Situ Catalysis And Catalyst Transportation. (Shokrlu Y Tayfun Babadagli).	Níquel Tamaño Micrométrico Y Nanométrico.	Con altas concentraciones de polímeros estabilizados con NPs se produce mayor retención de NPs, mientras que con NPs de menor tamaño y menor concentración de polímero se presenta menor interacción con las paredes porosas, por lo tanto menor retención, también se produce mayor retención de partículas con una tasa de inyección más baja.	NPs Suspendidas En Agua Desionizada Y Estabilizadas Con Polímero De Goma Xantano
Resultados	Mejor grado de catálisis, mayor factor de recobro, menos retención de NPs y mayor inyectividad de las nanopartículas, comparado con níquel.		
Nanoparticles As Foam Stabilizer For Steam Foam Process. (Khajehpour, Bryant, Etmnan, Goldman Y Wassmuth.)	Sílice Coloidal	No Reporta	NPs Dispersas En Agua Desionizada.

Resultados	NPs estables en condiciones de vapor, solas y en presencia de surfactante, se generó una espuma más fuerte y temprano, adicionalmente se produjo una reducción del factor de movilidad (MFR).
------------	---

Effects Of Nano-Sized Metals On Viscosity Reduction Of Heavy Oil/Bitumen During Thermal Applications. (Shokrlu Y Babadagli.)	Oxido De Cobre-Hierro Y Níquel.	No Reporta	NPs Dispersas En Agua Desionizada.
Resultados	Reduce la viscosidad del aceite pesado, mejora la transferencia de calor, mejora la recuperación de aceite pesado.		

### 3.3 INYECCIÓN DE GAS (MISCIBLES).

**3.3.1 Inyección de CO<sub>2</sub>.** La inyección de CO<sub>2</sub> para recuperar aceite de yacimientos maduros se ha utilizado durante más de 40 años. A pesar de su buena eficiencia de desplazamiento local, las inyecciones de CO<sub>2</sub> sufren una pobre eficiencia de barrido debido a la baja viscosidad del CO<sub>2</sub>. Por lo tanto, se requieren nuevos métodos que puedan controlar la movilidad de CO<sub>2</sub> de manera efectiva y asequible.

#### 3.3.1.1 Nanopartículas de sílice.

- **INVESTIGACION MADURA.**

Aminzadeh, *et al*<sup>184</sup> estudiaron el efecto de las NPs sobre la alteración del flujo durante la inyección de CO<sub>2</sub>, inyectando CO<sub>2</sub> líquido de alta presión en núcleos de arenisca inicialmente saturados con salmuera que contenía NPs suspendidas, y

<sup>184</sup> AMINZADEH, B; et al. The university of Texas at Austin. Effect of Nanoparticles on Flow Alteration During CO<sub>2</sub> Injection. San Antonio, Texas. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 160052. 13 p.

compararon los resultados con el caso sin adición de NPs. La primera salmuera se saturó previamente con y sin CO<sub>2</sub> disuelto, otra salmuera contenía una suspensión de nanopartículas tratadas en superficie y otra estaba desprovista de nanopartículas. Los resultados mostraron desplazamientos estables para las inyecciones de salmuera sin CO<sub>2</sub> disuelto, y trayectorias inestables o preferenciales para las inyecciones de salmuera saturada con CO<sub>2</sub>. También se notó que se altera la propagación del frente de desplazamiento de CO<sub>2</sub> cuando las nanopartículas tratadas superficialmente están en la salmuera. Esta alteración a su vez provoca una reducción de la movilidad del CO<sub>2</sub> en presencia de NPs.

### **3.3.1.2 Nanopartículas de sílice modificadas superficialmente.**

- **INVESTIGACIÓN INMADURA.**

Aminzadeh, *et al*<sup>185</sup> realizaron experimentos de inyección de núcleos en los que se utilizó CO<sub>2</sub> líquido para medir la estabilidad del frente, capturar el patrón de desplazamiento de CO<sub>2</sub> y desplazar la salmuera con y sin NPs de sílice suspendidas. Se utilizaron núcleos de arenisca con diferentes grados de heterogeneidad para captar el efecto de esta sobre la eficiencia de la técnica propuesta. Se observó una alteración de la propagación del frente de desplazamiento del CO<sub>2</sub> cuando las NPs son tratadas superficialmente y entran en contacto con la salmuera, lo cual produce una reducción de la movilidad del CO<sub>2</sub>. Esta reducción, Sin embargo, no es suficiente para estabilizar por completo el frente, es decir, para superar toda la influencia de la heterogeneidad de la permeabilidad. Por último, se concluyó que podría generarse un aumento de la eficiencia de barrido de la inyección de CO<sub>2</sub> en un acuífero y mejorar en gran medida la captura capilar de CO<sub>2</sub>.

---

<sup>185</sup> AMINZADEH, B; et al. Department of Petroleum and Geosystems Engineering, The University of Texas at Austin. Influence of Surface-Treated Nanoparticles on Displacement Patterns During CO<sub>2</sub> Injection. New Orleans, Louisiana, USA. Society of Petroleum Engineers. 2013. SPE 166302. 20 p.

### 3.3.1.3 Otras nanopartículas.

- **INVESTIGACIÓN MADURA.**

El petróleo pesado es un aceite denso, que se caracteriza químicamente por su contenido de asfaltenos y su alta viscosidad que hace difícil su producción. Es por eso que Shah y Rusheet<sup>186</sup> estudiaron un novedoso proceso de reducción de la viscosidad fusionando tres procesos diferentes: inyección térmica, química y miscible. Las NPs de metal se utilizaron para mejorar la conductividad térmica del CO<sub>2</sub> súper crítico, también se utilizó un inyector reductor de la viscosidad (VRI) y un tensioactivo soluble en CO<sub>2</sub> supercrítico para mejorar aún más la reducción de la viscosidad. Por tanto, las propiedades térmicas de las NPs metálicas, las propiedades químicas del surfactante, las propiedades miscibles de CO<sub>2</sub> supercríticos y el VRI reducen por completo la viscosidad del petróleo pesado. Se demostró que la densidad y la viscosidad del CO<sub>2</sub> aumentan con la adición de nanopartículas de PDMS (polímero) y CuO, las cuales también reducen eficazmente la viscosidad del aceite pesado, aumentando su capacidad de flujo. Se observa una reducción de tres veces en la viscosidad del aceite pesado usando solo nanofluido de CO<sub>2</sub> al 1% en peso. El VRI puede reducir la viscosidad del aceite pesado hasta cierto punto, pero no tanto como el CO<sub>2</sub>. Finalmente, se demostró que la inyección de NPs de CO<sub>2</sub> puede lograr aproximadamente un 58% de recuperación de petróleo, ya que su viscosidad es 140 veces mayor que la viscosidad del CO<sub>2</sub> convencional y se logra aproximadamente el 71% de recuperación de aceite pesado cuando se le adicionan nanopartículas de CuO.

---

<sup>186</sup> SHAH and RUSHEET, D. University of Alaska Fairbanks. Application of Nanoparticle Saturated Injectant Gases for EOR of Heavy Oils. New Orleans, Louisiana, USA. 2009. SPE-129539-STU. 12 p.

**Tabla 15. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada a inyección de CO<sub>2</sub>.**

INVESTIGACIÓN MADURAS			
Título-Autores	Nanopartícula	Retención NPs	Nanofluido
Effect of Nanoparticles on Flow Alteration During CO <sub>2</sub> Injection. (Aminzadeh-goharrizi, Huh, Bryant, DiCarlo y Matthew Roberts)	Sílice de 5 nm con recubrimiento de polietilenglicol	No Reporta	NPs dispersadas en salmuera
Resultados	Desplazamientos estables para las inyecciones en salmuera sin CO <sub>2</sub> disuelto y trayectorias inestables o preferenciales para las inyecciones en salmuera saturada con CO <sub>2</sub> .		
Application of Nanoparticle Saturated Injectant Gases for EOR of Heavy Oils. (Rusheet D. Shah)	Metálicas.	No Reporta	Se prepararon nanofluido de CO <sub>2</sub> , nanofluido CuO y pdms (polímero).
Resultados	Aumento de la densidad y viscosidad el co <sub>2</sub> , reducción de la viscosidad del aceite pesado y aumento del factor de recobro.		
Influence of Surface-Treated Nanoparticles on Displacement Patterns During CO Injection. (Aminzadeh, Chung, Zhang, Bryant, Huh y DiCarlo.)	Sílice con tamaño de 5 nm modificadas superficialmente con polietilenglicol.	No Reporta	NPs suspendidas en NaBr.
Resultados	Reducción de la movilidad del co <sub>2</sub> al desplazar la salmuera con NPs, aumento de la eficiencia de barrido.		

**3.3.2 Inyección alternada con agua y gas (WAG).** La inyección de agua y la inyección de gas son los métodos de recobro más utilizados pero el rendimiento de estos métodos no es apropiado debido a la digitación viscosa, la reducción de la eficiencia de barrido y el avance temprano del fluido inyectado. Por lo tanto, se aplica el enfoque de gas alternado con agua (WAG) para mejorar la relación de movilidad y aumentar el contacto del fluido en el yacimiento segregando gas hacia la parte superior y acumulando agua en el fondo. La presencia de NPs en la técnica de WAG, es un método potencial de recuperación de petróleo mejorado en yacimientos mojados por aceite o intermedios.<sup>187</sup>

### **3.3.2.1 Nanopartículas de sílice.**

- **INVESTIGACIÓN INMADURA.**

Zhang, *et al*<sup>188</sup> plantearon un modelo analítico para mejorar el desempeño del método WAG y posteriormente, realizan una simulación numérica para determinar la mejora en la producción de petróleo cuando se adicionan aditivos químicos, incluyendo surfactantes, agua de baja salinidad y nanofluidos. Finalmente se destacan varios puntos como: 1) el rendimiento del WAG puede mejorarse mediante el control de la movilidad, la alteración de la mojabilidad y el manejo de la tensión interfacial. 2) el surfactante, el agua de baja salinidad y los aditivos nanofluidos pueden contribuir a mejorar el rendimiento del WAG en yacimientos de aceite apretados. Además, existe la posibilidad que el tensioactivo funcione en yacimientos de arenisca.

---

<sup>187</sup> AL MATROUSHI, M; POURAFSHARY, P and Al WAHAIBI, Y. Department of Petroleum and Chemical Engineering, Sultan Qaboos University. Possibility of Nanofluid/Gas Alternating Injection as an EOR Method in an Oil Field. Abu Dhabi, UAE. Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-177434-MS. 15 p.

<sup>188</sup> ZHANG, Kai. Et al. University of Calgary. A Way to Improve Water Alternating Gas Performance in Tight Oil Reservoirs. Spain, Trinidad and Tobago. Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE-180858-MS. 13 p.

- **INVESTIGACIONES MADURAS.**

En este proyecto de investigación liderado por Al matroushi, Pourafshary y Al Wahaibi<sup>189</sup> se tiene como objetivo estudiar los efectos de las nanopartículas sobre la alteración de la humectabilidad, las curvas de permeabilidad relativa y los cambios de IFT durante el enfoque de gas alternado con agua y nanofluidos (NWAG). Los experimentos de inundación del núcleo se llevaron a cabo mediante la inyección espontánea de CO<sub>2</sub> y SiO<sub>2</sub> a base de nanofluidos, los escenarios de inyección fueron simulados y modelados por un *grid de* 1000 celdas usando Eclipse100® simulador®. Los resultados de la simulación demostraron que la aplicación de nanofluido en lugar de agua durante el proceso de WAG en un ciclo de tiempo de 6 meses, con 5 meses de nanofluido y 1 mes de inyección de CO<sub>2</sub>, desplaza la humectabilidad del sistema hacia mojado por agua, afectando las curvas de permeabilidad relativa, mejorando la recuperación de aceite en un 13% y reduciendo la saturación de aceite residual en un 10% en comparación con el método WAG convencional.

En otro trabajo experimental, Zhang, *et al*<sup>190</sup> demuestran los méritos de los nanofluidos, usando una concentración de 0.05% en peso que dio el mejor rendimiento en la prueba de inyección. Realizaron simulaciones del proceso WAG adicionando nanopartículas con Eclipse y CMG en varios casos. En primer lugar, se investigan las propiedades de los nanofluidos, y luego se establecen modelos homogéneos, heterogéneos y de doble porosidad para ejecutar las simulaciones, se aplicó un trazador en las simulaciones para confirmar la ubicación de las nanopartículas subterráneas y su concentración. Al concluir las simulaciones se destacan varios puntos como: 1) concentración de nanofluido entre 0.01-0.1% en peso, no alteran la viscosidad y la densidad del aceite. 2). Las NPs pueden alterar

---

<sup>189</sup> AL MATROUSHI, M; POURAFSHARY, P and AL WAHAIBI, Y. Department of Petroleum and Chemical Engineering, Sultan Qaboos University. Possibility of Nanofluid/Gas Alternating Injection as an EOR Method in an Oil Field. Abu Dhabi, UAE. Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-177434-MS. 15 p.

<sup>190</sup> ZHANG, Kai. Et al. University of Calgary. Nanofluid Alternating Gas for Tight Oil Exploitation. Nusa Dua, Bali, Indonesia. Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-176241-MS. 17 p.

el ángulo de contacto y la tensión interfacial. 3). Durante la inyección de los nanofluidos, la permeabilidad y la porosidad se reducen. 4). Las nanopartículas permanecen principalmente alrededor del pozo inyector y en los canales de alta permeabilidad y 5). El proceso de gas alternado con nanofluidos tiene el potencial para mejorar el rendimiento del método WAG, y se comporta mejor con la existencia de fracturas naturales.

La nanotecnología puede aplicarse para mejorar el rendimiento del proceso de WAG mediante el cambio de las eficiencias de barrido microscópica y macroscópica del proceso. Moradi, *et al*<sup>191</sup> también completaron varios trabajos experimentales para investigar la mejora de la eficiencia del método WAG mediante la aplicación de NPs en la fase acuosa. Se realizaron varias pruebas de desplazamiento para comparar la recuperación de diferentes métodos de EOR: Gas, agua, gas alternado con agua (WAG) y gas alternado con nanofluidos (NWAG). Se utilizaron NPs de sílice dispersadas en agua desionizada como fase acuosa, y finalmente se realizaron las mediciones de la tensión interfacial y la mojabilidad. Los resultados experimentales demostraron más del 20% de incremento en el factor de recuperación con el proceso Nano-WAG en comparación con el proceso WAG convencional. También se evidenció que la adsorción de las NPs de SiO<sub>2</sub> cambió la humectabilidad de la roca de mojado por aceite a fuertemente mojado por agua. Por último, la reducción del IFT y el cambio de la mojabilidad revelaron cambios en las permeabilidades relativas y en la presión capilar.

---

<sup>191</sup> MORADI, B; et al. Institute of Petroleum Engineering, University of Tehran. Sultan Qaboos University. University of Tehran. Tarbiat Modares University. Application of SiO<sub>2</sub> Nano Particles to Improve the Performance of Water Alternating Gas EOR Process. Mumbai, India. Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-178040-MS. 8 p.

Se ha demostrado que la adición de NPs al agua inyectada mejora la recuperación del aceite. Khezrnejad, James y Johansen<sup>192</sup> estudiaron el efecto que tiene añadir NPs a la fase acuosa de gas alternando con agua. Utilizaron NPs de óxido de silicio y óxido de aluminio, a diferentes concentraciones dispersadas en salmuera y se inyectaron como la fase acuosa de WAG seguido por aire como la fase gaseosa. Los resultados de los estudios mostraron que agregar una pequeña cantidad de nanopartículas a la salmuera aumentó la recuperación de aceite residual en un 15%-20%. Esto es potencialmente debido a una reducción en la tensión interfacial. Las nanopartículas de sílice son más eficientes que las NPs de aluminio en términos de recuperación de petróleo. La mayor recuperación de petróleo durante la inyección de nanofluido de sílice puede deberse a la generación de emulsión, que solo se observó durante el uso de nanopartículas de sílice. Por último, los resultados de la medición de tensión interfacial indican que las NPs de sílice y alúmina redujeron significativamente el IFT del sistema de aceite y salmuera en un factor de 85% y 90% para el aluminio y el nanofluido de sílice respectivamente (a una concentración de 500ppm).

**Tabla 16. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada a WAG.**

INVESTIGACIÓN INMADURAS			
Título-Autores	Nanopartícula	Retención NPs	Nanofluido
A Way to Improve Water Alternating Gas Performance in Tight Oil Reservoirs. (Zhang, Seetahal, Hu, Zhao, Hu, Wu, Chen y Alexander.)	NO SE REPORTA	RETENCIÓN DE NPs DESPRECIABLE YA QUE SE USA UNA CONCENTRACIÓN DE NPs MENOR A 0.01%	NPs DISPERSAS EN AGUA DESIONIZADA

<sup>192</sup> KHEZRNEJAD, A; JAMES, L.A and JOHANSEN, T.E. Memorial University. Water Enhancement Using Nanoparticles in Water Alternating Gas (WAG) Micromodel Experiments. Amsterdam, The Netherlands. 2014. SPE-173484-STU. 15 p.

Resultados	El surfactante, el agua de baja salinidad y los aditivos de nanofluidos pueden contribuir a mejorar el rendimiento del WAG, en yacimientos de aceite apretado.		
INVESTIGACIÓN MADURAS			
Possibility of Nanofluid/Gas Alternating Injection as an EOR Method in an Oil Field. (Matroushi, Pourafshary y Wahaibi).	SiO <sub>2</sub>	No Reporta	NPs Dispersada En Salmuera.
Resultados	Cambio en la humectabilidad del sistema a mojado por agua, mejora la recuperación de aceite en un 13%, reduce la saturación de aceite residual en un 10% en comparación con el método WAG convencional.		
Nanofluid Alternating Gas for Tight Oil Exploitation. (Zhang, Li, Hong, Wu, Jing, Torsæter, Chen y Chen.)	Sílice	Cuando la concentración de las NPs es de 0.1% o más la porosidad se reduce de 1-2% y la permeabilidad 1-9% lo cual evidencia una retención de NPs	NPs dispersada en salmuera
Resultados	Alteración del ángulo de contacto, disminución de la tensión interfacial y disminución de la porosidad y permeabilidad debido a la retención de NPs.		
Application of SiO Nano Particles to Improve the Performance of Water Alternating Gas EOR Process. (Moradi, Pourafshary, Farahani, Mohammadi y Emadi.)	Óxido De Sílice De 11-14 nm.	No Reporta	NPs Dispersas En Agua Desionizada.
Resultados	Incremento factor de recobro en un 20% por el proceso de nano-WAG en comparación con el proceso de WAG convencional, alteración de la humectabilidad de la roca de mojado por aceite a mojado por agua, reducción de IFT.		
Water Enhancement Using Nanoparticles in Water Alternating Gas (WAG)			

Micromodel Experiments. (Khehrnejad, James y Johansen.)	SiO <sub>2</sub> Hidrófobas 5-15nm Y Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> 5nm	No Reporta	NPs Dispersas En Agua Desionizada.
Resultados	Aumento en la recuperación de aceite residual, reducción de la tensión interfacial		

**3.3.3 Espumas DE CO<sub>2</sub>.** La espuma de CO<sub>2</sub> ha sido generada y estabilizada por surfactantes durante muchos años. Sin embargo, los tensioactivos son ineficaces para aplicaciones a gran escala como EOR. Lo anterior debido a que, a condiciones de yacimiento de alta temperatura, los surfactantes generalmente tienden a degradarse antes de cumplir con su deber a largo plazo.

Recientemente, los nuevos métodos desarrollados en nanotecnología han proporcionado un sustituto para la formación de espuma de CO<sub>2</sub> estable durante meses o incluso años.<sup>193</sup> Estos sustitutos son las nanopartículas, ya que las espumas estabilizadas con NPs tienen el potencial de soportar elevadas temperaturas en los yacimientos durante periodos prolongados. Además, como su tamaño es muy pequeño, se pueden transportar sin forzar las gargantas de poros de las rocas del yacimiento.

#### **3.3.3.1 Nanopartículas de sílice.**

- **INVESTIGACIONES INMADURAS.**

Emrani, A y El-Din<sup>194</sup> investigaron los efectos de la temperatura del reservorio, la presión, el tipo de surfactante y la concentración de sal en el valor de la concentración crítica de micelas (CMC) de la solución de alfa-olefina sulfonato (AOS) con y sin nanopartículas. También investigaron el efecto de las mezclas de

<sup>193</sup> EMRANI, Arezoo; A, Hisham and EL-DIN, Nasr. Texas A&M University. Stabilizing CO<sub>2</sub>-Foam using Nanoparticles. Budapest, Hungary. Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-174254-MS. 22 p.

<sup>194</sup> Ibid.

surfactante y nanopartículas en la formación de espuma de CO<sub>2</sub> estable en yacimientos no convencionales. Se observó que las NPs promueven la formación de espuma de CO<sub>2</sub> en soluciones AOS, la adición de una pequeña cantidad de NPs (0.1% en peso) a soluciones de AOS podría mejorar la estabilidad de la espuma de CO<sub>2</sub>. Con base en los experimentos realizados y los resultados obtenidos, la tensión superficial disminuyó con el aumento de las concentraciones y presiones de tensioactivos para todas las concentraciones de electrolitos, hasta que alcanzó un mínimo y después permaneció constante. Por último, se demostró que la tensión superficial disminuyó cuando las concentraciones de sal aumentaron.

Nguyen, Fadael y Sinton<sup>195</sup> investigaron el efecto de las NPs de CO<sub>2</sub> estabilizadas en espuma de agua para el control de la movilidad en la recuperación de petróleo mejorado a través de método microfluídico. Utilizaron nanopartículas de sílice revestida con metilo y diclorodimetilsilano al 50%. Para la recuperación mejorada de CO<sub>2</sub>, se inyectó gas de CO<sub>2</sub> después de la inyección de agua y para la recuperación de aceite, se inyectaron NPs de CO<sub>2</sub> estabilizadas en espuma de agua después de la inyección de agua. Las mediciones de la escala de poro de los tamaños de espuma y emulsión fueron captadas a través del microscopio de fluorescencia invertido. Se concluyó que la espuma de CO<sub>2</sub> estabilizada con nanopartículas de sílice revestidas es significativamente más estable y más eficiente en la recuperación de aceite que la espuma de surfactantes.

San, *et al*<sup>196</sup> reportaron el estudio del efecto de diferentes iones (monovalentes, bivalentes y múltiples) sobre la generación de espuma de CO<sub>2</sub> estabilizada con nano-sílice. La espuma de CO<sub>2</sub> se generó co-inyectando CO<sub>2</sub> y 5000 ppm de nano-sílice (dispersada en diferentes concentraciones de salmuera) en un núcleo de

---

<sup>195</sup> NGUYEN, Phong; FADAEI, Hossein and SINTON, David. MIE Department, University. Nanoparticle Stabilized CO<sub>2</sub> in Water Foam for Mobility Control in Enhanced Oil Recovery via Microfluidic Method. Alberta, Canada. Society of Petroleum Engineers. 2014. SPE-170167-MS. 9 p.

<sup>196</sup> SAN, Jingshan; et al. New Mexico Institute of Mining and Technology. Nanoparticle Stabilized CO<sub>2</sub> Foam: Effect of Different Ions. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE-179628-MS. 12 p.

arenisca a 1500 psi y a temperatura ambiente. Se observó que la cantidad de espuma de CO<sub>2</sub> aumentó cuando la concentración de NaCl se incrementó de 1% a 10 %, con lo cual mejoró la estabilidad de la espuma y disminuyó la movilidad de 13.1 md/ cp a 2.6 md/cp. Con respecto a los iones bivalentes como el Ca<sup>2+</sup>, mostraron efectos más significativos sobre la generación y estabilidad de la espuma de CO<sub>2</sub>, y por último se observó que el agua sintética producida generó espumas de CO<sub>2</sub> estables y densas, pero al paso del tiempo la estabilidad disminuyó.

Las NPs pueden usarse potencialmente para proporcionar una estabilidad de las espumas y un control de la movilidad a largo plazo para los desplazamientos con CO<sub>2</sub>. Es por eso que Worthen<sup>197</sup> en su trabajo presenta un amplio enfoque experimental para evaluar la espuma estabilizada con nanopartículas de sílice para la viabilidad en aplicaciones duras a escala de campo. Se realizaron pruebas de estabilidad en salmueras, análisis de transporte a través de los núcleos, generación de espumas cuando se co-inyecta CO<sub>2</sub>, cuantificación de la mejora de la viscosidad del CO<sub>2</sub>, y finalmente modelado de los efectos a escala de campo. Como conclusiones importantes se encuentra que: 1) La estabilidad de la dispersión de NPs puede verse afectada significativamente tanto por la salinidad como por el pH. 2) la retención de NPs sobre arenisca es muy poca. 3. Cuando la mezcla fue de CO<sub>2</sub>-agua libre de nanopartículas se disminuyó 10 veces la movilidad del CO<sub>2</sub>, mientras que la adición de surfactante dio como resultado una reducción de casi 1000 veces.

Yu, *et al*<sup>198</sup> investigaron el proceso dinámico para generar espuma de CO<sub>2</sub> estabilizada con nanopartículas, con el fin de reducir la movilidad del CO<sub>2</sub> durante el EOR de CO<sub>2</sub>. También describieron los efectos sobre la generación dinámica de

---

<sup>197</sup> WOTHEN, Andrew; et al. University of Texas at Austin, USA; University of Calgary, Canada. MultiScale Evaluation of NanoparticleStabilized CO inWater Foams: From the Benchtop to the Field. Alberta Canadá. Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-175065-MS. 8 p.

<sup>198</sup> YU, Jianjia; et al. Petroleum Recovery and Research Center, New Mexico Institute of Mining and Technology, Socorro. Foam Mobility Control for Nanoparticle-Stabilized CO<sub>2</sub> Foam. Tulsa, Oklahoma, USA, Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 153336. 13 p.

espuma de CO<sub>2</sub> y la movilidad que tienen la tasa de inyección, la concentración de NPs y la relación volumétrica de CO<sub>2</sub>/salmuera. La espuma de CO<sub>2</sub> supercrítica dinámica se generó por el cizallamiento de dispersiones supercríticas de CO<sub>2</sub> y de NPs en una columna empaquetada de vidrio. Se demostró que la viscosidad de la mezcla normalizada de CO<sub>2</sub> / salmuera disminuyó con el aumento de relación de fases a un caudal constante, y aumentó con un aumento en la concentración de nanosílice. Por otra parte, la viscosidad de la mezcla normalizada de CO<sub>2</sub> / salmuera aumentó con un aumento del caudal de 3 ml / min a 4 ml / min a una relación constante de fases, y luego disminuyó con un aumento adicional del caudal de 4 ml / min a 7 ml / min. Finalmente, la movilidad de la espuma se incrementó con el aumento en el caudal total.

Los resultados presentados en este trabajo por Yu, *et al*<sup>199</sup> constituyen una alternativa para el control de la movilidad del CO<sub>2</sub>, en el que se puede evitar la baja eficiencia causada por el uso de surfactante. Se expone un proceso para generar y caracterizar espumas de CO<sub>2</sub> estabilizadas con NPs de sílice y se investigan factores como la concentración de NPs, presión y temperatura, la salinidad, y los efectos del surfactante sobre la generación y estabilidad de la espuma de CO<sub>2</sub>. Los resultados demostraron que se puede generar espuma de CO<sub>2</sub> estable en una dispersión de nanosílice con concentraciones de partículas entre un intervalo de 4000 ppm y 6000 ppm, pero el aumento de la concentración de salmuera puede resultar en la agregación de nanopartículas e inhibir la generación de espuma de CO<sub>2</sub>. También se observó que la presión afecta la IFT entre el CO<sub>2</sub> y el agua; este aumento de la presión puede disminuir la IFT y promover la generación de espuma de CO<sub>2</sub>. Por el contrario, el aumento de la temperatura puede aumentar la IFT entre el CO<sub>2</sub> y el agua e inhibir la generación de espuma de CO<sub>2</sub>. Finalmente, se observó que el surfactante promovía la generación de espuma de CO<sub>2</sub> en la dispersión de

---

<sup>199</sup> YU, Jianjia; et al. New Mexico Tech. Generation of Nanoparticle-Stabilized Supercritical CO<sub>2</sub> Foams. Orlando, Florida, USA. Society of Petroleum Engineers. 2012. CMT 150849. 11 p.

nanosílice. La adición de una pequeña cantidad de tensioactivo a la dispersión de nanosílice puede mejorar la generación de espuma de CO<sub>2</sub>.

Singh y Mohanty<sup>200</sup> estudiaron la estabilización de espumas mediante la activación in-situ de la superficie de las NPs hidrófilas en el medio poroso. Se generaron espumas estáticas usando NPs con concentraciones variables de modificadores de superficie. Se estudió la descomposición de la altura de la espuma con el tiempo y se determinaron los tiempos de vida media. Las espumas se generaron co-inyectando NPs modificadas superficialmente con gas nitrógeno a través de un núcleo de arenisca. Finalmente, por medio de un ensayo de agitación de Bartsch se reveló una fuerte tendencia a la formación de espuma con NPs modificadas superficialmente, incluso con una concentración inicial de modificador de superficie muy baja (0,05% en peso), mientras que las nanopartículas hidrófilas solas no podían estabilizar la espuma. Además, la adsorción irreversible de tales nanopartículas parcialmente hidrófobas en la interfaz aire-agua da lugar a la estabilidad de la espuma. Estos experimentos de flujo de espuma mostraron que la espuma se puede estabilizar en el medio poroso mediante nanopartículas activadas en superficie y tienen el potencial de comportarse como un tensioactivo.

Singh y Mohanty<sup>201</sup> evaluaron la estabilidad de las espumas mediante una combinación de NPs y surfactantes. Utilizaron NPs de sílice hidrófila y tensioactivos aniónicos. Las espumas estáticas se generaron utilizando tensioactivos y mezclas de NPs con y sin presencia de aceite crudo. Además, investigaron la descomposición de la altura de la espuma con el tiempo y determinaron los tiempos de vida media. Sus resultados demostraron que las NPs pueden estabilizar la espuma, el aumento de la concentración de NPs genera un aumento dramático en

---

<sup>200</sup> SINGH, Robin and MOHANTY, Kishore. Universidad de Texas en Austin. Foams Stabilized by InSitu Surface Activated Nanoparticles in Bulk and Porous Media. Amsterdam, the netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2014. SPE 170942. 14 p.

<sup>201</sup> SINGH, Robin and MOHANTY, Kishore. The University of Texas at Austin. Synergistic Stabilization of Foams by a Mixture of Nanoparticles and Surfactants. Tulsa, Oklahoma, USA, Society of Petroleum Engineers. 2014. SPE-169126-MS. 13 p.

los tiempos de vida media. y un aumento significativo en el factor de reducción de la movilidad de la espuma. Por último, se demostró que la inundación central en un núcleo de arenisca con un aceite crudo, mostró que las espumas inmiscibles que usan mezcla de surfactante-nanopartículas pueden aumentar la recuperación de aceite (sobre la inundación de agua) en aproximadamente 10% de OOIP.

- **INVESTIGACIONES MADURAS**

Aroonsri, *et al*<sup>202</sup> generaron espumas de CO<sub>2</sub> en salmuera estabilizadas con nanopartículas de sílice mediante la co-inyección de CO<sub>2</sub> y la dispersión acuosa de NPs. También investigaron las condiciones para generar espuma de CO<sub>2</sub> estabilizadas con NPs en fracturas y en flujo matricial. Utilizaron una variedad de NPs de sílice sin ningún recubrimiento superficial y con diferentes recubrimientos. Si la concentración de NPs es demasiado baja, no se genera espuma. Con agua desionizada, se pueden formar espumas estables con una concentración de nanopartículas tan baja como 0,05% en peso, mientras que se requieren concentraciones de partículas más altas con el aumento de la salinidad. Una concentración de sal demasiado alta puede hacer que las nanopartículas pierdan estabilidad de dispersión en salmuera, impidiendo que las nanopartículas fluyan a través de los poros y, de este modo, evitan la generación de espuma. Si la relación CO<sub>2</sub>: agua (calidad de la espuma) es demasiado alta (por encima de 0,95) o demasiado baja (por debajo de 0,5), no se genera espuma. Por último, se debe proporcionar una velocidad de corte superior a un umbral para generar una espuma estable.

---

<sup>202</sup> AROONSRI, Archawin; et al. The University of Texas at Austin. Conditions for Generating Nanoparticle-Stabilized CO<sub>2</sub> Foams in Fracture and Matrix Flow. New Orleans, Louisiana, USA. Society of Petroleum Engineers. 2013. SPE 166319. 19 p.

Mo, *et al*<sup>203</sup> presentan una serie de estudios sobre el efecto que tiene la espuma de CO<sub>2</sub> estabilizada con NPs, la presión, temperatura y muestras de roca en la recuperación de aceite residual. Se encontró que la espuma de CO<sub>2</sub> estabilizada con nanosílice mejora la recuperación de aceite después de la inundación con agua en areniscas. La recuperación acumulada de petróleo aumentó 35,8% cuando se inyectaron 5 VP de CO<sub>2</sub> y dispersión de nanosílice en el núcleo. Se observó que la presión afectaba al rendimiento de la espuma de CO<sub>2</sub> para la recuperación del aceite residual. La recuperación de aceite con la inyección de CO<sub>2</sub> / nanosílice aumentó de 64.9% a 75.8% cuando la presión aumentó de 1.200 psi a 2.500 psi, pero disminuyó de 62.6% a 52.1% cuando la temperatura aumentó de 25°C a 60°C. Finalmente, se observó que la espuma de CO<sub>2</sub> estabilizada con nanopartículas de sílice mejora la recuperación de aceite en rocas de caliza y dolomita después de la inyección de agua.

Yu, *et al*<sup>204</sup> presentan una serie de pruebas de desplazamiento para investigar la generación de espuma de CO<sub>2</sub> estabilizada con nanosílice en una muestra de núcleo de arenisca y estudia el rendimiento de esta espuma de CO<sub>2</sub> en la recuperación de aceite residual. La generación de espuma se observó en un tubo de zafiro y se midió la caída de presión a través del núcleo para estimar la movilidad del fluido y el factor de resistencia de la espuma. Los resultados demostraron que se generó espuma de CO<sub>2</sub> estable cuando la dispersión de CO<sub>2</sub> y nanosílice fluyó a través del núcleo de arenisca. La movilidad del fluido disminuyó notablemente cuando se generó espuma de CO<sub>2</sub>. No se produjo ninguna obstrucción de las partículas, ya que la permeabilidad del núcleo no había cambiado después de la inundación de la dispersión de CO<sub>2</sub> / nanosílice. Finalmente, se encontró que la espuma de CO<sub>2</sub> estabilizada con nanopartículas mejora la recuperación de aceite.

---

<sup>203</sup> MO, Di; et al. Petroleum Recovery Research Center, New Mexico Institute of Mining and Technology. Study Nanoparticle-Stabilized CO<sub>2</sub> Foam for Oil Recovery at Different Pressure, Temperature, and Rock Samples. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2014. SPE-169110-MS. 11 p.

<sup>204</sup> YU, Jianjia; et al. Petroleum Recovery and Research Center, New Mexico Institute of Mining and Technology. The Application of Nanoparticle-Stabilized CO<sub>2</sub> Foam for Oil Recovery. The Woodlands, Texas, USA. Society of Petroleum Engineers. 2013. SPE 164074. 9 p.

En este estudio Yu, *et al*<sup>205</sup> realizaron una investigación de la espuma de CO<sub>2</sub> supercrítico estabilizadas con NPs de sílice amorfa y cristalina a condiciones de yacimiento para la aplicación de la recuperación de aceite. En este trabajo, se emplearon tres tipos de NPs de sílice con estructuras cristalinas y amorfas, así como diferentes humectabilidades, para estudiar los efectos de la estructura de las partículas y la humectabilidad en la generación de espuma de CO<sub>2</sub> supercrítico, tales como la morfología, el factor de resistencia y la movilidad de la espuma. Se concluyó que la espuma de CO<sub>2</sub> supercrítica estabilizada por sílice cristalina y sílice amorfa mostró comportamientos de flujo similares. La humectabilidad de las nanopartículas de sílice mostró los efectos más significativos sobre la generación y estabilización de espuma de CO<sub>2</sub> supercrítico. Las nanopartículas de sílice más hidrofóbicas mostraron el efecto más significativo sobre la resistencia a la espuma de CO<sub>2</sub> y la reducción de la movilidad. También se observó que a concentraciones de NPs más altas, la estabilidad de la espuma de CO<sub>2</sub> es mayor.

Mo, *et al*<sup>206</sup> describen una serie de experimentos de flujo de espuma de CO<sub>2</sub> estabilizada con NPs y realizadas a condiciones de yacimiento de 20°C y 1200 psig. La generación de espuma de CO<sub>2</sub> se observó en un tubo de zafiro donde se midió la caída de presión a través del núcleo para estimar la movilidad del fluido y el factor de resistencia a la espuma. Los resultados de los experimentos muestran que la espuma de CO<sub>2</sub> estable se generó cuando la dispersión de CO<sub>2</sub> y nanosílice fluyó a través de una muestra de núcleo. La movilidad de la espuma disminuyó con el aumento de la calidad de la espuma del 20% al 60% y luego aumentó a medida que la calidad de la espuma aumentó del 60% al 80%. Como conclusión final se observó que se puede generar espuma de CO<sub>2</sub> con la concentración de nanosílice tan baja como 100 ppm. Pero con el aumento de la concentración de nanosílice, la movilidad de la espuma disminuyó y el factor de resistencia de la espuma aumentó. Además,

---

<sup>205</sup> Ibid. 11 p.

<sup>206</sup> MO, Di; et al. Petroleum Recovery and Research Center, New Mexico Institute of Mining and Technology, Socorro. Study of the Effect of Different Factors on Nanoparticle-Stablized CO<sub>2</sub> Foam for Mobility Control. San Antonio, Texas, USA. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 159282. 11 p.

la concentración umbral requerida para generar espuma de CO<sub>2</sub> estable se ubicó entre 2000 y 3500 ppm.

Espinosa, *et al*<sup>207</sup> generaron espumas supercríticas de CO<sub>2</sub> muy estables en agua, con nanopartículas de sílice de 5 nm, cuya superficie se trató con polietilenglicol de cadena corta. Las espumas se generaron co-inyectando CO<sub>2</sub> y una dispersión acuosa de NPs a través de un paquete de vidrio, a velocidades de cizallamiento de 1300 s<sup>-1</sup>. los resultados experimentales demostraron que la estabilización de espumas requiere una alta energía de adherencia debido a la adsorción de NPs en la interfaz CO<sub>2</sub>/agua. Con agua desionizada, se formaron espumas estables con una concentración de nanopartículas tan baja como 0,05% en peso, pero se requieren concentraciones de partículas más altas para mantener la estabilidad de la espuma a salinidades mayores. Por último, se observó que la inclusión de nanopartículas en la fase acuosa impartió entre dos a dieciocho veces más resistencia al flujo que los mismos fluidos sin nanopartículas. Se generaron espumas a temperatura ambiente y a temperaturas elevadas (50, 75, 90 y 95 ° c).

Alotaibi, *et al*<sup>208</sup> investigaron el uso de emulsiones gelificantes de CO<sub>2</sub>-agua, estabilizadas por nanopartículas de sílice, para controlar la movilidad del CO<sub>2</sub>. La estabilidad de las nanopartículas se investigó primero utilizando iso-octano. También se investigó la estabilidad de las espumas en función de la concentración de nanopartículas, el tipo, el grado de hidrofiliidad y la relación iso-octano/agua. Los experimentos de estabilidad se llevaron a cabo a temperatura ambiente, hasta 17 horas usando nanopartículas de sílice coloidal hidrófoba e hidrófila. Por último, se realizaron mediciones reológicas usando CO<sub>2</sub> a 200°F y 1800 psi a diferentes proporciones y concentraciones de NPs. Se generaron emulsiones estables de iso-

---

<sup>207</sup> ESPINOSA, David; et al. Dept. of Petroleum & Geosystems Eng.; 2 Dept. of Chemical Eng., The University of Texas at Austin. Nanoparticle-Stabilized Supercritical CO<sub>2</sub> Foams for Potential Mobility Control Applications. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2010. SPE 129925. 13 p.

<sup>208</sup> ALOTAIBI, Fawaz; et al. Saudi Aramco. Gelled Emulsion of CO-Water-Nanoparticles. 2013. SPE 166072. 13 p.

octano/agua usando diferentes concentraciones de NPs de sílice hidrófobas y diferentes porcentajes de volumen de iso-octano/agua. Las concentraciones de NPs y los porcentajes de iso-octano/agua tuvieron un impacto en la estabilidad de las emulsiones formadas de iso-octano y agua. Las emulsiones de iso-octano/agua se gelificaron con el tiempo. Se generaron emulsiones de CO<sub>2</sub>/agua y agua/CO<sub>2</sub> estables a diferentes proporciones utilizando diferentes concentraciones de NPs de sílice hidrófila e hidrófoba. La generación de emulsión de CO<sub>2</sub>/agua fue muy efectiva para aumentar la viscosidad del CO<sub>2</sub> líquido. Esta mejora varió entre 45 y 100 veces dependiendo de la concentración de NPs y la relación de volumen de CO<sub>2</sub>/agua. A una relación de volumen CO<sub>2</sub>/agua constante, la viscosidad de la emulsión aumentó cuando se aumentó la concentración de NPs. A una concentración constante de NPs, la viscosidad de la emulsión aumentó cuando se redujo el porcentaje de volumen de CO<sub>2</sub>.

### 3.3.3.2 Otras nanopartículas.

- **INVESTIGACIONES MADURAS**

Singh, *et al*<sup>209</sup> desarrollaron una forma novedosa de aprovechar dos residuos principales de las centrales de generación de energía (dióxido de carbono y cenizas volantes), mediante la generación de espuma de CO<sub>2</sub> estabilizada con NPs de ceniza para el control de la movilidad en inyección de CO<sub>2</sub>. En primer lugar, como el tamaño de grano de la ceniza es grande, las nanopartículas de cenizas se obtuvieron a partir de polvo de cenizas volantes, un producto de desecho industrial, a través de tres etapas: tratamiento térmico, nano-fresado y centrifugación multietapa. En segundo lugar, se evaluó un dispersante adecuado para las nanopartículas de ceniza. Luego se realizaron experimentos de flujo de espuma utilizando combinaciones de NPs y diversos tensioactivos. La espuma se generó in

---

<sup>209</sup> SINGH, Robin; et al. The university of Texas at Austin, Seoul National University. Fly Ash Nanoparticle-Stabilized CO<sub>2</sub>-in-Water Foams for Gas Mobility Control Applications. Tulsa, Oklahoma, USA, Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-175057-MS. 13 p.

situ al co-inyectar NPs y tensioactivos con CO<sub>2</sub> líquido. Finalmente, se analizó la textura de la espuma y se midió la caída de presión. Este trabajo experimental demostró mediante visualización de la textura de la espuma, que se puede generar espuma / emulsión fuerte de dióxido de carbono en agua con textura fina usando nanopartículas de ceniza tratadas térmicamente (TTFA) in situ en medios porosos en conjunción con un tensioactivo no iónico y aniónico en concentraciones diluidas. Finalmente, las nanopartículas de TTFA que actúan en sinergia con el tensioactivo aniónico dieron como resultado una estabilidad de espuma mejorada en medios porosos y se observaron efectos antagonistas en la estabilidad de espuma en el núcleo de Berea mediante la adición de nanopartículas de TTFA a tensioactivos no iónicos.

Las espumas de CO<sub>2</sub> para aplicaciones mejoradas de recuperación de aceite se han utilizado tradicionalmente para abordar problemas de control de movilidad que ocurren durante las inundaciones de CO<sub>2</sub>. Sin embargo, la espuma de CO<sub>2</sub> supercrítica generada por el tensioactivo tiene algunas deficiencias, tales como la pérdida del tensioactivo. Kalyanaraman, *et al*<sup>210</sup> investigaron el efecto de utilizar polielectrolitos (PE) y NPs complejas de polielectrolitos (PECNP). Utilizaron un pH optimizado de polietilina y dextran sulfato bajo una salinidad diferente para desarrollar el PECNP. Posteriormente realizaron ensayos de observación para vigilar la durabilidad de la espuma de CO<sub>2</sub> y sus interacciones en presencia de petróleo crudo usando estos sistemas. Después de los ensayos estudiaron la reología de los diferentes sistemas de espuma de CO<sub>2</sub> usando un reómetro y realizaron un conjunto de pruebas finales para determinar la recuperación de aceite. Los resultados mostraron que la espuma de CO<sub>2</sub> generada por el surfactante PECNP es más duradera en comparación con los otros sistemas de espuma de CO<sub>2</sub> en presencia de petróleo crudo. Sin embargo, en ausencia de petróleo crudo,

---

<sup>210</sup> KALYANARAMAN, Nishkriya; et al. The University of Kansas. Stability Improvement of CO<sub>2</sub> Foam for Enhanced Oil Recovery Applications Using Polyelectrolytes and Polyelectrolyte Complex Nanoparticles. 2015. SPE-174650-MS. 19 p.

el sistema PEI-surfactante es más duradero. Las pruebas de reología mostraron que la espuma de PEI-surfactante de CO<sub>2</sub> tenía la viscosidad y caída de presión más alta. Finalmente, los experimentos de inundación de núcleo en presencia de petróleo crudo demostraron que la espuma de PECNP-surfactante de CO<sub>2</sub> recupera más aceite que los otros dos sistemas de espuma de CO<sub>2</sub>. Además, se produce aceite adicional cuando la espuma de CO<sub>2</sub> generada por el tensioactivo deja de producir aceite y se inyecta espuma de CO<sub>2</sub> PECNP-tensioactivo seguido de espuma de PEI-surfactante.

### **3.3.4 Emulsiones gelificantes de CO<sub>2</sub>.**

#### **3.3.4.1 Nanopartículas de sílice.**

- **INVESTIGACIÓN MADURA**

Alotaibi, et al<sup>211</sup> investigaron el uso de emulsiones gelificantes de CO<sub>2</sub>-agua, estabilizadas por nanopartículas de sílice, para controlar la movilidad del CO<sub>2</sub>. La estabilidad de las NPs se investigó primero utilizando iso-octano, donde también se investigó la estabilidad de las espumas en función de la concentración de NPs, el tipo, el grado de hidrofiliicidad y la relación iso-octano/agua. Los experimentos de estabilidad se llevaron a cabo a temperatura ambiente, hasta 17 horas usando NPs de sílice coloidal hidrófoba e hidrófila. Por último, se realizaron mediciones reológicas usando CO<sub>2</sub> a 200°F y 1800 psi a diferentes proporciones y concentraciones de NPs. Se generaron emulsiones estables de iso-octano/agua usando diferentes concentraciones de NPs de sílice hidrófobas y diferentes porcentajes de volumen de iso-octano/agua. Las concentraciones de NPs y los porcentajes de iso-octano/agua tuvieron un impacto en la estabilidad de las emulsiones formadas de iso-octano y agua. Las emulsiones de iso-octano/agua se gelificaron con el tiempo. Se generaron emulsiones de CO<sub>2</sub>/agua y agua/CO<sub>2</sub> estables a diferentes

---

<sup>211</sup> ALOTAIBI, Fawaz; et al. Saudi Aramco. Gelled Emulsion of CO-Water-Nanoparticles. 2013. SPE 166072. 13 p.

proporciones utilizando diferentes concentraciones de NPs de sílice hidrófila e hidrófoba. La generación de emulsión de CO<sub>2</sub>/agua fue muy efectiva para aumentar la viscosidad del CO<sub>2</sub> líquido. Esta mejora varió entre 45 y 100 veces, dependiendo de la concentración de NPs y la relación de volumen de CO<sub>2</sub>/agua. A una relación de volumen CO<sub>2</sub>/agua constante, la viscosidad de la emulsión aumentó cuando se aumentó la concentración de NPs. A una concentración constante de NPs, la viscosidad de la emulsión aumentó cuando se redujo el porcentaje de volumen de CO<sub>2</sub>.

- **INVESTIGACIÓN INMADURA.**

Worthen, *et al*<sup>212</sup> realizaron un trabajo para diseñar NPs con el HCB (balance hidrófilo/CO<sub>2</sub>-fílico) adecuado para generar espumas de carbono en agua, que sean viscosas y con alta estabilidad. También compararon la estabilidad de espumas generadas con diversas NPs con la estabilidad de espumas generadas con tensioactivos de alcohol secundario etoxilado no iónico. Los trabajos experimentales indicaron que los revestimientos superficiales interfacialmente activos diseñados con el HCB apropiado permitieron la formación de espumas blancas, opacas, y con tamaños de burbuja demasiado pequeños para ser vistos a simple vista. También se encontró que ambas nanopartículas de sílice con cobertura de SiOH al 50% (modificada con DCDMS) o con modificación superficial de PEG de cadena corta estabilizaban la curvatura deseada de las espumas C/W, indicando que estaban activas en la interfaz CO<sub>2</sub>-agua. Por último, se concluyó que las nanopartículas de SiOH al 50% generaron espumas que eran más estables que las espumas generadas con las nanopartículas recubiertas con PEG o con el tensioactivo no iónico tergitol. Además, las nanopartículas interfacialmente activas pueden adsorberse en la interfaz agua-CO<sub>2</sub> y estabilizar las espumas con energías de adsorción extremadamente altas.

---

<sup>212</sup> WORTHEN, Andrew; et al. Dept. of chemical Eng; Dept of Petroleum & Geosystems Eng, The University of Texas at Austin. Nanoparticle Stabilized Carbon Dioxide in Water Foams for Enhanced Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma, USA, Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE154285. 7 p.

**Tabla 17. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada a espumas de CO<sub>2</sub>.**

INVESTIGACIÓN INMADURAS			
Título-Autores	Nanopartícula	Retención NPs	Nanofluido
Stabilizing CO <sub>2</sub> Foam using Nanoparticles. (Emrani y NasrEIDin)	Sílice - Óxido De Hierro	No Reporta	NPs dispersas en una solución alfa-olefina-sulfonato.
Resultados	Las NPs promueven la formación de espuma, mejora la estabilidad de la espuma de co <sub>2</sub> , el CMC disminuye cuando se añaden nanopartículas, disminución de la tensión superficial.		
Nanoparticle Stabilized CO <sub>2</sub> in Water Foam for Mobility Control in Enhanced Oil Recovery via Microfluidic Method. (Nguyen, Fadaei y Sinton)	Sílice revestidas con metilo y dicloro-dimetilsilano.	No Reporta	NPs dispersas en etanol
Resultados	Espumas con mayor estabilidad y mayor eficacia en la recuperación de petróleo, mayor eficiencia de barrido y aumento de la viscosidad de la espuma.		
Nanoparticle Stabilized CO <sub>2</sub> Foam: Effect of Different Ions. (San, Wang, Yu, Lee y Liu)	Sílice de tamaño de 17-20 nm	No Reporta	NPs dispersada en salmuera.
Resultados	Espuma Más Densa Y Estable.		
MultiScale Evaluation of NanoparticleStabilized CO <sub>2</sub> inWater Foams: From the Benchtop to the Field. (Worthen, Taghavy, Aroonsri, Kim, Johnston, Huh, Bryant y DiCarlo)	Sílice con recubrimiento patentado.	A un pH=4 la retención es de 8.4% y a un pH=8 la retención es de 2.3%	NPs dispersada en salmuera.
Resultados	Reducción de la movilidad del CO <sub>2</sub> .		
Foam Mobility Control for Nanoparticle-Stabilized Supercritical CO <sub>2</sub> Foam. (Yu, An, Mo, Liu y Lee)	Sílice de tamaño de 20 nm.	No Reporta	NPs dispersas en agua desionizada.

RESULTADOS	La viscosidad de la mezcla normalizada de CO2/salmuera aumento con el incremento de la concentración de nanosílice, la movilidad de la espuma aumento con el aumento de la relación volumétrica de fase de dispersión CO2/nanosílice y con el aumento del caudal.		
Generation Of Nanoparticle-Stabilized Supercritical CO2 Foams. (J. Yu, N. Liu, L. Li, R. Lee)	Sílice de 12 nm	No Reporta	NPs dispersadas en agua desionizada y salmuera.
Resultados	Se generó espuma de co2 estable en la dispersión de nanosílice, el aumento de la presión puede disminuir el ift y promover la generación de espuma de co2, el aumento de la temperatura puede aumentar el IFT entre el co2 y el agua e inhibir la generación de espuma de co2, el surfactante promueve la generación de espuma de co2 en dispersión de nanosílice.		
Foams Stabilized By Insitu Surface Activated Nanoparticles In Bulk And Porous Media. (Robin Singh, Kishore K. Mohanty)	Sílice revestido con alúmina, con tamaño de 20 nm	No Reporta	NPs dispersadas en agua ultra pura..
Resultados	Las NPs generaron mayor estabilidad de espumas.		
Synergistic Stabilization Of Foams By A Mixture Of Nanoparticles And Surfactants. (Robin Singh, Kishore K. Mohanty.)	Nanopartículas de sílice hidrófila (np) revestidas con peg de 5nm-20nm y tensioactivos aniónicos.	No Reporta	NPs Dispersadas En Agua Ultra Pura.
Resultados	Aumento de la vida media de la espuma, mayor estabilidad, aumento del factor de reducción de la movilidad MRF.		

Foam Stabilized By Fly Ash Nanoparticles For Enhancing Oil Recovery. (Eftekhari, Krastev Y Farajzadeh)	Ceniza De Carbón	No Reporta	NPs dispersas en agua ultra-pura.
Resultados	Espumas más estables y más fuertes.		
	Sílice amorfa pirógena (cobertura no modificada,		

Nanoparticle Stabilized Carbon Dioxide In Water Foams For Enhanced Oil Recovery. (Worthen, Bagaria, Chen, Bryant, Huh Y Johnston.)	100% sílice - h30 (50% recubierta con diclorodimetilsilano) diametro de 100-200nm / nexsil6 coloidal (no modificada, 100% sílice) 6nm / nps de sílice con 5nm	No Reporta	NPs dispersas en etanol
Resultados	Espumas con mayor estabilidad		
INVESTIGACIÓN MADURAS			
Título-Autores	Nanopartícula	Retención NPs	Nanofluido
Conditions For Generating Nanoparticle-Stabilized CO Foams In Fracture And Matrix Flow. (Aroonsri, Worthen, Hariz, Johnston, Huh Y Lawrence Bryant)	sílice de 5 nm, revestida con polietilenglicol y nanopartículas sílice de 10 nm modificadas con un recubrimiento patentado	No Reporta	NPs dispersas en salmuera o agua desionizada.
Resultados	Con agua desionizada se pueden formar espumas estables a concentraciones bajas de NPs de 0.05% en peso, mientras que con salmuera se requieren concentraciones más altas.		
Study Nanoparticle-Stabilized CO2 Foam For Oil Recovery At Different Pressure, Temperature, And Rock Samples. (Mo, Jia, Yu, Liu Y Lee.)	Sílice tamaño de 7-20 nm.	No Reporta	NPs diluidas en NaCl al 2%
Resultados	La espuma de CO2 estabilizada con nanosílice mejora la recuperación de aceite después de la inyección de agua, aumento la recuperación de aceite residual de 64.9% a 75.8% cuando la presión aumento de 1200 psi a 2500 psi, la recuperación de aceite residual por inyección de co2/nanosílice disminuyó de 62.6 a 52.1% cuando aumentó la temperatura de 25°C a 60°C.		
The Application Of Nanoparticle-Stabilized CO Foam For Oil Recovery. (Mo, Yu, Liu Y Lee)	Sílice - tamaño de 17-20 nm	La retención es de 3.3% de las nanopartículas inyectadas	NPs diluidas en NaCl al 2%

RESULTADOS	Estabiliza la espuma de CO2 con la dispersión de CO2 y nanosílice, la movilidad del fluido disminuyo cuando se generó espuma de CO2, no se produjo obstrucción de partículas ya que la permeabilidad no cambio después de la inyección de CO2/nanosílice, la espuma de CO2 estabilizada con nanopartículas mejora la recuperación de aceite después de la inyección de agua, la permeabilidad del núcleo afecta el rendimiento de la espuma.		
Study Of Particle Structure And Hydrophobicity Effects On The Flow Behavior Of Nanoparticle-Stabilized CO2 Foam In Porous Media. (Yu, Wang, Liu Y Lee)	Sílice amorfa y cristalina	No Reporta	NPs dispersadas en agua desionizada
Resultados	La espuma generada por la NP Sílice presento mayor resistencia y rendimiento.		
Study Of The Effect Of Different Factors On Nanoparticle-Stablized CO2 Foam For Mobility Control. (Mo, Yu, Liu Y Lee)	Nanopartículas De Sílice De 17 Nm.	No Reporta	NPs Diluidas En NaCl Al 2%
Resultados	se generó espuma de CO2 estable con la dispersión de CO2 y nanosílice, la movilidad de la espuma disminuye y la resistencia aumenta.		
Nanoparticle-Stabilized Supercritical CO2 Foams For Potential Mobility Control Applications. (Espinosa, Caldelas, Johnston, Bryant Y Huh)	Nanoesferas De Sílice hidrofílicas Recubiertas Con Polietilenglicol De Tamaño 5 Nm.	No Reporta	NPs Se Dispersaron En Agua Desionizada Y Salmuera
Resultados	Espumas estables. es necesario mayor concentración de nanopartículas para mantener la estabilidad cuando se presenta mayor salinidad. la inclusión de nanopartículas dio de 2 a 18 veces más resistencia al flujo que sin nano.		
Gelled Emulsion Of CO-Water-Nanoparticles. (Otaibi, Kokal, Chang, Alqahtani Y Alabdulwahab)	Sílice pirógena recubierta con dimetil-diclorosilano. Sílice coloidal hidrófila 140m2/g 22nm	No Reporta	NPs se dispersaron en salmuera

Resultados	Aumento de la viscosidad del CO2 líquido y generó emulsiones estables.		
Stability Improvement Of CO Foam For Enhanced Oil Recovery Applications Using Polyelectrolytes And Polyelectrolyte Complex Nanoparticles. (Kalyanaraman, Arnold, Gupta, Syung Tsau Y Barati)	Nanopartículas de complejo polielectrolítico (pecnp).	No Reporta	NPs Dispersadas En Salmuera.
Resultados	La espuma de co2 generada por el surfactante pecnp es más duradera en comparación con el surfactante solo en presencia de petróleo crudo.		
Fly Ash Nanoparticle Stabilized CO Inwater Foams For Gas Mobility Control Applications. (Singh, Gupta, Mohanty, Huh, Lee Y Cho.)	Nano-Cenizas Con Sílice Y Aluminio.	No Reporta	Nps dispersas en agua ultra-pura
Resultados	Espumas más estables y más resistentes.		

### 3.4 MEJORAS EN GENERAL REALIZADAS POR LAS NANOPARTÍCULAS.

#### 3.4.1 Adsorción y transporte de nanopartículas en el medio poroso.

##### 3.4.1.1 Nanopartículas de sílice.

- **INVESTIGACIÓN MADURA.**

Yu, *et al*<sup>213</sup> investigaron las propiedades fundamentales de adsorción, transporte y retención de NPs en condiciones de alta salinidad usando núcleos reales de arenisca, caliza y dolomita. Se observó que, en la arenisca, las nanopartículas de sílice pueden pasar fácilmente a través del núcleo sin cambiar la permeabilidad. También se observó una pequeña adsorción cuando las nanopartículas de sílice inundaron el núcleo de piedra caliza, pero la permeabilidad del núcleo no fue cambiada. Se obtuvo una alta recuperación de partículas con el núcleo de dolomita. Sin embargo, se observó que la caída de presión a través del núcleo aumentaba continuamente, indicando que se produjo taponamiento y cambio de permeabilidad del núcleo.

**3.4.1.2 Nanopartículas de sílice y otras:** Shiau, *et al*<sup>214</sup> investigaron los nanotubos de carbono de pared simple de sílice híbridas activas interfacialmente para EOR, obteniendo que para estabilizarlas es bueno usar polímero o tensioactivo, debido a un aumento en la viscosidad de la solución y el cambio en la propiedad de la superficie sólida, respectivamente. La mayoría de las partículas se podía transportar a través de la columna rellena de perlas de vidrio, pero una fracción se retenía en la columna empaquetada con Berea triturada. Para inyectarlas se requiere una gran

---

<sup>213</sup> YU, Jianjia; et al. New Mexico Institute of Mining and Technology, Socorro. Study of adsorption and transportation behavior of nanoparticles in three different porous media. Tulsa, Oklahoma. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 153337. 13 p.

<sup>214</sup> SHIAU, Ben, et al. UNIVERSITY OF OKLAHOMA. Interfacially active SWNT/silica nanohybrid used in enhanced oil recovery. Society of Petroleum Engineers. Tulsa, Oklahoma, USA. 2010. SPE-129901-MS. 11 p.

cantidad de energía para forzar esta emulsión a fluir a través de un medio poroso, por lo que un estudio adicional es necesario para la evaluación de factibilidad de esta técnica.

#### **3.4.1.3 Otras nanopartículas.**

- **INVESTIGACIÓN MADURA.**

Shokrlu y babadagli<sup>215</sup> estudiaron la inyectividad y el transporte de partículas de níquel, la estabilización de la suspensión de partículas metálicas a diferentes valores de pH a través de mediciones de potencial zeta, y el potencial zeta de las suspensiones recuperadas para confirmar la estabilidad de la suspensión durante el desplazamiento a través del medio poroso. La suspensión inyectada se estabilizó con polímero de goma xantana. Además, realizaron simulación de inyección de vapor en presencia y ausencia de partículas metálicas, controlando las recuperaciones de aceite pesado. Los resultados mostraron que las nanopartículas de níquel mejoran la recuperación de aceite pesado del proceso de estimulación con vapor en un 10%. Por otra parte, la inyectividad es deteriorada cuando se usan micro partículas en vez de NPs.

- **INVESTIGACIÓN INMADURA**

Las NPs basadas en nanotubos de carbono funcionalizados (CNT) han mostrado aplicaciones prometedoras para la recuperación mejorada de aceite, al reducir la tensión interfacial de agua/aceite sobre la adsorción o reacción química catalizada por estas NPs. Sin embargo, suspender CNT en líquido es difícil, ya que son anfifóbicos. Por lo tanto, se necesitan tensioactivos y polímeros para crear

---

<sup>215</sup> SHOKRLU, Y and BABADAGLI, T. University of Alberta. Transportation and Interaction of Nano and Micro Size Metal Particles Injected to Improve Thermal Recovery of Heavy-Oil. Denver, Colorado. Society of Petroleum Engineers. 2011. SPE 146661. 12 p.

suspensiones estables. Baez, *et al*<sup>216</sup> probaron la eficacia de varios polímeros para dispersar CNT en agua y crear suspensiones estables. Además, analizó la efectividad de transporte y propagación a través del medio poroso. Aunque algunos de ellos producían suspensiones nanohíbridadas muy estables en agua desionizada, cuando la salmuera estaba presente en el medio, en la mayoría de los casos la suspensión se desestabilizó y los nanohíbridos se asentaron. Sólo con el uso de polivinil-pirrodilona (PVP) se alcanzó el éxito en la estabilización de las suspensiones de nanohíbridos en salmuera. Sin embargo, en experimentos de propagación de estas suspensiones a través de un medio poroso, en este caso arenisca, se observó que la PVP en presencia de salmuera dio lugar a bajas recuperaciones de partículas (menor al 10%) contrario a cuando estuvo en presencia de agua desionizada, que dio lugar a recuperaciones del 90%. No obstante combinación de PVP y un polímero patentado de alta resistencia a la salinidad, reduce la interacción roca/polímero y da lugar a una recuperación de partículas del 80% en cualquiera de los dos casos.

La comprensión del transporte y la retención de NPs en un entorno de campos petrolíferos, tales como alta salinidad, alta temperatura, alta presión y distribución heterogénea de poros dificultan la aplicación de la nanotecnología. Yu, *et al*<sup>217</sup> investigaron las propiedades fundamentales de transporte y retención de NPs en las desafiantes condiciones de campo. Utilizó NPs de carbono como nanomateriales y núcleo de dolomita de un yacimiento de arenisca de Kuwait y Berea. La existencia de alta fuerza iónica (1% en peso) y los iones multivalentes (Ca<sup>2+</sup>, Mg<sup>2+</sup>) afectaron significativamente la penetración de las NPs de carbono, pero esta interacción se redujo drásticamente mediante la técnica de modificación de superficie. Con dicha técnica se observó un avance completo de NPs de carbono modificadas

---

<sup>216</sup> BAEZ, Jorge; et al. The University of Oklahoma. Stabilization of Interfacially-Active-Nanohybrids/Polymer Suspensions and Transport through Porous Media. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 154052. 11 p.

<sup>217</sup> YU, Jie; et al. Department of Chemical and Biomolecular Engineering, Rice University. Transport Study of Nanoparticles for Oil field Application. Aberdeen, United Kingdom. Society of Petroleum Engineers. 2010. SPE 131158. 17 p.

superficialmente después del segundo volumen poroso. La recuperación total de las NPs de carbono fue de 80%, mientras que cuando se añadió sal de KCl, el avance de las NP de carbono se retrasó adicionalmente a un volumen de poro de 12-13 en solución de KCl al 0.01% en peso y al 0.1% en peso; además, el avance alcanzó el 75% y el 40% respectivamente. La recuperación total de NPs de carbono fue superior al 90% para todos los experimentos.

Kanj, Funk y Al-yousif<sup>218</sup> estudiaron la factibilidad y la realidad futura para el desplazamiento de los nanoagentes moleculares en el yacimiento. Trabajaron para identificar el tamaño utilizable de las NPs en las rocas del yacimiento de la formación ARAB-D del campo Ghawar en Arabia Saudita y validar su potencial de transporte. Se recogieron muestras representativas de la roca, se preparó el nanofluido y se realizaron experimentos con un programa de pruebas optimizado. Finalmente, los resultados mostraron que se mejoró la estabilidad de las NPs reduciendo la floculación y la agregación. También se mejoró la homogeneidad y se redujo la interacción con la matriz de la roca.

Giannelis, Rashid y Kanj<sup>219</sup> diseñaron, sintetizaron y probaron en campo un nano agente de carbono con estabilidad elástica en el yacimiento y detectabilidad superior. Los A-puntos, como fueron llamados estos nanoagentes, resuelven problemas de adsorción a la roca, coagulación, aglomeración y/o floculación en suspensión, y precipitación de la solución en las condiciones seleccionadas. Este es el primer paso para materializar el concepto de tener nanoagentes de reservorios in situ, activos, reactivos e incluso comunicativos, para que la detección subterránea y la intervención, sea una realidad.

---

<sup>218</sup> KANJ, Mazen; FUNK, Jim and AL-YOUSIF, Zuhair. Saudi Aramco. Nanofluid Coreflood Experiments in the ARAB-D. AlKhobar, Saudi Arabia. Society of Petroleum Engineers. 2009. SPE 126161. 11 p.

<sup>219</sup> GIANNELIS, Emmanuel; RASHID, Harunar and KANJ, Mazen. SAUDI ARAMCO. CORNELL UNIVERSITY. Industry first field trial of reservoir nanoagentes. Society of Petroleum Engineers. Manama, Bahrain. 2011. SPE-142592-MS. 10 p.

Shiau, *et al*<sup>220</sup> estudiaron la propagación de nanotubos de carbono a través de arenisca Berea y arena triturada, obteniendo una propagación exitosa de dispersiones de NPs de carbono, tanto en medios porosos consolidados como no consolidados. Una pequeña cantidad de nanotubos es capaz de saturar los sitios de adsorción dentro de los medios porosos, dando como resultado una propagación completa de las inyecciones subsiguientes. El método de dispersión y el uso de polímeros desempeña un papel clave en la estabilidad y propagación en salmueras de alta salinidad y temperatura.

Rahmani, *et al*<sup>221</sup> investigaron el movimiento de fluidos multifásicos que contienen NPs paramagnéticas, observando que los desplazamientos interfaciales debidos a las NPs son mayores, al mismo nivel de magnetización, con mayor tamaño de agrupamiento. Además, a un tamaño de agrupación similar, se observa que los grupos con mayor magnetización tienen desplazamientos interfaciales más grandes.

Huh, *et al*<sup>222</sup> estudiaron el transporte y retención de NPs paramagnéticas de óxido de hierro en rocas reservorio calizas y areniscas. Observando que, si bien la estabilidad a largo plazo de la dispersión es un requisito previo necesario para lograr la transportabilidad a larga distancia, no necesariamente la hace posible, ya que esta solo asegurará que las NPs pasen a través de las gargantas de los poros de la roca libremente, pero pueden ser adsorbidas en la pared del poro, dependiendo de las fuerzas de interacción entre el recubrimiento superficial de la partícula y la pared del poro. La salinidad y pH de la salmuera controlan no sólo la repulsión

---

<sup>220</sup> SHIAU, Ben, et al. UNIVERSITY OF OKLAHOMA. Propagation of carbon nanotube hybrids through porous media for advancing oilfield technology. Society of Petroleum Engineers. The Woodlands, Texas, USA. 2011. SPE-173781-MS. 9 p.

<sup>221</sup> RAHMANI, Amir, et al. THE UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN. Theoretical and experimental investigation of the motion of multiphase fluids containing paramagnetic nanoparticles in porous media. Society of Petroleum Engineers. Florence, Italy. 2010. SPE-134879-MS. 20 p.

<sup>222</sup> HUH, Chun, et al. THE UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN. Transport and retention of aqueous dispersions of paramagnetic nanoparticles in reservoir rocks. Society of Petroleum Engineers. Tulsa, Oklahoma, USA. 2010. SPE-129887-MS. 21 p.

electrostática entre partículas y entre la partícula y la pared de poro, sino también la conformación molecular y capacidad de enlace de hidrógeno de la capa de revestimiento sobre la superficie de las NPs. Con su capacidad para formar una fuerte complejación en la superficie de las NPs de óxido de hierro y una carga superficial altamente negativa, el citrato parece ser un buen agente de recubrimiento superficial. Con un recubrimiento superficial adecuado, incluso las dispersiones concentradas de NPs paramagnéticas de óxido de hierro pueden transportarse a través de rocas sedimentarias tanto de alta como de baja permeabilidad.

Metin, Bonneau y Nguyen<sup>223</sup> estudiaron el flujo de NPs a través de diferentes medios permeables para lo cual usaron perlas de vidrio, arena de cuarzo, piedra caliza, y arenisca Berea. Las NPs no modificadas no mostraron ninguna retención significativa en los paquetes de granos de vidrio de alta permeabilidad y arena, así como en el núcleo de piedra caliza, ya que la salmuera y la NP mostraron los mismos perfiles de concentración de efluentes. Las dispersiones de NPs estudiadas presentan un comportamiento newtoniano. La viscosidad depende fuertemente de la concentración de partículas, y esta relación puede describirse con un modelo reológico escalado. Las NPs se mantuvieron en el núcleo de arenisca como consecuencia del hinchamiento de la arcilla.

---

<sup>223</sup> METIN, Cigdem; BONNEAU, Roger and NGUYEN, Quoc. THE UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN. The viscosity of silica nanoparticle dispersions in permeable media. Society of Petroleum Engineers. Noordwijk, The Netherlands. 2012. SPE-157056-MS. 8 p.

### 3.4.2 Eliminación de polímero de agua producida.

#### 3.4.2.1 Otras nanopartículas.

- **INVESTIGACION INMADURA**

Ko, Lee y Huh<sup>224</sup> investigaron la viabilidad de eliminar el polímero HPAM del agua producida en la recuperación de aceite mejorado con nanopartículas magnéticas modificadas en superficie con recubrimiento de sílice de 10-15 nm y la posible regeneración de estas nanopartículas gastadas para su reutilización. Las pruebas demostraron que las eficiencias de eliminación del polímero oscilan entre el 42 y el 100%, dependiendo de los tipos de polímero y las concentraciones de nanopartículas magnéticas. Después de reutilizar las NPs magnéticas la eliminación de HPAM se mantuvo en un 90% lo cual muestra que el proceso de regeneración es eficiente.

El rendimiento de los tensioactivos y polímeros aniónicos usados en procesos de recuperación de aceite mejorado puede ser afectado por cationes divalentes, especialmente el calcio  $\text{Ca}^{2+}$ . Por esta razón Wang, *et al*<sup>225</sup> describen una técnica eficiente para eliminar  $\text{Ca}^{2+}$  de la salmuera, que se basa en la adsorción selectiva de  $\text{Ca}^{2+}$  sobre NPs magnéticas funcionalizadas con óxido de hierro (IOMNPs). Las IOMNPs se sintetizaron mediante coprecipitación y se recubrieron con el agente quelante, ácido poliacrílico. Estas NPs muestran un gran potencial para eliminar  $\text{Ca}^{2+}$ . Adicionalmente se desarrolló un modelo geoquímico para describir la composición de la solución y el comportamiento de la adsorción de las partículas en función del pH y del  $\text{Ca}^{2+}$ . La eficiencia de regeneración de las nanopartículas

---

<sup>224</sup> KO, Saebom; LEE, Hyunjae and HUH, Chun. University of Texas of Austin. Efficient Removal of EOR Polymer from Produced Water Using Magnetic Nanoparticles and Regeneration/ReUse of Spent Particles. Texas, USA. Society of Petroleum Engineers. 2017. SPE-179576-PA. 12 p.

<sup>225</sup> WANG, Qing; et al. Maersk Oil Research and Technology Centre, Qatar. Removal of Divalent Cations from Brine Using Selective Adsorption onto Magnetic Nanoparticles. Kuala Lumpur, Malaysia. International Petroleum Technology Conference. 2014. IPTC-17901-MS. 12 p.

puede alcanzar un 90.5%. Lo que indica que la mayoría de IOMNPs puede recuperarse después del lavado con ácido acético.

**3.4.3 Estabilización de la migración de finos.** La migración de finos es un problema común que afecta la recuperación mejorada de petróleo. Estos finos afectan la permeabilidad de los yacimientos y provocan una disminución de la producción. Las NPs son buenos candidatos para fortalecer las fuerzas atractivas entre los finos y la pared de los poros debido su pequeño tamaño, su alta relación superficie-volumen y su carga superficial eléctrica, reduciendo el daño a la formación causado por la migración de finos.

**3.4.3.1 Nanopartículas de sílice:** Agrawal, *et al*<sup>226</sup> investigaron el efecto de NPs coloidales de sílice sobre la estabilidad de finos y la recuperación de bitumen en procesos de flotación, obteniendo que las NPs coloidales pueden estabilizar las arcillas al adsorberse en estas y aumentar su superficie y espumar los finos, incluso a bajas concentraciones, adsorbiéndose sobre la superficie de estos sólidos. Concentraciones tan bajas como 50 ppm fueron suficientes para obtener recuperaciones de bitumen más altas que con soda cáustica, minimizando los efectos negativos de la corrosión al mismo tiempo.

**3.4.3.2 Otras nanopartículas.**

- **INVESTIGACIÓN MADURA.**

Assef, *et al*<sup>227</sup> realizaron un estudio experimental donde usó NPs para el tratamiento de la migración de partículas coloidales y así poder lograr un mejor rendimiento de los mecanismos de EOR. Este estudio tuvo como propósito aclarar cómo las

---

<sup>226</sup> AGRAWAL, Devesh, et al. BAKER HUGHES. Improved bitumen recovery from mined oil sand ore using colloidal nanosílica. Society of Petroleum Engineers. Tulsa, Oklahoma, USA. 2016. SPE-179567-MS. 16 p.

<sup>227</sup> ASSEF, Y; et al. University of Calgary. Controlling Interactions of Colloidal Particles and Porous Media During Low Salinity Water Flooding and Alkaline Flooding By MgO Nanoparticles. Muscat, Oman. Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE-179768-MS. 7 p.

condiciones de la solución actúan sobre los potenciales de superficie y las distribuciones de carga. También estudió los efectos de las NPs de MgO y la concentración crítica de sal. Se observó que la inyección de sólo 0,01% en peso de óxido de magnesio antes de la inyección de salmuera de baja salinidad condujo a un aumento en la capacidad de adsorción de sales de cationes monovalentes hasta 97%, mientras que para sales de cationes divalentes el aumento fue hasta 100%. Por otra parte, el aumento del pH incrementó las fuerzas repulsivas entre los finos y la superficie de grano en el medio poroso, en presencia de un fluido con un pH de 2, el 3,2% de las partículas finas se liberaron del medio, pero a un valor de pH de 11,5 aproximadamente 65,4% de partículas finas lo hicieron. Estos valores disminuyeron a 1,1% y 2,05% cuando el medio poroso se trató con una solución de 0,15% en peso de nanofluido de MgO. Estos resultados mostraron la capacidad de nanofluido para cambiar el parámetro PZC de  $\text{pH} = 2$  a  $\text{pH} = 9,3$ .

Habibi, *et al*<sup>228</sup> realizaron varias pruebas utilizando núcleos de arenisca de Berea y NPs de MgO que fueron estabilizadas con un agente tensioactivo. Se realizaron diversas pruebas de inyección de núcleo para determinar el efecto de la inyección del nanofluido de MgO como estabilizante de la arcilla en diferentes salinidades de salmuera y midieron la caída de presión a través del núcleo. La adición del tensioactivo ayudó a que el nanofluido se comportara de una forma más estable. Los efectos de la concentración de la NP y el tiempo de remojo también fueron investigados y se encontró una reducción de la permeabilidad cuando el tratamiento de la superficie de la roca se hizo con 0.03% en peso de MgO y 120 minutos de remojo.

---

<sup>228</sup> HABIBI, Ali; et al. Islamic Azad University, University, Adel Al-Ajmi. Effect of MgO Nanofluid Injection into Water Sensitive Formation to Prevent the Water Shock Permeability Impairment. Noordwijk, The Netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 157106.7p.

Irvine, *et al*<sup>229</sup> realizaron un trabajo donde se comparó la producción de dos proyectos de EOR químicos que se llevaron a cabo en reservorios similares y adyacentes de la formación Sparky Mannville en Alberta, Canadá. Presentó una comparación operacional entre la poliacrilamida hidrolizada de alto peso molecular lineal (HPAM) y la poliacrilamida esférica (nanoesferas). El HPAM, presentó pobre inyectividad, lo cual limita su aplicabilidad en yacimientos heterogéneos. También presentó problemas operacionales y redujo en un 25% la producción total de fluidos. Finalmente, los costos de capital para este proyecto superaron los \$ 12 MM, incluyendo el polímero, las instalaciones, la instrumentación y los costos de laboratorio. En el proyecto con nanoesferas de poliacrilamida, las instalaciones de inyección son mínimas; además, las nanoesferas viajan hacia dónde va el agua, desplazando continuamente el aceite atrapado. Los costos de este proyecto no superaron los \$ 800,000, lo cual lo hace más atractivo.

**Tabla 18. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada a mejoras en general realizadas por las nanopartículas. (Adsorción y transporte, migración de finos y eliminación de polímeros en agua).**

INVESTIGACIÓN INMADURAS			
Título-Autores	Nanopartícula	Retención NPs	Nanofluido
Efficient Removal of EOR Polymer from Produced Water Using Magnetic Nanoparticles and Regeneration/ReUse of Spent Particles. (Ko, Lee y Huh.)	Nanopartículas magnéticas.	No Reporta.	NPs disueltas en ácido nítrico.

<sup>229</sup> IRVINE, Randy; et al. P Eng. Harvest Operations Corp. Nano Spherical Polymer Pilot in a Mature 18° API Sandstone Reservoir Water Flood in Alberta, Canada. Kuala Lumpur, Malaysia. Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-174656-MS. 35 p.

Resultados	Eliminación de polímeros HPAM eficiente oscila entre un 42-100% dependiendo del tipo de polímero y las concentraciones de NPs magnéticas.		
Removal of Divalent Cations from Brine Using Selective Adsorption onto Magnetic Nanoparticles. (Wang, Prigiobbe, Huh, Bryant, Mogensen, Bennetzen.)	Nanopartículas magnéticas funcionalizadas de óxido de hierro (iomnps).	No Reporta.	NPs dispersas en agua ultra-pura.
<b>RESULTADOS</b>	Las NPs muestran un gran potencial para eliminar ca2+.		
Stabilization of Interfacially-Active-Nanohybrids/Polymer Suspensions and Transport through Porous Media. (Baez, Ruiz, Faria, Harwell, Shiau y Resasco)	Nanotubos de carbono con paredes oxidadas y no oxidadas sobre Al2O3 (MWNT-Al2O3) y nanotubos de carbono de paredes múltiples purificados (MWN).	Se evidencia retención de NPs debido a un aumento de la caída presión a través de la columna de 1 psi a 10 psi a medida que se inyecta la dispersión	NPs dispersas en salmuera.
Resultados	Con PAM no se logra éxito en el transporte de las NPs pero si se logra con polivinil-pirrolidona (PVP) pero se necesitan más estudios.		
Transport Study of Nanoparticles for Oilfield Application. (Yu, Berlin, Lu, Zhang, Kan, Zhang, Walsh, Work, Chen, Tour, Wong y Tomson)	Carbono	la recuperación total de nps de carbono fue de 92%, lo cual evidencia una retención del 8% de nps en el medio poroso	NPs dispersas en agua desionizada.
Resultados	La existencia de la alta fuerza iónica y los iones multivalentes afectaron significativamente la penetración de NPs de carbono a una velocidad de poro lineal de 0.67 cm/min, esto se debe probablemente a la interacción de carga entre NPs de carbono en suspensión y la interacción entre el medio poroso y las NPs de carbono. como consecuencia, se observó un avance completo de NPs de carbono modificado alrededor del segundo volumen poroso.		
Nanofluid Coreflood Experiments In the ARAB-D: On the Road to		Se logró recuperar el 90% de las NPs inyectadas,	NPs dispersas en salmuera

Developing In-situ Reservoir Nanodevices. (Kanj, Funk y I Al-Afaleg)	Óxido de Sílice, magnesio y zinc.	obteniendo un 10% de NPs retenidas en el medio poroso.	
Resultados	Se mejoró la estabilidad de las nanopartículas, la homogeneidad y la interacción con la matriz de la roca, se evidencia un porcentaje bajo de retención de NPs.		
<b>INVESTIGACIÓN MADURAS</b>			
Título-Autores	Nanopartícula	Retención NPs	Nanofluido
Study of Adsorption and Transportation Behavior of Nanoparticles in Three Different Porous Media. (Yu, An, Mo, Liu y Lee.)	Sílice	No se produjo retención de nanopartículas en las muestras de arenisca y piedra caliza ya que la permeabilidad no cambió, pero en el núcleo de dolomita si se evidencio un cambio de permeabilidad y caída de presión lo que demuestra un existe un taponamiento debido a la retención de NPs en el núcleo.	NPs diluidas en NaCl al 2%.
Resultados	No se produce cambio de la permeabilidad en las areniscas ni en las calizas ya que las NPs de sílice pueden pasar fácilmente a través del núcleo, pero en la dolomita se obtuvo una alta recuperación de partículas pero se produjo taponamiento y cambio de la permeabilidad del núcleo, evidenciando que existe retención de NPs.		
Transportation and Interaction of Nano and Micro Size Metal Particles Injected to Improve Thermal Recovery of Heavy-Oil. (Shokrlu y Babadagli)	Níquel de tamaño micro $\mu\text{m}$ y tamaño nano de 50 nm.	Se evidencia retención de NPs debido a: 1. baja permeabilidad del medio poroso, la diferencia de presión entre los puntos de inyección y de producción; debido a que las NPs presentan un tamaño grande pueden obstruir el punto de inyección y por tanto dar lugar a un alta diferencia de presión.	NPs dispersas en salmuera.
Resultados	Mejoraron la recuperación del proceso de estimulación con vapor en un 10%, pero se evidencian problemas de retención de NPs.		
Controlling Interactions of Colloidal Particles and			

Porous Media During Low Salinity Water Flooding and Alkaline Flooding By MgO Nanoparticles. (Y. Assef , P. Pourafshary, H. Hejazi.)	Oxido De Magnesio.	No Se Reporta.	NPs Dispersas En Salmuera.
Resultados	Menos desprendimiento de finos.		
Effect of MgO Nanofluid Injection into Water Sensitive Formation to Prevent the Water Shock Permeability Impairment. (Habibi, Heidari, Al-Hadrami, Al-Ajmi, Al-Wahaibi y Ayatollahi.)	Nanopartículas de MgO de tamaño 63nm >160m2/g.	Cuando se inyectaron 5VP de nanofluido aumento la caída de presión porque las NPs se aglomeraron y taponaron la entrada del núcleo.	NPs dispersas en NaCl.
Resultados	Los tensioactivos ayudan a las nps a distribuirse uniformemente en la solución acuosa.		
Nano Spherical Polymer Pilot in a Mature 18° API Sandstone Reservoir Water Flood in Alberta, Canada. (Irvine, Davidson, Baker, Devlin y Park)	Nanoesferas de polímero reticulado que se expanden cuando entran en contacto con agua, taponando canales preferenciales de agua	Se demostró que las NPs de polímero bloquean eficazmente el canal de alta permeabilidad.	NPs dispersas en agua.
Resultados	Las microesferas de polímero tienen una estructura molecular estable, una buena compatibilidad con la porosidad de la roca, un canal de preferencia a alta permeabilidad y propiedades de la garganta de poro, buena capacidad de migración, pueden entrar en estratos profundos y producir una fuerte capacidad de sellado.		

### **3.5 APLICACIONES DE LA NANOTECNOLOGÍA EN MODELADO Y SIMULACIÓN.**

Computacionalmente, el desafío está en la determinación de campos de fuerza intermoleculares adecuados, y la contabilidad de los efectos multi-cuerpo requiere simulaciones a nivel molecular incluyendo múltiples fluidos, así como superficies.<sup>230</sup>

#### **3.5.1 Estabilidad y movilidad de nanopartículas.**

##### **3.5.1.1 Nanopartículas de sílice.**

- **INVESTIGACIONES MADURAS**

Odedele y Nigeria<sup>231</sup> estudiaron el potencial de soluciones innovadoras derivadas de la aplicación de nanomateriales, nanofluidos y nanomembranas a la industria petrolera en la recuperación de petróleo mejorada a través del modelado matemático y la síntesis de nano- partícula. Concluyeron que el cambio en la permeabilidad relativa después de la aplicación de nanopartículas se debe principalmente al cambio en la geometría de los poros de la roca causada por el desprendimiento / migración de finos y el posible atrapamiento de petróleo.

Wu, *et al*<sup>232</sup> estudiaron el papel de las NPs de sílice en la mezcla binaria de aceite/ agua en un nanocanal confinado por medio de una simulación dinámica molecular. Consideró tres tamaños de nanocanales y diferentes números de nanopartículas. Los resultados muestran que la presión para conducir la mezcla binaria aceite-agua

---

<sup>230</sup> ODEDELE, Engr and NIGERIA, Abuja. Raw Materials Research & Development Council. Synthesis and Applications of Nanomaterials in Enhanced Oil Recovery. Lagos, Nigeria. Society of Petroleum Engineers. 2014. SPE-172448-MS. 11 p.

<sup>231</sup> Ibid.

<sup>232</sup> WU, Jianyang; et al. Norwegian University of Science and Technology (NTNU), Norway. Effect of Nanoparticles on Oil-Water Flow in a Confined Nanochannel: A Molecular Dynamics Study. Noordwijk, The Netherlands, Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 156995. 16 p.

a través de un canal confinado aumenta drásticamente con la reducción del tamaño del canal. En ausencia de nanopartículas, la presión aumenta con el desplazamiento propulsado. Curiosamente, se observa un comportamiento opuesto en el sistema aceite-agua mezclado con una pequeña cantidad de nanopartículas: la presión disminuye con el aumento del desplazamiento. Los resultados de las simulaciones de dinámica molecular pueden dilucidar el papel de las nanopartículas en el transporte de petróleo en medios porosos a nanoescala.

Huang, *et al*<sup>233</sup> estudió el uso de NPs de óxido de magnesio en la inyección de agua en yacimientos susceptibles a la migración de finos, y realizó una simulación que compara las producciones acumuladas de petróleo y agua para los casos con y sin adición de nanopartículas en agua inyectada. Los resultados mostraron que las nanopartículas estabilizan las arcillas mejor que los estabilizadores comerciales y pueden controlar efectivamente la migración de finos. Los datos de la simulación, mostraron que la inyección de las NPs podría mejorar la producción de petróleo en los yacimientos de alta y baja permeabilidad.

- **INVESTIGACIONES INMADURAS**

El-amin, Salama y Sun<sup>234</sup> desarrollaron un modelo para representar el transporte de NPs en medios porosos considerando las fuerzas capilares y la difusión browniana, y estudiaron la variación de la saturación de agua, la concentración de NPs y la relación de porosidad. Se concluyó que las nanopartículas en agua reducen la saturación de agua significativamente. Después de 5 días de inyección, la concentración de las NPs aumenta y tiende a tener el valor de la concentración de entrada. Después de 20 días de inyección, la porosidad tiende a desaparecer cerca a la entrada de NPs.

---

<sup>233</sup> HUANG, T; et al. Coupling Nanoparticles with Waterflooding to Increase Water Sweep Efficiency for High FinesContaining Reservoir Lab and Reservoir Simulation Results. Houston, Texas, USA. Society of petroleum Engineers. 2015. SPE-174802-MS. 14 p.

<sup>234</sup> EL-AMIN, Mohamed; SALAMA, Amgad and SUN, Shuyu. KING ABDULLAH UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY. Modeling and simulation of nanoparticle transport in a two-phase flow in porous media. Noordwijk, The Netherlands. 2012. SPE-154972-MS. 9 p.

M. Engel, *et al*<sup>235</sup> realizaron una simulación para evaluar el efecto de la humectabilidad a nano-escala en la recuperación mejorada de petróleo. Se concluyó que las interacciones entre fluidos y sólidos en la nano-escala determinan el comportamiento de mojado de la superficie. Es posible aislar y cuantificar los efectos de las heterogeneidades superficiales, contaminantes químicos tales como NPs, tensión de líneas y rugosidad a esta escala sobre la humectabilidad superficial.

Miranda, Stori y Costa<sup>236</sup> realizaron una simulación dinámica para determinar el transporte, la estabilidad y la humectabilidad en condiciones de yacimiento de diferentes NPs de sílice funcionalizadas a la salmuera, el aceite y la relación aceite-salmuera. Se observó un aumento en los coeficientes de difusión de las nanopartículas con el aumento de la concentración de sal. Los cálculos también indicaron que las propiedades de adsorción y las soluciones de sales influyen en gran medida la tensión interfacial. Por último, se observó un aumento en la movilidad de las nanopartículas.

Yuan, Ghanbarnezhad y Zheng<sup>237</sup> proporcionaron un modelo analítico para confirmar la viabilidad de la aplicación de las nanopartículas para reducir el problema de migración de finos. También presentó un análisis de mejora del rendimiento de las inundaciones de LSW (agua de baja salinidad) con la aplicación de nanopartículas. Los resultados mostraron que a medida que aumenta la saturación de agua de baja salinidad, se aumentan los desprendimientos de finos unidos a los granos de roca. La migración de finos inducidos por el agua de baja salinidad puede retrasar el tiempo de penetración de agua y prolongar la duración

---

<sup>235</sup> M., Engel, et al. IBM RESEARCH. From nanoscale wetting towards enhanced oil recovery. Rio de Janeiro, Brazil. 2015. SPE-26232-MS. 9 p.

<sup>236</sup> MIRANDA, Caetano; STORI, Lucas and COSTA, Bruno. Universidade Federal do ABC. Stability and Mobility of Functionalized Silica Nanoparticles for Enhanced Oil Recovery Applications. Noordwijk, The Netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 157033. 11 p.

<sup>237</sup> YUAN, Bin; GHANBARNEZHAD, Rouzbeh and ZHENG, Da. University of Oklahoma. Analytical Modeling of Nanofluid Injection to Improve the Performance of Low Salinity Water Flooding. Kuala Lumpur, Malaysia. Offshore Technology Conference. 2016. OTC-26363-MS. 22 p.

de la producción sin agua. Sin embargo, la migración de finos también puede conducir a la disminución de la inyectividad del pozo.

El-Amin, *et al*<sup>238</sup> trabajaron un modelo matemático y una simulación numérica para describir la adsorción de nanopartículas de agua en un flujo de dos fases de agua-aceite en un medio poroso. También monitorearon el cambio en las propiedades de los fluidos y los sólidos debido a la adición de las nanopartículas, y comprobaron la posible mejora del proceso de recuperación de petróleo utilizando experimentos numéricos. Finalmente, su trabajo concluyó que la concentración de nanopartículas aumenta con el tiempo, pero después de cierto tiempo disminuye. Además, la concentración de nanopartículas aumenta la saturación de agua en particular después de un tiempo significativo de imbibición.

Saint-Martin, Prodanovic y Huh<sup>239</sup> investigaron numéricamente el potencial de las tensiones generadas por un ferrofluido en la movilización de las gotas de aceite residual para un campo magnético dado. Proporcionaron la configuración de equilibrio de una fase oleica dentro de una geometría de poros en presencia de nanopartículas dispersas en la salmuera. Los resultados de los modelos numéricos demostraron que las presiones magnéticas están fuertemente influenciadas por la geometría de poros. Además, las tensiones producidas por la magnetización de los ferrofluidos podrían ayudar a superar fuertes presiones capilares y desplazar las gotas de petróleo.

---

<sup>238</sup> EL-AMIN, Mohamed; et al. University of Science and Technology (KAUST), Saudi Arabia. Enhanced Oil Recovery by Nanoparticles Injection: Modeling and Simulation. Manama, Bahrain. Society of Petroleum Engineers. 2013. SPE 164333. 10 p.

<sup>239</sup> SAINT-MARTIN, Fernando; PRODANOVIĆ, Maša and HUH, Chun. The University of Texas at Austin. Excitable Nanoparticles for Trapped Oil Mobilization. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2014. SPE-169122-MS. 16 p.

You, *et al*<sup>240</sup> presentaron un modelo matemático para el transporte y retención de nanopartículas en rocas de campos petrolíferos bajo condiciones de repulsión neta. El modelo explica la tasa de captura de partículas proporcional al flujo de suspensión accesible, la concentración de entrada y los efectos de dilución de salida. Los resultados del modelo permiten estimar la penetración en profundidad de las NPs, su propagación y acumulación en cada punto del yacimiento.

**Tabla 19. Análisis y resumen de la nanotecnología aplicada a modelado y simulación.**

INVESTIGACIÓN INMADURAS			
Título-Autores	Nanopartícula	Retención NPs	Nanofluido
Stability and Mobility of Functionalized Silica Nanoparticles for Enhanced Oil Recovery Applications.( Caetano Rodrigues Miranda, Lucas Stori de Lara, Bruno Costa Tonetto.)	Nanopartículas de Sílice funcionalizadas	No Reporta	NPs Dispersas En Salmuera
Resultados	Se aumentó la movilidad de las nanopartículas, disminución de la tensión interfacial.		
Analytical Modeling of Nanofluid Injection to Improve the Performance of Low Salinity Water Flooding. (Bin Yuan, Rouzbeh Ghanbarnezhad Moghanloo, Da Zheng)	No Reporta	No Reporta	NPs Dispersas En Salmuera
Resultados	Menos efecto de migración, acelera el avance del agua inyectada, mejora la inyectividad del pozo.		

<sup>240</sup> YOU, Z; et al. The University of Adelaide, Australia. Effect of Nanoparticle Transport and Retention in Oilfield Rocks on the Efficiency of Different Nanotechnologies in Oil Industry. Noordwijk, The Netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 157097. 15 p.

Enhanced Oil Recovery by Nanoparticles Injection: Modeling and Simulation. (Mohamed F El-Amin, Shuyu Sun, Amgad Salama.)	Nanopartículas De Agua	No Reporta	NPs Dispersas En Salmuera
Resultados	Cambio en la humectabilidad y aumento de la saturación de agua.		

Excitable Nanoparticles for Trapped Oil Mobilization. (Fernando Saint-Martin de Abreu Soares, Masa Prodanovic, Chun Huh)	Nanopartículas paramagnéticas-ferrofluido.	No reporta	NPs dispersas en salmuera
Resultados	Las fuerzas magnéticas ayudaron a que el petróleo se desplazara.		

INVESTIGACIÓN MADURAS

Título-Autores	Nanopartícula	Retención NPs	Nanofluido
Synthesis and Applications of Nanomaterials in Enhanced Oil Recovery. (T.O. Odedele)	Lipofóbicas e hidrófilas.	No Reporta	NPs dispersas en salmuera
Resultados	Altera la mojabilidad y reduce la tensión interfacial mejorando la recuperación de petróleo.		
Effect of Nanoparticles on Oil-Water Flow in a Confined Nanochannel: A Molecular Dynamics Study. (Jianyang Wu, Jianying He, Ole Torsaeter, Zhiliang Zhang)	Nanopartículas De Sílice.	No Reporta	NPs Dispersas En Salmuera
Resultados	Con el aumento de la concentración de nanopartículas el flujo cambia de laminar a turbulento y mejora el flujo de aceite-agua.		
Coupling Nanoparticles with Waterflooding to			

Increase Water Sweep Efficiency for High Fines Containing Reservoir Lab and Reservoir Simulation Results. (T. Huang, J. Han, G. Agrawal, P. A. Sookprasong.)	Nanopartículas de óxido de magnesio.	No reporta	NPs dispersas en salmuera
Resultados	Las nanopartículas estabilizan las arcillas y controlan la migración de finos		
Effect of Nanoparticle Transport and Retention in Oilfield Rocks on the Efficiency of Different Nanotechnologies in Oil Industry. (Z. You, K. Aji, A. Badalyan, P. Bedrikovetsky)	No especifican/ nanopartículas coloidales.	No Reporta	NPs dispersas en salmuera
Resultados	El modelo permite calcular diferentes concentraciones de nanopartículas en suspensión en el yacimiento.		

## 4. COLOMBIA

La mediana del factor de recobro en los campos colombianos apenas alcanza el 18%, mientras que a nivel mundial este mismo valor llega a ser del 36%.<sup>241</sup> A pesar de que algunos de estos campos han sido explotados durante muchas décadas, no se han logrado implementar técnicas que permitan reducir sustancialmente la gran cantidad de crudo remanente. Es por esto que se hace necesario la investigación, desarrollo e implementación de nuevas tecnologías que aseguren un aumento en las reservas probadas del país; y así cerrar la brecha entre la mediana del factor de recobro mundial y la nacional. La aplicación de la nanotecnología como un catalizador de los procesos de recobro mejorado actuales ofrece una oportunidad de avanzar en la mejora de los factores de recobro. Para estudiar el potencial de la nanotecnología, en este capítulo se abordan primero los avances reales en campo de la nanotecnología en Colombia; se proponen unos criterios de selección basados en la revisión bibliográfica realizada, y se concluye con el potencial de recobro de estas tecnologías, el cual se obtiene al cruzar dichos criterios de screening con una base de datos de propiedades promedio de yacimientos colombianos.

### 4.1 AVANCES DE LA NANOTECNOLOGÍA EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO EN COLOMBIA.

La nanotecnología en la industria del petróleo en Colombia se encuentra dando sus primeros pasos, pero actualmente cuenta con un importante número de grupos de investigación e instituciones de educación superior que adelantan actividades enfocadas en soluciones en ese campo para la industria. Una de ellas es la

---

<sup>241</sup> Segundo Foro Mundial de Recobro Mejorado Ecopetrol, Presentación hecha por el presidente Juan Carlos Echeverry. 2015.

Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín, quien le apuesta a esta nueva tecnología como la solución a problemas relacionados con la recuperación, movilidad y contenido de asfaltenos de aceite pesado y extra pesado, además del transporte y refinación de hidrocarburos. Todos estos proyectos de investigación, liderados por el profesor Farid Cortés han convertido a la Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín como la pionera en nanotecnología en la industria del petróleo y gas en Colombia. Entre estos proyectos se encuentran:

**4.1.1. Aplicación de nanofluidos para la inhibición de asfaltenos.** En este trabajo, Zabala, Franco y Cortés<sup>242</sup> evaluaron el efecto de los nanofluidos en la movilidad del petróleo y en la alteración de la mojabilidad en dos campos de Colombia: Castilla y Chichimene.

Para este trabajo, realizaron pruebas de adsorción de asfaltenos con dos tipos diferentes de nanomateriales, donde seleccionando la mejor nanopartícula para cada crudo. También se ejecutaron ensayos de desplazamiento a través de medios porosos en tapones de núcleos de Castilla y Chichimene a condiciones de yacimiento. El OBN (nanofluido basado en aceite) se evaluó para reducir la viscosidad del aceite variando la temperatura y el contenido de agua. El cambio máximo en la viscosidad del aceite se logra a 122 °F y 2% en peso del nanofluido. El uso del nanofluido aumentó la recuperación de aceite en las pruebas de inundación del núcleo, causadas por la eliminación de asfaltenos del sistema de agregación, la reducción de la viscosidad del aceite y la restauración efectiva de la humectabilidad original del núcleo.

---

<sup>242</sup> ZABALA, R; FRANCO, C.A and CORTÉZ, F.B. Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín. Application of Nanofluids for Improving Oil Mobility in Heavy Oil and ExtraHeavy Oil: A Field Test. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE-179677-MS. 14 p.

También se realizaron otros dos ensayos de campo en Castilla (pozos CNA y CNB), forzando 200 bbl y 150 bbl de nanofluido respectivamente como tratamiento principal dentro de un radio de penetración de 3 pies. Instantáneamente, la tasa de aceite tuvo incrementos de 270 bopd en CNA y 280 bopd en CNB y se observaron reducciones del BSW del 11%. En Chichimene también se realizaron dos ensayos (CHA y CHB), forzando 86 bbl y 107 bbl de nanofluido como tratamiento principal dentro de un radio de penetración de 3 pies. Se lograron aumentos instantáneos de la tasa de aceite de 310 bopd en CHA y 87 bopd en CHB, pero no se observó una reducción del BSW.

En este proyecto, Zabala, et al.<sup>243</sup> aplicaron y evaluaron un nanofluido para la inhibición de asfaltenos en el campo Cupiagua Sur identificado como CPSXL4, el cual produce crudo volátil y presenta un alto grado de precipitación de asfaltenos, siendo este, el mecanismo con mayor influencia en el daño de la formación. El objetivo de la inyección de nanofluidos que contienen nanopartículas de alúmina con una gran área superficial ( $>120\text{m}^2/\text{g}$ ) es absorber los asfaltenos antes de flocular y transportarlos con el condensado, evitando la precipitación cerca del pozo. El procedimiento de este trabajo, consistió primero en realizar pruebas de laboratorio donde se evaluó la capacidad de las nanopartículas de alúmina en la adsorción de asfaltenos producidos en campo. Luego se evaluaron los nanofluidos que contienen nanopartículas en los núcleos de la formación Mirador a condiciones del yacimiento. Los rendimientos de las curvas de permeabilidad relativa fueron bastante buenos, mejorando  $K_o$  de 0,09 md a 6,13 md, lo cual les permitió recomendar la aplicación de este nano-fluido en el pozo CPSXL4. Para la aplicación de campo, se forzaron 220 bbls de nanofluido dentro de un radio de 8 pies, efectuando luego un monitoreo con análisis SARA de los fluidos producidos y un seguimiento residual de las nanopartículas. Finalmente se observó un mantenimiento en la concentración de asfaltenos en los fluidos producidos y un

---

<sup>243</sup> Ibid.

aumento significativo en la producción de petróleo y gas. Adicionalmente la estimulación permitió un mejoramiento en el IPR del pozo debido a la reducción del *skin* o daño a la formación, se evidenció un incremento de API del crudo de 40° API a 41.5° API al final de la etapa de inhibición con las nanopartículas.

**4.1.2. Aplicaciones de nanofluidos en recobro mejorado de petróleo.** Franco, et al.<sup>244</sup> investigaron el efecto de las nanopartículas catalíticas activas en la mejora de la eficiencia en la recuperación de un proceso de inyección de vapor continuo. La recuperación de petróleo se evaluó utilizando un tubo delgado empacado con arena no confinada en escenarios de inyección de vapor en ausencia y presencia de un nanofluido en base agua. Se usaron nanopartículas de sílice pirógena funcionalizadas con 1% en peso de óxidos de níquel y paladio como catalizador en el proceso de inyección de vapor.

Finalmente se observó que, en el proceso de adsorción, las nanopartículas funcionalizadas son propensas a reducir el grado de auto-asociación de los asfaltenos. Las nanopartículas también pueden mejorar el proceso de gasificación de vapor catalítico de asfaltenos al reducir el grado de auto-asociación de asfaltenos sobre la superficie del catalizador, disminuyendo la temperatura de descomposición de los asfaltenos y mediante la inhibición de la formación de coque y el envenenamiento del catalizador.

La prueba de desplazamiento se llevó a cabo inyectando vapor en presencia y ausencia de las nanopartículas. Se observó que la recuperación de petróleo aumentó hasta un 46% para el sistema asistido por nanopartículas en comparación con la inyección de vapor sin el nanocatalizador. Además, a través de la medición de la gravedad API, viscosidad, asfaltenos n-C7 y mediciones de contenido de

---

<sup>244</sup> FRANCO, C.A. et al. Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín. Heavy Oil Upgrading and Enhanced Recovery in a Continuous Steam Injection Process Assisted by Nanoparticulated Catalysts. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE-179699-MS. 16 p.

residuos, se demostró que las nanopartículas son una excelente alternativa para la mejora de recuperación de aceite pesado y extrapesado en procesos que involucran la inyección de vapor.

La gravedad API del petróleo crudo aumentó de 7.2 a 12.1 °. También se observó una reducción del 59% en la viscosidad aparente del petróleo. El contenido de asfaltenos n-C7 disminuyó un 5,2% después de la inyección de vapor en presencia de nanopartículas en comparación con el aceite extra pesado virgen. Además, el contenido de residuos (620 ° C) disminuyó un 47%.se concluyó que la recuperación mejorada de petróleo debido a la inyección de nanopartículas podría atribuirse a tres razones principales: 1) la alteración de la humectabilidad de los medios porosos, 2) la reducción de la viscosidad debido a la reducción del agregado de asfaltenos y 3) la mejora del petróleo crudo.

Ospina<sup>245</sup> evaluó diferentes nanofluidos para el mejoramiento in-situ de crudo pesado, mediante técnicas de caracterización de materiales y pruebas a alta presión con la finalidad de estimar la cantidad de crudo que puede ser mejorado parcialmente por cambios en las temperaturas de crackeo de moléculas pesadas de hidrocarburo (asfaltenos).

El mejoramiento del crudo pesado resultó ser efectivo con la adición del nanofluido identificado como PRNF B 5000T M, el cual presentó una reducción de la viscosidad del 95–96%, valor que no cambió con el tiempo.

---

<sup>245</sup> OSPINA, Natalia. Evaluación de la Aplicación de Nanofluidos para Mejoramiento In-Situ del Crudo Pesado. Tesis, Magíster en Ingeniería de Petróleos. Medellín: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Escuela de Procesos y Energía. 2015. 57 p.

Otálvaro<sup>246</sup>, evaluó la efectividad de un nanofluido conformado por un bio-surfactante y nanopartículas con el fin de aplicarse en métodos de recobro de crudo, a partir de una serie de pruebas sistemáticas basadas en la tensión interfacial y análisis del flujo de fluidos. Los resultados mostraron un factor de recobro del 80 % utilizando únicamente una concentración de nanofluido del 0.05 % v/v, además concluyó que el uso de nanopartículas mejora la efectividad del surfactante natural debido a su capacidad de disminuir los valores de tensión interfacial en mayor medida que con el uso únicamente del surfactante.

#### **4.2 CRITERIOS DE APLICACIÓN POTENCIAL DE LA NANOTECNOLOGÍA BASADOS EN LA REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.**

Basados en la revisión bibliográfica realizada en el tercer capítulo, proponemos unos criterios de aplicación potencial de la nanotecnología con base en los parámetros en los cuales la nanotecnología es aplicable. De los datos reportados de experimentos realizados, seleccionamos aquellos que son más representativos y mencionan unos límites, por fuera de los cuales se observa un comportamiento no deseado en la inyección de nanofluidos.

Para definir estos criterios de aplicación potencial de la nanotecnología de métodos de recobro mejorado no térmicos haciendo uso de la nanotecnología, es necesario revisar las condiciones críticas de yacimiento que reportan efectos negativos en el recobro de crudo y en las propiedades de la roca. Para se analiza el impacto de la salinidad, temperatura, permeabilidad y porosidad en el momento de aplicar la tecnología.

---

<sup>246</sup> OTÁLVARO, Julián. Síntesis y Evaluación de un Novedoso Nanofluido Basado en Bio-Surfactante para Procesos de Recobro Mejorado de Crudo Pesado. Tesis, Magíster en Ingeniería Química. Medellín: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Escuela de Procesos y Energía. 2015. 46 p.

**4.2.1 Efecto de la salinidad.** El estudio de la salinidad presente en el medio poroso es importante en el uso de nanopartículas (NPs) ya que afecta fuertemente la estabilidad de los nanofluidos. A medida que aumenta la salinidad de la dispersión, se observa una tendencia al alza del tamaño de las NPs. A medida que aumenta la concentración de electrolito, la repulsión electrostática entre las partículas disminuye. La agregación de partículas aumenta a medida que el movimiento browniano y las fuerzas de atracción entre partículas se hacen mayores que las fuerzas repulsivas, lo que conduce a tamaños de NPs efectivas más grandes observadas a medida que aumenta la salinidad.<sup>247</sup>

Griffith, et al.,<sup>248</sup> estudiaron la estabilidad de las emulsiones de NPs y midieron el efecto de la salinidad sobre esta. En sus análisis la desestabilización para diferentes NPs varía al aumentar la salinidad, y las variables que influyen son: el pH, el tamaño inicial de las NPs y el revestimiento superficial de estas. Lo anterior fue comprobado con la dispersión de NP DP9711 con pH de 3 que presenta un tamaño de 46 nm sin sal, mientras que a salinidad de 20000ppm se aglomera hasta un tamaño de NP de 155nm, a diferencia de NPs de sílice recubiertas con PEG, de un tamaño inicial de 13nm, llegan a crecer hasta 50nm con una salinidad de 20.000ppm.

Griffith, et al.,<sup>249</sup> también encontraron que a medida que aumenta la salinidad de la emulsión, la viscosidad también aumenta, como se observa en la Figura 12. Esto puede atribuirse a la disminución inicial en el tamaño de las gotitas y a la formación de una red tridimensional de gotitas y agregados interconectados.

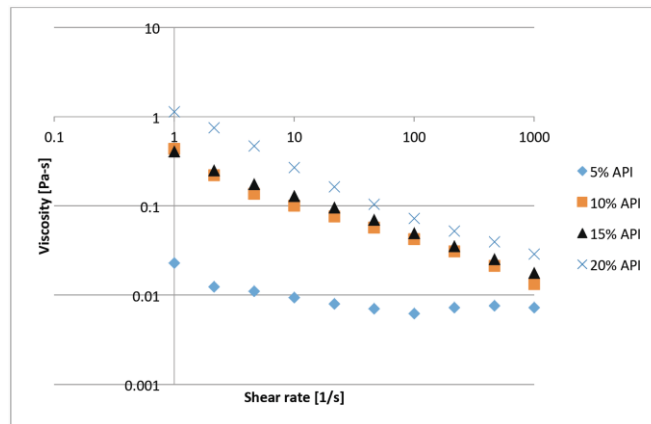
---

<sup>247</sup> AZADGOLEH, J. E., and KHARRAT, R. "Stability of Silica Nanoparticle Dispersion in Brine Solution: An Experimental Study". 2014. Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology. 40 p.

<sup>248</sup> GRIFFITH, Nicholas; et al. The university of Texas at Austin. Nanoparticle Stabilized Natural Gas Liquid in Water Emulsions for Residual Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2016. 179640-MS SPE. 22 p.

<sup>249</sup> *Ibíd.*, 22 p.

**Figura 15. Resultados de la reología para emulsiones hechas con dispersión de nanopartículas recubiertas de PEG con salinidades variables.**



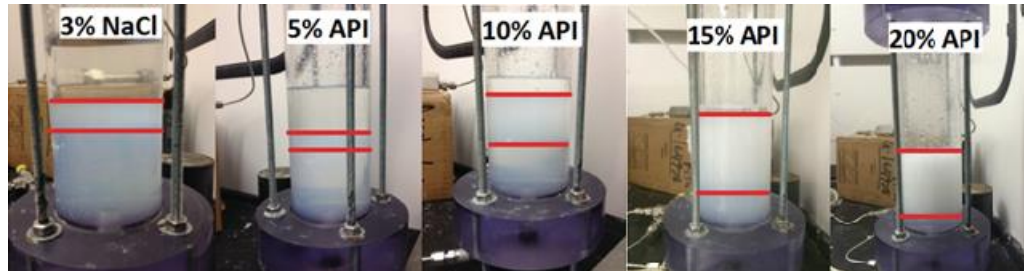
Fuente: GRIFFITH, Nicholas; *et al.* The university of Texas at Austin. Nanoparticle Stabilized Natural Gas Liquid in Water Emulsions for Residual Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2016. 179640-MS SPE. 22 p.

Las emulsiones creadas utilizando salmuera API se pueden observar en la Figura 13. El aumento de la salinidad dio como resultado una mayor estabilidad de la emulsión. “A medida que aumenta la salinidad, la fracción creciente de la fase de emulsión puede contribuir al aumento de la estabilidad de la emulsión.”<sup>250</sup>

---

<sup>250</sup> *Ibíd.*, 22 p.

**Figura 16. Emulsión de butano generada en salinidades variables usando dispersión de NP DP9711. Las líneas rojas distinguen la fase de la emulsión. Por encima de la línea roja superior: fase líquida de n-butano. Debajo de la línea roja inferior: fase de dispersión de NPs.**



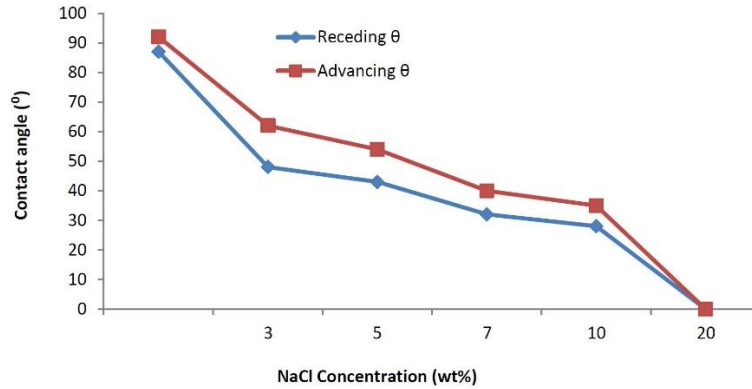
Fuente: GRIFFITH, Nicholas; *et al.* The university of Texas at Austin. Nanoparticle Stabilized Natural Gas Liquid in Water Emulsions for Residual Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2016. 179640-MS SPE. 22 p.

En otros trabajos, Ahmed, et al.<sup>251</sup> estudiaron la alteración de la humectabilidad usando NPs de ZrO<sub>2</sub> investigando la influencia de la concentración de sal. Se tomaron como referencia los ángulos de contacto de 92 y 152° entre agua desionizada, aire y tolueno respectivamente. Se logró una disminución constante del ángulo de contacto con el aumento de la salinidad para la gota de agua en el aire hasta una completa mojabilidad al agua de 0° con 200.000ppm de salmuera NaCl como se aprecia en la Figura 14. Para gotas de agua en tolueno también se observa una disminución del ángulo de contacto con el aumento de la salinidad hasta 19° con 200.000 ppm de NaCl, en la Figura 15.

---

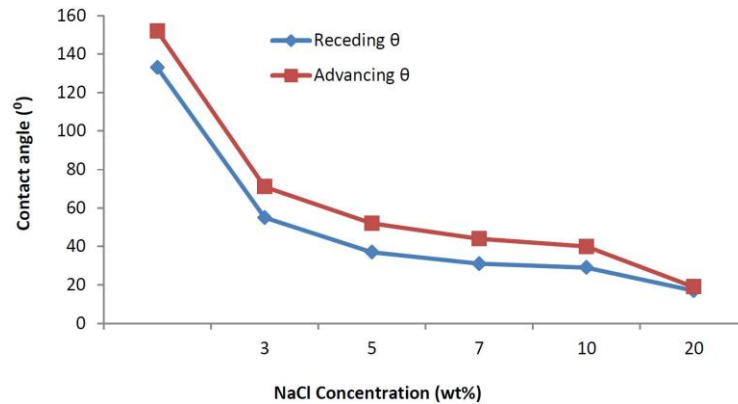
<sup>251</sup> BARIFCANI, Ahmed, et al. Department of Petroleum Engineering, Curtin University. Nanofluids for enhanced oil recovery processes: Wettability alteration using zirconium oxide. Offshore Technology Conference. Kuala Lumpur, Malaysia. 2016. OTC-26573-MS. 7 p.

**Figura 17. Influencia de la concentración de NaCl sobre el ángulo de contacto aire/agua en sustratos de calcita expuestos a 0.05% en peso de nanofluido de ZrO<sub>2</sub>.**



Fuente: BARIFCANI, Ahmed, *et al.* DEPARTMENT OF PETROLEUM ENGINEERING, CURTIN UNIVERSITY. Nanofluids for enhanced oil recovery processes: Wettability alteration using zirconium oxide. Offshore Technology Conference. Kuala Lumpur, Malaysia. 2016. OTC-26573-MS. 7 p.

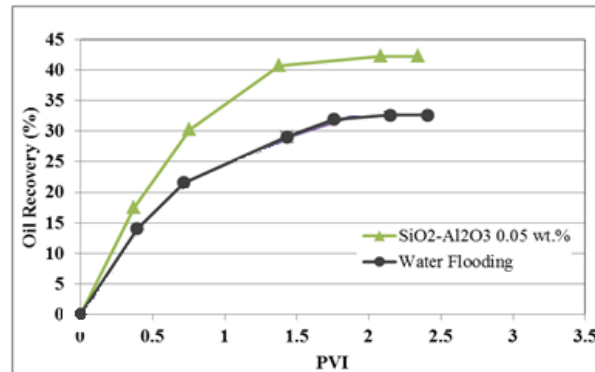
**Figura 18. Influencia de la concentración de NaCl sobre el ángulo de contacto tolueno/agua en sustratos de calcita expuestos a 0.05% en peso de nanofluido de ZrO<sub>2</sub>.**



Fuente: BARIFCANI, Ahmed, *et al.* DEPARTMENT OF PETROLEUM ENGINEERING, CURTIN UNIVERSITY. Nanofluids for enhanced oil recovery processes: Wettability alteration using zirconium oxide. Offshore Technology Conference. Kuala Lumpur, Malaysia. 2016. OTC-26573-MS. 7 p.

Entre otros, Matar, Alomair y Alsaeed<sup>252</sup> investigaron la aplicación de nanofluidos en la recuperación de crudos pesados considerando el efecto de la salinidad. Para ello evaluaron el rendimiento de la mezcla de nanofluido SiO<sub>2</sub>-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> a 30.000 ppm en la Figura 16 y a 160.000ppm en la Figura 17. Con la inundación de agua de salinidad de 30.000 ppm la recuperación de aceite fue de 32.6% sin nanos y 42.3% con nanos, mientras que el agua con salinidad de 160.000 ppm obtuvo una recuperación de aceite de 24.5% sin nanos y 29.3% con nanos.

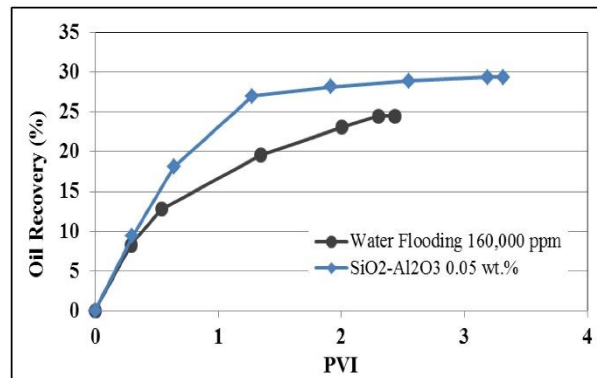
**Figura 19. Recuperación de aceite con nanofluidos de SiO<sub>2</sub>-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> a baja salinidad (30.000ppm).**



Fuente: MATAR, Khaled; ALOMAIR, Osamah and ALSAEED, Yousef. KUWAIT UNIVERSITY. Nanofluids application for heavy oil recovery. Society of Petroleum Engineers. Adelaide, Australia. 2014. SPE-171539-MS. 18 p.

<sup>252</sup> MATAR, Khaled; ALOMAIR, Osamah and ALSAEED, Yousef. KUWAIT UNIVERSITY. Nanofluids application for heavy oil recovery. Society of Petroleum Engineers. Adelaide, Australia. 2014. SPE-171539-MS. 18 p.

**Figura 20. Recuperación de aceite con nanofluidos de SiO<sub>2</sub>-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> a alta salinidad (160.000ppm).**



Fuente: MATAR, Khaled; ALOMAIR, Osamah and ALSAEED, Yousef. KUWAIT UNIVERSITY. Nanofluids application for heavy oil recovery. Society of Petroleum Engineers. Adelaide, Australia. 2014. SPE-171539-MS. 18 p.

Con la revisión de estos tres artículos, es posible observar que Nicholas<sup>253</sup> concluye una concentración aceptable de sal de 150.000-200.000 ppm, Ahmed<sup>254</sup> una concentración de hasta 200.000 ppm, y Khaled<sup>255</sup> observa a una salinidad de 160.000ppm efectos adversos. Por lo tanto, con base en los resultados de estos tres experimentos, se considera que la concentración máxima de sal de 150.000ppm es la concentración máxima a métodos de recobro no térmicos.

**4.2.2 Efecto de la temperatura.** La dispersión de NPs puede volverse rápidamente inestable y aglomerarse cuando el fluido es sujeto a incrementos de temperatura, lo que haría inefectivo al nanofluido y en el peor de los casos puede causar daño severo de la formación.<sup>256</sup>

<sup>253</sup> GRIFFITH. Op. Cit.

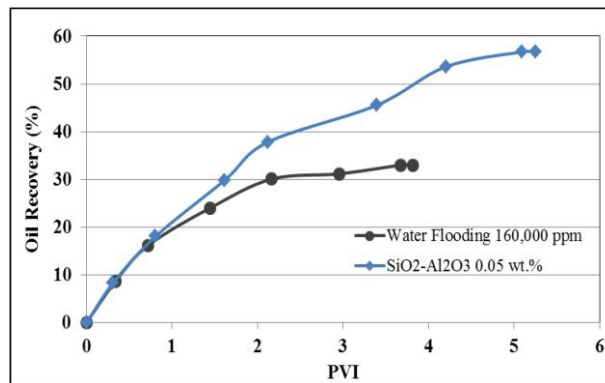
<sup>254</sup> BARIFCANI. Op. Cit

<sup>255</sup> MATAR. Op. Cit,

<sup>256</sup> ECTOR, Daniel; WOOD, Marodi and MCELFRISH, Paul. FTS INTERNATIONAL LLC. Stabilizing nano particle dispersions in high salinity, high temperature downhole environments. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE-154758-MS. 6 p.

Khaled<sup>257</sup> investigaron la aplicación de nanofluidos en la recuperación de crudos pesados y evaluaron experimentalmente el efecto de usar altas temperaturas. Para ello evaluaron la recuperación de aceite cuando se inyecta agua con salinidad de 160.000ppm sin y con mezcla de nanos de SiO<sub>2</sub>-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> a temperatura ambiente y a 176°F. El FR obtenido a temperatura ambiente fue de 29.334%, Figura 18; y el factor de recobro obtenido a 176°F fue de 56,7%, Figura 19.

**Figura 21. Recuperación de aceite con nanofluidos de SiO<sub>2</sub>-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> a alta temperatura (176°F).**



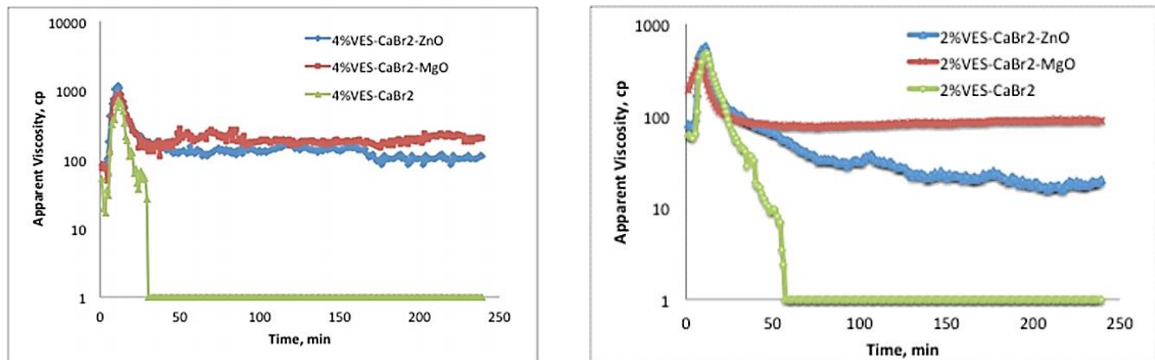
Fuente: MATAR, Khaled; ALOMAIR, Osamah and ALSAEED, Yousef. KUWAIT UNIVERSITY. Nanofluids application for heavy oil recovery. Society of Petroleum Engineers. Adelaide, Australia. 2014. SPE-171539-MS. 18 p.

Gurluk et al.<sup>258</sup> estudiaron el mejoramiento del desempeño de surfactantes viscoelásticos (VES) usando NPs, considerando el efecto de altas temperaturas. Los datos indican que la adición de NPs incrementó la viscosidad y mantuvo la viscosidad a altas temperaturas (275°F), Figura 19.

<sup>257</sup> MATAR. Op. Cit

<sup>258</sup> GURLUK, Merve; et al. Texas A&M University. Enhancing the Performance of Viscoelastic Surfactant Fluids Using Nanoparticles. London, United Kingdom. Society of Petroleum Engineers. 2013. SPE 164900. 15 p.

**Figura 22. Viscosidad aparente de fluidos viscoelásticos a concentraciones de 4% (a) y 2% (b).**

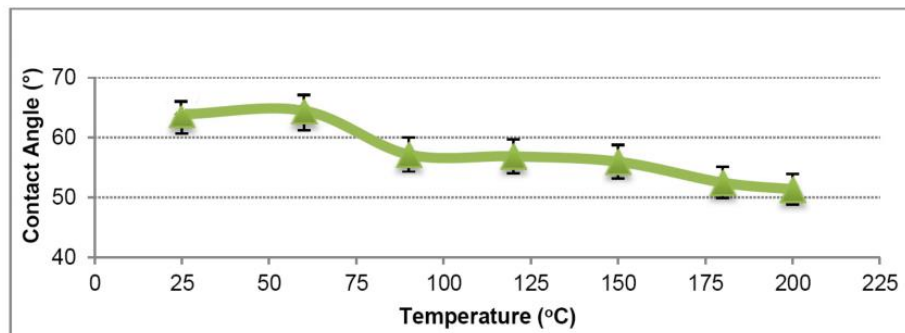


Fuente: GURLUK, Merve; *et al.* Texas A&M University. Enhancing the Performance of Viscoelastic Surfactant Fluids Using Nanoparticles. London, United Kingdom. Society of Petroleum Engineers. 2013. SPE 164900. 15 p.

Cao et al.<sup>259</sup> estudió la modificación de la humectabilidad de crudos pesados y con ella la estabilidad a diferentes temperaturas. Las NPs de SiO<sub>2</sub> disminuyeron el ángulo de contacto del mármol a bajas y altas temperaturas (Figura 20), pero se precipitó a T por encima de 248°F, Figura 21.

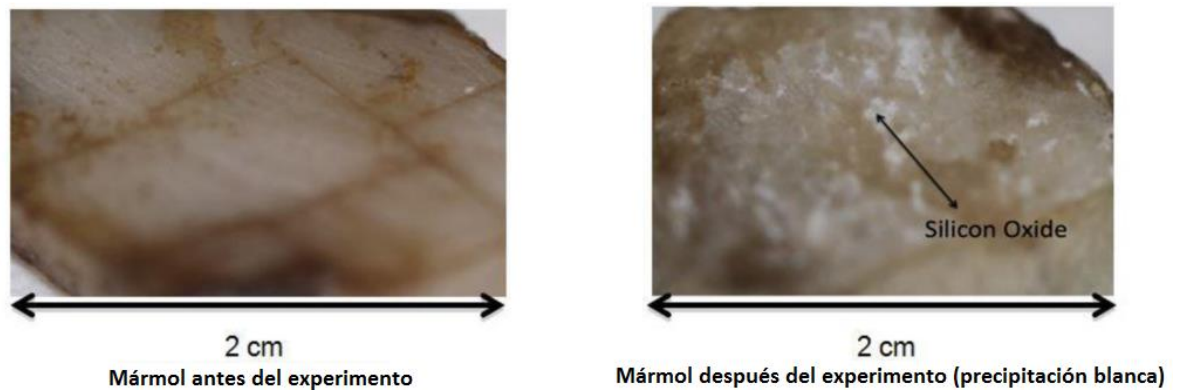
<sup>259</sup> CAO, Nahai; MOHAMMED, Almojtaba and BABADAGLI, Tayfun. UNIVERSITY OF ALBERTA. Wettability alteration of heavy-oil/bitumen containing carbonates using solvents, high pH solutions and nano/ionic liquids. Offshore Technology Conference. Rio de Janeiro, Brazil. 2015. OTC-26068-MS. 18 p.

**Figura 23. Ángulo de contacto a bajas y altas temperaturas del nanofluido de SiO<sub>2</sub>.**



Fuente: CAO, Nahai; MOHAMMED, Almojtaba and BABADAGLI, Tayfun. UNIVERSITY OF ALBERTA. Wettability alteration of heavy-oil/bitumen containing carbonates using solvents, high pH solutions and nano/ionic liquids. Offshore Technology Conference. Rio de Janeiro, Brazil. 2015. OTC-26068-MS. 18 p.

**Figura 24. Imagen de mármol empapado con una solución de nanofluido de SiO<sub>2</sub> a 248°F.**



Fuente: CAO, Nahai; MOHAMMED, Almojtaba and BABADAGLI, Tayfun. UNIVERSITY OF ALBERTA. Wettability alteration of heavy-oil/bitumen containing carbonates using solvents, high pH solutions and nano/ionic liquids. Offshore Technology Conference. Rio de Janeiro, Brazil. 2015. OTC-26068-MS. 18 p.

Teniendo en cuenta las conclusiones obtenidas en estos papers, Khaled<sup>260</sup> obtiene una mejora del FR a 176°F, Merve<sup>261</sup> con NPs estabiliza fluidos VES a temperaturas de 275°F y Nahai<sup>262</sup> obtiene buenos resultados a temperaturas menores a 248°F. Para nuestros criterios de aplicación potencial de la nanotecnología seleccionamos la temperatura máxima de uso de NPs de 248°F sin que pierdan sus propiedades y continúen mejorando el factor de recobro de diferentes métodos de recobro no térmico.

**4.2.3 Efecto de la permeabilidad.** El efecto de la permeabilidad en el uso de NPs para métodos de recobro mejorado no térmicos ha sido estudiado por Luky<sup>263</sup> usando NPs de sílice en núcleos arenisca con permeabilidades de 7 a 223mD. Se concluyó que el aumento de la permeabilidad no muestra relación con el factor de recobro incremental debido a las NPs. Las NPs todavía funcionan a una permeabilidad tan baja como 7mD, siendo aplicables en una amplia gama de permeabilidades de la roca del yacimiento, Figura 22.

---

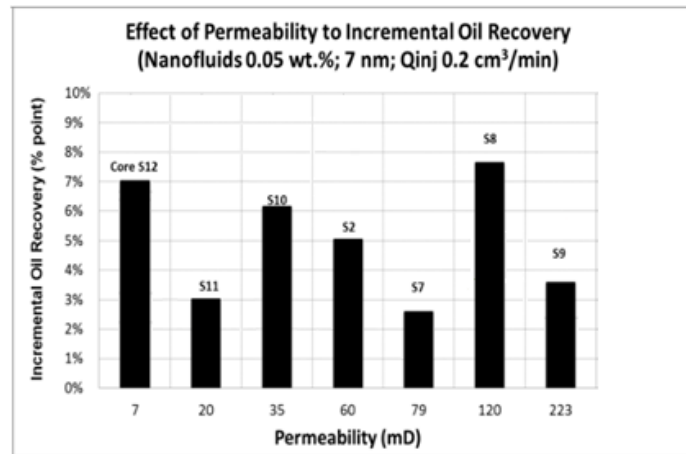
<sup>260</sup> MATAR. Op. Cit

<sup>261</sup> GURLUK, Merve; et al. Texas A&M University. Enhancing the Performance of Viscoelastic Surfactant Fluids Using Nanoparticles. London, United Kingdom. Society of Petroleum Engineers. 2013. SPE 164900. 15 p.

<sup>262</sup> CAO, Nahai; MOHAMMED, Almojtaba and BABADAGLI, Tayfun. UNIVERSITY OF ALBERTA. Wettability alteration of heavy-oil/bitumen containing carbonates using solvents, high pH solutions and nano/ionic liquids. Offshore Technology Conference. Rio de Janeiro, Brazil. 2015. OTC-26068-MS. 18 p.

<sup>263</sup> HENDRANINGRA. Op. Cit

**Figura 25. Influencia de la permeabilidad de las rocas en la recuperación incremental de petróleo debido a nanotecnología en EOR.**



Fuente: HENDRANINGRAT, Luky; LI, Shidong and TORSÆTER, Ole. Society of Petroleum Engineers. NORWEGIAN UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY. Effect of some parameters influencing enhanced oil recovery process using silica nanoparticles: An experimental investigation. Abu Dhabi, UAE. 2013. SPE-165955-MS. 10 p.

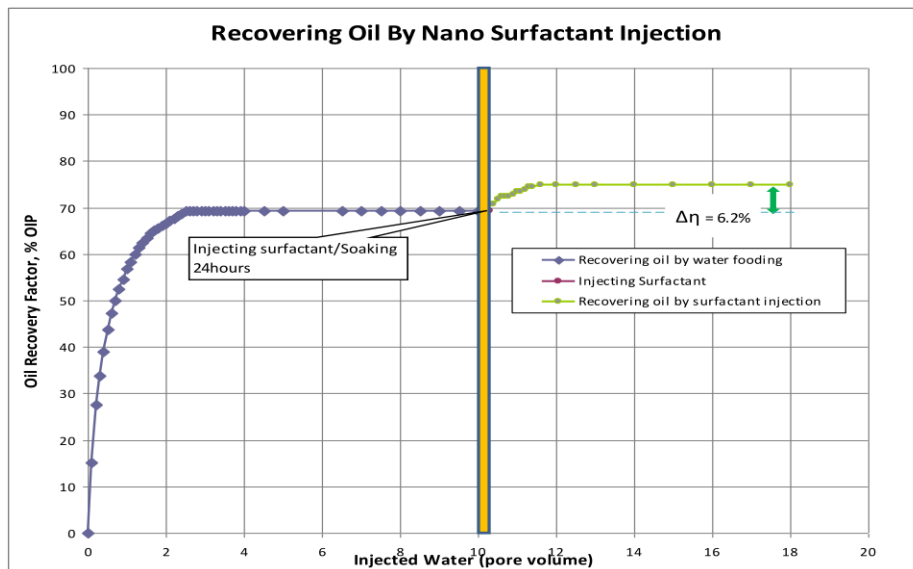
Griffith<sup>264</sup> investigaron el uso de nanopartículas en el mejoramiento de la recuperación de petróleo, empleando núcleos con una permeabilidad de hasta 1476mD, obteniendo un factor de recuperación total de 91.93%. La permeabilidad no parece un efecto que limite el uso de NPs, ya que es bueno en núcleos de baja permeabilidad. En yacimientos apretados, Kai<sup>265</sup> simula usando NPs para mejorar el desempeño de inyección de WAG en yacimientos de permeabilidad de 0.85mD, obteniendo que los nanofluidos proveen una mejora en este método de recobro. Debido a que 0.85 y 1476mD son la mínima y máxima permeabilidad usada en los artículos revisados, se selecciona dicho intervalo para los criterios de selección, aun cuando es probable que se pueda usar a permeabilidades más altas sin afectar su desempeño.

<sup>264</sup> OGOLO. GRIFFITH. Op. Cit

<sup>265</sup> ZHANG, Kai. Et al. University of Calgary. A Way to Improve Water Alternating Gas Performance in Tight Oil Reservoirs. Spain, Trinidad and Tobago. Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE-180858-MS. 13 p.

**4.2.4 Efecto de la porosidad.** El efecto de la porosidad en el desempeño de las NPs en EOR no ha sido ampliamente estudiado, por lo cual se tomará la porosidad mínima estudiada en las pruebas de laboratorio que tenga más madurez y buenos resultados en el recobro de crudo. Bao<sup>266</sup> investigó la capacidad potencial de NPs de sílice con tensioactivo usando núcleos con una porosidad de 9.78%, obteniendo un factor de recobro total de 76%, Figura 23. Al ser esta la porosidad más baja usada y obtener buenos resultados en la recuperación de crudo, es elegida como la porosidad mínima para los criterios de screening.

**Figura 26. Resultados coreflooding.**



Fuente: PHUONG, Bao, et al. INSTITUTE OF APPLIED MATERIAL SCIENCE. VIETNAM PETROLEUM INSTITUTE. VIETNAM ACADEMY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY. Evaluation on the EOR potential capacity of the synthesized composite silica-core / polymer-shell nanoparticles blended with surfactant systems for the HPHT offshore reservoir conditions. Society of Petroleum Engineers. Noordwijk, The Netherlands. 2012. SPE-157127-MS. 10 p.

<sup>266</sup> PHUONG, Bao, et al. INSTITUTE OF APPLIED MATERIAL SCIENCE. VIETNAM PETROLEUM INSTITUTE. VIETNAM ACADEMY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY. Evaluation on the EOR potential capacity of the synthesized composite silica-core / polymer-shell nanoparticles blended with surfactant systems for the HPHT offshore reservoir conditions. Society of Petroleum Engineers. Noordwijk, The Netherlands. 2012. SPE-157127-MS. 10 p.

### 4.3 CRITERIOS DE APLICACIÓN POTENCIAL DE LA NANOTECNOLOGÍA.

Los siguientes criterios, se seleccionaron en el capítulo 3 con el estudio de la revisión bibliográfica. Para estos criterios de aplicación potencial de la nanotecnología no se incluyó la viscosidad del crudo, ya que los crudos usados en los trabajos experimentales estudiados, no se han investigado en una amplia gama de propiedades como para tener resultados concluyentes. Los parámetros seleccionados se relacionan como sigue y se usarán para evaluar el potencial de aplicación de la nanotecnología en Colombia.

**Tabla 20. Parámetros de los criterios de aplicación potencial de la Nanotecnología en EOR no Térmico**

SALINIDAD	PERMEABILIDAD	TEMPERATURA	POROSIDAD
<150.000ppm	>0.85Md	<248°F	>9.78%

**4.3.1 Criterios de Aplicación Potencial de la Nanotecnología en EOR no Térmico.** El crudo en sitio susceptible de aplicación de la nanotecnología se encontró primero identificando los campos que cumplen con los criterios de aplicación potencial de la nanotecnología determinados, al usar la base de datos de yacimientos colombianos pública. Los campos que cumplen con los criterios de selección fueron ordenados por el OOIP y se seleccionaron los diez con mayor potencial para la aplicación de la nanotecnología.

**Tabla 21. Campos susceptibles de aplicación de la Nanotecnología.**

Campo	OOIP [MMBls]
A	1310
B	1048
C	610
D	398
E	319
F	316
G	225
H	221.7
I	193
J	142

El OOIP de todos los campos susceptible de aplicación de nanotecnología es de 4782.7MMBls. Con un factor de recobro incremental del 10% del OOIP, se tendría una promesa volumétrica de 473 MM bbl. A pesar de que esta tecnología está en una etapa de desarrollo primaria, es relevante dimensionar el tamaño de la oportunidad que está en juego al desarrollar tecnológicamente estos procesos.

#### **4.4 ESFUERZOS QUE SE NECESITAN PARA CONSOLIDAR LA TECNOLOGÍA.**

Las aplicaciones de la nanotecnología en la industria de los Hidrocarburos se han convertido en un prometedor campo de investigación. La inyección de nanopartículas en un yacimiento de petróleo puede modificar la reología, la movilidad, la humectabilidad y otras propiedades de los fluidos y, por lo tanto, se necesitan investigaciones exhaustivas. Para lograr consolidar esta tecnología en especial en el Recobro mejorado de petróleo, se necesita, desarrollar más proyectos de investigación que exploren las propiedades de las nanopartículas y el

comportamiento de estas en diferentes tipos de formaciones; para esto se necesitarían realizar las pruebas experimentales con núcleos propios de los yacimientos, en un amplio rango de permeabilidad, porosidad, salinidad y temperatura, y no con núcleos sintéticos.

También es importante realizar modelados matemáticos y simulaciones numéricas, que examinen el transporte de las nanopartículas en el medio poroso, la retención y el daño que se podría causar a la formación si la cantidad de nanopartículas atrapadas es muy grande, que tan eficiente es la adsorción de las nanopartículas sobre la superficie, cual es la alteración de la mojabilidad, y la reducción de la tensión interfacial, para así lograr conocer el potencial que tendrían estos nanofluidos en la recuperación de petróleo.

Lo más importante para consolidar esta tecnología en el recobro mejorado, es llevar los estudios de escala de laboratorio a escala de campo, desarrollando pilotos de inyección de nanofluidos que demuestren a la industria de los Hidrocarburos que la nanotecnología puede contribuir a un avance tecnológico e innovador en el recobro mejorado, que podría ayudar con el aumento del factor de recobro en Colombia y el mundo.

#### **4.5 COMPARACIÓN DE LA RETENCIÓN DE POLIMERO CONVENCIONAL vs NANOFLUIDOS EN EL MEDIO POROSO.**

La nanotecnología nos promete la posibilidad de asegurar el paso de partículas nanométricas a través del medio poroso sin deteriorarlo, ya que por su tamaño reducido puede atravesar las gargantas porosas. Esto como se ha comprobado en la revisión bibliográfica no es del todo cierto. Las NPs inestables en solución y que

por lo general no han sido modificadas superficialmente tiende a agregarse y resultan en taponamiento de los medios porosos.

**Tabla 22. Comparación de la retención de polímero y nanopartículas en el medio poroso.**

<b>RETENCIÓN DE POLÍMEROS EN EL MEDIO POROSO.</b>			
PERMEABILIDAD	POROSIDAD	CONCENTRACIÓN PPM	RETENCIÓN. %
5.51 Md	0.441	2000	0.00278
5.37 Md	0.441	20	0.000463
5.04 Md	0.440	1000	0.00143
4.88 Md	0.436	500	0.00102
<b>RETENCIÓN DE NANOFLUIDOS EN EL MEDIO POROSO.</b>			
PERMEABILIDAD	POROSIDAD	CONCENTRACIÓN PPM	RETENCIÓN. %
3000 Md	0.3	10000	0.002
25000mD	0.44	1000-10000	0.009 - 0.073
2003Md	0.42	500	0.067 – 0.072
NR	NR	12000-50000	0.002- 0.012

De los datos reportados en los experimentos usados la NPs se retienen más que los polímeros lo que indica la necesidad de mejorar la estabilidad y hacer modificaciones superficiales a las NPs para que no haya agregación y taponamiento de poros. Esta alta retención también debe ser evaluada en detalle ya que no solo representa un daño de las propiedades también puede ser un índice del cambio de las propiedades de la mojabilidad de la roca, mejorando la recuperación de crudo.

## 5. CONCLUSIONES

1. La nanotecnología posee el potencial de mejorar el panorama en la recuperación de petróleo en Colombia, aumentando las reservas de petróleo y solucionando los problemas que presentan las técnicas de recuperación convencionales utilizadas hoy en día, siendo las principales claves de esta mejora, el tamaño de las nanopartículas y sus características especiales.
2. En procesos de agua mejorada, la adición de nanopartículas aumenta la viscosidad del fluido inyectado, modifica propiedades como la mojabilidad de la roca y la tensión interfacial entre fluidos, mejora la relación de movilidad y aumenta la recuperación de crudo.
3. El uso de nanopartículas en la inyección de polímeros-tensioactivos y emulsiones, aumenta la estabilidad de estos y los hace más resistentes a las duras condiciones del yacimiento como altas temperaturas y presiones, evitando su degradación y desestabilización temprana. Como las nanopartículas son tan pequeñas, las emulsiones estabilizadas por ellas pueden recorrer una larga distancia en los yacimientos sin mucha retención.
4. El uso de nanopartículas ofrece una alternativa económica en comparación con los métodos de recobro convencionales como la inyección de polímeros o surfactantes, con alto grado de estabilidad sobre amplios intervalos de temperatura y salinidad, al tiempo que reducen el impacto ambiental en comparación con los materiales estabilizadores de emulsión convencionales tales como tensoactivos.
5. Las NPs de sílice generan emulsiones estables durante varios meses con concentraciones 0.5% en peso o más. Además, las NPs hidrófilas producen emulsiones de aceite en agua, mientras que las nanopartículas hidrófobas producen emulsiones de agua en aceite.
6. En recobro térmico la aplicación de nanopartículas reduce efectivamente la viscosidad del aceite pesado y extrapesado, se logra un aprovechamiento

- eficiente de la energía, además mejora la calidad del aceite produciendo un crudo más ligero lo que aumenta significativamente la recuperación de petróleo.
7. En métodos de inyección de CO<sub>2</sub>, la adición de NPs producen un aumento en la eficiencia de barrido y aumenta la viscosidad del CO<sub>2</sub> convencional, adicionalmente mejora la captura capilar de CO<sub>2</sub>.
  8. El proceso de gas alternado con nanofluidos tiene el potencial para mejorar el rendimiento del método WAG, ya que se evidenció que la adsorción de las NPs de SiO<sub>2</sub> cambia la humectabilidad de la roca de mojado por aceite a fuertemente mojado por agua, reduce la tensión interfacial y aumenta en un 20% el incremento en el factor de recuperación.
  9. Es importante optimizar la concentración de NPs a un valor que no cause bloqueo en los canales de los poros, lo que daña el núcleo y reduce la permeabilidad y la recuperación del aceite, según estudios experimentales se evidenció que la concentración óptima de nanofluido para la recuperación de petróleo es de 0.05%wt ya que a esta concentración se evidencia una mayor eficiencia de desplazamiento tanto para los núcleos berea mojados por agua de permeabilidad baja a media y alta.
  10. La parte hidrófila de la NP tiende a estar presente en la fase acuosa y la parte hidrófoba en la fase oleosa, por lo que la capa de NPs reemplaza la antigua interfaz entre el aceite y el agua, las fuerzas de fricción de estas dos fases se reducen y por lo tanto generan una IFT más baja lo que a su vez genera un aumento en la recuperación de petróleo.
  11. La movilidad de NPs a través de los medios porosos depende fuertemente de su estabilidad; la carga superficial y rugosidad del medio poroso. Las NPs con mayor movilidad a través de medios porosos, causaron mayores recuperaciones de aceite. Se recomienda que antes de aplicar NPs para fines EOR, su transporte y retención a través de medios porosos deben ser evaluados.

12. El SiO<sub>2</sub> genera una recuperación de aceite alta, pero la combinación de NPs de óxidos metálicos y estabilizantes proporcionan con éxito una recuperación de aceite más alta que las NPs de SiO<sub>2</sub> solas.
13. Colombia tiene un gran potencial de reservas que pueden ser extraídas con el mejoramiento de las técnicas convencionales de recobro mejorado, adicionando nanopartículas.
14. Hacen falta grandes esfuerzos para llevar la nanotecnología del estado experimental en que se encuentra a aplicaciones en campo. Las pruebas en formaciones específicas y simulaciones avanzadas son los pasos a seguir para un avance real.
15. Las excelentes propiedades atribuidas a las nanopartículas pueden no llegarse a presentar si no hay una modificación superficial que estabilice las nanopartículas y las mantenga individualmente, reduciendo su retención en el medio poroso.

## 6. RECOMENDACIONES

1. Desarrollar una simulación numérica con un modelo semi-conceptual que capture las propiedades promedio de un área piloto en Colombia, evaluando el diferencial entre el desplazamiento con solución polimérica convencional y solución polimérica mejorada con nanopartículas para conocer el efecto, el potencial y el costo que tendría el uso de estos nanofluidos en la recuperación de petróleo en un campo colombiano.
2. Realizar un proyecto experimental de coreflooding utilizando nanopartículas de sílice donde se puedan comprobar los resultados de la bibliografía estudiada en la mejora de la recuperación de petróleo a través de mecanismos como: la reducción residual de saturación de aceite, Modificación de la viscosidad, Alteración de la humectabilidad, ángulo de contacto y tensión interfacial, entre otros.
3. Crear un grupo de investigación enfocado a la aplicación de la nanotecnología en recobro mejorado en la Escuela de Ingeniería de petróleos con convenio con el ICP (Instituto Colombiano de Petróleo) donde se puedan desarrollar proyectos de investigación e innovación con el uso de nanofluidos en el recobro mejorado y así propulsar a la Universidad Industrial de Santander y a Ecopetrol como pioneros en el desarrollo de nuevas tecnologías como lo es la Nanotecnología.

## BIBLIOGRAFÍA

AGRAWAL, Devesh, et al. BAKER HUGHES. Improved bitumen recovery from mined oil sand ore using colloidal nanosílica. Society of Petroleum Engineers. Tulsa, Oklahoma, USA. 2016. SPE-179567-MS. 16 p.

AGUILLON, Javier and GARCIA, Fredy. Universidad industrial de Santander. Sistema Experto Para La Selección Técnica De Un Método De Recobro Mejorado Para Un Campo De Crudo. Bucaramanga, Santander. 2004. 134 p.

AL MATROUSHI, M; POURAFSHARY, P and AI WAHAIBI, Y. Department of Petroleum and Chemical Engineering, Sultan Qaboos University. Possibility of Nanofluid/Gas Alternating Injection as an EOR Method in an Oil Field. Abu Dhabi, UAE. Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-177434-MS. 15 p.

AL-FARSI, Hajir; POURAFSHARY, Peyman and AL-MAAMARI, Rashid. Sultan Qaboos University. Application of Nanoparticles to Improve the Performance of Microwave Assisted Gravity Drainage (MWAGD) as a Thermal Oil Recovery Method. Muscat, Oman. Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE-179764-MS. 14 p.

ALOMAIR, Osamah; MATAR, M and ALSAEED, Yousef. Kuwait University. Nanofluids Application for Heavy Oil Recovery, Adelaide, Australia. Society of Petroleum Engineers. 2014. SPE-171539-MS. 18 p.

ALOTAIBI, Fawaz; et al. Saudi Aramco. Gelled Emulsion of CO-Water-Nanoparticles. 2013. SPE 166072. 13 p.

AL-SHEHRI, Abdullah, et al. Saudi Aramco. Illuminating the Reservoir: Magnetic Nanomappers. Manama, Bahrain, Society of Petroleum Engineers. 2013. SPE 164461. 10 p.

AMINZADEH, B; et al. Department of Petroleum and Geosystems Engineering, The University of Texas at Austin. Influence of Surface-Treated Nanoparticles on Displacement Patterns During CO<sub>2</sub> Injection. New Orleans, Louisiana, USA. Society of Petroleum Engineers. 2013. SPE 166302. 20 p.

AMINZADEH, B; et al; The University of Texas at Austin. Effect of Spontaneous Formation of Nanoparticle Stabilized Emulsion on the Stability of a Displacement. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 154248. 16 p.

ANSARI, Arsalan, et al. the petroleum institute, abu Dhabi. Smart nano-EOR process for Abu Dhabi carbonate reservoirs. Society of Petroleum Engineers. Abu Dhabi, UAE. 2012. SPE-162386-MS. 13 p.

AROONSRI, Archawin; et al. The University of Texas at Austin. Conditions for Generating Nanoparticle-Stabilized CO<sub>2</sub> Foams in Fracture and Matrix Flow. New Orleans, Louisiana, USA. Society of Petroleum Engineers. 2013. SPE 166319. 19 p.

ASSEF, Y; et al. University of Calgary. Controlling Interactions of Colloidal Particles and Porous Media During Low Salinity Water Flooding and Alkaline Flooding By MgO Nanoparticles. Muscat, Oman. Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE-179768-MS. 7 p.

AYATOLLAHI, Shahab and ZERAFAT, Mohammad. School of Chemical and Petroleum Engineering, Shiraz University, Shiraz, Iran. Nanotechnology-Assisted EOR Techniques: New Solutions to Old Challenges, Noordwijk, Netherlands, Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 157094. 15 p.

BAEZ, Jorge; et al. The University of Oklahoma. Stabilization of Interfacially-Active-Nanohybrids/Polymer Suspensions and Transport through Porous Media. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 154052. 11 p.

BARIFCANI, Ahmed, et al. DEPARTMENT OF PETROLEUM ENGINEERING, CURTIN UNIVERSITY. Nanofluids for enhanced oil recovery processes: Wettability alteration using zirconium oxide. Offshore Technology Conference. Kuala Lumpur, Malaysia. 2016. OTC-26573-MS. 7 p.

BAYAT, Ali and JUNIN, Radzuan. UNIVERSITI TEKNOLOGI MALAYSIA. Transportation of metal oxide nanoparticles through various porous media for enhanced oil recovery. Society of Petroleum Engineers. Nusa Dua, Bali, Indonesia. 2015. SPE-176365-MS. 15 p.

BINSHAN, Ju and ZHIPING, Fan. "Improving Water Injectivity and Enhancing Oil Recovery By Wettability Control Using Nanopowders", 2012, Journal of Petroleum Science and Engineering 86 – 87 (2012) 206 –216.

CAETANO, Miranda, STORI, Lucas and COSTA, Bruno. Universidade Federal do ABC. Stability and Mobility of Functionalized Silica Nanoparticles for Enhanced Oil Recovery Applications. Noordwijk, The Netherlands, Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 157033. 12 p.

CALDELAS, Manuel. "Experimental Parameter Analysis of Nanoparticle Retention in Porous Media", 2010, MSc. thesis, The University of Texas at Austin

CAO, Nahai; MOHAMMED, Almojtaba and BABADAGLI, Tayfun. UNIVERSITY OF ALBERTA. Wettability alteration of heavy-oil/bitumen containing carbonates using solvents, high pH solutions and nano/ionic liquids. Offshore Technology Conference. Rio de Janeiro, Brazil. 2015. OTC-26068-MS. 18 p.

CarbonInspired2, 2014. Fluidos con mejor conductividad térmica gracias a las nanopartícula. Recuperado de: <http://carboninspired2.com/blog/?p=946>

CHENGARA, Anoop; NIKOLOV, Alex and WASAN; Darsh T. Journal of Colloid and Interface Science. "Spreading Of Nanofluids Driven By The Structural Disjoining Pressure Gradient". 2004.

COCUZZA, M, et al. Politecnico di Torino. Is The Oil Industry Ready for Nanotechnologies Offshore Mediterranean Conference. Turin, Italy. 2011. 2011-070 OMC. 15 p.

CRUZ, Santiago. Universidad Nacional Autónoma de México. Proyecto de grado. Nanotecnología aplicada a la industria petrolera. Ciudad de México, México. 2013. 109 p.

Di Mo, et al. New Mexico Institute of Mining and Technology, Socorro, . Study of the Effect of Different Factors on Nanoparticle-Stablized CO<sub>2</sub> Foam for Mobility Control. Texas, USA. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 159282. 11 p.

DING, Baodong, et al. CHINA UNIVERSITY OF PETROLEUM, EAST CHINA. Preparation of microgel nanospheres and their application in EOR. Society of Petroleum Engineers. Beijing, China. 2010. SPE-130357-MS. 7 p.

DUARTE, Carlos. Universidad industrial de Santander. Diseño y construccion de un separador trifluidico e implementacion de un sistema para su medicion en el laboratorio de recobro mejorado del instituto colombiano del petroleo. (I.C.P.). bucaramanga, santander. 2006. 151 p.

ECTOR, Daniel; HOLCOMB, David and McELFRESH, Paul. FRAC TECH SERVICES INTERNATIONAL. Application of nanofluid technology to improve recovery in oil and gas wells. Society of Petroleum Engineers. Noordwijk, The Netherlands. 2012. SPE-154827-MS. 6 p.

El-Amin, Mohamed; et al. University of Science and Technology (KAUST), Saudi Arabia. Enhanced Oil Recovery by Nanoparticles Injection: Modeling and Simulation. Manama, Bahrain. Society of Petroleum Engineers. 2013. SPE 164333. 10 p.

EL-AMIN, Mohamed; SALAMA, Amgad and SUN, Shuyu. KING ABDULLAH UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY. Modeling and simulation of nanoparticle transport in a two-phase flow in porous media. Noordwijk, The Netherlands. 2012. SPE-154972-MS. 9 p.

EL-DIASTY, Abdelrahman and ALY, Ahmed. TPS Technical Petroleum Services. Understanding the Mechanism of Nanoparticles Applications in Enhanced Oil Recovery. Cairo, Egypt, Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-175806-MS. 19 p.

EL-DIASTY, Abdelrahman Ibrahim. AMERICAN UNIVERSITY IN CAIRO. The Potential of Nanoparticles to Improve Oil Recovery in Bahariya Formation, Egypt: An Experimental Study. Kuala Lumpur, Malaysia, 2015. Society of Petroleum Engineers. SPE-174599-MS. 14 p.

EL-DIASTY, Abdelrahman; SALEM, Ade. The American University in Cairo (AUC) and Suez University, Egypt. Applications of Nanotechnology in the Oil & Gas industry: Latest Trends Worldwide & Future Challenges in Egypt. Cairo, Egypt, 2013. SPE 164716. 13 p.

EMRANI, Arezoo; A, Hisham and EL-DIN, Nasr. Texas A&M University. Stabilizing CO<sub>2</sub>-Foam using Nanoparticles. Budapest, Hungary. Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-174254-MS. 22 p.

ESPINOZA, David, et al. The University of Texas at Austin. Nanoparticle-Stabilized Supercritical CO<sub>2</sub> Foams for Potential Mobility Control Applications, Tulsa, Oklahoma, USA. 2010. SPE 129925. 13 p.

EVDOKIMOV, Igor, et al. State U. of Oil and Gas. Emerging Petroleum-Oriented Nanotechnologies for Reservoir Engineering. Moscow, Russia. Society of Petroleum Engineers. 2006. SPE 102060. 9 p.

EVERETT, Don M., et al. HALLIBURTON ENERGY SERVICES GROUP. Worldwide field applications of a polymeric gel system for conformance applications. Society of Petroleum Engineers. Lafayette, Louisiana, USA. 2006. SPE-98119-MS. 6 p.

FAKOYA, M.F and Shah, S.N. Well Construction Technology Center, The University of Oklahoma. Rheological Properties of Surfactant-Based and Polymeric Nano-Fluids. The Woodlands, Texas, USA. Society of Petroleum Engineers. 2013. SPE 163921. 17 p.

FAROOQUI, Jamal; BABADAGLI, Tayfun and LI, Huazhou. University of Alberta. Improvement of the Recovery Factor Using Nano Metal Particles at the Late Stages of Cyclic Steam Stimulation. Calgary, Alberta, Canada. 2015. SPE-174478-MS. 17 p.

FATHI, S. J, AUSTAD, Tor and STRAND, Skule. University of Stavanger. Water-Based Enhanced Oil Recovery (EOR) by "Smart Water": Optimal Ionic Composition for EOR in Carbonates. Muscat, Oman. Society of Petroleum Engineers .2011. SPE 154570. 14 p.

FLETCHER, A.J.P; DAVIS, J.P. Society of Petroleum engineers. How EOR Can be Transformed by Nanotechnology, Tulsa, Oklahoma. 2010. SPE-129531-MS. 16 p.

Foro Mundial de Recobro Mejorado, 2016, Presentación realizada por Juan Carlos Echeverri.

FRACO, C.A. et al. Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellin. Heavy Oil Upgrading and Enhanced Recovery in a Continuous Steam Injection Process Assisted by Nanoparticulated Catalysts. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE-179699-MS. 16 p.

GALUKHIN, A.V, et al. Kazan Federal University. Influence of Iron Pentacarbonyl on Catalytic Aquathermolysis of Heavy Oil: Changes of Oil's Parameters and Formation of Magnetic Nanoparticles. Moscow, Russia. Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-176547-MS. 10 p.

GIANNELIS, Emmanuel; RASHID, Harunar and KANJ, Mazen. SAUDI ARAMCO. CORNELL UNIVERSITY. Industry first field trial of reservoir nanoagents. Society of Petroleum Engineers. Manama, Bahrain. 2011. SPE-142592-MS. 10 p.

GREEN, D. W. and WILHITE, G. P. Enhanced oil recovery. SPE Textbook Series, Richardson, Texas, 1998.

GREFF, J.H. and BABADAGLI, T. University of Alberta. Use of Nano-Metal Particles as Catalyst Under Electromagnetic Heating for Viscosity Reduction of Heavy Oil. Bangkok, thailand. International petroleum technology conference. 2012. IPTC 14720. 13 p.

GRIFFITH, Nicholas; et al. The university of Texas at Austin. Nanoparticle Stabilized Natural Gas Liquid in Water Emulsions for Residual Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2016. 179640-MS SPE. 22 p.

GRUESBECK, R. E. Collins: "Entrainment And Deposition of Fines Particles in Porous Media", 1982, Society of Petroleum Engineers Journal.

GURLUK, Merve; et al. Texas A&M University. Enhancing the Performance of Viscoelastic Surfactant Fluids Using Nanoparticles. London, United Kingdom. Society of Petroleum Engineers. 2013. SPE 164900. 15 p.

GURLUK, Merve; et al. Texas A&M University. The Effect of Different Brine Solutions on the Viscosity of VES Micelles. Noordwijk, The Netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2013. SPE 165164. 8 p.

HABIBI, Ali; et al. Islamic Azad University, University, Adel Al-Ajmi. Effect of MgO Nanofluid Injection into Water Sensitive Formation to Prevent the Water Shock Permeability Impairment. Noordwijk, The Netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 157106.7p.

HAMEDI, Y and BABADAGLI, T. University of Alberta. Transportation and Interaction of Nano and Micro Size Metal Particles Injected to Improve Thermal Recovery of Heavy-Oil. Colorado, USA. Society of Petroleum Engineers. 2011. SPE 146661. 12 p.

HAMEDI-SHOKRLU, Yousef and BABADAGLI, Tayfun. University of Alberta. Kinetics of the In-Situ Upgrading of Heavy Oil by Nickel Nanoparticle Catalysts and Its Effect on Cyclic-Steam-Stimulation Recovery Factor. Alberta, Canada. 2014. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 10 p.

HAMEDI-SHOKRLU, Yousef and BABADAGLI, Tayfun. University of Alberta. In-Situ Upgrading of Heavy Oil/Bitumen During Steam Injection by Use of Metal Nanoparticles: A Study on In-Situ Catalysis and Catalyst Transportation. Denver, Colorado. Society of Petroleum Engineers 2013. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 12 p.

HENDRANINGRAT, Luky; LI, Shidong and TORSÆTER, Ole. Norwegian University of Science and Technology (NTNU). "Effect of Some Parameters Influencing Enhanced Oil Recovery Process using Silica Nanoparticles: An Experimental Investigation", Abu Dhabi, UAE. 2013, SPE 165955, 10 p.

HENDRANINGRAT, Luky; and TORSÆTER, Ole. University of Science and Technology/NTNU. Understanding Fluid-Fluid and FluidRock Interactions in the Presence of Hydrophilic Nanoparticles at Various Conditions. The Woodlands, Texas. Society of Petroleum Engineers. 2014. 11 p.

HENDRANINGRAT, Luky; LI, Shidong and TORSÆTER, Ole. University of Science and Technology/NTNU. A Coreflood Investigation of Nanofluid Enhanced Oil Recovery in LowMedium Permeability Berea Sandstone. The Woodlands, Texas. Society of Petroleum Engineers 2013. SPE 164106. 14 p.

HUANG, T; et al. Coupling Nanoparticles with Waterflooding to Increase Water Sweep Efficiency for High FinesContaining Reservoir Lab and Reservoir Simulation Results. Houston, Texas, USA. Society of petroleum Engineers. 2015. SPE-174802-MS. 14 p.

HUH, Chun, et al. THE UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN. Transport and retention of aqueous dispersions of paramagnetic nanoparticles in reservoir rocks. Society of Petroleum Engineers. Tulsa, Oklahoma, USA. 2010. SPE-129887-MS. 21 p.

HUH, Chun; MOHANTY, Kishore and PANTHI, Krishna. Precision control of gel formation using superparamagnetic nanoparticle-based heating. Society of Petroleum Engineers. Houston, Texas, USA. 2015. SPE-175006-MS. 20 p.

IMQAM, Abdulmohsin, et al. MISSOURI UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY. CHINA UNIVERSITY OF PETROLEUM. THE UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN. Transport of nanogel through porous media and its resistance to water flow. Society of Petroleum Engineers. Tulsa, Oklahoma, USA. 2014. SPE-169078-MS. 14 p.

IRVINE, Randy; et al. P Eng. Harvest Operations Corp. Nano Spherical Polymer Pilot in a Mature 18° API Sandstone Reservoir Water Flood in Alberta, Canada. Kuala Lumpur, Malaysia. Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-174656-MS. 35 p.

KADHUM, Mohannad, et al. University of Oklahoma. Propagation of Carbon Nanotube Hybrids through Porous Media for Advancing Oilfield Technology. Woodlands, Texas, USA, Society of Petroleum Engineers .2015. SPE-173781-MS. 9 p.

KALYANARAMAN, Nishkriya; et al. The University of Kansas. Stability Improvement of CO<sub>2</sub> Foam for Enhanced Oil Recovery Applications Using Polyelectrolytes and Polyelectrolyte Complex Nanoparticles. 2015. SPE-174650-MS. 19 p.

KANJ, Mazen; FUNK, Jim and AL-YOUSIF, Zuhair. Advanced Research Center, Saudi Aramco. "Nanofluid Coreflood Experiments in the ARAB-D", AlKhobar, Saudi Arabia. Society of Petroleum Engineers .2009, SPE 126161. 11 p.

KANJ, Mazen; HARUNAR, Md; GIANNELIS, Emmanuel. Cornell University, Saudi Aramco. Industry First Field Trial of Reservoir Nanoagents. Manama, Bahrain, Society of Petroleum Engineers. 2011. SPE 142592–P .10 p.

KAPUSTA, Sergio; BALZANO, Leandro; TE RIELE, Paul. Shell International E&P B.V. Nanotechnology Applications in Oil and Gas Exploration and Production, Bangkok, Thailand, 2012. IPTC 15152. 5 p.

KHAJEHPOUR, Maryam; Goldman, Jon and Wassmuth, Fred. Alberta Innovates Technology Futures Steven Bryant, University of Calgary. Nanoparticles as Foam Stabilizer for Steam Foam Process Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE-179826-MS. 14 p.

KHEZRNEJAD, A; JAMES, L.A and JOHANSEN, T.E. Memorial University. Water Enhancement Using Nanoparticles in Water Alternating Gas (WAG) Micromodel Experiments. Amsterdam, The Netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2014. SPE-173484-STU. 15 p.

KIM, Ijung; et al. The University of Texas at Austin. Nanoparticle-Stabilized Emulsions for Improved Mobility Control for Adverse-Mobility Waterflooding. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE-179644-MS. 10 p.

KO, Saebom; LEE, Hyunjae and HUH, Chun. University of Texas of Austin. Efficient Removal of EOR Polymer from Produced Water Using Magnetic Nanoparticles and Regeneration/ReUse of Spent Particles. Texas, USA. Society of Petroleum Engineers. 2017. SPE-179576-PA. 12 p.

LAL, R. et al. Encyclopedia of Soil Science. 2 da edición, Estados Unidos, Ed. Taylor & Francis, 2005.

Li D, et al. The Study and Application of Gas Hydrate Decomposition under Microwave Action. Chemical Industry Development. 2003.

LI, Shidong and TOSAETER, Ole. NORWEGIAN UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY. The impact of nanoparticles adsorption and transport on wettability alteration of water wet Berea sandstone. Society of Petroleum Engineers. Nusa Dua, Bali, Indonesia. 2015. SPE-176256-MS. 11 p.

M., Engel, et al. IBM RESEARCH. From nanoscale wetting towards enhanced oil recovery. Rio de Janeiro, Brazil. 2015. SPE-26232-MS. 9 p.

MAGHZI, Ali, et al “Monitoring Wettability Alteration By Silica Nanoparticles During Water Flooding To Heavy Oils In Five-Spot Systems: A Pore-Level Investigation”, 2012, Experimental Thermal and Fluid Science 40 (2012) 168 –176.

MANDAL, Ajay, et al. Indian School of Mines, Dhanbad, India. “Characterization of Surfactant Stabilized Nanoemulsion and Its Use in Enhanced Oil Recovery”. Noordwijk, The Netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 155406. 13 p

MANDAL, Ajay; et al. Indian School of Mines, Dhanbad, India. Characterization of Surfactant Stabilized Nanoemulsion and Its Use in Enhanced Oil Recovery. Noordwijk, The Netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 155406. 13 p.

MARTIN, V; MOGENSEN, Kristian. Maersk Oil Research and Technology Centre. Novel Applications of Nanoparticles for Future Enhanced Oil Recovery. 2014. IPTC-17857-MS. 14 p.

MASHAYEKHI, Leila, et al. SHARIF UNIVERSITY OF TECHNOLOGY. Investigation of the effect of water based nanoparticles addition on hysteresis of oil-water relative permeability curves. Society of Petroleum Engineers. Noordwijk, The Netherlands. 2012. SPE-157005-MS. 11 p.

MATAR, Khaled; ALOMAIR, Osamah and ALSAEED, Yousef. KUWAIT UNIVERSITY. Nanofluids application for heavy oil recovery. Society of Petroleum Engineers. Adelaide, Australia. 2014. SPE-171539-MS. 18 p.

MCELFRESH, Paul; HOLCOMB, David and ECTOR, Daniel. FTS International LLC). "Application of Nanofluid Technology to Improve Recovery in Oil and Gas Wells", Noordwijk, The Netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2012, SPE 154827. 14p.

MCELFRESH, Paul; WOOD, Marodi and ECTOR, Daniel. FTS International LLC. Stabilizing Nano Particle Dispersions in High Salinity, High Temperature Downhole Environments. Noordwijk, The Netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 154758. 6p.

METIN, Cigdem; BONNECAZE, Roger and NGUYEN, Quoc. THE UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN. The viscosity of silica nanoparticle dispersions in permeable media. Society of Petroleum Engineers. Noordwijk, The Netherlands. 2012. SPE-157056-MS. 8 p.

MIRANDA, Caetano; STORI, Lucas and COSTA, Bruno. Universidade Federal do ABC. Stability and Mobility of Functionalized Silica Nanoparticles for Enhanced Oil Recovery Applications. Noordwijk, The Netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 157033. 11 p.

MORADI, Et al. Institute of Petroleum Engineering, University of Tehran. Application of SiO Nano Particles to Improve the Performance of Water Alternating Gas EOR Process. Mumbai, India. Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-178040-MS. 8p.

MURPHY, Michael Joseph: "Experimental Analysis of Electrostatic and Hydrodynamic Forces Affecting Nanoparticle Retention in Porous Media", 2012, MSc. thesis, The University of Texas at Austin May Nanotecnología, la Revolución industrial del siglo XXI, 2006. Fundación de innovación Bankinter.

NEILSON, Bethany, et al. THE UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN. Investigation of nanoparticle adsorption during transport in porous media.

NGUYEN, Phong; FADAEI, Hossein and SINTON, David. MIE Department, University. Nanoparticle Stabilized CO<sub>2</sub> in Water Foam for Mobility Control in Enhanced Oil Recovery via Microfluidic Method. Alberta, Canada. Society of Petroleum Engineers. 2014. SPE-170167-MS. 9 p.

ODEDELE, Engr and NIGERIA, Abuja. Raw Materials Research & Development Council. Synthesis and Applications of Nanomaterials in Enhanced Oil Recovery. Lagos, Nigeria. Society of Petroleum Engineers. 2014. SPE-172448-MS. 11 p.

ODEDELE, Engr. Raw Materials Research & Development Council, Abuja Nigeria. Synthesis and applications of nanomaterials in enhanced oil recovery. Lagos, Nigeria. Society of Petroleum Engineers. 2014. SPE-172448-MS .11 p.

OGOLO, N.A.; OLAFUYI, O.A. and ONYEKONWU, M.O. Petroleum Technology Development Fund Research Group, Institute of Petroleum Studies, University of Port Harcourt, Rivers State, Nigeria. Enhanced oil recovery using nanoparticles.

Society of Petroleum Engineers. Al-Khobar, Saudi Arabia. 2012. SPE-160847-MS. 9 p.

ONYEKONWU, Mike and OGOLO, Naomi. UNIVERSITY OF PORT HARCOURT. Investigating the use of nanoparticles in enhancing oil recovery. Society of Petroleum Engineers. Tinapa - Calabar, Nigeria. 2010. SPE-140744-MS. 14 p.

OSPINA, Natalia. Evaluación de la Aplicación de Nanofluidos para Mejoramiento In-Situ del Crudo Pesado. Tesis, Magíster en Ingeniería de Petróleos. Medellín: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Escuela de Procesos y Energía. 2015. 57 p.

OTÁLVARO, Julián. Síntesis y Evaluación de un Novedoso Nanofluido Basado en Bio-Surfactante para Procesos de Recobro Mejorado de Crudo Pesado. Tesis, Magíster en Ingeniería Química. Medellín: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Escuela de Procesos y Energía. 2015. 46 p.

PARVAZDAVANI M, et al. Department of Chemical and Petroleum Engineering, Sharif University of Technology. Investigation of the Effect of Water Based Nanoparticles Addition on Hysteresis of Oil and-Water Relative Permeability Curve. Noordwijk, The Netherlands, 2012. SPE 157005. 11 p.

PEI, H; et al. China University of Petroleum (East China). Investigation of Nanoparticle and Surfactant Stabilized Emulsion to Enhance Oil Recovery in Waterflooded Heavy Oil Reservoirs. Calgary, Alberta, Canada. Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-174488-MS. 11 p.

PHUONG, Bao, et al. INSTITUTE OF APPLIED MATERIAL SCIENCE. VIETNAM PETROLEUM INSTITUTE. VIETNAM ACADEMY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY. Evaluation on the EOR potential capacity of the synthesized

composite silica-core / polymer-shell nanoparticles blended with surfactant systems for the HPHT offshore reservoir conditions. Society of Petroleum Engineers. Noordwijk, The Netherlands. 2012. SPE-157127-MS. 10 p.

PRATS, Michael. Monograph: Thermal recovery. Segunda impresión. New York. V.7.

QIU, Fangda. Department of Petroleum Engineering, Texas A&M University, SPE. The Potential Applications in Heavy Oil EOR With the Nanoparticle and Surfactant Stabilized Solvent-Based Emulsion. Calgary, Alberta, Canada. 2010. CSUG/SPE 134613. 12 p.

RAHMANI, Amir, et al. THE UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN. Theoretical and experimental investigation of the motion of multiphase fluids containing paramagnetic nanoparticles in porous media. Society of Petroleum Engineers. Florence, Italy. 2010. SPE-134879-MS. 20 p.

RODRIGUEZ, Astrid. et al. Revista Fuentes: El Reventón Energético Vol. 14 N° 1 de 2016.

ROUSTAEI, Abbas, et al. RESEARCH INSTITUTE OF PETROLEUM INDUSTRY. ABADAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY. An experimental investigation of polysilicon nanoparticles' recovery efficiencies through changes in interfacial tension and wettability alteration. Society of Petroleum Engineers. Noordwijk, The Netherlands. 2012. SPE-156976-MS. 7 p.

ROUSTAEI, Abbas, et al. RESEARCH INSTITUTE OF PETROLEUM INDUSTRY. ABADAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY, IRAN. Experimental investigation of HLP nanofluid potential to enhance oil recovery: A mechanistic approach. Society of Petroleum Engineers. Noordwijk, The Netherlands. 2012. SPE-156642-MS. 9 p.

ROUSTAEI, Abbas. Et al. An Experimental Investigation of Polysilicon Nanoparticles' Recovery Efficiencies through Changes in Interfacial Tension and Wettability Alteration. Noordwijk, the Netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2012. 156976-MS SPE 7 p.

RYOO, Seungyup, et al. Dept. of Chemical Engineering, The University of Texas at Austin. Theoretical and Experimental Investigation of the Motion of Multiphase Fluids Containing Paramagnetic Nanoparticles in Porous Media. Florence, Italy. Society of Petroleum Engineers. 2010. SPE 134879. 20p.

SAINT-MARTIN, Fernando; PRODANOVIĆ, Maša and HUH, Chun. The University of Texas at Austin. Excitable Nanoparticles for Trapped Oil Mobilization. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2014. SPE-169122-MS. 16 p.

SALAGER, Jean. Universidad de los Andes. RECUPERACIÓN MEJORADA DEL PETROLEO. Merida, Venezuela. 2005. 35 p.

SALEM, Adel and HANNORA, Ahmed. FUTURE UNIVERSITY IN EGYPT. SUEZ UNIVERSITY. An experimental investigation of silica nanoparticles for enhanced oil recovery applications. Society of Petroleum Engineers. Cairo, Egypt. 2015. SPE-175829-MS. 16 p.

SAN, Jingshan; et al. New Mexico Institute of Mining and Technology. Nanoparticle Stabilized CO<sub>2</sub> Foam: Effect of Different Ions. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE-179628-MS. 12 p.

SHAH and RUSHEET, D. University of Alaska Fairbanks. Application of Nanoparticle Saturated Injectant Gases for EOR of Heavy Oils. New Orleans, Louisiana, USA. 2009. SPE-129539-STU. 12 p.

SHIAU, Ben, et al. UNIVERSITY OF OKLAHOMA. Interfacially active SWNT/silica nanohybrid used in enhanced oil recovery. Society of Petroleum Engineers. Tulsa, Oklahoma, USA. 2010. SPE-129901-MS. 11 p.

SHIAU, Ben, et al. UNIVERSITY OF OKLAHOMA. Propagation of carbon nanotube hybrids through porous media for advancing oilfield technology. Society of Petroleum Engineers. The Woodlands, Texas, USA. 2011. SPE-173781-MS. 9 p.

SHIDONG, Li; HENDRANINGRAT, Luky and TORSÆTER, Ole. University of Science and Technology (NTNU). Improved Oil Recovery by Hydrophilic Silica Nanoparticles Suspension: 2- Phase Flow Experimental Studies. Beijing, China. International Petroleum Technology Conference. 2013. IPTC 16707 .15 p.

SHOKRLU, Hamed and BABADAGLI, T. University of Alberta. In-Situ Upgrading of Heavy Oil/Bitumen During Steam Injection by Use of Metal Nanoparticles: A Study on In-Situ Catalysis and Catalyst Transportation., Denver, Colorado, Society of Petroleum Engineers. 2013. 12 p.

SHOKRLU, Y and BABADAGLI, T. University of Alberta. Transportation and Interaction of Nano and Micro Size Metal Particles Injected to Improve Thermal Recovery of Heavy-Oil. Denver, Colorado. Society of Petroleum Engineers. 2011. SPE 146661. 12 p.

SILVA, Glaura, et al. UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS. Improvement of viscosity and stability of polyacrylamide aqueous solution using carbon black as a nano-additive. Offshore Technology Conference. Rio de Janeiro, Brazil. 2013. OTC-24443-MS. 7 p.

SINGH, Robin and MOHANTY, Kishore. Universidad de Texas en Austin. Foams Stabilized by InSitu Surface Activated Nanoparticles in Bulk and Porous Media. Amsterdam, the netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2014. SPE 170942. 14 p.

SINGH, Robin; et al. The university of Texas at Austin, Seoul National University. Fly Ash Nanoparticle-Stabilized CO<sub>2</sub>-in-Water Foams for Gas Mobility Control Applications. Tulsa, Oklahoma, USA, Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-175057-MS. 13 p.

SKAUGE, Arne, et al. UNI CIPR. Nano-sized particles for EOR. Society of Petroleum Engineers. Tulsa, Oklahoma, USA. 2010. SPE-129933-MS. 10 p.

SOARE, M. C, et al, Universidade Federal de Minas Gerais. Improvement of Viscosity and Stability of Polyacrylamide Aqueous Solution Using Carbon Black as a Nano-Additive. Janeiro, Brazil, 2013. OTC 24443. 7 p.

SRINIVASAN, Aditya and SUBHASH, Shah. University of Oklahoma. Surfactant Based Fluids Containing CopperOxide Nanoparticles for Heavy Oil Viscosity Reduction. Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2014. 170800-MS SPE 15 p.

SZABO, Lakatos, et al. RES. INST. APPLIED EARTH SCIENCIES, UM AND MOL PLC, E&P DIVISION, HUNGARY. MOL PLC, D/P DIVISION BUDAPEST, 128. HUNGARY. New alternatives in conformance control: Nanosilica and liquid polymer aided silicate technology. Society of Petroleum Engineers. Budapest, Hungary. 2015. SPE-174225-MS. 24 p

TABER, J.J and MARTIN, F.D. New Mexico Inst. of Mining and Technology. technical screening guides for the enhanced oil recovery for oil. San Francisco, California. Society of Petroleum Engineers. 1983. SPE-12069-MS. 11 p.

TAREK, Mohamed and EL-BANBI, Ahmed. CAIRO UNIVERSITY. Comprehensive investigation of effects of nano-fluid mixtures to enhanced oil recovery. Society of Petroleum Engineers. Cairo, Egypt. 2015. SPE-175835-MS. 10 p.

TAREK, Mohamed. CAIRO UNIVERSITY. Investigating nano-fluid mixture effects to enhance oil recovery. Society of Petroleum Engineers. Houston, Texas, USA. 2015. SPE-178739-MS. 11 p.

WANG, Qing; et al. Maersk Oil Research and Technology Centre, Qatar. Removal of Divalent Cations from Brine Using Selective Adsorption onto Magnetic Nanoparticles. Kuala Lumpur, Malaysia. International Petroleum Technology Conference. 2014. IPTC-17901-MS. 12 p.

WORTHEN, Andrew; et al. Dept. of chemical Eng; Dept of Petroleum & Geosystems Eng, The University of Texas at Austin. Nanoparticle Stabilized Carbon Dioxide in Water Foams for Enhanced Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma, USA, Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE154285. 7 p.

WOTHEN, Andrew; et al. University of Texas at Austin, USA; University of Calgary, Canada. MultiScale Evaluation of NanoparticleStabilized CO inWater Foams: From the Benchtop to the Field. Alberta Canadá. Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-175065-MS. 8 p.

WU, Jianyang; et al. Norwegian University of Science and Technology (NTNU), Norway. Effect of Nanoparticles on Oil-Water Flow in a Confined Nanochannel: A Molecular Dynamics Study. Noordwijk, The Netherlands, Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 156995. 16 p.

XU, Ke and Zhu, Peix. The University of Texas at Austin. A Microfluidic Investigation of the Synergistic Effect of Nanoparticles and Surfactants in Macro-Emulsion Based EOR. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE-179691-MS. 16 p.

YE, Allan, et al. HALLIBURTON. Nanosilica-based conformance gels. Society of Petroleum Engineers. Budapest, Hungary. 2015. SPE-174265-MS. 13 p.

YOU, Z; et al. The University of Adelaide, Australia. Effect of Nanoparticle Transport and Retention in Oilfield Rocks on the Efficiency of Different Nanotechnologies in Oil Industry. Noordwijk, The Netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 157097. 15 p.

YU, Jianjia; et al. New Mexico Institute of Mining and Technology, Socorro. Study of adsorption and transportation behavior of nanoparticles in three different porous media. Tulsa, Oklahoma. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 153337. 13 p.

\_\_\_\_\_. New Mexico Tech. Generation of Nanoparticle-Stabilized Supercritical CO<sub>2</sub> Foams. Orlando, Florida, USA. Society of Petroleum Engineers. 2012. CMTC 150849. 11 p.

\_\_\_\_\_. Petroleum Recovery and Research Center, New Mexico Institute of Mining and Technology, Socorro. Foam Mobility Control for Nanoparticle-Stabilized CO<sub>2</sub> Foam. Tulsa, Oklahoma, USA, Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 153336. 13 p.

\_\_\_\_\_. Petroleum Recovery and Research Center, New Mexico Institute of Mining and Technology. Study of Particle Structure and Hydrophobicity Effects on the Flow Behavior of Nanoparticle-Stabilized CO<sub>2</sub> Foam in Porous Media. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2014. SPE-169047-MS. 11 p.

YU, JIE; et al. Department of Chemical and Biomolecular Engineering, Rice University. Transport Study of Nanoparticles for Oilfield Application. Aberdeen, United Kingdom. Society of Petroleum Engineers. 2010. SPE 131158. 17 p.

YUAN, Bin; GHANBARNEZHAD, Rouzbeh and ZHENG, Da. University of Oklahoma. Analytical Modeling of Nanofluid Injection to Improve the Performance of Low Salinity Water Flooding. Kuala Lumpur, Malaysia. Offshore Technology Conference. 2016. OTC-26363-MS. 22 p.

YUQIN, Tian; et al. University Petroleum Engineering College and Shengli Oilfield Oil Production Technology Institute. Research and Application of Nano Polymer Microspheres Diversion Technique of Deep Fluid. Noordwijk, The Netherlands. Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 156999. 6 p.

ZABALA, R; et al. Universidad Nacional de Colombia. Application and Evaluation of a NanoFluid Containing NanoParticles for Asphaltenes Inhibition in Well CPSXL4. Offshore Technology Conference. Rio de Janeiro, Brazil. 2013. OTC 24310. 14 p.

ZABALA, R; FRANCO, C.A and CORTÉZ, F.B. Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín. Application of Nanofluids for Improving Oil Mobility in Heavy Oil and ExtraHeavy Oil: A Field Test. Tulsa, Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE-179677-MS. 14 p.

ZHANG, Kai. Et al. University of Calgary. A Way to Improve Water Alternating Gas Performance in Tight Oil Reservoirs. Spain, Trinidad and Tobago. Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE-180858-MS. 13 p.

ZHANG, Tiantian, et al. The University of Texas at Austin. Nanoparticle Stabilized Emulsions for Applications in Enhanced Oil Recovery. Oklahoma, USA. Society of Petroleum Engineers. 2010. SPE 129885. 18 p.