



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2023

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 4 de octubre de 2023

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Neiva, Huila

Los suscritos:

Juan David Giraldo Ojeda, con C.C. No. 1075280099,

Esteban Tigeros Andrade, con C.C. No. 1075317850,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado

IMPLEMENTACIÓN DE NANOFLUIDOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE RECOBRO MEJORADO MEDIANTE EL MÉTODO DE CALENTAMIENTO POR INDUCCIÓN ELECTROMAGNÉTICA
presentado y aprobado en el año 2023 como requisito para optar al título de

Ingeniero de Petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open Access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2023

PÁGINA

2 de 2

JUAN DAVID GIRALDO OJEDA:

ESTEBAN TIGREROS ANDRADE:

Firma: _____

Firma: _____



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: IMPLEMENTACIÓN DE NANOFUIDOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE RECOBRO MEJORADO MEDIANTE EL MÉTODO DE CALENTAMIENTO POR INDUCCIÓN ELECTROMAGNÉTICA

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
GIRALDO OJEDA	JUAN DAVID
TIGREROS ANDRADE	ESTEBAN

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
SEPÚLVEDA GAONA	JAIRO ANTONIO

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2023

NÚMERO DE PÁGINAS: 97

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO AP-BIB-FO-07 **VERSIÓN** 1 **VIGENCIA** 2023 **PÁGINA** 2 de 3

Diagramas ___ Fotografías x Grabaciones en discos ___ Ilustraciones en general ___ Grabados ___
Láminas ___ Litografías ___ Mapas ___ Música impresa ___ Planos ___ Retratos ___ Sin ilustraciones ___ Tablas
o Cuadros x

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: Ninguno

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Nanopartículas	Nanoparticles	6. Viscosidad	Viscosity
2. Nanofluidos	Nanofluids	7. Crudo	Crude Oil
3. TEOR	TEOR	8. Electromagnetismo	Electromagnetism
4. Calentamiento	Heating	9. Recobro	Recovery
5. Inducción	Induction	10. Mojabilidad	Wettability

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Debido a la creciente demanda de petróleo, se ha hecho importante sortear las dificultades técnicas en la producción de petróleos pesados. En el presente proyecto, se planteó una manera de optimizar la recuperación de crudo mediante el calentamiento por inducción electromagnética, implementando dos (2) tipos de nanofluidos óxido metálicos (NiO, CuO); que permitieran aumentar el factor de recobro, alterando diferentes aspectos que influyen directamente en la producción de petróleo como son la mojabilidad de la roca, la viscosidad del crudo y la eficiencia en el calentamiento.

Las pruebas se realizaron a escala de laboratorio trabajando con crudo pesado con la finalidad de observar y analizar el efecto que tenían los nanofluidos sobre los montajes, que constaban de muestras de arena, crudo y agua (nanofluido). Se realizaron pruebas para determinar la viscosidad del crudo con y sin presencia de las nanopartículas a diferentes temperaturas mediante un Viscosímetro Bohlin, pruebas para determinar la alteración de la mojabilidad en la arena por efecto de los nanofluidos al mismo tiempo que se comparaba como era el aumento de la temperatura en las muestras en presencia de los nanofluidos, y finalmente se realizaron pruebas de producción con los nanofluidos a diferentes concentraciones para determinar a qué concentraciones estos trabajaban de manera más eficiente.



Los resultados de las pruebas muestran un camino para continuar con la investigación en detalle, invitando a profundizar en la aplicación de estos nanofluidos para hacer más eficiente el método de recobro de calentamiento por inducción electromagnética, aplicado a crudos pesados.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

Due to the increasing demand for oil, it has become important to overcome the technical difficulties in the production of heavy oils. In the present project, a way was proposed to optimize crude oil recovery through electromagnetic induction heating, implementing two (2) types of metal oxide nanofluids (NiO, CuO); which allowed to increase the recovery factor, altering different aspects that infer directly in the production of oil such as the wettability of the rock, the viscosity of the crude and the efficiency in the heating.

The tests were carried out at laboratory scale working with heavy crude oil in order to observe and analyze the effect of nanofluids on the assemblies, which consisted of samples of sand, crude and water (nanofluid). Tests were performed to determine the viscosity of crude oil with and without the presence of nanoparticles at different temperatures using a Bohlin Viscometer tests to determine the alteration of wettability in the sand due to the effect of nanofluids at the same time as the temperature increase in the samples in the presence of the nanofluids was compared, and finally, production tests were carried out with the nanofluids at different concentrations to determine at which concentrations they worked most efficiently.

The results of the tests show a way to continue with the research in detail, inviting to deepen the application of these nanofluids to make more efficient the method of collection of electromagnetic induction heating, applied to heavy crudes.

APROBACIÓN DE LA TESIS

Nombre Jurado: Freddy Humberto Escobar

Firma:

Nombre Jurado: Guiber Olaya Marín

Firma:

**IMPLEMENTACIÓN DE NANOFLUIDOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE RECOBRO
MEJORADO MEDIANTE EL MÉTODO DE CALENTAMIENTO POR INDUCCIÓN
ELECTROMAGNÉTICA**

Juan David Giraldo Ojeda
Esteban Tigreros Andrade

Universidad Surcolombiana – Sede Neiva
Facultad de Ingeniería
Programa de Ingeniería de Petróleos
Neiva
2023

IMPLEMENTACIÓN DE NANOFLUIDOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE RECOBRO
MEJORADO MEDIANTE EL MÉTODO DE CALENTAMIENTO POR INDUCCIÓN
ELECTROMAGNÉTICA

Juan David Giraldo Ojeda
Esteban Tigreros Andrade

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al
Título de ingeniero de petróleos

Director
Ing. Jairo Antonio Sepúlveda Gaona, MSc

Universidad Surcolombiana – Sede Neiva
Facultad de Ingeniería
Programa de Ingeniería de Petróleos
Neiva
2023

Nota de aceptación



MSc. Jairo Antonio Sepúlveda Gaona

Director



PhD. Freddy Humberto Escobar

Jurado



PhD. Guiber Olaya Marín

Jurado

Neiva, Julio de 2023

Dedicatoria

A Dios y a la virgen por su amor inagotable, por acompañarme en cada momento y darme la sabiduría, inteligencia y fortaleza para afrontar cada momento a lo largo de mi carrera profesional, llenándome de entendimiento, paciencia y confianza para así poder lograr ser profesional.

A mis padres Rosmaya Ojeda y Oscar Giraldo por su amor a lo largo de mi vida, a quienes les debo todo lo que soy, debido a que nunca me han dejado de apoyar a pesar de las adversidades, siendo siempre ese pilar aún en los momentos más difíciles, dispuestos a acompañarme y apoyarme, a guiarme con su sabiduría, dándome una palabra de aliento cuando más lo necesité siendo un ejemplo para mí.

A mis hermanos Yeimmy Giraldo y Oscar Andrés Giraldo por cada momento donde he sentido su compañía y apoyo, porque siempre han estado ahí en los momentos que los he necesitado.

Juan David Giraldo Ojeda

A Dios, que no me ha desamparado ni en un segundo en la vida, quien me ha dado todo su amor incondicional, me ha guiado y me ha llenado de bendiciones y oportunidades para crecer, me ha dado la fortaleza, la paciencia y persistencia necesaria para superar cada obstáculo que se me ha presentado, quien me ha ayudado a creer en mí y sin él, no podría haberlo logrado.

A mis padres Diana Andrade y Rubén Tigreros por siempre creer en mí, por apoyarme durante toda mi vida, por animarme en los momentos difíciles y enseñarme a seguir adelante siendo el pilar de mi crianza, mi formación y mi vida. Por impulsarme a mejorar cada día y ayudar a forjar la persona que soy, siendo un ejemplo para mí y compartiendo conmigo toda la sabiduría y conocimiento de la vida que han obtenido.

A mis tíos y abuelos quienes siempre estuvieron pendientes y presentes, apoyándome de la forma en que pudieran y aportando su grano de arena para que sacara adelante la carrera universitaria.

Esteban Tigreros Andrade

Agradecimientos

A Dios y a mi familia por apoyarme en cada etapa de este camino para llegar a la meta.

A nuestro director el Ingeniero Jairo Antonio Sepúlveda Gaona por la confianza y el apoyo prestado en cada proceso de este proyecto, siempre dispuesto a colaborar y poner su vasta experiencia al servicio de sus estudiantes, de una forma amable y siempre dispuesta a enseñar.

A los Ingenieros Guiber Olaya Marín y Freddy Humberto Escobar Macualo, por su ayuda desinteresada, atendiendo cada una de nuestras inquietudes con la mejor disposición, tanto en este proyecto, como a lo largo de nuestra carrera.

A mi compañero de tesis Esteban Tigreros, por el apoyo prestado en cada momento de este proyecto.

A la Universidad Surcolombiana y a cada uno de los docentes por su conocimiento y experticia al servicio de los estudiantes para así poder conseguir cada objetivo.

Al Huila y a cada persona que en algún momento me recibió con los brazos abiertos en esta región tan maravillosa que llevo en el corazón.

Juan David Giraldo Ojeda

Agradecimiento infinito a Dios que me dio la oportunidad de estudiar, y de tener una familia tan especial que me ha apoyado durante toda mi vida, en cada momento que los he necesitado.

A nuestro director el Ingeniero Jairo Antonio Sepúlveda Gaona, un excelente Ingeniero y aún más una gran persona que ha brindado todo el apoyo, conocimiento y esfuerzo para sacar adelante este proyecto, compartiendo toda su experiencia e impulsando el ingenio en sus estudiantes.

A mis amigos y compañeros, quienes a lo largo de la carrera me compartieron sus ideas y perspectiva de las cosas, y me aportaron un poco de conocimiento para llegar a la persona que soy.

A mi compañero de Tesis Juan David Giraldo, por el esfuerzo y apoyo brindados desde el inicio de este proyecto.

A la Universidad Surcolombiana por abrirme sus puertas y a cada docente que ayudó a formarme en mi crecimiento académico y personal.

Esteban Tigreros Andrade

Tabla de contenido

Dedicatoria	4
Tabla de contenido	7
Resumen	17
Abstract	19
Introducción	21
Objetivos	23
1. Marco teórico	24
1.1 Recobro	24
1.1.1 Recobro Primario	24
1.1.2 Recobro Secundario	24
1.1.3 Recobro terciario	25
1.1.3.1 Químico	26
1.1.3.2 Microorganismos	27
1.1.3.3 Térmico	27
1.1.3.3.1 Vapor	28
1.1.3.3.2 Agua Caliente	28
1.1.3.3.3 Combustión in situ	28
1.1.3.3.4 Inyección de Gases	29
1.1.3.3.5 Inducción Electromagnética	29
1.2 Transferencia de calor	30
1.2.1 Transferencia de calor por radiación	31
1.2.2 Transferencia de calor por conducción	31
1.2.3 Transferencia de calor por convección	32
1.3 Nanopartículas	33
1.3.1 Síntesis de nanopartículas	34
1.3.1.1 Métodos top down	34
1.3.1.1.1 Evaporación térmica	34
1.3.1.1.2 Molienda mecánica	34
1.3.1.2 Métodos Bottom Up	35
1.3.1.2.1 Sol-Gel	35
1.3.1.2.2 Síntesis Solvotermal o Hidrotermal	35
1.3.1.2.3 Síntesis por Reducción	35
1.3.2 Caracterización de las Nanopartículas	36
1.3.2.1 Microscopio Electrónico de Barrido SEM	36
1.3.2.2 Microscopio Electrónico de Transmisión TEM	36

1.3.2.3 Difracción de Rayos X	37
1.3.3 Tipos de nanopartículas	37
1.3.4 Nanopartículas especiales	38
1.3.5 Uso de nanopartículas en la industria petrolera	38
1.3.6 Nanopartículas usadas en aplicaciones de recobro mejorado	40
1.3.6.1 Nanopartículas de sílice	40
1.3.6.2 Nanopartículas de Níquel	41
1.3.6.3 Nanopartículas de hierro	41
1.3.6.4 Nanopartículas de Cobre	41
1.3.6.5 Nanopartículas de Óxido de Aluminio	41
1.4 Tipos de crudo	42
1.4.1 Crudos Pesados	43
1.4.1.1 Recuperación del Crudo Pesado	43
1.4.1.1.1 Métodos de recuperación en frío	43
1.4.1.1.2 Recuperación de crudo pesado por métodos térmicos	44
1.5 Propiedades termofísicas de rocas y fluidos	44
3.5.1 Viscosidad de los líquidos	45
1.5.2 Viscosidad del petróleo	45
1.5.3 Capacidad calorífica de las rocas	45
1.5.4 Conductividad térmica y calor específico	45
1.5.5 Coeficiente de transferencia de calor	47
1.5.6 Conductividad Térmica de las rocas	47
1.5.7 Difusividad Térmica	47
1.6 Propiedades de los nanofluidos que se relacionan con el recobro mejorado	49
1.6.1 Conductividad térmica del nanofluido	49
1.6.2 Movimiento Browniano	49
1.6.3 Formación de capas	50
1.6.4 Formación de Aglomerados	50
1.6.5 Tamaño de la nanopartícula	50
1.6.6 Forma de las nanopartículas	50
1.6.7 Concentración de las nanopartículas	50
1.6.8 Tipo de fluido base	51
2. Selección de nanopartículas	52
2.1 Nanopartículas de ZnO	52

2.2 Nanopartículas de TiO ₂	52
2.3 Nanopartículas de FeO ₃	53
2.4 Nanopartículas de Sílice	53
2.5 Nanopartículas de Óxidos de aluminio	53
2.6 Nanopartículas de Circonio	54
2.7 Nanopartículas de Cobre	54
2.8 Nanopartículas de Níquel	55
2.9 Nanopartículas Janus	55
2.10 Nanopartículas Core Shell	55
2.11 Selección Final	56
3. Metodología	58
3.1 Diseño experimental	58
3.1.1 Caracterización de la arena.	58
3.1.1.1 Determinación de la porosidad de la arena	58
3.1.1.2 Determinación de la permeabilidad de la arena	59
3.1.2 Caracterización del Crudo.	60
3.1.2.1 Determinación de la gravedad API del crudo	60
3.1.2.2 Determinación de la viscosidad del crudo	60
3.1.3 Elaboración de los nanofluidos mediante la técnica “Two Step”	61
3.1.4 Efecto de las nanopartículas.	62
3.1.4.1 Determinación del efecto de los nanofluidos sobre la mojabilidad de la arena con el suministro de calor.	62
3.1.5 Recobro térmico de petróleo con el equipo de inducción electromagnética – Montaje experimental.	63
4. Resultados y Análisis	65
4.1 Porosidad:	65
4.2 Permeabilidad:	66
4.3 Caracterización del Crudo.	68
4.3.1 Determinación de la gravedad API del crudo	68
4.3.2 Determinación de la viscosidad del crudo	69
4.4 Efecto de las nanopartículas.	74
4.4.1 Determinación del efecto de los nanofluidos con el suministro de calor.	74
4.4.2 Determinación del efecto de los nanofluidos sobre la mojabilidad de la arena.	76
4.4.3 Determinación del efecto de las nanopartículas en la recuperación de petróleo.	77
5. Conclusiones	88

6. Recomendaciones	90
Referencias	91

Nomenclatura

°C	Grados Celsius
Ppm	Partes por millón
EOR	Enhanced oil recovery
CEOR	Chemical Enhanced oil recovery
TEOR	Thermal Enhanced oil recovery
NPs	nanopartículas
IOR	improved oil recovery
pH	Alcalinidad
SP	surfactante-polímero
ASP	álcali-surfactante-polímero
MEOR	Microorganism Enhanced oil recovery
Nm	nanómetro
KeV	Mil electronvoltios
MeV	Millón de electronvoltios
Å	Ångström
HPHT	High Pressure High temperature
Bbl	barriles
k	Conductividad térmica
α	Difusividad térmica
Swr	saturación de agua residual
L	Longitud
A	Área
Sw	Saturación de agua
ml	mililitros
gr	gramos
Vp	Volumen poroso
Vt	Volumen total
Wa	muestra saturada con agua
Wm	muestra seca
Φ	Porosidad
ρ	Densidad
Min	minutos
seg	Segundos
Cm	Centímetro
ft	Pies
Ge	Gravedad Específica
ΔT	Delta de temperatura
ΔV	Delta de volumen
μ	Viscosidad
γ	Rata de corte
τ	Esfuerzo de corte
T	Temperatura
M	Torque

<i>f</i>	Frecuencia
SEM	Scanning Electron Microscopy
TEM	Transmission Electron Microscopy
XRD	X-ray diffraction
IFT	Interfacial Tensión
API	American Petroleum Institute
cP	Centipoise
W	watts
m	metro
cp	calor específico
BTU	British thermal unit
K	Permeabilidad
Ec.	Ecuación
<i>kB</i>	la constante de Boltzmann
MD	Milidarcy

Lista de tablas

Tabla 1. Usos de distintos tipos de nanopartículas en la industria petrolera.	39
Tabla 2. Cuadro comparativo de los tipos de crudo.....	42
Tabla 3. Conductividad térmica de algunos materiales.	46
Tabla 4. Propiedades térmicas de las rocas.....	48
Tabla 5. Tabla comparativa entre nanopartículas.	57
Tabla 6. Datos obtenidos durante la prueba de permeabilidad.	66
Tabla 7. Parámetros medidos en el viscosímetro a 37°C.....	69
Tabla 8. Viscosidades medidas a diferentes velocidades.....	70
Tabla 9. Viscosidades medidas a diferentes Temperaturas.....	70
Tabla 10. Viscosidades analíticas a diferentes temperaturas	71
Tabla 11. Viscosidad del crudo con nanopartículas de NiO a 1000 ppm	71
Tabla 12. Viscosidad del crudo con nanopartículas de CuO a 1000 ppm	71
Tabla 13. Tabla comparativa entre las viscosidades del crudo, crudo con nanopartículas de CuO y NiO a diferentes temperaturas.	72
Tabla 14. Porcentajes de reducción de la viscosidad por efecto de nanofluidos de CuO y NiO a 1000 ppm a diferentes temperaturas.	74
Tabla 15. Aumento de la temperatura en muestras con crudo, crudo con nanofluidos de NiO y CuO a 1000 ppm.....	74
Tabla 16. Tiempo de calentamiento prueba en blanco.....	77
Tabla 17. Tiempo de calentamiento prueba del crudo con nanofluido de CuO a 500 ppm.....	78
Tabla 18. Tiempo de calentamiento prueba del crudo con nanofluido de CuO a 1000 ppm.....	78
Tabla 19. Tiempo de calentamiento prueba del crudo con nanofluido de CuO a 2000 ppm.....	79

Tabla 20. Tiempo de calentamiento prueba del crudo con nanofluido de NiO a 500 ppm	79
Tabla 21. Tiempo de calentamiento prueba del crudo con nanofluido de NiO a 1000 ppm	80
Tabla 22. Tiempo de calentamiento prueba del crudo con nanofluido de NiO a 2000 ppm	80

Lista de figuras

Figura 1. Tipos de transferencia de calor.-----	31
Figura 2. Transferencia de calor de una superficie caliente hacia el aire por convección.-----	33
Figura 3. Escala nanométrica. -----	34
Figura 4. Mecanismos EOR de nanopartículas en medios porosos.-----	40
Figura 5. Balanza analítica con las muestras de arena antes y después de saturar de agua -----	59
Figura 6. Montaje para medición de la permeabilidad de la arena. -----	59
Figura 7. Balanza Analítica con picnómetro lleno de crudo.-----	60
Figura 8. Montaje para medición de la viscosidad con viscosímetro Bohlin Visco 88 y manto calefactor de laboratorio. -----	61
Figura 9. Sonicado Fisher -----	62
Figura 10. Montaje de calentamiento con 3 muestras en manto calefactor de laboratorio.-----	63
Figura 11. Reactor cilíndrico.-----	63
Figura 12. Montaje para las pruebas de recobro con el inductor electromagnético y nanofluidos. -----	64
Figura 13. Caudal vs Tiempo. -----	67
Figura 14. Modelo reológico. Fuente: Elaboración propia -----	69
Figura 15. Viscosidad vs Temperatura -----	71
Figura 16. Curvas de viscosidad analíticas vs temperatura de crudo, y crudo con nanofluidos de CuO y NiO -----	73
Figura 17. Aumento de la temperatura en muestras con crudo, crudo con nanofluidos de NiO y CuO a 1000 ppm.-----	75
Figura 18. Muestras de arena saturadas con crudo en presencia de nanopartículas después de calentamiento.-----	76
Figura 19. Curvas de calentamiento de las pruebas con el crudo, y con el crudo más nanofluidos a diferentes concentraciones. -----	81
Figura 20. Volúmenes de crudo obtenidos en las pruebas de recobro con cada muestra.-----	82
Figura 21. Muestra saturada vs muestra después de Teor sin ningún nanofluido. -----	83
Figura 22. Muestras de arena con crudo después de Teor con nanofluidos de CuO a diferentes concentraciones. -----	83

Figura 23. Muestras de arena con crudo después de Teor con nanofluidos de NiO a diferentes concentraciones. -----84

Figura 24. Muestras después de Teor del montaje en blanco y cada nanofluido utilizado -----84

Figura 25. Factor de recobro de las pruebas con nanofluidos y el montaje en blanco. -----86

Resumen

La creciente demanda de petróleo, es una realidad que impulsa al mundo a buscar aumentar las reservas de crudo, y mejorar la recuperación del mismo, motivo por el cual se ha vuelto tan importante sortear las dificultades técnicas que se presentan en la producción de crudos pesados, los cuales abundan en yacimientos alrededor del mundo. Esto ha llevado al uso de técnicas de recobro que empleen métodos térmicos con el fin de reducir la viscosidad del crudo pesado y reducirlo a componentes más livianos. En los últimos años, con los avances en la nanotecnología se ha empezado a plantear e implementar el uso de nanopartículas para diferentes fines en la industria petrolera, ofreciendo soluciones desde la perforación hasta la recuperación mejorada de crudo.

En el presente proyecto, se planteó una manera de optimizar la recuperación de crudo mediante el calentamiento por inducción electromagnética, implementando dos (2) tipos de nanofluidos óxido metálicos (NiO, CuO); que permitieran aumentar el factor de recobro, alterando diferentes aspectos que infieren directamente en la producción de petróleo como lo son la mojabilidad de la roca, la viscosidad del crudo y la eficiencia en el calentamiento. Los nanofluidos fueron preparados en el laboratorio usando nanopartículas adquiridas previamente. Las pruebas se realizaron a escala de laboratorio trabajando con crudo pesado con la finalidad de observar y analizar el efecto que tenían los nanofluidos sobre los montajes, que constaban de muestras de arena, crudo y agua (nanofluido). Se realizaron pruebas para determinar la viscosidad del crudo con y sin presencia de las nanopartículas a diferentes temperaturas mediante un Viscosímetro Bohlin, pruebas para determinar la alteración de la mojabilidad en la arena por efecto de los nanofluidos al mismo tiempo que se comparaba como era el aumento de la temperatura en las muestras en presencia de los nanofluidos, y finalmente se realizaron pruebas de producción con los nanofluidos a diferentes concentraciones para determinar a qué concentraciones estos trabajaban de manera más eficiente.

Al observar los resultados se evidenció que ambos nanofluidos redujeron la viscosidad del crudo a diferentes temperaturas, siendo mejor para el caso del NiO donde la reducción de la viscosidad a temperatura ambiente fue de un 30% y se estimó que a 100°C alcanza una reducción del 58%.

Las pruebas para determinar la alteración de la mojabilidad fueron de carácter cualitativo, ya que se basaron en observar la apariencia de las muestras una vez sometidas al calentamiento, de esta

manera se observó cómo era el comportamiento de la arena respecto a la facilidad con la que el crudo se desplazaba hacia la parte superior de la muestra, o por el contrario si lo dificultaba y la arena no mostraba cambios en su mojabilidad. Los resultados fueron positivos ya que en presencia de ambos nanofluidos se pudo evidenciar un gran cambio en la mojabilidad de la arena, dejándola con una notoria menor cantidad de crudo tras el calentamiento en comparación a la muestra sin nanofluidos.

En la misma prueba que se determinó la alteración de la mojabilidad, se registraron las temperaturas en el centro de cada muestra. Ya que todas se encontraban expuestas a la misma fuente de calor en un baño maría, se pudo determinar que la presencia de los nanofluidos de NiO y CuO aumentaron la temperatura en mayor medida respecto a la muestra sin nanofluidos en el mismo tiempo transcurrido, siendo un mayor aumento el que se evidenció en la muestra con CuO manteniendo una temperatura promedio aproximada de 5 °C por encima de la muestra en blanco.

Finalmente, los resultados de las pruebas de recobro demostraron que es posible optimizar mediante nanofluidos, el método de recobro de calentamiento por inducción electromagnética, donde los resultados dependen no solo del tipo de nanopartícula utilizado sino también de la concentración del nanofluido. En este caso se encontraron en el CuO y NiO a 1000 y 2000 ppm respectivamente, dos buenas opciones para aumentar el factor de recobro.

Los resultados de las pruebas realizadas muestran un camino para continuar con la investigación en detalle, invitando a profundizar en la aplicación de nanofluidos óxido metálicos para hacer más eficiente el método de recobro de calentamiento por inducción electromagnética, aplicado a crudos pesados.

Abstract

The growing demand for oil is a reality that drives the world to seek to increase crude oil reserves and improve oil recovery, which is why it has become so important to overcome the technical difficulties that arise in the production of heavy crude oil, which is abundant in fields around the world. This has led to the use of recovery techniques that employ thermal methods to reduce the viscosity of heavy oil and reduce it to lighter components. In recent years, with advances in nanotechnology, the use of nanoparticles for different purposes in the oil industry has begun to be proposed and implemented, offering solutions from drilling to enhanced oil recovery.

In the present project, a way to optimize oil recovery through electromagnetic induction heating was proposed, implementing two types of metal oxide nanofluids (NiO, CuO); which would increase the recovery factor, altering different aspects that directly affect oil production such as rock wettability, oil viscosity and heating efficiency. The nanofluids were prepared in the laboratory using previously acquired nanoparticles. The tests were performed at laboratory scale working with heavy crude oil in order to observe and analyze the effect that the nanofluids had on the assemblies, which consisted of sand, crude oil and water samples (nanofluid). Tests were carried out to determine the viscosity of the crude oil with and without the presence of the nanoparticles at different temperatures using a Bohlin viscometer, tests to determine the alteration of wettability in the sand due to the effect of the nanofluids while comparing the increase in temperature in the samples in the presence of the nanofluids, and finally production tests were carried out with the nanofluids at different concentrations to determine at which concentrations they worked more efficiently.

The results showed that both nanofluids reduced the viscosity of the crude oil at different temperatures, being better in the case of NiO where the viscosity reduction at room temperature was 30% and it was estimated that at 100°C it reached a reduction of 58%.

The tests to determine the alteration of wettability were of a qualitative nature, since they were based on observing the appearance of the samples once subjected to heating, in this way it was observed how the behavior of the sand was with respect to the ease with which the crude oil moved towards the top of the sample, or on the contrary if it made it difficult and the sand showed to maintain its impregnation. The results were positive since in the presence of both nanofluids, a

great change in the impregnation of the sand could be evidenced, leaving it with a notoriously lower amount of crude oil after heating compared to the sample without nanofluids.

In the same test that determined the alteration of wettability, the temperatures in the center of each sample were recorded. Since they were all exposed to the same heat source in a water bath, it was determined that the presence of the NiO and CuO nanofluids increased the temperature to a greater extent compared to the sample without nanofluids in the same elapsed time, with a greater increase in the sample with CuO maintaining an average temperature of approximately 5 °C above that of the blank sample.

Finally, the results of the recovery tests showed that it is possible to optimize the electromagnetic induction heating recovery method by means of nanofluids, where the results depend not only on the type of nanoparticle used but also on the concentration of the nanofluid. In this case, CuO and NiO at 1000 and 2000 ppm, respectively, were found to be two good options to increase the recovery factor.

The results of the tests carried out show a way to continue with the research in detail, inviting to deepen in the application of metal oxide nanofluids to make more efficient the recovery method of electromagnetic induction heating, applied to heavy crudes.

Introducción

Continuamente se realizan exploraciones con el fin de hallar nuevos yacimientos que permitan aumentar las reservas de petróleo, no obstante, una gran cantidad de reservas no garantiza una gran producción de petróleo ya que lastimosamente en la actualidad no es posible extraer el total de crudo presente en los yacimientos. Esto genera una preocupación y un llamado de atención a la industria para priorizar la capacidad de llevar a superficie los hidrocarburos que contamos en las reservas. Aunque en la industria petrolera ya se implementan distintos métodos para mejorar la producción de los hidrocarburos en el fondo, estos métodos siguen en estudios y progresos constantes con el fin de mejorar su efectividad y así mismo el factor de recobro.

Los métodos de recobro mejorado (EOR) permiten aumentar la producción de petróleo de un yacimiento, empleando diferentes técnicas, según las cuales se pueden clasificar en métodos específicos como lo son el CEOR (Chemical Enhanced Oil Recovery) o el TEOR (Thermal Enhanced Oil Recovery), siendo este último el que cobra mayor interés respecto a los yacimientos de crudos pesados y extrapesados, los cuales requieren de diferentes técnicas que permitan extraer los hidrocarburos que no pueden ser llevados a superficie de manera eficiente por otros métodos convencionales.

Como cada método, emplear TEOR tiene sus ventajas y limitaciones, siendo las primeras el alto factor de recuperación del crudo que proporcionan los métodos de recobro térmico, pero siendo su mayor aspecto a tener en cuenta el gran requerimiento energético que estos conllevan, lo cual se ve reflejado en altos costos operativos que pueden hacer que un proceso de recobro no sea económicamente viable a pesar de funcionar como se espera. Adicional a esto, algunas técnicas como la inyección cíclica de vapor frecuentemente tienden a generar grandes cantidades de CO₂ y CO lo cual no es amigable con el medio ambiente e implica procesos adicionales para contrarrestar este efecto, como por ejemplo la inyección del CO₂ en el subsuelo con el fin de evitar que este impacte negativamente el medio ambiente en caso de salir a superficie.

Un método con gran potencial es el de suministrar calor al yacimiento por medio de la inducción electromagnética, el cual, si bien comparte las limitaciones generales de los demás métodos térmicos, podría tener una solución para ser económicamente viable e igual o incluso más eficiente si se combina con la implementación de nanopartículas.

Ante la necesidad de disminuir los requerimientos energéticos de este método, se evalúan qué factores podrían modificarse con el fin de lograrlo, y en esto destaca la conductividad térmica, debido a que un yacimiento con mayor conductividad térmica va a facilitar la propagación del calor que se le suministre.

Este proyecto se enfocará en la recopilación de información sobre el uso de nanopartículas (NPs) e investigaciones realizadas por distintos autores, se habla de los diferentes tipos de NPs y cuáles son las más usadas en la industria del petróleo, todo enfocado principalmente al recobro mejorado con el fin de modificar las propiedades como la conductividad térmica, con el fin de emplear en conjunto con otro método de recobro mejorado como la inducción magnética, y mejorar la eficiencia que este pueda tener en la recuperación de aceite. Esto favorecería los intereses en la industria petrolera permitiendo aumentar el factor de recobro, aumentando las ganancias y aportando en la carrera por mantener la autosuficiencia en el país.

Objetivos

Objetivo General: Optimizar el recobro mejorado en yacimientos de crudo pesado por medio de Inducción Electromagnética en sinergia con nanofluidos metálicos, que permitan aumentar la producción de petróleo de manera económicamente rentable.

Objetivos Específicos:

- Analizar las propiedades de los nanofluidos que pueden mejorar la recuperación de crudos pesados.
- Seleccionar dos (2) nanopartículas para la elaboración de nanofluidos óptimos para su implementación en conjunto con la recuperación mejorada por medio del calentamiento por inducción electromagnética.
- Evaluar el efecto de los nanofluidos con el crudo pesado para corroborar información en literatura respecto a su interacción para alterar las propiedades del crudo y la roca.
- Realizar pruebas de recuperación de petróleo mediante los nanofluidos a diferentes concentraciones para determinar su aumento en el factor de recobro y la concentración óptima para que sea más rentable económicamente.

1. Marco teórico

1.1 Recobro

El recobro es una técnica usada en la industria petrolera que utiliza distintos métodos, que alteran las propiedades del crudo y del yacimiento, también conocidas como IOR para aumentar la producción de hidrocarburos. Esta técnica se divide en tres grupos muy importantes que son (De Ferrer, 2001):

- Recobro Primario
- Recobro Secundario
- Recobro Terciario

1.1.1 Recobro Primario

Esta primera etapa de producción de hidrocarburo se divide en dos partes, donde la primera se caracteriza por el cual la energía del yacimiento desplaza los hidrocarburos desde el yacimiento hacia el pozo y esta a su vez los lleva a superficie (Mateus & Porras., 2017), esto sucede debido a que la presión del yacimiento es mayor a la presión de fondo, este diferencial de presión lleva los hidrocarburos hasta superficie. (Espinosa & Torres, 2015)

Una característica importante en el recobro primario es cuando la presión del yacimiento empieza a disminuir naturalmente, no siendo posible llevar los hidrocarburos a superficie, en este punto entra en juego la segunda parte del recobro primario, ya que se debe utilizar una técnica conocida como levantamiento artificial (Espinosa & Torres, 2015), donde se caracteriza por utilizar distintos principios físicos que pueden incluir bombeo mecánico, bombas electrosumergibles, levantamiento por gas, conocidos como levantamiento artificial (Corredor & Gómez, 2018) . Al utilizar el recobro primario se puede lograr una recuperación que va del 5 al 25% aproximadamente. (Salager, 2005)

1.1.2 Recobro Secundario

En este tipo de recobro su principio fundamental consiste en realizar una inyección dentro del yacimiento de un fluido menos costoso que el hidrocarburo para mantener el gradiente de presión, para hacer esto se realizan pozos conocidos como inyectoras que transportan el crudo hacia los

pozos productores (Silva Cárdenas, 2016). En este tipo de recobro se encuentran dos técnicas muy importantes, como lo es la inyección de agua, esta técnica es utilizada para desplazar crudo móvil y para mantener la presión en el yacimiento. En la actualidad es la técnica más utilizada en la recuperación secundaria debido a aspectos importantes como son:

- La disponibilidad de agua es cercana a la mayoría de los yacimientos de petróleo conocidos hasta la actualidad.
- Al inyectar agua sus costos suelen ser mucho menores que al inyectar otros fluidos.
- El procesamiento y el transporte en superficie es más económico.
- Debido a que gran parte de los yacimientos convencionales están compuestos por rocas con mojabilidad media o con una ligera preferencia al agua.

Existen distintos factores que influyen en los resultados a la hora de hacer la inyección de agua como son: geometría del yacimiento, propiedades de los fluidos, propiedades de la roca, profundidad del yacimiento, distribución de saturación de los fluidos, humectabilidad y permeabilidad relativa, uniformidad del yacimiento. (Alvarado & Baquero, 2019)

Como segunda técnica en este tipo de recobro se encuentra la inyección de gas, esta es utilizada en la industria debido a que como el gas es menos denso que el petróleo, este tiende a formar una capa definida, este es inyectado en el casquete de gas, que es el gas que se acumula en la parte superior del yacimiento donde las características de presión, temperatura y fluidos conducen a la presencia de gas libre (Espinosa & Torres, 2015). Esto es importante debido a que la energía que se proporciona por la expansión del casquete del gas es el principal mecanismo de empuje para la recuperación del crudo (Schlumberger). Generalmente el gas inyectado es una combinación de distintos hidrocarburos, esto es debido a que, si se inyecta aire, este tiene como desventaja que puede llegar a producir corrosión en el pozo (Espinosa & Torres, 2015). Al utilizar el recobro secundario en general se logra un factor de recobro aproximado del 30 al 40%. (Espinosa & Torres, 2015)

1.1.3 Recobro terciario

Por último, se encuentra este tipo de recobro también conocido como EOR (Enhanced Oil Recovery). A pesar de su gran eficiencia muchas veces no es utilizado debido a sus costos de implementación.

Este se divide en dos grandes grupos que son:

1.1.3.1 Químico

Este método es uno de los más efectivos en la actualidad, pero no es el más usado debido a los costos de implementación, esta técnica es principalmente usada en campos maduros, de crudos pesados y extrapesados; uno de los objetivos principales al utilizar este método es minimizar la capilaridad y lograr disminuir la relación de movilidad (Espinosa & Torres, 2015). Las principales sustancias utilizadas en este tipo de recobro mejorado son: álcalis, polímeros y surfactantes. (Briceño & Mosquera, 2019)

- **Álcalis:** Esta consiste en la inyección de sustancias alcalinas en el yacimiento, los álcalis son bases, la cual tienen las propiedades de reaccionar con ácidos, este es utilizado en el recobro para reaccionar con los radicales libres que se encuentran en el petróleo, para producir geles surfactantes, logrando formar una emulsión agua-aceite teniendo esta una viscosidad inferior a la del crudo antes de realizar el proceso, logrando como objetivo mejorar el flujo de ésta a través del yacimiento. Este método suele ser positivo en hidrocarburos que tengan un Ph bajo. (Olajire, 2014)
- **Surfactantes:** Estos ayudan a disminuir la tensión interfacial entre el crudo y el agua, logrando aumentar el factor de recobro (Mantilla & Villamizar, 2022), siendo utilizado después de haber realizado un recobro secundario; esta técnica tiene como meta recuperar el petróleo residual en el yacimiento, se recomienda aplicar estas sustancias en yacimientos con temperaturas inferiores a los 93°C, debido a que temperaturas superiores a los 100°C algunos tensoactivos pierden sus propiedades. (Espinosa & Torres, 2015)
- **Polímeros:** Esta técnica consiste en aumentar la viscosidad de la solución del agua inyectada mediante la adición de moléculas de polímero, logrando tener una mejor relación de movilidad del agua-petróleo, los principales polímeros utilizados son las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM) (Thomas et al., 2012). Los polímeros deben ser inyectados a una temperatura inferior a los 80°C, debido a la inestabilidad de estos, aunque cabe anotar que algunos son usados a temperaturas superiores. (Espinosa & Torres, 2015)

Cabe recalcar que en este método de recobro se puede inyectar la combinación de las sustancias anteriormente mencionadas como lo son surfactante-polímero (SP) y álcali-surfactante-polímero (ASP) (Thomas et al., 2012), esto se hace con el fin de mover el crudo liberado por la disminución de la tensión interfacial, al combinar un surfactante con un agente de alta viscosidad, este logra barrer el crudo. Estos son importantes debido a que se combinan dos tipos de mecanismos de recuperación.

- **Geles:** Esta técnica es utilizada en la actualidad debido a que logra el aumento de la resistencia del flujo en zonas de alta permeabilidad y zonas fracturadas, así logrando que el compuesto inyectado, llegue a zonas no barridas (Mantilla & Villamizar, 2022). Como ventaja se observa que al inyectar solución de geles se minimiza los daños causados en las zonas saturadas de petróleo, en caso que no se logre aislar mecánicamente, esta técnica también es conocida como el proceso de modificación de la permeabilidad efectiva al agua en el yacimiento.(Castro, 2011)

1.1.3.2 Microorganismos

Esta técnica conocida como (MEOR) se fundamenta en la inyección de microorganismos seleccionados, logrando con el producto de su proceso metabólico, ser transportado con el objetivo de obtener una disminución del crudo residual. También se busca como meta que estos se desempeñen como vehículo transportador de crudo residual. Ciertos microorganismos degradan el crudo, para alterar la estructura carbonada del petróleo, cabe tener en cuenta que al utilizar este método se han presentado inconvenientes debido a que los microorganismos contribuyen a en ocasiones a taponamientos, así como problemas de corrosión (Brown, 2010).

1.1.3.3 Térmico

Estos métodos mejorados consisten principalmente en la transferencia de energía en forma de calor, desde superficie hasta el yacimiento, el principio fundamental del recobro térmico es aumentar la temperatura del crudo en el yacimiento, esto es muy importante debido a que a mayor temperatura la viscosidad del crudo disminuye, esto contribuye a la movilidad del crudo (Farouq Ali, 2003). Esta técnica se divide en tres grupos:

1.1.3.3.1 Vapor

Esta es una de las técnicas más utilizadas en la actualidad, especialmente en los Estados Unidos, este método consiste en inyectar corrientes de vapor continuas en el yacimiento, formando una nube que lleva el hidrocarburo a las zonas productoras, trabajado de tal modo que el agua condensada desplaza el crudo; esto sucede debido a que, al aumentar la temperatura en el yacimiento, se reduce la viscosidad del crudo (Espinosa & Torres, 2015). Cabe aclarar que esta técnica es ampliamente utilizada en crudos pesados ya que estos tienen una baja movilidad.

Una técnica muy utilizada en la industria es la inyección cíclica de vapor, su característica principal es que el pozo funciona como inyector y productor al mismo tiempo, este proceso se divide en tres etapas muy importantes. La primera es la inyección, donde se introduce un tapón de vapor en el yacimiento, la segunda etapa se conoce como fase de remojo, en esta etapa es necesario cerrar el pozo por varios días, para permitir una distribución uniforme, por último, se encuentra la etapa de producción, donde el petróleo diluido es llevado a superficie por el mismo pozo. (Felix et al., 2013.)

1.1.3.3.2 Agua Caliente

Este proceso se caracteriza por inyectar agua fría y caliente, lo cual provoca que se desplace el crudo inmisible, teniendo como aspecto fundamental la reducción de la viscosidad del crudo (Zhao et al., 2014); cabe recalcar que esta técnica de recobro térmico, en general es menos eficiente que la inyección de vapor, debido a que el agua tiene un contenido calorífico más bajo.

1.1.3.3.3 Combustión in situ

Esta consiste en quemar una parte del crudo que hay en el yacimiento (In situ). Teniendo como objetivo generar calor para producir el crudo remanente (*Combustión En Sitio | Energy Glossary*). Esta técnica de recobro se divide en 3 tipos, la primera es conocida como combustión progresiva seca durante este proceso se quema aproximadamente el 12% de crudo saturado. La segunda se conoce como combustión progresiva húmeda se obtiene al inyectar agua durante el proceso de combustión para aprovechar el calor de la zona quemada, está teniendo un barrido más eficiente que con aire. La tercera es en reversa, en este caso el frente de combustión comienza en el pozo de producción y se mueve en dirección contraria al flujo de aire. (Hernández Estévez, 2003).

1.1.3.3.4 Inyección de Gases

Inyección de Nitrógeno: El nitrógeno es el gas más abundante en el planeta, esté a nivel industrial se puede obtener a través de la separación física del aire, esto es debido a que el aire está compuesto por 78% de nitrógeno, 21% de oxígeno y el 1% restante de impurezas u otros gases (Parry, 1973). Para lograr la recolección de este, se utilizan plantas de separación por membrana y plantas criogénicas. Ahora bien, este método de recobro es utilizado en la industria en yacimientos profundos, donde se encuentren presiones altas, teniendo como principal objetivo fijar la zona de miscibilidad que se desea en los pozos inyectoros para que el nitrógeno inyectado promueva el movimiento de las fases líquidas y gaseosas en el yacimiento, con esto lograr un desplazamiento del crudo (Belhaj et al., 2013). Cabe subrayar que este método es mayormente utilizado en hidrocarburos donde su contenido de C5 a C30 es mayor al 30% para obtener un recobro exitoso. (Espinosa & Torres, 2015)

Gases de combustión: Para este método se inyecta una mezcla de CO₂ y gases producto de la combustión, los más comunes son el diesel y el propano, claro que en ocasiones también es usado gases como el metano (Villaquirán et al., 2017), con el objetivo de desplazar el crudo mediante la transferencia de masa (ocurre cuando una sustancia se transfiere a través de otra u otras a escala molecular). La sustancia que se difunde abandona una zona de alta concentración y pasa a una zona de menor concentración, donde los componentes intermedios del hidrocarburo son llevados por el gas inyectado, y posteriormente se da la condensación de los componentes que son más pesados a la fase líquida (Espinosa & Torres, 2015). Cabe recalcar que este método ha tomado mayor fuerza en la actualidad debido a que estos gases de combustión son inyectados en la formación, teniendo un impacto importante en el medio ambiente debido a que disminuye la contaminación del aire.

1.1.3.3.5 Inducción Electromagnética

Antes de dar una definición clara de lo que es la inducción electromagnética, se debe dar el concepto de dos términos muy importantes para entender el principio aplicado al recobro mejorado. El primero de ellos es el campo eléctrico, este se entiende como la región en el espacio donde al colocar en cualquiera de sus puntos una carga eléctrica, ésta se someterá a una fuerza de origen electrostático con intensidad, dirección y sentido definidos (Jaramillo, 2004). Este concepto

es introducido por Faraday, se propaga a la velocidad de la luz, y ejerce una fuerza sobre objetos que se encuentren cargados eléctricamente.

El segundo concepto es el de campo magnético, este es la representación matemática de la distribución de la fuerza magnética en el espacio alrededor de la fuente magnética. Esta fuente puede ser un imán debido a sus propiedades magnéticas, también una carga en movimiento o una corriente eléctrica. Este también en la física se representa como un vector que muestra la intensidad magnética (atracción entre un material magnético y un objeto). (Leskow, 2021)

Ahora bien, teniendo un poco más claro estos conceptos se puede entender de una forma más clara el concepto de inducción electromagnética, que muestra como un campo magnético que está en constante cambio, puede generar una corriente eléctrica y de manera inversa como puede una corriente eléctrica generar un campo magnético (Khan Academy, 2016). La aplicación más común que se encuentra en la actualidad en la vida cotidiana es la generación de electricidad, esto se da debido a que cuando una bobina de cobre, se mueve en presencia de un campo magnético, las líneas del campo magnético, hace que fluyan los electrones en el cable de la bobina (Khan Academy, 2016). Pero este principio es aplicable a la hora de generar energía térmica, ya que por una bobina se hace circular corriente eléctrica de alta frecuencia, las corrientes fluyen contra la resistividad eléctrica del metal, generando un calor localizado.

1.2 Transferencia de calor

La transferencia de calor es una ciencia que busca generar un pronóstico sobre la transferencia de energía que se puede presentar entre dos o más materiales, debido a una diferencia de temperatura entre ellos y gracias a la termodinámica, se entiende al calor como dicha transferencia de energía. Ahora bien, la termodinámica se basa en sistemas en equilibrio, los cuales se pueden emplear con el fin de predecir cuánta energía se requiere para que un estado en equilibrio salga de este y pase a otro. Lo que limita la termodinámica, es el hecho de no poder predecir la velocidad con la que ocurrirá un cambio, ya que, durante el proceso, se rompe el estado de equilibrio. (Cengel, 1996)

Por definición, el calor es la energía que se transmite debido al delta de temperatura entre dos cuerpos. Es una cantidad vectorial que fluye en sentido de mayor a menor temperatura y que tiene como principales mecanismos de transferencia de calor la conducción, radiación y

convección.(Cengel, 1996). En la Figura 1 se muestra una ilustración de los distintos tipos de transferencia de calor.



Figura 1. Tipos de transferencia de calor. Tomada de <https://concepto.de/transferencia-de-calor/>

1.2.1 Transferencia de calor por radiación

La radiación es conocida como un fenómeno volumétrico, que toda materia sólida, líquida y gaseosa emite, absorbe o transmite en cierta proporción; el calentamiento por radiación se refiere a la energía que emite la materia en forma de ondas electromagnéticas o fotones, debido a los cambios en las configuraciones electrónicas en los átomos.

Si bien la radiación es un fenómeno volumétrico, en los sólidos se considera frecuentemente como un fenómeno superficial cuando estos son opacos a la radiación térmica debido a que las radiaciones que emiten estos sólidos en sus regiones interiores nunca llegan hasta la superficie del mismo.

La radiación se caracteriza por ser el único mecanismo de transferencia de calor que no necesita la presencia de un medio interventor y es a su vez el más rápido, donde un ejemplo de su funcionamiento es la forma por la cual la energía del sol llega a la tierra.(Cengel, 1996)

1.2.2 Transferencia de calor por conducción

Tal como se ha mencionado, el calor fluye en dirección de mayores a menores temperaturas, cuando esto ocurre debido a la interacción de partículas más energizadas hacia otras partículas menos energizadas adyacentes, esto ocurre tanto en estado sólido, líquido y gaseoso, donde en los

últimos dos la conducción se lleva a cabo mediante las colisiones entre partículas y la difusión de moléculas durante su movimiento que se presenta de manera aleatoria.

Cuando se trata de la transferencia de calor entre dos cuerpos en estado sólido, se lleva a cabo debido a las vibraciones de las moléculas presentes en una retícula, sumadas al transporte de energía que se lleva a cabo por parte de los electrones libres. Un ejemplo de esto se observa cuando se deja una taza de café caliente sobre una mesa la cual se encuentra a temperatura menor, donde con el pasar del tiempo la taza de café irá cediendo calor hasta igualar las temperaturas y alcanzar el equilibrio térmico. Factores como el material, su espesor y las diferencias de temperaturas serán claves para determinar la velocidad con la que ocurre la conducción de calor entre la taza de café y el medio. (Cengel, 1996)

1.2.3 Transferencia de calor por convección

El mecanismo de transferencia de calor por convección, puede entenderse como una combinación de los mecanismos de radiación y conducción; es por la transferencia que ocurre entre la superficie de un sólido y algún fluido en movimiento con el que entre en contacto, aquí influye en gran medida la velocidad con la que se mueve el fluido ya que, a pesar de la complejidad de este mecanismo, se ha observado que la rapidez de la transferencia de calor es proporcional a la diferencia de temperatura. En caso de no haber movimiento masivo del fluido en contacto, la transferencia ocurrirá por medio de conducción. (Cengel, 1996)

El movimiento del fluido en contacto con el sólido puede darse de manera inducida o natural, cuando es inducido ya sea por medio de un ventilador o una bomba se conoce como convección forzada, mientras que se conoce como convección natural (o libre) cuando el fluido se mueve debido a la diferencia de densidades por diferencias de temperaturas. Para ambos métodos de convección la transferencia de calor se da por:

$$\dot{Q}_{conv} = hA_s(T_s - T_\infty) \tag{Ec.1}$$

Donde h es el coeficiente de transferencia de calor por convección en $W/m^2 \cdot ^\circ C$, A_s es el área superficial en la cual se da la transferencia de calor por convección, T_s es la temperatura de la superficie y T_∞ es la temperatura del fluido que está lo suficientemente alejado del sólido. Es necesario resaltar que h se trata de un parámetro medido experimentalmente que depende de otras

variables en la convección y no es una propiedad del fluido como tal.(Cengel, 1996). En la Figura 2 se muestra la transferencia de calor de una superficie caliente hacia el aire por convección.

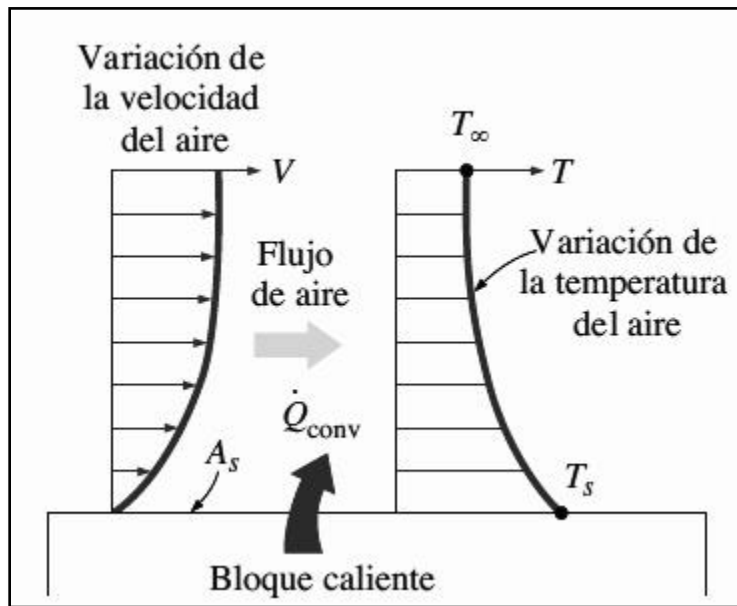


Figura 2. Transferencia de calor de una superficie caliente hacia el aire por convección. Tomado de (Cengel, 1996)

1.3 Nanopartículas

Se conocen como Nanopartículas a todas aquellas partículas que tienen una dimensión entre 1 y los 100 nanómetros (1 nanómetro = 10^{-9} metros), lo cual hace que tengan propiedades físicas y químicas especiales que difieren a las propias de un mismo material en tamaños superiores, siendo la principal relevancia de las nanopartículas su alta relación de área superficial por un pequeño volumen de material (Sun et al., 2017). Estas características y propiedades especiales, permiten que las nanopartículas cobren relevancia en la ciencia actual ofreciendo diversas oportunidades para realizar distintos procesos de maneras más eficientes y solucionando a su vez diferentes problemas que solo es posible resolver gracias a estas. Véase la Figura 3 un ejemplo de la escala nanométrica.

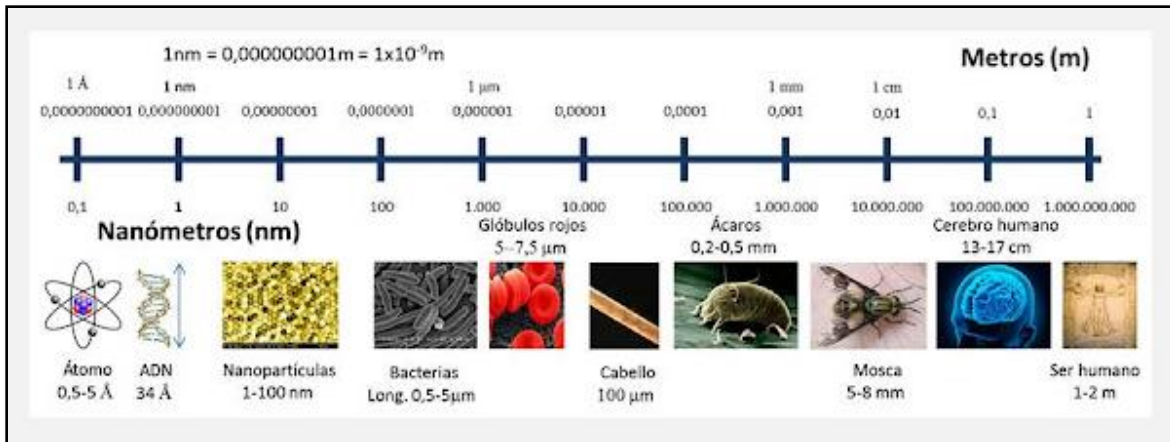


Figura 3. Escala nanométrica. Tomada de (Vargas, 2018)

1.3.1 Síntesis de nanopartículas

Cuando se habla de síntesis de nanopartículas se hace referencia al proceso de la elaboración de éstas, y dichos procesos pueden ser clasificados en dos categorías: los métodos top down, los cuales son métodos físicos que tienen como principio la subdivisión de un material hasta que alcance las escalas nanométricas. Y los métodos bottom up, estos son métodos químicos que buscan la creación de nanopartículas desde las moléculas que las conforman. (López Mora et al., 2018)

1.3.1.1 Métodos top down

Existen diversos métodos de síntesis de nanopartículas con enfoque de top down, los cuales consisten en la división de sólidos en porciones más pequeñas. (López Mora et al., 2018)

1.3.1.1.1 Evaporación térmica

Es un método que se basa en calentar hasta ocasionar la evaporación del material que se espera depositar. El proceso se lleva a cabo en una cámara de vacío donde se condensa el vapor mediante la implementación de una lámina fría. Todo el tiempo se requiere de un control preciso de las condiciones de crecimiento para no modificar la morfología de la capa que se deposita. (López Mora et al., 2018)

1.3.1.1.2 Molienda mecánica

Es un método que se basa en la mezcla de polvos sacando provecho de la energía mecánica del molino, buscando así efectuar una reducción del tamaño de las partículas. Se trata de un proceso

de alta eficiencia para la producción de nanopartículas, donde las partículas resultantes son clasificadas por medios físicos y así recuperándose las de tamaño nanométrico.(Zanella, 2012)

1.3.1.2 Métodos Bottom Up

Los métodos bottom up, consisten en la fabricación de nanopartículas mediante la condensación de átomos o entidades moleculares en una fase gaseosa o en solución. Son usados con mayor frecuencia para la elaboración de nanopartículas debido a que presentan mayor facilidad para controlar el tamaño, la forma estructural y composición de los mismos. Algunos métodos conocidos.(Zanella, 2012)

1.3.1.2.1 Sol-Gel

Es un método que abarca la transición de un sistema a partir de una dispersión de partículas coloidales en una fase líquida (sol) a una fase sólida (gel) donde las nanoestructuras crecen para formar una red rígida porosa, todo el proceso se da mediante reacciones químicas a través de cuatro (4) etapas como lo son la hidrólisis, policondensación, secado y descomposición térmica.(Borja Borja & Rojas Oviedo, 2020)

1.3.1.2.2 Síntesis Solvotermal o Hidrotermal

Se trata de un método en el cual un precursor metálico que se encuentra disuelto en un líquido contenido en un recipiente cerrado, es calentado por encima de su temperatura de ebullición, usualmente se utiliza como líquido el agua, pero no es el único medio líquido que se usa. Este método se basa en mejorar la disolución de componentes de un sistema y así generar reacciones en especies poco solubles a condiciones estándar.(Zanella, 2012)

1.3.1.2.3 Síntesis por Reducción

Es un método que permite obtener nanopartículas mediante la pérdida de electrones de un átomo y que a su vez otro lo gane, a este proceso se le conoce como óxido reducción siendo la pérdida nombrada como óxido y la ganancia como reducción. Este proceso se basa en generar la oxidación o reducción colocando los reactivos en solución y así dar lugar a la formación de las nanopartículas.(Zanella, 2012)

1.3.2 Caracterización de las Nanopartículas

La creación de las nanopartículas no es el paso final antes de implementarlas donde se requiera, sino que antes se deben caracterizar para así conocer el tamaño que tienen, su estructura y dispersión. A su vez, dependiendo del tipo de nanopartícula es importante que se lleve a cabo la caracterización de otras características especiales de ellas, como las propiedades magnéticas al tratarse de nanopartículas magnéticas, por ejemplo.

Existen diversas técnicas para la caracterización de las nanopartículas, destacando: Microscopio Electrónico de Barrido o SEM (por su sigla en inglés Scanning Electron Microscopy), Microscopio Electrónico de Transmisión o TEM (por su sigla en inglés Transmission Electron Microscopy), Difracción de Rayos X o XRD (por su sigla en inglés X-ray diffraction).(Chamé & Cham, 2013)

1.3.2.1 Microscopio Electrónico de Barrido SEM

La caracterización de nanopartículas mediante el microscopio electrónico de barrido es una técnica que consiste en la obtención de imágenes de gran resolución. Esta técnica permite tomar una imagen de las nanopartículas, que realmente es una respuesta de la reacción que tiene el material al ser impactado por un haz de electrones, en vez de registrar fotones como se hace mediante la microscopía convencional. Al ser impactados por el haz de electrones se producen una serie de señales que son registradas en el equipo y cada una ofrece información como la topografía, composición e incluso conductividad eléctrica del material.(Clavijo, 2013)

La potencia y precisión de la técnica es tal que permite llegar a distinguir en la imagen entre dos puntos diferentes pero próximos en la superficie del material con una resolución que alcanza hasta los 2 nm.(Clavijo, 2013)

1.3.2.2 Microscopio Electrónico de Transmisión TEM

La caracterización por medio del microscopio electrónico de transmisión es considerada una de las técnicas más potentes para la obtención de imágenes de nanopartículas. Consiste en hacer colisionar un haz de electrones acelerados en un rango entre 100 KeV y 1 MeV, con la muestra del material, cuando los electrones colisionan, en función del grosor y tipo de átomos que forman el material, una parte de ellos se dispersan selectivamente, es decir que algunos electrones pueden ser o no desviados a través de la red cristalina. Gracias a esto se obtiene imagen con distintas

intensidades de gris, que corresponden al grado de difracción siendo posible obtenerla incluso para una sola nanopartícula.(Chamé & Cham, 2013)

Una de las grandes ventajas que ofrece TEM es que solo es necesario cambiar la potencia del lente condensador, para obtener tanto la imagen como la información de difracción de una nanopartícula.(Chamé & Cham, 2013)

1.3.2.3 Difracción de Rayos X

La caracterización por medio de la difracción de rayos X es una técnica que permite conocer la estructura cristalina de un sólido, a medida que determina la orientación de los monocristales e incluso identifica los materiales desconocidos que pueda haber presentes en la muestra.

Consiste en hacer incidir en la muestra, un haz de colimado de rayos x con una longitud de onda entre 0.7 y 2 Å y es difractado por la estructura cristalina. Esta técnica no es destructiva ni requiere de preparación previa de la muestra a caracterizar por lo cual es una técnica usada con frecuencia, aunque cuenta con la desventaja de tener una baja intensidad de difracción de los rayos X y por ende se requiere un gran tamaño de las muestras.(Chamé & Cham, 2013)

1.3.3 Tipos de nanopartículas

Existe una enorme cantidad de nanopartículas, y estas pueden ser muy variadas entre sí, si bien es difícil categorizarlas a todas con exactitud, se considera que estas se dividen en cuatro grupos grandes en los cuales se podrían abarcar(Solmeglas Lab, 2018). Estas agrupaciones son respecto a los materiales que las componen:

- Base metálica: Las nanopartículas de base metálica también se dividen entre las nanopartículas de oro y plata, las de metales reactivos y los quantum dots.
- Base carbón: Estas nanopartículas se reconocen con facilidad debido a que son de forma elipsoidal, esféricas o tubulares. Destacan por su gran dureza y peso reducido, su alta elasticidad y conductividad eléctrica.
- Composites: Esta categoría trata de las nanopartículas que se combinan con otras en incluso con otros materiales de mayores dimensiones.
- Dendrímeros: En este grupo están las nanopartículas que son polímeros nanométricos contruidos como un árbol, donde cuenta con múltiples ramas y estas crecen a partir de otras.

Son un grupo de nanopartículas muy versátiles gracias a que cada una de las ramas pueden ser diseñadas con fines específicos.(Solmeclas Lab, 2018)

1.3.4 Nanopartículas especiales

Existen también algunas nanopartículas que se pueden considerar especiales por ser de características distintas al resto y que no son fácilmente catalogadas en los grupos ya mencionados como lo son las nanopartículas Janus. Estas nanopartículas tienen la particularidad de tener dos o más propiedades físicas distintas en sus superficies (Diaz, 2015), un caso simple sería que al partir por la mitad la nanopartícula se obtendrían dos mitades de distinto material con diferentes propiedades, destacando el caso de nanopartículas con una mitad hidrófoba y la otra hidrófila.(Diaz, 2015)

Adicionalmente, entre otros tipos de nanopartículas resaltan las que son tipo Core-Shell, siendo nanopartículas que poseen un núcleo de un material y está recubierto por una capa de un segundo material (Moncada, 2019). Lo que las hace relevantes es su característica de conservar las propiedades de los dos materiales que las conforman, lo que permite que se usen las propiedades de un material que no resistiría a cierta exposición en un medio, pero que al revestirlo de otro material pueda resistir las condiciones externas y mantener la capacidad de realizar su función. (Moncada, 2019)

1.3.5 Uso de nanopartículas en la industria petrolera

El uso de las nanopartículas en diferentes industrias y la ventana de oportunidades que abre según sus propiedades, ha llevado a que se utilicen en el sector petrolero para dar solución a problemas de ingeniería que no habían sido posibles de resolver, lo cual ha generado que con el paso del tiempo se estudien con mayor frecuencia. Al día de hoy se han implementado una gran variedad de nanopartículas para dar solución a los problemas de la industria petrolera. Una muestra de su estudio e implementación en distintos procesos petroleros se puede ver reflejado en la Tabla 1.

Área	Tipo nano	Objetivo
Exploración	Nps de silicio hiperpolarizado	Sensores de imagen para aceite en un reservorio de hidrocarburos
	Fibra nano-óptica	Detectar microbios en el aceite, estimar presión y temperatura del yacimiento
	Nanorobots	Registros de pozo y mediciones en pozo (patente)
	Nano estructura de carbón recubierta	Evaluación de yacimientos de petróleo en tiempo real con tecnología de detección bidimensional
	NPs magnéticas	Detectar frente de inundación, contacto de fluido.
	NPs superparamagnéticas	Sensor magnético de pozo cruzado para seguimiento de frente de inundación
Perforación y Terminación	NPs de sílice	Reducir o detener la invasión de agua en el esquisto taponando los poros.
	Nanodiamantes	Mejorar el proceso de perforación en condiciones difíciles y entorno exigente
	NPs de sílice y alúmina	Acelerador de cemento
	NPs de MgO y ZnO	Mejorar la estabilidad térmica de la perforación.
	Nanoarcilla	Reducir la permeabilidad y la porosidad del cemento y aumentar la resistencia a la compresión
	Nanotubos de carbón	Mejorar la resistencia a la compresión en HPHT
Estimulación y Producción	NPs piroeléctricas	surfactante para aumentar la eficiencia en fracturamiento
	NPs de Ni-Fe	Hidratar la mitigación en el pozo
	Basadas en óxidos metálicos	Mejorar la estabilidad del fluido de fractura y viscosidad a alta temperatura (300 °F).
	NPs no ferrosas	Combinar con surfactante para IFT reducción
Refinería	De MoS ₂ nano-Catalizador	Observe las estructuras de borde a escala atómica de MoS ₂
	NPs de TiO ₂	Mejore el tratamiento del agua reduciendo efecto de ensuciamiento
	NPs de TiO ₂ , ZrO ₂ y SiO ₂	Aditivo para estabilizar asfaltenos en aceite en condiciones ácidas
	NPs magnéticas	Acelerar la eliminación de aceite en emulsiones agua-aceite
	NPs de Óxidos de níquel y Al ₂ O ₃	Patente de nanocatalizador para hidrocrqueo

Tabla 1. Usos de distintos tipos de nanopartículas en la industria petrolera. Modificado de (Agista et al., 2018)

1.3.6 Nanopartículas usadas en aplicaciones de recobro mejorado

Como se ha mencionado, las nanopartículas ofrecen un gran abanico de oportunidades para el sector petrolero, y siendo los métodos de recobro unos de los pilares fundamentales actuales con el fin de aumentar la producción de hidrocarburos, hace indispensable el estudio y su implementación, en la Figura 4 se muestra el mecanismo de las nanopartículas en el medio poroso.

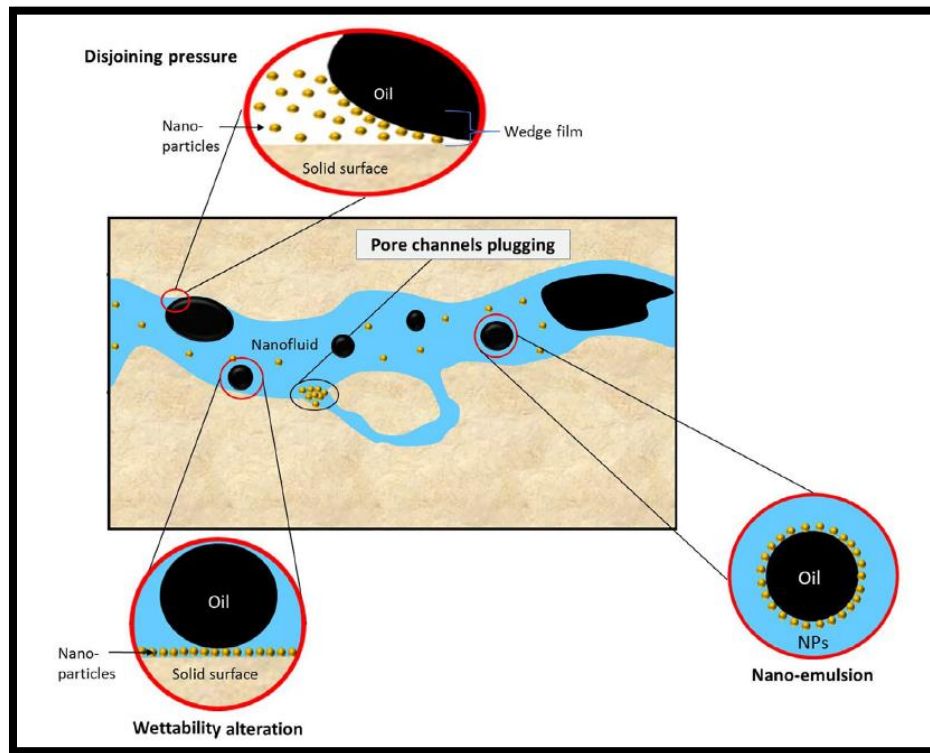


Figura 4. Mecanismos EOR de nanopartículas en medios porosos. Tomado de (Ali et al., 2018)

Es importante tener en cuenta que algunas de las nanopartículas más importantes empleadas en métodos de recobro son:

1.3.6.1 Nanopartículas de sílice

Se trata de unas nanopartículas muy beneficiosas para emplearse en métodos de recobro mejorado ya que estas permiten controlar con facilidad sus propiedades químicas, permiten cambiar la humectabilidad de la roca, reducir la tensión interfacial entre el agua y el aceite, entre otras cosas y sobre todo siendo un material amigable con el medio ambiente sin llegar a ser realmente costoso.(Aziz & Tunio, 2019)

1.3.6.2 Nanopartículas de Níquel

Las nanopartículas de níquel destacan entre otras por su función como catalizador de reacciones, lo que las hace muy eficientes para métodos de recobro térmico como el calentamiento por microondas. Lo más importante de emplear estas nanopartículas en métodos térmicos para la recuperación de crudos pesados radica en el aumento del factor de recobro al mismo tiempo que permite lograrlo de manera más rápida y con menor consumo energético.(Agista et al., 2018)

1.3.6.3 Nanopartículas de hierro

Si bien las nanopartículas de hierro se han empleado en la industria petrolera, no son tan frecuentes en EOR, no obstante, han sido propuestos para métodos de recuperación magnética, inyectando las nanopartículas en el yacimiento y luego utilizar una fuerza magnética para la recuperación de crudo y las nanopartículas. También se utilizan debido a la particularidad de aumentar la densidad de los fluidos inyectados al agregar nanopartículas de óxido de hierro para así mejorar la eficiencia del barrido al aumentar la densidad.(Agista et al., 2018)

1.3.6.4 Nanopartículas de Cobre

Algunas de las razones por las cuales destacan estas partículas, es por su alta conductividad térmica, siendo uno de los metales con mayor conducción y difusividad térmica, lo cual permite mejorar la transferencia de calor al implementarse en recobro (Cengel, 1996). Adicionalmente, la implementación de nanopartículas de cobre ha permitido reducir la viscosidad de crudos pesados independientemente de la temperatura a la que se encuentre. (Caballero A. & González C., 2018)

1.3.6.5 Nanopartículas de Óxido de Aluminio

Estas nanopartículas, al igual que otros tipos tienen la característica de disminuir la viscosidad del crudo lo cual es uno de los factores que facilita o dificulta su extracción, no obstante, lo que las hace realmente diferentes es que mediante las nanopartículas de óxido de aluminio es posible romper los enlaces carbono-azufre y a su vez aumentar la conductividad térmica del petróleo crudo, lo cual facilita las labores de suministrarle calor.(Aziz & Tunio, 2019)

1.4 Tipos de crudo

El petróleo crudo que se encuentra en los yacimientos, tiene unas características propias que pueden diferir con las del crudo de otros yacimientos, donde la variación más representativa llega a ser su gravedad API (American Petroleum Institute), la cual es un valor numérico medido en grados y representa la densidad de distintos líquidos del petróleo, en la Tabla 2 se observa de tal manera que un crudo con una alta gravedad API es mucho más ligero que uno con una baja gravedad API, donde este último se comportara como un fluido muy viscoso, estando categorizados entre los 10 y 70 grados API.(PDVSA, 2013)

Crudo	Densidad(g/cm3)	API
Extrapesado	> 1	<10
Pesado	1.0 - 0.92	10 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Súper ligero	< 0.83	>39

Tabla 2. Cuadro comparativo de los tipos de crudo. Tomado de (PDVSA, 2013)

La forma de hallar la gravedad API de un crudo, es mediante la fórmula en la que:

$$Gravedad\ API = \frac{141.5}{Gravedad\ especifica\ del\ crudo\ a\ 60^{\circ}F} - 131.5 \quad (Ec.2)$$

Donde la Gravedad específica de un fluido es:

$$Gravedad\ especifica = \frac{Densidad\ del\ fluido}{Densidad\ del\ agua} \quad (Ec.3)$$

Cada uno de estos tipos de crudos presentan diferentes oportunidades y problemas a la hora de llevar a cabo sus procesos tanto de producción como de tratamiento y derivados, siendo los crudos ligeros y super ligeros aquellos más fáciles de producir y transportar, generalmente idóneos para refinar en gasolina, combustible para avión y diesel. Incluso los crudos medianos alcanzan a ser muy buenos para los mismos fines y siendo aún fáciles de producir y transportar.

1.4.1 Crudos Pesados

Ya hablando de crudos pesados la situación cambia, se trata de petróleo que generalmente tiene una viscosidad superior a 10 cP y un alto peso específico (Schlumberger). El Congreso Mundial del Petróleo clasifica a los crudos pesados como aquellos crudos con una densidad menor a 22.3°API, además de ser crudos con bajas relaciones hidrógeno-carbono y con un alto contenido de asfaltenos, azufre, nitrógeno y metales pesados. Todo esto conlleva a que los crudos pesados sean más difíciles de producir, ya que normalmente no es posible su extracción por medios naturales o recuperación primaria, y su proceso de refinación es más costoso y complejo por su contenido. (Schlumberger)

El crudo pesado es generado principalmente por la biodegradación del crudo, donde a través del tiempo, los microorganismos degradan al petróleo liviano e intermedio, produciendo metano e hidrocarburos pesados (Arenas). Al mismo tiempo mediante el proceso el petróleo se oxida, lo que hace que se reduzca la relación gas petróleo (GOR) volviéndolo más denso y a su vez aumenta la acidez, viscosidad y la concentración de otros componentes. Prácticamente el crudo pesado puede producirse en cualquier ambiente sedimentario, desde que este cuente con la adecuada combinación de agua, microbios y temperatura, no obstante, debido a la composición del petróleo original, el grado de biodegradación y las condiciones de presión y temperatura, se ha identificado que cada yacimiento de petróleo pesado es único, y por ende no existe un método de recobro general que aplique para extraer los crudos pesados en cualquier yacimiento. (Arenas)

1.4.1.1 Recuperación del Crudo Pesado

La recuperación de petróleo pesado puede dividirse en dos tipos o categorías principales, según la temperatura del método, ya que por un lado se encuentran los métodos de producción en frío, los cuales buscan extraer los hidrocarburos del yacimiento sin suministrar calor en el proceso (Curtis et al., n.d.), y por otro lado están los métodos asistidos termalmente, donde se tienen en cuenta los métodos de recobro térmico existentes.

1.4.1.1.1 Métodos de recuperación en frío

Estos métodos suelen ser utilizados siempre y cuando la viscosidad del petróleo sea lo suficientemente baja para permitirle a este moverse y fluir a superficie en rangos económicamente viables. El método original de recuperación en frío es la minería, ya que se lleva a cabo la

recuperación de arenas petrolíferas mediante excavaciones para posteriormente ser transportadas en camiones a plantas de procesamiento donde con agua caliente se separa el bitumen y este es diluido con hidrocarburos más livianos. Este método se lleva a cabo principalmente en Canadá y tiene la característica de contar con un factor de recobro que ronda el 80%, aunque debido a que es un método que se lleva a cabo en superficie, solo es posible acceder aproximadamente a un 20% de las reservas del yacimiento. (Curtis et al., n.d.)

La mayor parte de la recuperación de petróleo en frío se lleva a cabo en pozos convencionales, en algunos casos de manera horizontal y multilateral para tener el mayor contacto posible con el yacimiento. Existen métodos que consisten en la inyección de sustancias diluyentes con el fin de reducir la viscosidad de los hidrocarburos, y mediante técnicas de levantamiento artificial ser llevados a superficie para un posterior tratamiento de mejoramiento. La particularidad con estos métodos, si bien no son costosos, es que poseen factores de recuperación bajos que oscilan entre el 6% y el 12% (Felix et al., n.d.).

1.4.1.1.2 Recuperación de crudo pesado por métodos térmicos

Si bien existe una gran variedad de métodos de recuperación de petróleo en frío, estos no están cerca de tener la efectividad de los métodos térmicos. Aquí existen varios métodos de recobro, con particularidades que los diferencian de los demás, pero compartiendo importantes factores de recobro como lo sería en el caso de la inyección cíclica de vapor donde el factor puede alcanzar valores entre el 20 y 40% (Curtis et al., n.d.). No obstante, otra característica que comparten los métodos térmicos, son sus altos costos asociados a la generación de calor y el tratamiento del agua lo que requiere que se evalúe si es económicamente viable.

1.5 Propiedades termofísicas de rocas y fluidos

Para llevar a cabo un método de recobro en un yacimiento, es necesario tener en cuenta diferentes propiedades tanto de la roca como de los fluidos, si bien muchas de estas suelen considerarse constantes, la verdad es que varían con la temperatura, por lo tanto, es de suma importancia tener pleno conocimiento sobre sus valores, características y comportamiento.

3.5.1 Viscosidad de los líquidos

La viscosidad de un líquido es una propiedad que determina la resistencia que posee el líquido para fluir, así que entre más viscoso sea, más resistencia tendrá al flujo. Esto se da debido a las fuerzas de atracción que mantienen las moléculas a ínfimas distancias y a su vez se define como la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. Es afectada directamente por la presión y temperatura a la cual está sometido, donde un líquido puede ser menos viscoso si se presenta un incremento en la temperatura. (Curtis et al., n.d.)

1.5.2 Viscosidad del petróleo

Generalmente, el petróleo al igual que los demás líquidos ve disminuida su viscosidad a medida que aumenta la temperatura, la cual es dada en centipoise (cP), y la magnitud de la variación de su viscosidad depende también del tipo de crudo que se esté calentando, ya que se ve reflejada una mayor reducción en crudos más viscosos, esto también tiene una conexión con la gravedad API del crudo, donde generalmente se observa como los crudos pesados y extrapesados son aquellos con mayor viscosidad. No obstante, la gravedad API de un crudo y su viscosidad no tienen una relación lineal ya que no se puede afirmar que a mayor viscosidad tendrá menor gravedad API.

Usualmente en petróleos pesados el volumen del gas en solución es bajo, siendo generalmente menor a 100 ft³/bbl, incluso llegando a ser menor de 50 ft³/bbl en crudos extrapesados. Aun así, la presencia de gas en solución hace que sea necesario corregir la viscosidad del petróleo a cualquier temperatura por este gas en solución.

1.5.3 Capacidad calorífica de las rocas

Una de las propiedades más importantes de la roca, es su capacidad calorífica, la cual define la cantidad de calor que se requiere para elevar en un grado la temperatura de una unidad de volumen de roca (Schlumberger).

1.5.4 Conductividad térmica y calor específico

El calor específico es una propiedad térmica de gran interés al momento de implementarse procesos de recuperación térmica, debido a que define la cantidad de calor que se debe suministrar para elevar en un grado la temperatura de la unidad de masa de la sustancia calentada, y por ende cuánto calor es necesario para elevar la temperatura de la roca y los fluidos presentes en ella.

Cada material almacena el calor de una manera diferente a los demás, a esta capacidad de hacerlo se le conoce como calor específico cp , el cual viene siendo una medida de cuánta energía térmica puede almacenar el material. Por ejemplo, $cp = 4.18 \text{ kJ/kg} \cdot ^\circ\text{C}$, para el agua, y $cp = 0.45 \text{ kJ/kg} \cdot ^\circ\text{C}$, para el hierro a condiciones ambientales, lo cual muestra que el agua tiene 10 veces mayor capacidad de almacenar energía en comparación con el hierro. En la Tabla 3 se muestra la conductividad térmica de algunos materiales. Ahora bien, la conductividad térmica k es la capacidad que tiene un material de conducir el calor a través de sí. Por ejemplo, $k = 0.607 \text{ W/m} \cdot ^\circ\text{C}$, para el agua, y $k = 80.2 \text{ W/m} \cdot ^\circ\text{C}$ para el hierro a condiciones ambientales, de aquí entonces se entiende que el hierro es 100 (cien) veces más eficiente para conducir la energía a través de sí, en comparación con el agua.

Conductividades térmicas de algunos materiales a la temperatura ambiente	
Material	k, W/m · °C*
Diamante	2 300
Plata	429
Cobre	401
Oro	317
Aluminio	237
Hierro	80.2
Mercurio (l)	8.54
Vidrio	0.78
Ladrillo	0.72
Agua (l)	0.607
Piel humana	0.37
Madera (roble)	0.17
Helio (g)	0.152
Caucho suave	0.13
Fibra de vidrio	0.043
Aire (g)	0.026
Uretano, espuma rígida	0.026

Tabla 3. Conductividad térmica de algunos materiales. Tomado de (Cengel, 1996)

1.5.5 Coeficiente de transferencia de calor

El coeficiente de transferencia de calor se define como la velocidad a la que se da la transferencia de calor entre una superficie sólida y un fluido por unidad de superficie, por unidad de diferencial de temperatura.

1.5.6 Conductividad Térmica de las rocas

Si bien la conductividad térmica es la capacidad que tiene un material para conducir la energía a través de sí; la conductividad térmica de la roca, debido a que es un medio poroso depende de una gran variedad de factores como lo son: la densidad, porosidad, saturación de los fluidos, tipos de fluidos y el movimiento que tengan estos en la roca. Resulta llamativo que la conductividad térmica de la roca disminuye con la temperatura y aumenta con la saturación de agua, densidad de la roca, presión y la conductividad térmica del fluido que contenga.

1.5.7 Difusividad Térmica

La difusividad térmica, es una relación entre la conductividad térmica y la capacidad calorífica, es una propiedad muy importante a tener en cuenta en las transferencias de calor ya que determina la rapidez con la cual se difunde el calor a través de un material, donde aquellos con grandes valores de difusividad térmica van a responder de manera más rápida a los cambios de temperatura en su entorno, y a aquellos con bajos valores lo harán más lento.

$$\alpha = \frac{k_h}{M} \tag{Ec.4}$$

Donde:

α : Difusividad térmica

K_h : Conductividad térmica

M : Capacidad calorífica

Para resumir a continuación se presenta la Tabla 4 con los valores de las propiedades térmicas de algunas rocas, tanto secas como mojadas por agua.

ROCA	DENSIDAD	CALOR ESPECÍFICO	CONDUCTIVIDAD TÉRMICA	DIFUSIVIDAD TÉRMICA
	$\frac{lb}{ft^3}$	$\frac{BTU}{lb - F}$	$\frac{BTU}{h - ft - F}$	$\frac{ft^2}{h}$
Rocas secas				
Arenisca	130	0.183	0.507	0.0213
Arena Cienosa	119	0.202	0.400	0.0167
Limolita	120	0.204	0.396	0.0162
Lutita	145	0.192	0.603	0.0216
Caliza	137	0.202	0.983	0.0355
Arena (Fina)	102	0.183	0.362	0.0194
Arena (Gruesa)	109	0.183	0.322	0.0161
Rocas saturadas con agua				
Arenisca	142	0.252	1.592	0.0445
Arena Cienosa	132	0.288	1.5	0.0394
Limolita	132	0.276	1.51	0.0414
Lutita	149	0.213	0.975	0.0307
Caliza	149	0.266	2.05	0.0517
Arena (Fina)	126	0.339	1.59	0.0372
Arena (Gruesa)	130	0.315	1.775	0.0433

Tabla 4. Propiedades térmicas de las rocas. Tomado de (Alvarado & Banzér, 2002).

1.6 Propiedades de los nanofluidos que se relacionan con el recobro mejorado

1.6.1 Conductividad térmica del nanofluido

En la actualidad, seguramente el mayor reto respecto a los métodos de recobro térmico, se basa en lograr el suministro de la gran cantidad de energía requerida para alcanzar las temperaturas objetivo, motivo por el cual la conductividad térmica del fluido inyectable se ha convertido en una de las propiedades más destacadas a mejorar; destaca aún más el poder mejorar significativamente la conductividad térmica con tan solo una pequeña cantidad de nanopartículas mediante un nanofluido.

La implementación de los nanofluidos se realiza teniendo en cuenta distintas características, siendo importante tener presente los mecanismos responsables del aumento de la conductividad térmica al aplicar un nanofluido: movimiento browniano, formación de capas cristalinas, la formación de aglomerados de las nanopartículas y el tamaño de las nanopartículas.

1.6.2 Movimiento Browniano

Este mecanismo es determinante para la conductividad térmica, consiste en el movimiento aleatorio e incontrolado de las nanopartículas en el fluido base, colisionando entre ellas y con las moléculas del medio, presentando un mayor movimiento de las partículas entre más alta sea la temperatura del nanofluido, y siendo también mayor el movimiento entre menor sea el tamaño de las partículas en él; este movimiento y colisión entre las partículas transporta y transmite calor de sólido a sólido.(Manzaneda Osorio G, 2019)

$$a = \frac{k_B T}{3\pi d \mu} \tag{Ec.5}$$

Donde a es la difusividad de la partícula, k_B la constante de Boltzmann, T es la temperatura, d corresponde al diámetro de la partícula y μ es la viscosidad del fluido.(Oswaldo & García, 2020)

1.6.3 Formación de capas

El segundo mecanismo que influye directamente en la conductividad térmica de un nanofluido es la formación de capas cristalinas, estas se forman de las moléculas líquidas próximas a la superficie de las partículas sólidas, en este caso nanopartículas, formando estructuras en forma de capas que actúan como puentes térmicos lo cual aumenta la conductividad térmica (Oswaldo & García, 2020)

1.6.4 Formación de Aglomerados

La formación de aglomerados de nanopartículas, genera la formación de estructuras internas que facilitan la transferencia de calor en el nanofluido, lo cual se ve reflejado en un aumento de la conductividad térmica del mismo. No obstante, es importante tener en cuenta que, de aumentar demasiado la concentración de las nanopartículas, se dará un aumento considerable en la formación de aglomerados y estos podrán empezar a decantarse, perdiendo las propiedades que caracterizan al nanofluido.(Oswaldo & García, 2020)

1.6.5 Tamaño de la nanopartícula

Respecto al tamaño de la nanopartícula, se ha reportado que, a menor tamaño de ésta, aumenta la conductividad térmica del nanofluido. (Oswaldo, 2020)

1.6.6 Forma de las nanopartículas

Para la elaboración de nanofluidos se han empleado nanopartículas de diferentes morfologías, siendo aquellas de forma esférica y cilíndricas, las más frecuentes; se ha observado que las cilíndricas son aquellas con mayor conductividad térmica, debido a la relación entre la longitud y el ancho de las nanopartículas, haciendo que el calor se transporte más rápido al aumentar dicha relación (Caiza & Caiza, 2019).

1.6.7 Concentración de las nanopartículas

La conductividad térmica de un nanofluido aumenta conforme aumente también la concentración de nanopartículas dispersas; no obstante, aumentar demasiado la concentración de nanopartículas disminuye también la distancia entre ellas, por lo cual se ejercen atracciones de Van der Waals aumentando la tensión superficial y propiciando que se sedimenten, lo cual deriva en el deterioro de la conductividad térmica y otras propiedades del nanofluido.(Caiza & Caiza, 2019)

1.6.8 Tipo de fluido base

Un nanofluido puede hacerse usando como fluido base diferentes líquidos, ya sea un alcohol, agua destilada, un aceite, un refrigerante, entre otros. La elección del fluido base se hace teniendo en cuenta los requerimientos del medio donde se piensa emplear, siempre teniendo en cuenta el tipo de interacción que pueda tener con el medio, siendo en caso del recobro mejorado, la tubería y/o el tipo de yacimiento.(Caiza & Caiza, 2019)

2. Selección de nanopartículas

Con el fin de determinar las nanopartículas a emplear en la investigación, se realizó una revisión del estado del arte de la aplicación de la nanotecnología en EOR, y de esta manera poder identificar las fortalezas y debilidades de cada una dependiendo la aplicación objetivo, y a su vez analizar sus propiedades para intentar predecir su potencial en el estudio; a continuación, se recopila la información recolectada:

2.1 Nanopartículas de ZnO

Una de las nanopartículas que se han estudiado con frecuencia para su aplicación en EOR son las Nanopartículas de ZnO (Lee et al., 2016). Un aspecto muy importante destacado de estas nanopartículas es que su implementación ha demostrado influir en la tensión interfacial. En una prueba experimental se observó, que, al disminuir el tamaño de las NP, se obtiene una tensión interfacial menor, formando así una emulsión entre el crudo y la inyección del nanofluido, lo cual aumenta la eficiencia de barrido; (Lee et al., 2016) también se ha evidenciado que estas nanopartículas disminuyen la viscosidad del crudo pesado (Agista et al., 2018). De la literatura podemos ver que al utilizar nanopartículas de ZnO en sinergia con un método de recobro térmico – calentamiento electromagnético, usando como fluido base una salmuera (Hassan et al., 2021) existe un alto aumento en el porcentaje (%) de recobro. Además, es importante recalcar que se han observado aspectos negativos debido a que las Np de ZnO, crean aglomeraciones que taponan los espacios porosos en ciertos yacimientos, afectando la porosidad efectiva y la permeabilidad. (Borda & Rodríguez, 2020)

2.2 Nanopartículas de TiO₂

Este tipo de nanopartículas ha sido de gran interés para el recobro mejorado, debido a que al utilizar NPs de TiO₂ en núcleos de areniscas, se evidencia una mejora del 49 al 80% (Pinzón Galvis, 2022), también se ha observado que las Np no tienen un cambio importante en la tensión interfacial y la viscosidad; por otro lado, en otro estudio se evidenció que al utilizar NPs de TiO₂ se redujo en un 5% la viscosidad del crudo (Pinzón Galvis, 2022), estas nanopartículas también afectan la mojabilidad, haciendo que la roca pase de estar mojada por aceite a mojada por agua. Otras investigaciones demostraron un cambio significativo en la temperatura al emplear NPs de TiO₂, en donde al utilizar el 0.1 % en peso, tuvo un aumento de temperatura correspondiente al

73%, aunque destacando en este mismo estudio que fueron mejores los resultados usando NPs de Al_2O_3 con un aumento correspondiente al 82% (Al-Farsi et al., 2016). Vale la pena destacar que cuando se trata de mejorar el factor de recobro mediante la modificación de la mojabilidad, las nanopartículas de TiO_2 poseen el mayor potencial.

2.3 Nanopartículas de FeO_3

Este tipo de nanopartícula es utilizada en el recobro para disminuir la viscosidad del crudo pesado, mediante recobro térmico por combustión in situ (Sircar et al., 2021). En otro estudio se evidenció que las Np de óxido hierro, al aumentar su concentración (0,1, 0,3 y 0,5% en peso), aumentaron la recuperación de crudo en comparación a las nanopartículas de óxido de manganeso en un 35% aproximadamente y al utilizar electromagnetismo aumento al 79% aproximadamente. El principal factor que permitió lograr esta recuperación fue la disminución de la viscosidad en 950 cP, por otro lado la tensión interfacial entre el NF y el crudo disminuye en 16 nm/m (Hasani & Jafari, 2022) ; cabe recalcar que estas nanopartículas no han sido las más utilizadas para EOR, ya que en investigaciones, las NP de FeO_3 alcanzaron una recuperación final del 57%, mientras que otras Np metálicas llegan a alcanzar hasta el 85%, las Np de FeO_3 tuvieron una recuperación del 17% de aceite adicional, y otras como Al_2O_3 , SiO_2 llegaron al 20% (Agista et al., 2018).

2.4 Nanopartículas de Sílice

Uno de los principales motivos de interés de las nanopartículas de Sílice, aparte de su bajo costo de fabricación y lo amigables que son con el medio ambiente, parte de lo observado al inyectar entre el 2% y 3% de NPs de LHP (polisilicio hidrofóbico y lipofílico) y observar cómo estas se adsorben sobre las paredes de la roca, lo cual cambia la humectabilidad de la superficie y potencialmente mejora la recuperación de crudo. En investigaciones se demostró que el ángulo de contacto disminuye cuando la concentración de NPs aumenta, pero una concentración más alta tiende a bloquear la garganta de los poros de muestras de núcleo de Berea de baja permeabilidad. Las NPs de sílice dispersas en salmuera en un medio carbonatado han mostrado una mejora de la recuperación de crudo que va desde un 39% hasta un 61%. (Agista et al., 2018)

2.5 Nanopartículas de Óxidos de aluminio

Otras nanopartículas que han llamado la atención son las NPs de óxidos de aluminio, inicialmente debido a que han logrado disminuir la viscosidad del crudo, pero adicionalmente, estas NPs han

aumentado la conductividad térmica del petróleo, destacando al mismo tiempo por su capacidad de soportar temperaturas más altas que otros materiales (Caballero A. & González C., 2018). En la literatura se ha registrado que las NPs de Al_2O_3 con un tamaño promedio de 40 nm dispersas en agua y salmuera exhibían una mayor recuperación de petróleo adicional (12.5%) que otras NPs de óxidos metálicos (Agista et al., 2018). En otra investigación se evidenció que mediante una solución de surfactante más las NPs de Al_2O_3 se puede alterar la mojabilidad de la roca, pasando de una superficie fuertemente mojada por aceite a fuertemente mojada por agua, como lo demostró el cambio en la saturación de agua residual (S_{wr}) de 0.07 a 0.23.

2.6 Nanopartículas de Circonio

Las nanopartículas de óxido de circonio (ZrO_2) se implementan frecuentemente en funciones de catálisis, cerámica y revestimientos térmicos, entre otros (Agista et al., 2018). Se ha descubierto que las NPs de ZrO_2 pueden cambiar la humectabilidad de un núcleo de carbonato, haciendo que pase de fuertemente mojado con aceite a estar fuertemente mojado con agua, siendo el mecanismo de acción la adsorción de las NPs, pero destacando que el proceso de la alteración de la mojabilidad ocurre de manera lenta. También se ha descubierto que es posible reducir considerablemente la tensión interfacial entre dos fluidos si se usan las nanopartículas de ZrO_2 .

2.7 Nanopartículas de Cobre

El cobre es el metal con la segunda mayor conductividad térmica, tan solo por debajo de la plata, pero con un precio significativamente menor, lo cual es de gran relevancia teniendo en cuenta que se busca la rentabilidad económica de la implementación de los nanofluidos. Estas nanopartículas de cobre, se han estudiado como nano catalizadores en procesos de inyección de vapor dando como resultado una disminución en las temperaturas necesarias para el crackeo de asfaltenos (Ospina, 2015). Adicionalmente, nanopartículas de óxido de cobre (CuO) han sido utilizadas en investigaciones para la reducción de la viscosidad, siendo nuevamente utilizadas como catalizadores; donde se calientan y mantienen a altas temperaturas mediante el uso de microondas y dando como resultados reducciones de viscosidad de hasta el 35% (Ospina, 2015).

En los núcleos saturados con nanopartículas de óxido de cobre se ha evidenciado un aumento significativo en la conductividad térmica (Ráchez, 2019).

2.8 Nanopartículas de Níquel

Las nanopartículas de NiO han sido estudiadas por su potencial uso en EOR, aunque no se consideran superiores a otros óxidos metálicos (Al₂O₃ y ZrO₂); no obstante, si han demostrado una mejoría en la recuperación debido a su capacidad para alterar la mojabilidad y mejorar la viscosidad (Agista et al., 2018).

Se ha encontrado que las nanopartículas de cobre y níquel son las mejores para métodos de recobro térmico (Caro, 2019). Adicionalmente entre las características de las nanopartículas destaca su efecto catalizador, donde se ha descubierto que los nanocatalizadores de níquel, aumentan la eficiencia del calentamiento por microondas aplicados para mejorar la producción de crudos pesados, permitiendo que se recupere en mayor cantidad de manera más rápida y con un menor gasto energético. Estas nanopartículas incluso han demostrado un aumento del recobro en el método de estimulación con vapor en un 10% (Caballero A. & González C., 2018).

2.9 Nanopartículas Janus

Estas nanopartículas que tienen dos (2) mitades diferentes son un ejemplo de un material anisotrópico por su composición química y propiedades físicas diferentes entre ellas. Son de gran interés para sus aplicaciones en distintas industrias y sectores debido a su aplicación como estabilizadores de emulsiones (Diaz, 2015). Estas nanopartículas ofrecen la oportunidad de conferirle un carácter anfifílico para favorecer un mejor comportamiento en fenómenos interfaciales, teniendo un gran potencial para aplicarlas en procesos donde el objetivo sea la reducción de IFT como complemento para la técnica de inyección de agua, y poder aumentar la recuperación de petróleo sin la necesidad de surfactantes (Giraldo, 2019).

Si bien estas nanopartículas ofrecen una gran variedad de usos y potenciales aplicaciones, no son ampliamente utilizadas debido a que los principales métodos para sintetizarlas conllevan procesos por lotes que no han podido ser escalados a procesos continuos, lo que dificulta su implementación a nivel industrial y eleva los costos de su aplicación (Diaz, 2015).

2.10 Nanopartículas Core Shell

Estas nanopartículas, se destacan por poseer un núcleo de un material, el cual se encuentra recubierto de una capa de un material diferente, esto ofrece nuevas oportunidades facilitando que

un material pueda ser protegido en el interior de la partícula para posteriormente ser liberado en la zona objetivo; esta característica las ha hecho muy estudiadas para el campo de la biomédica (Moncada, 2019) ,no obstante, este tipo de nanopartícula ha sido poco estudiado en la industria petrolera. Entre lo más destacado en las investigaciones en la industria, se encuentra la investigación de (Ji et al., 2019). En investigaciones reportadas (Llanos, 2018), se fabricaron nanopartículas tipo core-shell compuestas de un núcleo de sílice nanoparticulado con una capa de polímero para implementar en inyección de agua como método EOR. Encontraron que estas nanopartículas tipo core-shell ayudaron a reducir la tensión interfacial y aumentaron la viscosidad del fluido de inyección. De los resultados obtenidos concluyeron que posterior a la inyección de agua con nanopartículas tipo core-shell, la saturación de aceite se redujo aproximadamente 30%.

Otro aspecto relevante acerca de estas nanopartículas es que su elaboración conlleva a procesos más costosos que la elaboración de otro tipo de nanopartículas más sencillas, lo cual complica en cierta medida su implementación a gran escala en la industria (Llanos, 2018).

2.11 Selección Final

Debido al interés de emplear nanopartículas que permitan potenciar la transferencia de calor, en la Tabla 5 se hace una selección de las tres mejores nanopartículas, donde se hace especial énfasis en aquellas nanopartículas que según la literatura han demostrado mayor potencial y así comparar sus características para determinar cuales se implementaran.

Nanopartículas	Beneficios	Propiedades (Material Base)
Níquel	<ul style="list-style-type: none"> *Gran capacidad para alterar la mojabilidad *Considerada una de las mejores NPs para métodos térmicos *Excelente catalizador térmico *Aumento en la eficiencia del calentamiento para crudos pesados *Se ha observado un aumento en el recobro mediante la estimulación con vapor *Mejora en la viscosidad 	<p>Punto de Fusión: 1.455 °C Calor Específico: 440 J/(K·kg) Conductividad Térmica: 90,7 W/(K·m) Densidad: 8908 kg/m³</p>
Cobre	<ul style="list-style-type: none"> *Es uno de los metales con mayor conductividad térmica *Se observó una disminución de temperatura para el crackeo de asfaltenos *Se usan como catalizadores térmicos *Disminuye la viscosidad el crudo *Aumento en la conductividad térmica 	<p>Punto de Fusión: (1085 °C) Calor Específico: 385 J/(K·kg) Conductividad Térmica: 400 W/(K·m) Densidad: 8960 kg/m³</p>
Óxido Aluminio	<ul style="list-style-type: none"> *Disminuye la viscosidad del crudo *Aumento en la Conductividad Térmica *Soporta niveles altos de temperatura *Mayor % de recuperación de crudo en salmuera que otras NPS de óxidos metálicos *Alteración en la mojabilidad de la roca de Mojada por crudo a mojada por agua. 	<p>Punto de Fusión: (2072 °C) Calor Específico: 955 J/(K·kg) Conductividad térmica: 38.5 W/(K·m) Densidad: 3961 kg/m³</p>

Tabla 5. Tabla comparativa entre nanopartículas.

3. Metodología

Para evaluar el efecto de los nanofluidos de NiO y CuO, sobre el crudo pesado y su impacto en un posible aumento en el factor de recobro, se ha planteado realizar unas pruebas de recobro en un montaje a escala de laboratorio, así como una serie de pruebas con las cuales observar el efecto de la implementación de las nanopartículas en la viscosidad del crudo, y la transferencia de calor. Por lo anterior, en esta sección se detallan como fueron diseñadas las pruebas, y los procedimientos requeridos en la medición de los distintos parámetros que se evaluaron en cada montaje.

3.1 Diseño experimental

3.1.1 Caracterización de la arena.

Ripio de color gris blancuzco conformado por arena, compuesta por cuarzo (70%) que se presenta en tres fracciones grano grueso (40%), grano medio, (10%), fino a muy fino (20%), se presenta de formas angulares a sub-redondeadas, de aspecto hialino a traslucido, lechoso. Feldespatos (13%) que se presentan en formas de granos gruesos, medios y finos, de color rosado (ortoclasas) y granos blancos lechosos plagioclasas localmente caolitizadas. Fragmentos de rocas (10%) que se observa a manera de granos y gránulos de cuarzo dioritas frescas, limolitas, y areniscas. Óxidos de hierro (5%) que se presenta a manera de láminas y formas terrosas de oligisto de color gris negruzco. Y elementos magnéticos (2%) que se presentan a manera de finas láminas de forma aciculares, de color negro mate, son atraídos por el imán. La muestra está compuesta texturalmente por fragmentos de tamaño gránulos 5%, granos gruesos 30%, grano medio 40%, grano fino 30%

3.1.1.1 Determinación de la porosidad de la arena

Para la determinación de la porosidad de la arena se realiza un corto procedimiento que consta de:

Paso 1. Se coloca un beaker en una balanza y se tara.

Paso 2. Se le agrega arena hasta alcanzar un volumen de 60 ml y se pesa.

Paso 3. Se agrega agua hasta saturar la arena por completo (100 % de Sw) y se pesa nuevamente.

Paso 4. Con los datos obtenidos, se calcula el volumen poroso y la porosidad del medio rocoso.



Figura 5. Balanza analítica con las muestras de arena antes y después de saturar de agua

3.1.1.2 Determinación de la permeabilidad de la arena

Un tubo con una zona de drenaje en la parte inferior se muestra en la Figura 6, sus dimensiones son de 23 cm de altura y 2.38 cm de diámetro interno se empaquetó con arena, posteriormente se le agregó agua hasta saturarlo al 100 %.



Figura 6. Montaje para medición de la permeabilidad de la arena.

Una vez saturado, se retiró la tapa de la zona de drenaje y se colocó debajo un beaker de 10 ml, con el cual se registró el tiempo cada que completaba 2 ml de agua producida hasta alcanzar los 10 ml.

Finalmente se calculó el caudal obtenido y con los demás datos se procedió a calcular la permeabilidad.

3.1.2 Caracterización del Crudo.

3.1.2.1 Determinación de la gravedad API del crudo

Se determinó la densidad del crudo mediante el método gravimétrico. Como se ve en la Figura 7. Inicialmente se colocó en una balanza analítica un picnómetro, se taro y posteriormente se llenó de crudo hasta que se alcanzara el nivel de referencia del picnómetro y se registró su peso en la balanza; con el volumen y su peso se determinó la densidad y finalmente la gravedad API del crudo.



Figura 7. Balanza Analítica con picnómetro lleno de crudo.

3.1.2.2 Determinación de la viscosidad del crudo

Se evaluó la viscosidad del crudo y la viscosidad del crudo con nanopartículas a diferentes temperaturas; las mediciones se hicieron mediante un viscosímetro Bohlin Visco 88 como se ve en la Figura 8.

Mediante un baño maría se mantiene la temperatura del fluido de circulación constante a la temperatura de referencia, y mediante una bomba se puso a fluir a través del sistema de circulación

cerrado (baño de maría-chaqueta térmica-baño de maría); el crudo se encuentra dentro de la chaqueta térmica. Finalmente se registraron los datos experimentales medidos por el viscosímetro a diferentes temperaturas para el crudo solo, y para el crudo con las nanopartículas (μ Viscosidad, γ Rata de corte (1/s), τ Esfuerzo de corte (Pa), T Temperatura ($^{\circ}$ C), M Torque (mNm) y f Frecuencia (Hz)).

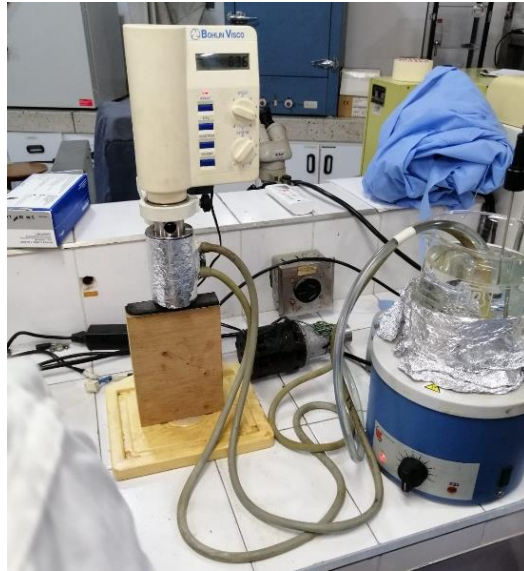


Figura 8. Montaje para medición de la viscosidad con viscosímetro Bohlin Visco 88 y manto calefactor de laboratorio.

3.1.3 Elaboración de los nanofluidos mediante la técnica “Two Step”

Para la elaboración de los nanofluidos se utilizó un sonicador de marca Fisher como se evidencia en la Figura 9, siguiendo los siguientes pasos para su elaboración.

Paso 1. Adicionar en un beaker 50 ml de agua destilada que se usa como fluido base para la elaboración del nanofluido.

Paso 2. Para 50 ml de nanofluido, se adicionan diferentes cantidades de nanopartículas según la concentración; 0.025 gr para 500 ppm, 0.05 gr para 1000 ppm y 0.1 gr para 2000 ppm

Paso 3. Homogeneizar las nanopartículas en el fluido base mediante el sonicador durante un minuto para dispersar inicialmente las nanopartículas en el fluido base

Paso 4. Agregar 2000 ppm de concentración de Éter Lauril sulfato de sodio (Surfactante)

Paso 5. Homogeneizar la mezcla nuevamente en el sonicador durante 3 minutos

Paso 6. Almacenar el nanofluido en recipiente hermético y en ambiente fresco

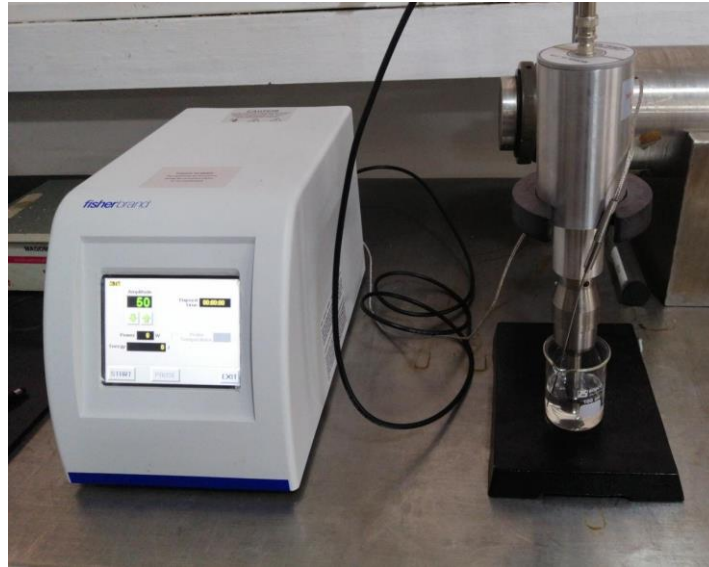


Figura 9. Sonicador Fisher

3.1.4 Efecto de las nanopartículas.

3.1.4.1 Determinación del efecto de los nanofluidos sobre la mojabilidad de la arena con el suministro de calor.

Con el fin de determinar la mojabilidad de la arena y si ésta cambia al agregar nanopartículas, se llenaron tres (3) beaker con 40 ml de arena, el primero se impregnó con 10.2 ml de crudo y 2.6 ml de agua en una proporción 80/20 del volumen poroso de la arena, el segundo y tercer beaker se llenaron con las mismas cantidades, pero en vez de agua se utilizó nanofluido de Óxido de Níquel y Óxido de Cobre a 1000 ppm.

Posteriormente en un baño maría como se ve en la Figura 10. Las tres muestras se calentaron hasta 85 °C, se dejaron enfriar y se evaluaron los resultados.

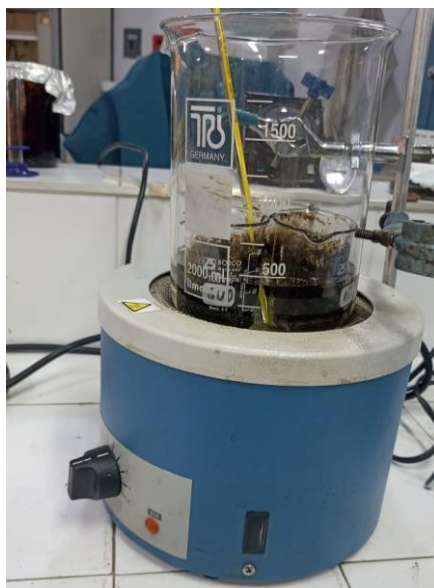


Figura 10. Montaje de calentamiento con 3 muestras en manto calefactor de laboratorio.

3.1.5 Recobro térmico de petróleo con el equipo de inducción electromagnética – Montaje experimental.

Para evaluar cómo los nanofluidos afectan el factor de recobro mediante el calentamiento por inducción electromagnética, se diseñó un montaje que consta de un cilindro de acero (Reactor - Figura 11), en la parte inferior cuenta con 2 orificios por los cuales recuperamos los efluentes, al fondo del cilindro se instaló un filtro (malla metálica) para evitar que la producción se detuviera por taponamiento de arena en los orificios. Se llenó con arena hasta una altura de doce (12) cm para asegurar que se cubriera la totalidad del inductor y su núcleo ferromagnético, agregando un volumen de 390 ml de arena saturada con 95 ml de crudo y 24 ml de agua en una proporción 80/20 del volumen poroso. Caso base.

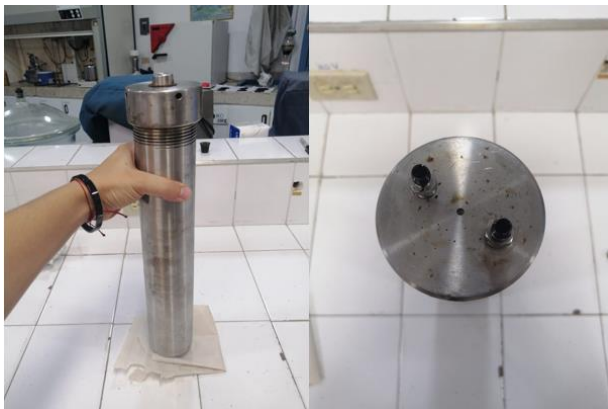


Figura 11. Reactor cilíndrico.

El cilindro se recubrió con Thermolon, aislante térmico, para evitar al máximo las pérdidas de calor con el ambiente. Para la medición de la temperatura se empleó una termocupla y un termómetro de laboratorio.

El montaje experimental (Figura 12) consta de un reactor, un inductor magnético con su núcleo ferromagnético, arena saturada con crudo y agua, sistema de monitoreo de temperatura, equipo de inducción magnética y sistema de recolección de efluentes.



Figura 12. Montaje para las pruebas de recobro con el inductor electromagnético y nanofluidos.

Al finalizar la prueba, se deja enfriar y se desmonta el equipo, y se realizan los montajes para la evaluación de los diferentes escenarios, se empaqueta con el mismo volumen de arena con las siguientes condiciones de saturación:

Caso 1: 95 ml de crudo y 24 ml de nanofluido Óxido de Níquel @ 500 ppm

Caso 2: 95 ml de crudo y 24 ml de nanofluido Óxido de Níquel @ 1000 ppm

Caso 3: 95 ml de crudo y 24 ml de nanofluido Óxido de Níquel @ 2000 ppm

Caso 4: 95 ml de crudo y 24 ml de nanofluido Óxido de Cobre @ 500 ppm

Caso 5: 95 ml de crudo y 24 ml de nanofluido Óxido de Cobre @ 1000 ppm

Caso 6: 95 ml de crudo y 24 ml de nanofluido Óxido de Cobre @ 2000 ppm

4. Resultados y Análisis

4.1 Porosidad:

Se tienen las siguientes ecuaciones para determinar la porosidad.

$$\Phi = \frac{Vp}{Vt} \quad (\text{Ec.6})$$

$$Vp = \frac{Wa - Wm}{\rho_l} \quad (\text{Ec.7})$$

Φ = Porosidad

Vp = Volumen poroso

Vt = Volumen total

Wa = Muestra saturada

Wm = Muestra seca

ρ_l = Densidad del líquido

Se empleó un volumen total de 60 ml, se pesó la muestra seca en la balanza analítica y se obtuvo:

$$Wm = 97.0372 \text{ gr}$$

Posteriormente se saturó la muestra con agua y se realizó la medición de igual manera donde se obtuvo:

$$Wa = 116.2685 \text{ gr}$$

Entonces calculamos el volumen poroso mediante la ecuación (2):

$$Vp = \frac{(116.2685 - 97.0372) \text{ gr}}{1 \text{ gr/ml}} = 19.2313 \text{ ml}$$

Y finalmente aplicando la ecuación (1) para determinar la porosidad se obtiene:

$$\Phi = \frac{19.2313 \text{ ml}}{60 \text{ ml}} * 100 = 32.05\%$$

El resultado, al estar por encima del 20% se considera que se trata de una porosidad excelente (Net & Limarino, 2000), aunque es necesario tener en cuenta que se trata de una arena no compactada lo cual se ve reflejado en este resultado.

4.2 Permeabilidad:

$$K = \mu \frac{q}{A} \frac{dl}{dP}$$

(Ec.8)

El tubo tiene 23 cm de altura, 2.38 cm de diámetro interno para un área de 4.449 cm^2 .

Como el agua es el fluido empleado, se toma el valor de viscosidad 1 cP.

D. interno (cm)	2.38
L (cm)	23
μ (cP)	1

Al momento de realizar la prueba, se registraron los tiempos cada 2 ml de agua que producía en la parte inferior del tubo obteniendo los siguientes datos mostrados en la Tabla 6.

Teniendo los el tiempo que tardó en producirse cada volumen, se determinó el caudal y se multiplicó por 60 para dejarlo en *ml/min*

$$\frac{2 \text{ ml}}{7.63 \text{ s}} * \frac{60 \text{ s}}{1 \text{ min}} = 15.72 \frac{\text{ml}}{\text{min}}$$

t(s)	$\Delta V(\text{ml})$	Vacum(ml)	Q (ml/seg)	Q (ml/min)
7.63	0 ---- 2	2	0.2621	15.72
7.99	2 ---- 4	4	0.2503	15.01
7.69	4 ---- 6	6	0.2600	15.60
7.75	6 ---- 8	8	0.2580	15.48
8.59	8 ---- 10	10	0.2328	13.96

Tabla 6. Datos obtenidos durante la prueba de permeabilidad.

Al obtener los datos se realizó el gráfico de Caudal (ml/min) Vs tiempo (segundos) para los 4 primeros datos como se ve en la Figura 13.

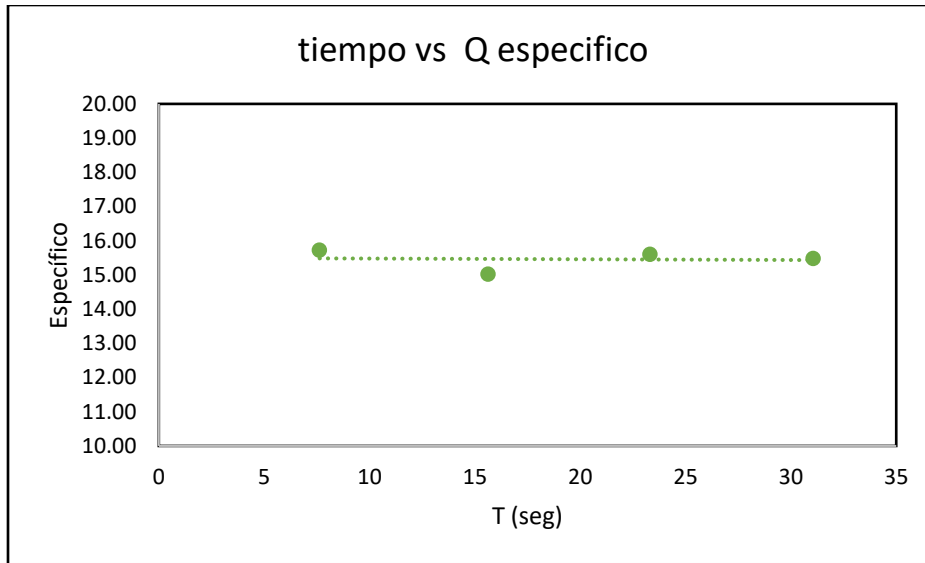


Figura 13. Caudal vs Tiempo.

Con los anteriores datos, se estimó el caudal promedio de 15.46 ml/min . Este valor del caudal es igual a 0.14 bb/día

Estimamos el delta de presión, ΔP

$$dP = 0.433 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} * \frac{23 \text{ cm}}{30.48 \text{ cm}} * 1 \text{ ft}$$

(Ec.9)

$$dP = 0.3267 \text{ psi}$$

Finalmente se calculó la permeabilidad

$$K = \frac{Q * L * \mu}{0.001127 * dP * A}$$

(Ec.10)

$$K = \frac{0.14 * 0.7546 * 1}{0.001127 * 0.3267 * 0.0048}$$

$$K = 59776 \text{ mD}$$

Se determinó que la permeabilidad era de 59776 Milidarcy .

4.3 Caracterización del Crudo.

4.3.1 Determinación de la gravedad API del crudo

$$API = \frac{141.5}{Ge} - 131.5 \quad (\text{Ec.11})$$

Para determinar la gravedad API del crudo partimos por calcular su gravedad específica:

$$Ge = \frac{\rho_{sust}}{\rho_{H_2O}} \quad (\text{Ec.12})$$

Entonces se calculó primero la densidad del crudo mediante un picnómetro:

- Peso del picnómetro en balanza después de tarar: 0.0 gr
- Peso del picnómetro con crudo: 46.37771 gr
- Volumen del picnómetro: 50.024 ml

$$\rho = \frac{m}{v} \quad (\text{Ec.13})$$

$$\rho = \frac{46.37771 \text{ gr}}{50.04 \text{ ml}} = 0.927 \frac{\text{gr}}{\text{ml}}$$

Entonces aplicando la ecuación (12)

$$Ge = \frac{0.927 \text{ gr/ml}}{1 \text{ gr/ml}} = 0.927$$

Finalmente, la Gravedad API la calculamos desarrollando la ecuación (11)

$$API = \frac{141.5}{0.927} - 131.5 = 21.14$$

La gravedad API del crudo indica que efectivamente se trata de un crudo pesado, lo cual asegura que las pruebas y la investigación se hacen sobre un acertado tipo de muestra.

4.3.2 Determinación de la viscosidad del crudo

Al usar el viscosímetro Bohlin Visco 88, se registran diferentes parámetros a diferentes temperaturas y a diferentes velocidades, como se refleja en la Tabla 7.

crudo API 21° CD-30 17 ml	η Viscosidad	γ Rata de corte (1/s)	τ esfuerzo de corte (Pa)	T Temperatura (°C)	M Torque (mNm)	f Frecuencia (Hz)
vel 4	0.166	35	5.8	37	0.37	0.48
vel 5	0.24	63.6	16.5	37	1.05	0.88
vel 6	0.26	110.7	27.3	37	1.75	1.53
vel 7	0.275	200.2	55	37	3.51	2.76

Tabla 7. Parámetros medidos en el viscosímetro a 37°C.

En el Figura 14 se muestra el esfuerzo de corte vs la rata de corte, se puede observar por su comportamiento que tiene un modelo reológico propio de un fluido newtoniano.

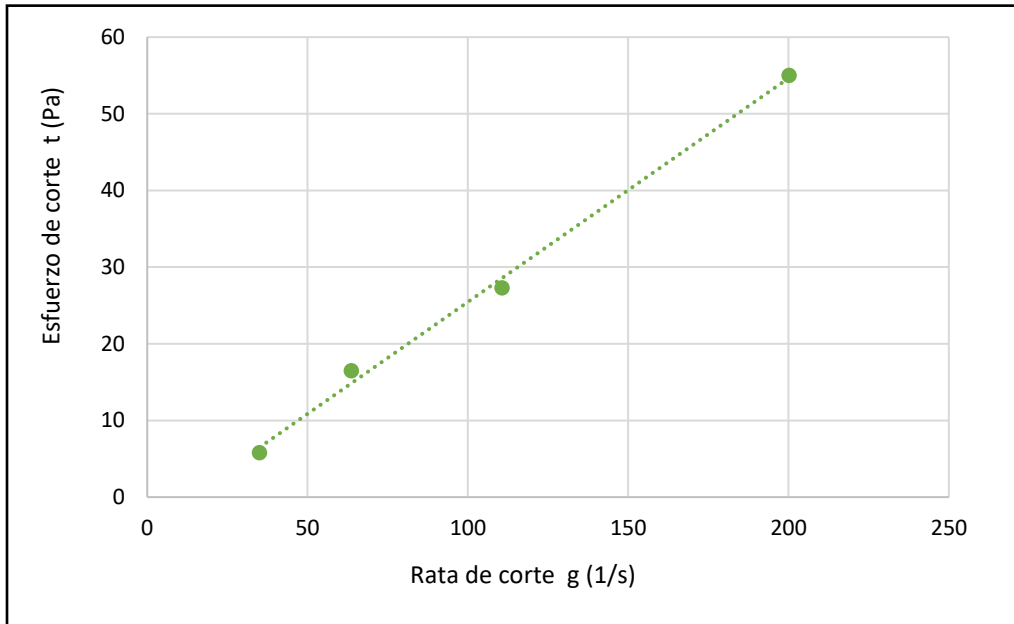


Figura 14. Modelo reológico. Fuente: Elaboración propia

por ende, se puede calcular la viscosidad de la siguiente manera:

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma}$$

(Ec.14)

$$\mu = \frac{16.5}{63.6} = 0.2594339 \text{ Pa} \cdot \text{s}$$

Se multiplicó por 1000 para obtener el resultado de la viscosidad en unidades de cP como se evidencia en la Tabla 8.

crudo API 21°	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
vel 5	37	259.4
vel 6	37	246.6
vel 7	37	274.7

Tabla 8. Viscosidades medidas a diferentes velocidades

Finalmente se calculó el promedio y se determinó que se consideraría la viscosidad del crudo a 37 °C como 260.257 cP. Posteriormente se hizo lo mismo con otras temperaturas, los resultados obtenidos se reflejan en la Tabla 9.

Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
37	260.3
52	122.3
68	51.1
80	32.3

Tabla 9. Viscosidades medidas a diferentes Temperaturas.

Una vez graficada la viscosidad vs la temperatura (Figura 15), se usó la ecuación de la Figura 15 para generar un perfil de viscosidad vs temperatura (Tabla 10) más amplio con más valores de temperaturas y obtuvimos:

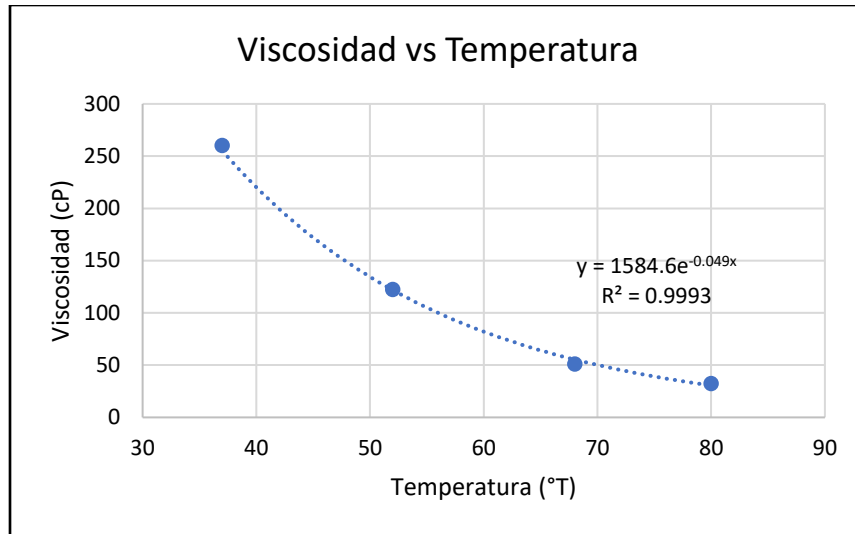


Figura 15. Viscosidad vs Temperatura

Temperatura	Viscosidad Oil (cP)
27	422.0
37	258.5
52	124.0
68	56.6
80	31.4
90	19.3
100	11.8
125	3.5
150	1.0

Tabla 10. Viscosidades analíticas a diferentes temperaturas

Repitiendo la parte de medición en el viscosímetro, pero con el crudo en presencia de las nanopartículas se obtuvieron las siguientes viscosidades registradas en las Tablas 11 y 12.

Temperatura °C	Viscosidad Oil + CuO (cP) @1000ppm
37	205
50	108
61	58

Tabla 11. Viscosidad del crudo con nanopartículas de NiO a 1000 ppm

Temperatura °C	Viscosidad Oil + NiO (cP) @1000ppm
38	159.5
51	77.4
65	36.3

Tabla 12. Viscosidad del crudo con nanopartículas de CuO a 1000 ppm

Finalmente se ajustaron las líneas de tendencia y se calcularon las viscosidades con la ecuación obtenida para el crudo con las nanopartículas de NiO y CuO y se registraron en la Tabla 13.

Temperatura °C	Viscosidad Oil (cP)	Viscosidad Oil + CuO (cP) @1000ppm	Viscosidad Oil + NiO (cP) @1000ppm
27	422.0	346.5	293.4
37	258.5	204.0	167.6
52	124.0	92.1	72.4
68	56.6	39.4	29.5
80	31.4	20.9	15.1
90	19.3	12.3	8.6
100	11.8	7.2	4.9
125	3.5	1.9	1.2
150	1.0	0.5	0.3

Tabla 13. Tabla comparativa entre las viscosidades del crudo, crudo con nanopartículas de CuO y NiO a diferentes temperaturas.

Al comparar los resultados de las viscosidades de las muestras a diferentes temperaturas, se evidenció que la presencia de las nanopartículas generó una importante disminución en la viscosidad del crudo como se refleja en la Figura 16, aunque siendo mayor el efecto en las NPs de NiO.

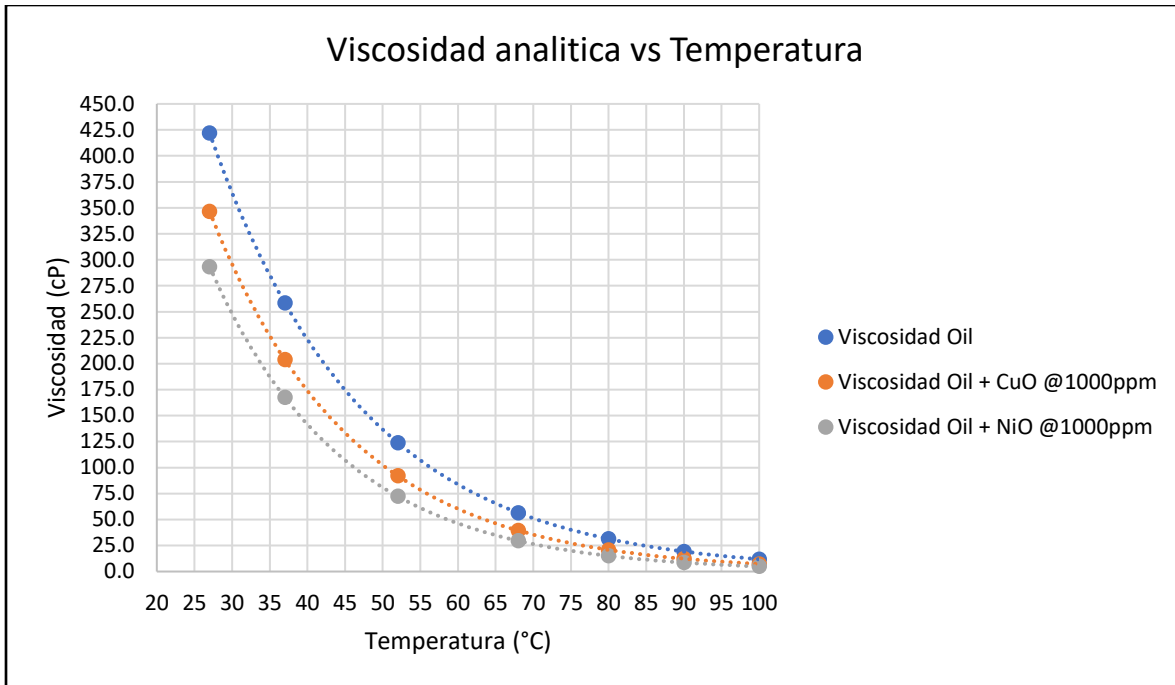


Figura 16. Curvas de viscosidad analíticas vs temperatura de crudo, y crudo con nanofluidos de CuO y NiO

Como se refleja en la Tabla 14. Se calcularon los porcentajes en que cada nanopartícula reducía la viscosidad del crudo, y destacó el impacto que tuvieron a temperatura ambiente, si bien es la que cuenta con los menores porcentajes de disminución, es donde se evidencia una mayor caída en la viscosidad. Esto se ve reflejado en el gráfico de la Figura 16 en donde la viscosidad del crudo sin nanopartículas, tiene que calentarse cerca a los 35°C para alcanzar los valores de viscosidad del crudo con NPs de NiO a temperatura ambiente (27°C). A bajas temperaturas el cambio porcentual en la reducción de la viscosidad por parte de las nanopartículas es menor, pero la magnitud en este cambio es mayor, en cambio a altas temperaturas el cambio de viscosidad porcentual es mayor, aunque con una magnitud menor, al punto de tener viscosidades muy semejantes por encima de los 100°C.

Temperatura (°C)	% reducción viscosidad CuO @1000ppm	% reducción viscosidad NiO@1000ppm
27	18%	30%
37	21%	35%
52	26%	42%
68	30%	48%
80	34%	52%
90	36%	55%
100	39%	58%
125	45%	65%
150	50%	71%

Tabla 14. Porcentajes de reducción de la viscosidad por efecto de nanofluidos de CuO y NiO a 1000 ppm a diferentes temperaturas.

4.4 Efecto de las nanopartículas.

4.4.1 Determinación del efecto de los nanofluidos con el suministro de calor.

En esta prueba se observó a su vez el efecto que tuvieron las nanopartículas en el comportamiento del calentamiento del crudo, se calentó el agua en el baño maría hasta los 90°C y se registró el cambio de temperatura con el tiempo en cada beaker y se registraron los resultados en la Tabla 15.

tiempo (min)	T °C		
	Oil	NiO @1000ppm	CuO @1000ppm
0	28.8	28.6	28.5
1	57.7	62.6	65.5
2	62	65.3	67.5
3	66.7	70	72.3
4	68	70.9	74.1
5	71.2	74.3	76.9
6	72.3	75.9	78.7
7	75.4	77.7	80.1
8	77.2	79.6	81.9
9	78	81	82.9
10	79.2	82	84.5
11	80.8	82.4	84.9
12	81.8	84.1	86.4
13	81.8	84.2	86.5
14	81.9	84.3	86.6

Tabla 15. Aumento de la temperatura en muestras con crudo, crudo con nanofluidos de NiO y CuO a 1000 ppm

Lo observado en la Figura 17 demuestra un aumento en la transferencia de calor por parte de los nanofluidos de NiO y CuO, ya que las tres (3) muestras se encontraban expuestas a la misma temperatura en el baño maría, pero el aumento de temperatura en ellas fue diferente siendo más rápido para la muestra con nanofluido de CuO.

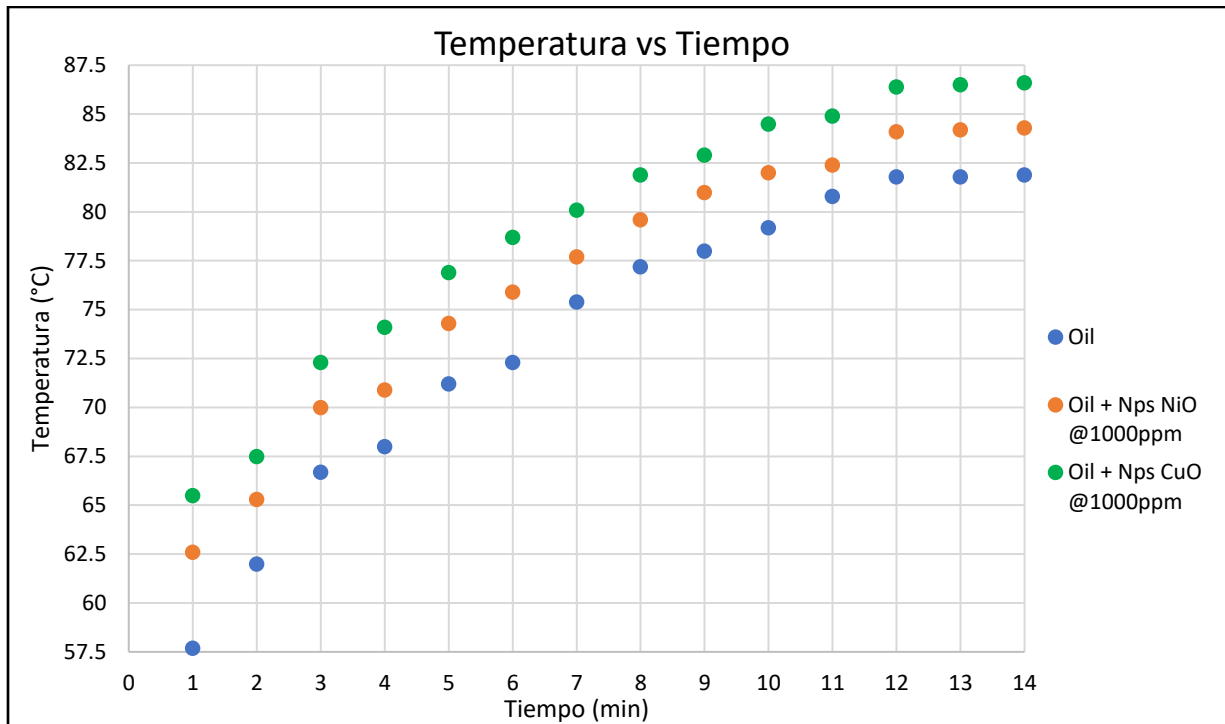


Figura 17. Aumento de la temperatura en muestras con crudo, crudo con nanofluidos de NiO y CuO a 1000 ppm.

Estos resultados se pueden entender debido a la conductividad térmica, a medida que ésta es mayor se puede reflejar un menor delta de temperatura entre la fuente de calor, que en este caso es el agua caliente del baño maría, y el centro de los beaker con las muestras, donde aquellas que tengan una mayor conductividad térmica, tendrán menor ΔT con respecto a la temperatura externa, esto lo observamos mejor a los 14 minutos de prueba donde la temperatura del agua era de 90°C, y donde el delta de temperatura era 3.4 °C para la prueba con CuO, 5.7 °C para la prueba con NiO y 8.1°C para la prueba sin nanofluidos.

Lo que se observa respecto al consumo energético requerido para el calentamiento es que al utilizar nanopartículas de NiO y CuO existe un ahorro de energía de alrededor del 20% y 30% respectivamente, puesto que para alcanzar una temperatura de 80 grados la muestra en blanco se

demoró 10.5 minutos, la muestra con NPS de NiO 8 minutos y la muestras con NPs de CuO 7 minutos.

4.4.2 Determinación del efecto de los nanofluidos sobre la mojabilidad de la arena.

Posteriormente, observamos los beaker para determinar cómo había sido el desplazamiento del crudo en cada uno, y si había o no alguna alteración de la mojabilidad de la arena por parte de las nanopartículas.

En este caso, en la figura 18 se observa como el crudo que impregnaba la arena en cada muestra, se desplazó por el efecto de la temperatura, pero la cantidad de crudo residual en la parte inferior de los beaker evidencia la facilidad o resistencia que tuvo el crudo para hacerlo en cada muestra, donde el efecto de los nanofluidos en la alteración de la mojabilidad es la responsable de que la arena deje fluir más fácil el crudo dependiendo de si está mojada por agua o por aceite.

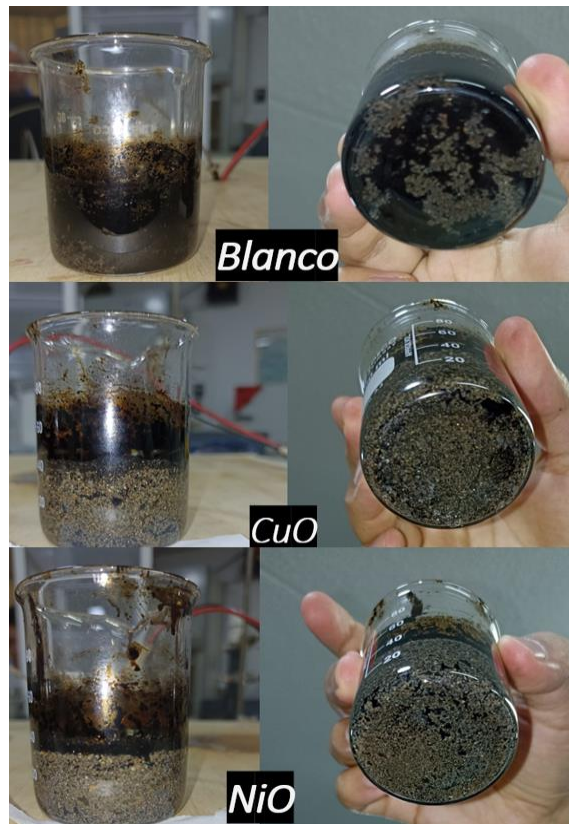


Figura 18. Muestras de arena saturadas con crudo en presencia de nanopartículas después del calentamiento.

4.4.3 Determinación del efecto de las nanopartículas en la recuperación de petróleo.

Una vez realizado el montaje, se inicia la corrida, registrándose la hora de inicio y la temperatura inicial. Con el pasar de los minutos se fueron registrando las temperaturas y el tiempo en que se habían alcanzado; a continuación, se presentan las tablas del tiempo transcurrido en cada prueba y las temperaturas alcanzadas tanto en el montaje en blanco, como en los montajes con presencia de nanofluidos de CuO y NiO a 500, 1000 y 2000 ppm, con el fin de comparar y analizar las diferencias entre ellas y el impacto generado.

La Tabla 16 muestra los tiempos y temperaturas del montaje sin nanofluidos, la cual se usa de base para comparar el efecto que tienen la aplicación de estos Nfs en el calentamiento y la producción.

Crudo sin nanopartículas		
	Tiempo transcurrido	Temperatura (°C)
	00:00:00	27
Primera Gota	00:30:00	53
	00:40:00	58
	00:59:00	66
	01:11:00	70
	01:25:00	75
	01:41:00	79
Hora 80°C	01:52:00	80
	02:00:00	82

Tabla 16. Tiempo de calentamiento prueba en blanco.

En la Tabla 17 se ve como tanto la temperatura necesaria para iniciar la producción, como el tiempo necesario para alcanzar los 80°C disminuyó en comparación al montaje en blanco. También se alcanzó una mayor temperatura al completar las 2 horas de prueba, aunque se dejó correr 10 minutos más pues seguía en producción.

Crudo + NPs de CuO a 500 ppm		
	Tiempo transcurrido	Temperatura (°C)
	00:00:00	28
Primera Gota	00:27:00	45
	00:37:00	56
	00:56:00	70
	01:08:00	75
Hora 80°C	01:22:00	80
	01:38:00	87
	02:00:00	93
	02:10:00	94

Tabla 17. Tiempo de calentamiento prueba del crudo con nanofluido de CuO a 500 ppm

La Tabla 18 permite ver como a una concentración de 1000 ppm, el nanofluido de CuO evidencia una mayor reducción en el tiempo para iniciar la producción, y un aumento en la temperatura máxima alcanzada. Aún más relevante se vuelve el tiempo total de la prueba donde debido a la producción constante que se tenía, ésta se dejó correr 20 minutos más de lo planteado inicialmente.

Crudo + NPs de CuO a 1000 ppm		
	Tiempo transcurrido	Temperatura (°C)
	00:00:00	28
Primera Gota	00:23:00	46
	00:38:00	60
	00:59:00	73
Hora 80°C	01:12:00	80
	01:30:00	87
	01:47:00	92
	02:00:00	96
	02:10:00	96
	02:20:00	97

Tabla 18. Tiempo de calentamiento prueba del crudo con nanofluido de CuO a 1000 ppm

La Tabla 19 contiene la información correspondiente al montaje con el nanofluido de CuO a 2000 ppm, donde si bien, al igual que los otros nanofluidos de CuO este logra disminuir el tiempo

necesario para alcanzar los 80°C en comparación al montaje en blanco, no logra el mismo efecto respecto al inicio de la producción la cual inicia tras un mayor tiempo.

Crudo + NPs de CuO a 2000 ppm		
	Tiempo transcurrido	Temperatura (°C)
	00:00:00	26
Primera Gota	00:35:00	52
	00:45:00	60
	00:55:00	68
	01:05:00	72
Hora 80°C	01:20:00	80
	01:32:00	86
	01:46:00	90
	02:00:00	91

Tabla 19. Tiempo de calentamiento prueba del crudo con nanofluido de CuO a 2000 ppm

En la tabla 20 se evidencia como la presencia del nanofluido de NiO a 500 ppm disminuye en comparación con la prueba en blanco, tanto el tiempo como la temperatura alcanzados para dar inicio a la producción de la prueba. De igual manera disminuyó el tiempo que tardó en alcanzar los 80°C, pero si alcanzar los resultados obtenidos con los nanofluidos de CuO.

Crudo + NPs de NiO a 500 ppm		
	Tiempo transcurrido	Temperatura (°C)
	00:00:00	26
Primera Gota	00:28:00	49
	00:39:00	59
	00:55:00	68
	01:10:00	77
Hora 80°C	01:27:00	80
	01:34:00	82
	01:40:00	83
	02:00:00	83

Tabla 20. Tiempo de calentamiento prueba del crudo con nanofluido de NiO a 500 ppm

Con la Tabla 21, se observó que mediante la implementación del nanofluido de NiO a 1000 ppm, también se logra disminuir el tiempo requerido para alcanzar los 80°C comparándolo con la prueba del montaje en blanco, aunque sin lograr los resultados de las pruebas anteriores. No obstante, en

esta ocasión se evidencia que el tiempo para iniciar la producción es el mayor de las pruebas realizadas incluso tardando más que en la prueba sin la presencia de nanofluidos.

Crudo + NPs de NiO a 1000 ppm		
	Tiempo transcurrido	Temperatura (°C)
	00:00:00	24
Primera Gota	00:40:00	51
	00:49:00	58
	01:02:00	65
	01:08:00	72
	01:28:00	77
Hora 80°C	01:38:00	80
	01:46:00	85
	02:00:00	87

Tabla 21. Tiempo de calentamiento prueba del crudo con nanofluido de NiO a 1000 ppm

La Tabla 22 contiene la información de la prueba con el nanofluido de NiO a 2000 ppm, en la cual se evidencia que es la prueba que menos tiempo tardó en iniciar la producción y la segunda más rápida en alcanzar los 80°C solo por debajo del nanofluido de CuO 1000.

Crudo + NPs de NiO a 2000 ppm		
	Tiempo transcurrido	Temperatura (°C)
	00:00:00	27
Primera Gota	00:21:00	43
	00:31:00	52
	00:46:00	64
	01:03:00	74
Hora 80°C	01:19:00	80
	01:31:00	87
	01:46:00	91
	02:00:00	92

Tabla 22. Tiempo de calentamiento prueba del crudo con nanofluido de NiO a 2000 ppm

Con el fin de comparar la influencia de los nanofluidos en el calentamiento a lo largo de las pruebas y el tiempo transcurrido en estos cambios de temperatura, se buscó graficar el calentamiento vs el tiempo de cada una de las pruebas en un perfil más amplio obtenido analíticamente. Para esto se calcularon los datos de temperatura respecto al tiempo usando las ecuaciones obtenidas al graficar

los datos reales de cada prueba, de esta manera se logró un mayor rango de tiempo y temperatura y se obtuvo en la Figura 19.

Con la Figura 19 podemos observar que al emplear nanofluidos de CuO y NiO, el calentamiento mejora sustancialmente tal como esperaba ya que de investigaciones previas se conoce que: “Se ha encontrado que las mejores nanopartículas para métodos térmicos son de cobre y níquel”(Caro, 2019). No obstante, aunque ambos tipos de nanofluidos mejoran el calentamiento, se observa que generalmente es mayor en el caso de los nanofluidos de CuO, siendo el nanofluido de NiO a 2000 ppm el único que realmente alcanza un comportamiento de calentamiento similar.

El calentamiento conseguido con el nanofluido de NiO a 2000 ppm sugiere que al menos en términos de conductividad térmica en estas pruebas, esa es la concentración más óptima para los nanofluidos de NiO ya que con el aumento de la temperatura, para el caso de las otras concentraciones, la curva se aplana al punto que a 500 ppm la temperatura final es muy similar a la del montaje en blanco, y aunque a 1000 ppm si termina con una temperatura mayor, se queda lejos de las temperaturas alcanzadas por los nanofluidos de NiO a 2000 ppm y los de CuO.

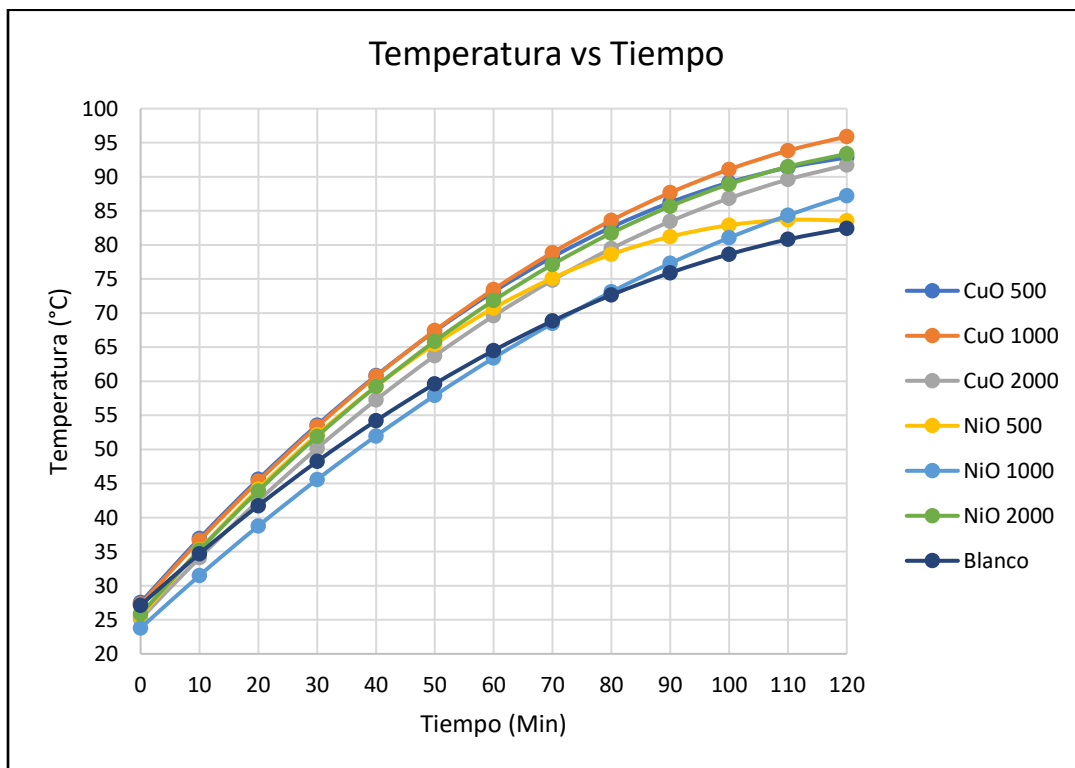


Figura 19. Curvas de calentamiento de las pruebas con el crudo, y con el crudo más nanofluidos a diferentes concentraciones.

Lo primero que se evidencia al observar la Figura 20 de los resultados de producción, es que tanto las Nanofluidos de CuO y NiO logran un aumento en el volumen de crudo producido en las pruebas realizadas, donde llama la atención que, si bien el mejor resultado se obtuvo mediante un nanofluido de CuO, los resultados fueron más similares entre sí en los casos de los nanofluidos de NiO.

El aumento de la producción se debe a diversos factores como la viscosidad, el aumento de la conductividad térmica lo cual se ve reflejado en el tiempo de calentamiento y temperaturas alcanzadas, y la alteración de la mojabilidad de la roca por efecto de las nanopartículas, por este motivo se procedió a observar mediante un microscopio, el estado final de la arena impregnada después de correr las pruebas y comparar los resultados entre sí, así como también con la arena impregnada sin producir.

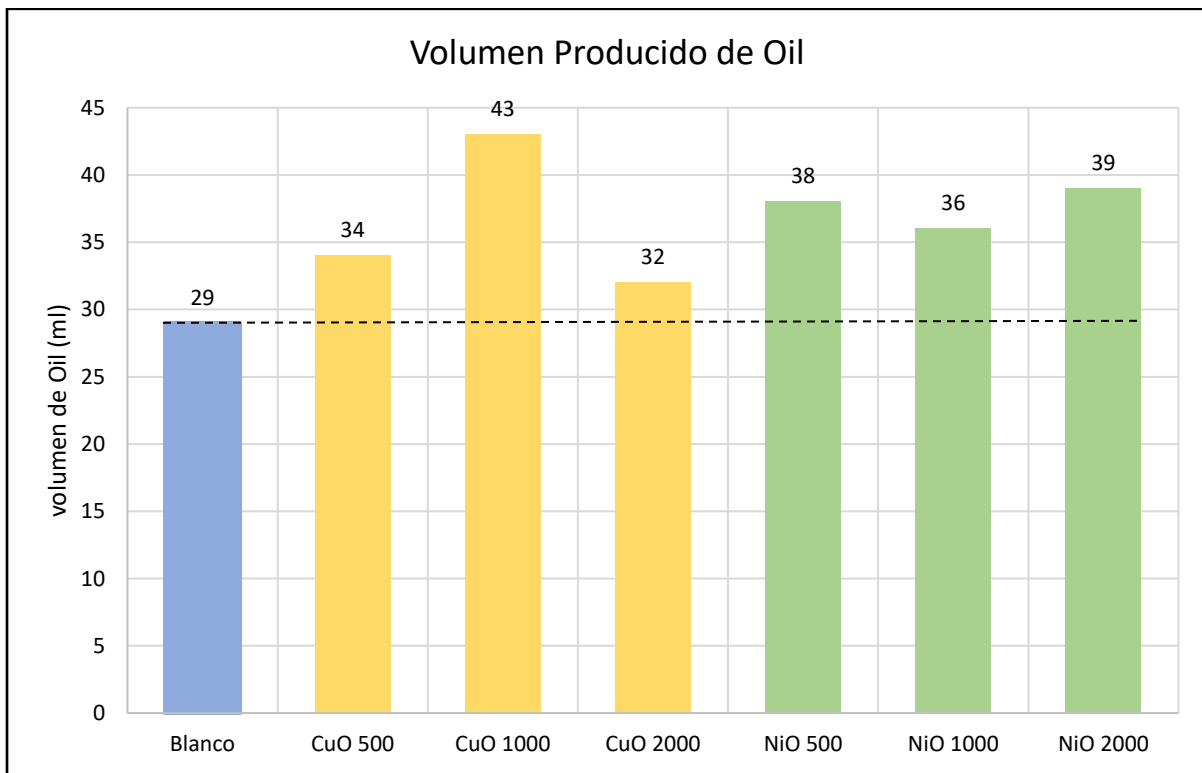


Figura 20. Volúmenes de crudo obtenidos en las pruebas de recobro con cada muestra.

La Figura 21 muestra que, una vez realizado el calentamiento por inducción electromagnética, si bien logra disminuir el crudo impregnado en la arena, queda aún una considerable cantidad de crudo residual al menos visualmente.

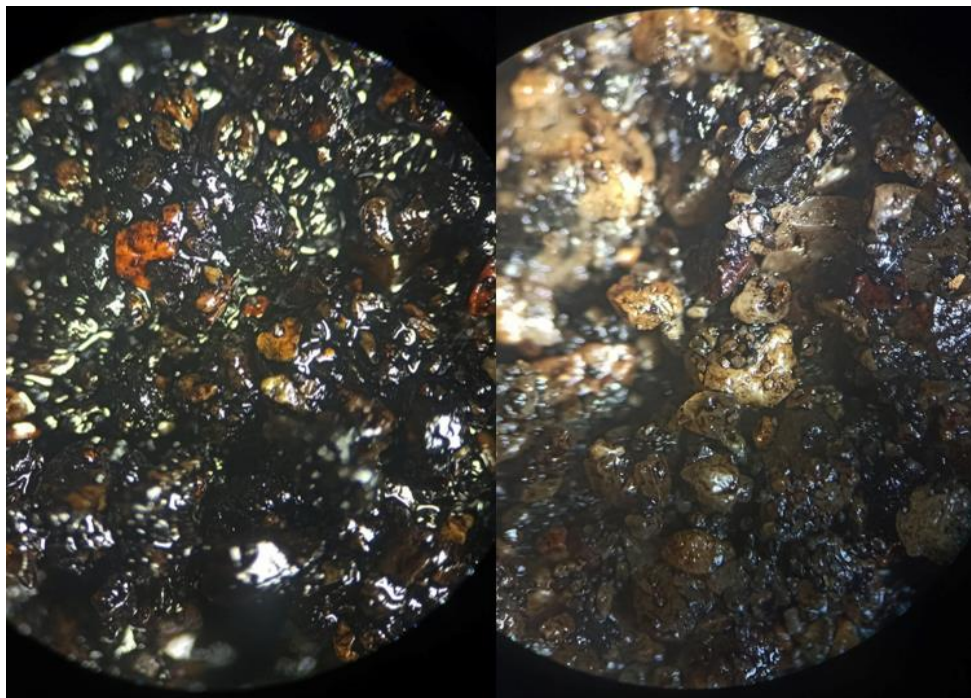


Figura 21. Muestra saturada vs muestra después de TEOR sin ningún nanofluido.

En la Figura 22 se observa que la muestra del CuO a 1000 ppm, contrasta con los datos de recobro, donde fue el de mayor producción y a su vez el que más limpio la arena en comparación de los otros nanofluidos de CuO a 500 y 2000 ppm.

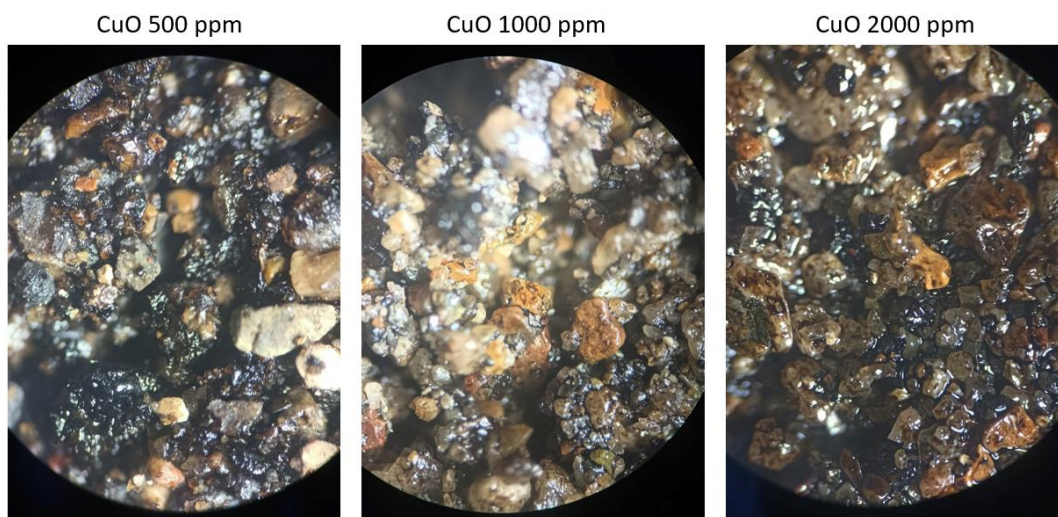


Figura 22. Muestras de arena con crudo después de TEOR con nanofluidos de CuO a diferentes concentraciones.

Al observar la Figura 23 se evidencia el buen trabajo de los nanofluidos cambiando la mojabilidad de la arena y provocando una menor presencia de crudo residual, siendo un poco más notable en

el caso de NiO a 500 y 2000 ppm que en el NiO a 1000 ppm que coincide también con ser el que menor producción de crudo dio de los nanofluidos de NiO.

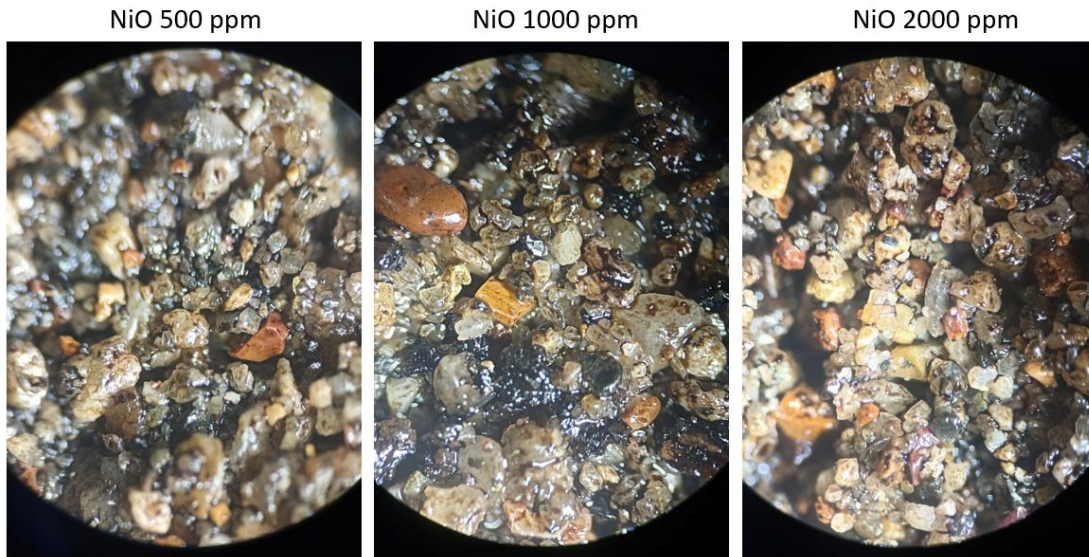


Figura 23. Muestras de arena con crudo después de TEOR con nanofluidos de NiO a diferentes concentraciones.

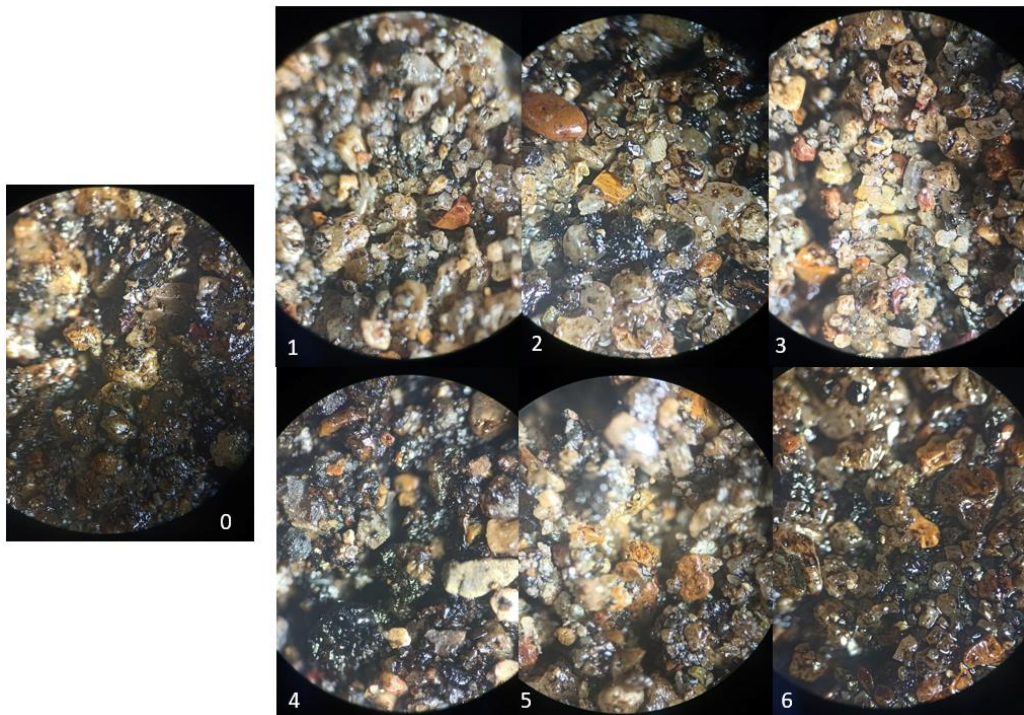


Figura 24. Muestras después de TEOR del montaje en blanco y cada nanofluido utilizado donde: 0. Muestra en blanco, 1. Muestra con nanofluido NiO 500 ppm, 2. Muestra con nanofluido NiO 1000 ppm, 3. Muestra con nanofluido NiO 2000 ppm, 4. Muestra con nanofluido CuO 500 ppm, 5. Muestra con nanofluido CuO 1000 ppm y 6. Muestra con nanofluido CuO 2000 ppm.

Al finalizar las pruebas, se observaron las diferencias en las muestras de arena una vez realizadas las pruebas de producción, si bien para el caso de CuO a 2000 ppm no fue tan notable el efecto, si es cierto que sigue siendo una mejora respecto a la muestra en blanco a la cual solo se le aplicó el método TEOR sin la presencia de nanofluidos. Si bien no hay ninguna relación directa entre el volumen de crudo producido y el aspecto final debido a la alteración de la mojabilidad, es posible observar que la arena luce más limpia de crudo para las muestras de los montajes donde se usaron los nanofluidos que más producción tuvieron, como lo son el CuO a 1000 ppm y el de NiO a 2000 ppm.

Detallando la Figura 22, para el caso de los nanofluidos de CuO es interesante observar que salvo el de CuO a 1000 ppm, son aquellos que menos alteraron la mojabilidad de la arena, evidenciando una arena mucho más impregnada de crudo que los demás nanofluidos. Incluso, comparando el NiO a 1000 ppm y el CuO a 500 ppm, se ve que el primero se ve con una menor cantidad de crudo residual, a pesar de que en ambas pruebas la producción que se obtuvo puede considerarse similar.

En la Figura 23 se puede observar que generalmente hubo una mayor alteración de la mojabilidad de la roca por parte de los nanofluidos de NiO, donde aparentemente cuentan con una menor cantidad de crudo residual al menos visiblemente tras realizar las pruebas de producción. No obstante, aunque esto tiene relación con una mayor recuperación de petróleo, no es suficiente ya que ni la muestra que aparentemente quedó más limpia, la cual corresponde al nanofluido de NiO a 2000 ppm alcanzó el volumen producido del nanofluido de CuO a 1000 ppm.

Finalmente, una vez realizadas las pruebas y con todos los resultados registrados, se determinó el factor de recobro para cada prueba, esto se realizó teniendo en cuenta que el volumen de crudo original en cada prueba fue de 95 ml.

Con la Figura 25 lo primero que podemos observar es que las pruebas logran demostrar que es posible mejorar la recuperación de petróleo mediante la implementación de nanofluidos de NiO y CuO ya que cada uno de los utilizados dio factor de recobro por encima de la prueba en blanco sin nanofluido, esto reafirma lo visto en las pruebas anteriores, donde la presencia de nanopartículas había disminuido la viscosidad del crudo. Así mismo, al emplear nanofluidos se había observado que aumentaba la eficiencia de calentamiento obteniendo mayores temperaturas y en menor tiempo, también la mojabilidad se vio alterada debido a los nanofluidos de NiO y CuO. Estos

resultados corroboran lo reportado en literatura para otros métodos TEOR como la inyección cíclica de vapor (Caro, 2019), y lo demuestran en un método que no ha sido tan estudiado como lo es el calentamiento por inducción electromagnética, sobre el cual no había información previa que asegurara el aumento de recuperación con la implementación de nanofluidos en él, además de otorgar información importante respecto a los factores que pueden influir en el aumento de la recuperación de petróleo.

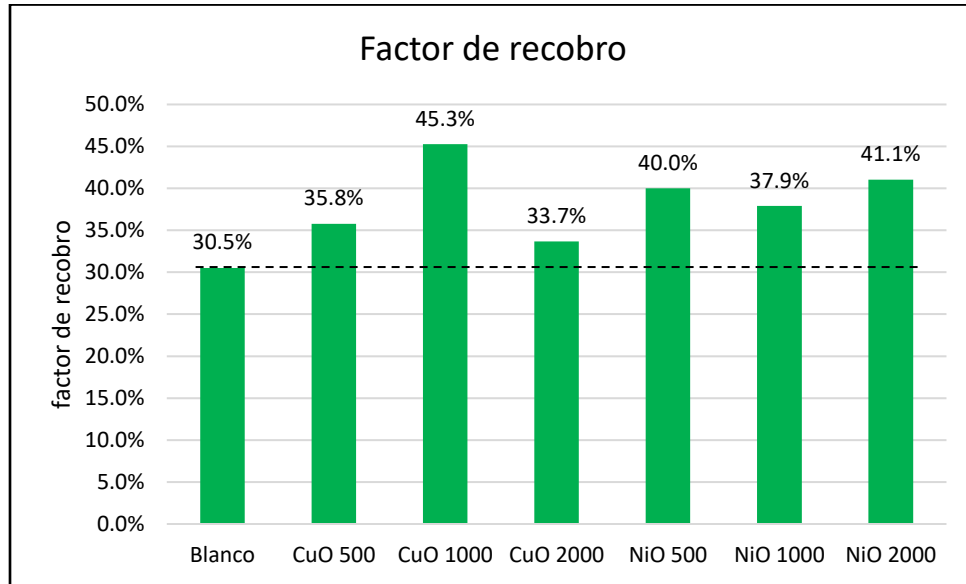


Figura 25. Factor de recobro de las pruebas con nanofluidos y el montaje en blanco. Fuente: Elaboración propia.

El tipo de nanopartículas es sin duda uno de los principales aspectos que se tienen en cuenta para mejorar la recuperación de petróleo, en este caso se observa como el mayor factor de recobro se alcanza al implementar un nanofluido de CuO, ahora bien, hay otros factores que afectan al factor de recobro, de lo contrario se podría decir que las tres (3) pruebas con nanofluidos de CuO darían los mejores resultados pero se encontró que los resultados de los nanofluidos de NiO fueron mejores que en los casos de CuO a 500 y 1000 ppm. Esto habla de la relevancia de la concentración que tenga el nanofluido ya que hablando de la reducción de la viscosidad, el cambio en la viscosidad del crudo en presencia de nanopartículas va desde 10 ppm hasta los 10.000 ppm, donde se ha considerado a 1000 ppm como la concentración óptima, tanto por pruebas realizadas como por la relación que tiene con el tamaño de la nanopartícula donde se pretende que el tamaño sea pequeño para brindar mayor disponibilidad en sitios activos en superficie (Bohórquez & Insignares, 2021).

Esta es de las principales razones por las cuales se trabajó con una concentración de 1000 ppm, a su vez se decidió realizar un nanofluido cuya concentración fuera la mitad, y otro que tuviera el doble. En estas pruebas encontramos que para un nanofluido de CuO 1000 ppm es la concentración óptima, pero en el caso de los nanofluidos de NiO la concentración óptima es 2000 ppm. Esto nos indica que para el caso de CuO, puede que a 500 ppm si bien hay una mejora, aumentar la concentración aún tiene margen para seguir aumentando la recuperación de petróleo, pero a 2000 ppm la concentración puede ser ya demasiado alta por “el resultado de los efectos de empaquetamiento de las partículas, que podrían bloquear los sitios activos de las nanopartículas y, por lo tanto, reducir la interacción energía / fuerzas” (Taborda et al., 2017). Por otro lado, el efecto de la reducción de la viscosidad generada por los nanofluidos de NiO es de gran relevancia ya que se observó que, a pesar de no tener las mayores mejoras en la transferencia de calor, su producción si tuvo un aumento considerable.

La transferencia de calor en el yacimiento o en este caso, en los montajes donde se realizaron las pruebas, tiene relación con el aumento en el factor de recobro, se ha descubierto que el uso de nanopartículas metálicas como el hierro, níquel y cobre tienen un mayor efecto sobre la transferencia de calor en crudos pesados (Caro, 2019). Esto lo vemos reflejado en los resultados de calentamiento donde observamos en la Figura 19, que las 3 pruebas con un mayor calentamiento fueron las de los nanofluidos de CuO a 500 ppm, 1000 ppm y NiO a 2000 ppm, siendo estos dos últimos quienes dieron los factores de recobro más altos, si bien el CuO a 500 ppm tuvo una importante mejora en la transferencia de calor, no se vio reflejado en el factor de recobro, seguramente debido a lo mencionado anteriormente respecto al efecto que tiene el nanofluido de CuO sobre la viscosidad a esta concentración.

5. Conclusiones

Se evaluó el efecto de las nanopartículas de NiO y CuO sobre la viscosidad del crudo, mediante el uso del viscosímetro Bohlin Visco 88, donde se evidenció que ambas logran una reducción significativa en la viscosidad, reducción que es mayor con el aumento de la temperatura. En este aspecto se destacó el efecto de las nanopartículas de NiO que demostraron tener un mayor impacto, aunque a altas temperaturas, las nanopartículas de CuO terminan por reducir la viscosidad a valores cada vez más cercanos a las de NiO.

Tal como se esperaba, la implementación de los nanofluidos de NiO y CuO mejoraron la eficiencia de calentamiento. Permitieron alcanzar temperaturas más altas que la muestra en blanco, siendo el nanofluido con CuO el de mayor impacto en la transferencia de calor. El mayor delta de temperatura, y el menor tiempo de calentamiento requerido para alcanzar una misma de temperatura habla también de un menor requerimiento energético al implementarse estos nanofluidos.

Además del impacto de las nanopartículas sobre la viscosidad y la transferencia de calor, se pudo observar el efecto que tienen sobre la mojabilidad de la roca, en este aspecto tanto los nanofluidos de NiO y CuO mejoraron el desplazamiento del crudo impregnando en la arena, donde cualitativamente se observó que después del calentamiento la muestra sin nanofluidos se mantenía impregnada con crudo en mayor proporción que las muestras con nanofluidos, siendo ligeramente mayor el efecto en presencia del NiO respecto al CuO.

Finalizadas las pruebas de recobro con el Inductor Electromagnético, se observó que evidentemente como se esperaba, cada una de las pruebas con nanofluidos logró aumentar el factor de recobro respecto a la prueba en blanco, así como reducir el tiempo requerido para llegar a los 80 °C, una temperatura que se estableció como referencia para observar el tiempo de calentamiento. El nanofluido que proporcionó los mejores resultados fue el de CuO a una concentración de 1000 ppm. Algo que destacó, es que si bien el segundo mejor resultado en el tiempo y el factor de recobro, se obtuvo con NiO a una concentración de 2000 ppm, no parece haber alguna relación directa entre el tiempo en alcanzar los 80 °C que tardaron las muestras con cada nanofluido, y el factor de recobro obtenido de ellas, ya que el tercer mejor factor de recobro

se obtuvo en presencia de NiO a una concentración de 500 ppm, pero este mismo nanofluido fue el quinto que más tardó en alcanzar los 80 °C.

Al analizar los datos de recobro obtenidos de las pruebas con el Inductor Electromagnético, se concluyó que si bien, entre los nanofluidos de NiO, la concentración de 2000 ppm proporcionó los mejores resultados, la concentración 500 ppm es una mejor opción a implementar teniendo en cuenta que tuvo un factor de recobro 1 % menor que el primero, pero usando solo $\frac{1}{4}$ de la concentración del mismo, lo cual teniendo en cuenta la proporción costos beneficios, lo hace más eficiente.

6. Recomendaciones

- Los resultados obtenidos a nivel de laboratorio se realizaron con el fin de observar y analizar la interacción y el efecto de los nanofluidos sobre el crudo pesado, para mejorar el recobro mejorado mediante el método de calentamiento por inducción electromagnética. Para futuras investigaciones se recomienda tener en cuenta distintas propiedades presentes en yacimiento como la presión y el tipo de roca, el cual puede evaluar su interacción mediante el uso de distintos núcleos, ya que en este caso se usó una arena no consolidada con una gran permeabilidad.
- Ya que los nanofluidos se prepararon con agua destilada como fluido base, se recomienda aumentar el alcance de la investigación mediante la preparación del nanofluido con otros fluidos como agua no destilada, salmueras y aceite, para determinar su uso en diferentes condiciones.
- Una vez realizada la prueba de recobro con los nanofluidos y el inductor electromagnético, se observó una considerable cantidad de crudo residual en la arena, debido también a que la producción se llevó a cabo por el efecto del calentamiento y gravedad, por esto se recomienda implementar posteriormente una prueba de desplazamiento mediante inyección de agua con el fin de extraer una mayor cantidad de crudo.
- En este trabajo se evaluó el efecto de los nanofluidos de NiO y CuO como opciones para mejorar el método de recobro de calentamiento por inducción electromagnética, no obstante, se presenta a las nanopartículas de Al₂O₃ como una importante alternativa por sus propiedades térmicas.

Referencias

1. Academy, T., Academy, R., & Trakt, S. S. (2017). Evaluación De Factibilidad De La Implementación De La Inyección De Nanopartículas De Sílice Como Método De Recobro Mejorado Para Crudos Medianos Del Campo Yarigui- Cantagallo Mediante Simulación Numérica. *Appl. Phys. A*, *73*, 1–21.
2. Agista, M. N., Guo, K., & Yu, Z. (2018). A state-of-the-art review of nanoparticles application in petroleum with a focus on enhanced oil recovery. *Applied Sciences (Switzerland)*, *8*(6). <https://doi.org/10.3390/app8060871>
3. Al-Farsi, H., Pourafshary, P., & Al-Maamari, R. S. (2016). Application of nanoparticles to improve the performance of microwave assisted gravity drainage (MWAGD) as a thermal oil recovery method. *Society of Petroleum Engineers - SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, OGWA 2016*. <https://doi.org/10.2118/179764-ms>
4. Ali, J. A., Kolo, K., Manshad, A. K., & Mohammadi, A. H. (2018). Recent advances in application of nanotechnology in chemical enhanced oil recovery: Effects of nanoparticles on wettability alteration, interfacial tension reduction, and flooding. In *Egyptian Journal of Petroleum* (Vol. 27, Issue 4, pp. 1371–1383). Egyptian Petroleum Research Institute. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2018.09.006>
5. Aziz, H., & Tunio, Q. (2019). *Mejora de la recuperación de petróleo utilizando nanopartículas - una revisión*.
6. Belhaj, H., Abukhalifeh, H., & Javid, K. (2013). Miscible oil recovery utilizing N₂ and/or HC gases in CO₂ injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *111*, 144–152. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.08.030>
7. Borda, A., & Rodríguez, M. (2020). Metodologías experimentales para la optimización de diversas propiedades en la inyección de surfactantes mediante el uso de nanotecnología. *Angewandte Chemie International Edition*, *6*(11), 951–952. <http://52.0.229.99/bitstream/20.500.11839/8259/1/5152326-5161450-2021-1-IP.pdf>
8. Borja Borja, J. M., & Rojas Oviedo, B. S. (2020). Nanomaterials: Synthesis Methods Nanomaterials: métodos de síntesis. *Polo Del Conocimiento*, *5*(08), 426–445. <https://doi.org/10.23857/pc.v5i8.1597>

9. Brown, L. R. (2010). Microbial enhanced oil recovery (MEOR). *Current Opinion in Microbiology*, 13(3), 316–320. <https://doi.org/10.1016/j.mib.2010.01.011>
10. Caballero A., J., & González C., M. C. (2018). *Estado del arte de las aplicaciones de la nanotecnología en el recobro mejorado*. 226. <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/172351.pdf>
11. Caiza, A. G., & Caiza, L. E. (2019). ANÁLISIS Y SIMULACIÓN MEDIANTE FLUENT DE ANSYS DEL PROCESO DE EVAPORACIÓN DE LA MEZCLA DE REFRIGERANTE 600a Y NANOPARTÍCULAS DE ÓXIDO DE COBRE EN UN INTERCAMBIADOR DE CALOR TIPO TUBO RECTO. *Tesis*, 125.
12. Caro, C. (2019). *Impacto en la incorporación de reservas en procesos de recobro mejorado térmico de inyección cíclica de vapor mediante el uso de nanofluidos*.
13. Castro, R. (2011). Análisis de un Proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) usando simulación numérica. *Tesis de Maestría En Ingeniería de Hidrocarburos, Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos., 1*, 1–5.
14. Cengel, Y. A. (1996). TRANSFERENCIA DE CALOR Y MASA Un enfoque práctico. *Biotechnology Letters*, 18(12), 1419–1422. <https://doi.org/10.1007/BF00129346>
15. Chamé, K. F., & Cham, K. (2013). Síntesis y Caracterización de Nanopartículas Magnéticas. *Tesis de Maestría*, 87.
16. Clavijo, J. (2013). Caracterización de materiales a través de medidas de microscopía electrónica de barrido (SEM). *Elementos*, 3(3). <https://doi.org/10.15765/e.v3i3.420>
17. *combustión en sitio | Energy Glossary*. (n.d.). Retrieved June 9, 2023, from https://glossary.slb.com/es/terms/i/in-situ_combustion.
18. Curtis, C., Guzmán-García, A., Huggins, C., Knauer, L., Minner, M., & Rough, H. (n.d.). *Yacimientos de petróleo pesado*.
19. De Ferrer, M. P. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. In *Inyección De Agua Y Gas En Yacimientos Petrolíferos*.
20. Diaz, C. C. (2015). *Síntesis de partículas Janus mediante funcionalización química directa y evaluación de su efecto tensoactivo*. 1–28.

21. Espinosa, C., & Torres, K. (2015). Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extrapesados. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 19. <http://hdl.handle.net/10819/2614>
22. Farouq Ali, S. M. (2003). Heavy - oil evermore mobile. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 37(1–2), 5–9. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(02\)00307-8](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(02)00307-8)
23. Felix, J. J., Bremner, C., Brough, B., Baker, A., Pattison, K., Brown, G., Hathcock, R., Koerner, K., Hughes, T., & Cárdenas, J. L. De. (n.d.). *La importancia del petróleo pesado*. 38–59.
24. Giraldo, L. J. (2019). *Diseño y Evaluación de Nanomateriales tipo Janus para Aplicaciones en Procesos de Recobro Químico Mejorado (EOR)*. <https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/76056/1122136538.2019.pdf.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
25. Hasani, M., & Jafari, A. (2022). Electromagnetic field's effect on enhanced oil recovery using magnetic nanoparticles: Microfluid experimental approach. *Fuel*, 307(August 2021), 121718. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.121718>
26. Hassan, Y. M., Guan, B. H., Zaid, H. M., Hamza, M. F., Adil, M., Adam, A. A., & Hastuti, K. (2021). Application of magnetic and dielectric nanofluids for electromagnetic-assistance enhanced oil recovery: A review. In *Crystals* (Vol. 11, Issue 2, pp. 1–27). MDPI AG. <https://doi.org/10.3390/cryst11020106>
27. Hernández Estévez, N. A. (2003). *EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DEL PROCESO DE COMBUSTION IN SITU EMPLEANDO CRUDO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO* Ing. Néstor Alexis Hernández Estévez Trabajo de Grado presentado a la ilustre Universidad Central de Venezuela para optar por el Título de Especie. 1–95.
28. Ji, D., Harding, T., Chen, Z., Dong, M., & Liu, H. (2019). *SPE-193905-MS Modelling of Electromagnetic Heating Process and its Applications in Oil Sands Reservoirs*.
29. Lee, K., Saipolbahri, Z. A. Bin, Soleimani, H., Zaid, H. M., Guan, B. H., & Ching, D. L. C. (2016). Effect of zinc oxide nanoparticle sizes on viscosity of nanofluid for application in enhanced oil recovery. *Journal of Nano Research*, 38, 36–39. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/JNanoR.38.36>
30. Llanos, S. (2018). *Sebastián Llanos Gallo*.

31. López Mora, Gutiérrez Arenas, & Cuca García. (2018). *Síntesis De Nanopartículas Y Su Aplicación En La Nutrición Animal*. 11(6), 85–90.
32. Manzaneda Osorio G, L. A. (2019). Del movimiento browniano a los motores brownianos. *Revista Boliviana de Física*, 35(35), 37–40.
33. Moncada, G. B. (2019). Nanopartículas Con Estructura Core-Shell. *Universidad de Sevilla Facultad de Farmacia Grado En Farmacia*, 36. [https://idus.us.es/bitstream/handle/11441/91948/BAUTISTA MONCADA%2CGEMA.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://idus.us.es/bitstream/handle/11441/91948/BAUTISTA_MONCADA%2CGEMA.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
34. Olajire, A. A. (2014). Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. *Energy*, 77, 963–982. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.005>
35. Ospina, N. A. (2015). *Nanofluidos Para Mejoramiento in - Situ Del*. 57.
36. Oswaldo, G. (2020). *Preparación y caracterización de nanofluidos de grafeno y nanotubos de carbono funcionalizados para su uso en procesos de transferencia de calor*.
37. Oswaldo, G., & Garcia, B. (2020). *Preparación and characterization of graphene and functionalized carbon nanotubes nanofluids for use in heat transfer processes*.
38. PDVSA. (2013). Producción del Petróleo. *Soberanía Petrolera*, 11.
39. Pinzón Galvis, A. P. (2022). *Nanopartículas aplicadas a la extracción del petróleo en la Orinoquia Colombiana*. 1–106.
40. Ráchez, C. (2019). RECOBRO MEJORADO EN CRUDOS PESADOS: EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LA CONDUCTIVIDAD TÉRMICA APLICANDO CALENTAMIENTO ELÉCTRICO ASISTIDO POR NANOPARTÍCULAS ÓXIDO-METÁLICAS CAMILA. *Society*, 2(1), 1–19. http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-84865607390&partnerID=tZOtx3y1%0Ahttp://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=2LIMMD9FVXkC&oi=fnd&pg=PR5&dq=Principles+of+Digital+Image+Processing+fundamental+techniques&ots=HjrHeuS_
41. Schlumberger. (n.d.). *casquete de gas | Energy Glossary*. Retrieved June 8, 2023, from https://glossary.slb.com/es/terms/g/gas_cap

42. Silva Cárdenas, L. N. (2016). *Análisis De La Viabilidad Técnico-Financiera De Un Proceso De Recobro Químico Álcali-Surfactante-Polímero (Asp) En El Campo La Cira-Infantas*. 185.
43. Sircar, A., Rayavarapu, K., Bist, N., Yadav, K., & Singh, S. (2021). Applications of nanoparticles in enhanced oil recovery. In *Petroleum Research*. KeAi Publishing Communications Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.08.004>
44. Solmeclas Lab. (2018). *¿Qué son las Nanopartículas? Tipos y propiedades de estas partículas - Solmeclas SL*. <https://solmeclas.com/que-son-nanoparticulas-tipos/>
45. Sun, X., Zhang, Y., Chen, G., & Gai, Z. (2017). Application of nanoparticles in enhanced oil recovery: A critical review of recent progress. *Energies*, 10(3). <https://doi.org/10.3390/en10030345>
46. Thomas, A., Gaillard, N., & Favero, C. (2012). Some Key Features to Consider When Studying Acrylamide-Based Polymers for Chemical Enhanced Oil Recovery. *Oil and Gas Science and Technology*, 67(6), 887–902. <https://doi.org/10.2516/ogst/2012065>
47. Vargas, G. (2018). Biosíntesis y caracterización de nanopartículas de plata obtenidas mediante extractos de *Larrea tridentata* y su efecto potencial como antagonistas de fitopatógenos y promotor de crecimiento en plantas. *Energies*, 6(1), 1–8.
48. Villaquirán, A. P., Rodríguez, A. X., & Muñoz, S. F. (2017). *Evaluación de la influencia de los gases de combustión en procesos de inyección continua de vapor utilizando generadores de vapor en fondo Evaluation of the influence of combustion gases in steamflooding process using downhole steam generators Avaliação d.* 30(2), 65–77.
49. Zanella, R. (2012). Metodologías para la síntesis de nanopartículas: controlando forma y tamaño. *Mundo Nano*, 19(6), 2039–2039. https://doi.org/10.1111/j.1523-1739.2005.00323_1.x
50. Zhao, D. W., Wang, J., & Gates, I. D. (2014). Thermal recovery strategies for thin heavy oil reservoirs. *Fuel*, 117(PART A), 431–441.
51. Alvarado, A. F., & Baquero, J. M. (2019). evaluación del piloto de inyección de agua implementado en un campo de crudo pesado de la cuenca de los llanos orientales para el diseño de estrategias de optimización del proceso. *Fundación Universitaria de América*.

52. Arenas, E. (s.f.). *Crudos pesados*. Obtenido de Prime Business School Universidad Sergio Arboleda: <https://www.usergioarboleda.edu.co/escuela-de-negocios-prime/noticias/crudos-pesados/>
53. Briceño, H. A., & Mosquera, J. P. (2019). EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA INYECCIÓN ÁLCALI SURFACTANTE-. *Fundación Universidad de América*.
54. Castañeda, N. (10 de mayo de 2021). *Portafolio*. Obtenido de Portafolio: <https://www.portafolio.co/negocios/la-gran-apuesta-de-colombia-debe-ser-el-desarrollo-del-fracking-551814>
55. Corredor, S. A., & Gómez, R. (2018). IDENTIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL APLICABLES A YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO A ALTA PROFUNDIDAD SOMETIDOS A UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU. *UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER*.
56. Jaramillo, J. A. (2004). *Fisicapara El Acceso a Ciclos Formativos de Grado Superior. Prueba Libre Para la Obtención Del Título de Bachiller*. ESPAÑA: MAD.
57. Khan Academy. (2016). *Khan Academy*. Obtenido de <https://es.khanacademy.org/science/physics/magnetic-forces-and-magnetic-fields/magnetic-flux-faradays-law/a/what-is-faradays-law>
58. Leskow, E. C. (15 de Julio de 2021). *Campo magnético*. Obtenido de Concepto. De.: <https://concepto.de/campo-magnetico/>.
59. Mantilla, G. A., & Villamizar, J. F. (2022). Planteamiento de un Método Reológico Para la Determinación de la Cinética de Gelificación de Geles Coloidales. *Universidad de Santander*.
60. Parry, R. (1973). *Química. Fundamentos experimentales*. Reverté.
61. Salager, J. L. (2005). *Recuperación Mejorada del Petróleo*. Mérida.
62. *Revista de La Asociación Argentina de Sedimentología*, 7(1–2), 49–72.
63. Taborda, E. A., Franco, C. A., Ruiz, M. A., Alvarado, V., & Cortés, F. B. (2017). Experimental and Theoretical Study of Viscosity Reduction in Heavy Crude Oils by Addition of Nanoparticles. *Energy and Fuels*, 31(2), 1329–1338. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b02686>
64. Bohorquez, L. C., & Insignares, J. J. (2021). Aplicación de la nanotecnología para

la reducción de la viscosidad de los crudos pesados y extra pesados: una revisión. *Frontiers in Neuroscience*, 14(1), 1–13.

65. Caballero A., J., & González C., M. C. (2018). *Estado del arte de las aplicaciones de la nanotecnología en el recobro mejorado*. 226. <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/172351.pdf>

66. Caro, C. (2019). *Impacto en la incorporación de reservas en procesos de recobro mejorado térmico de inyección cíclica de vapor mediante el uso de nanofluidos*.

67. Cengel, Y. A. (1996). TRANSFERENCIA DE CALOR Y MASA Un enfoque práctico. *Biotechnology Letters*, 18(12), 1419–1422. <https://doi.org/10.1007/BF00129346>

68. Net, L. I., & Limarino, C. O. (2000). Caracterización y origen de la porosidad en areniscas de la sección inferior del Grupo Paganzo (Carbonífero superior), Cuenca Paganzo, Argentina. *Revista de La Asociación Argentina de Sedimentología*, 7(1–2), 49–72.

69. Taborda, E. A., Franco, C. A., Ruiz, M. A., Alvarado, V., & Cortés, F. B. (2017). Experimental and Theoretical Study of Viscosity Reduction in Heavy Crude Oils by Addition of Nanoparticles. *Energy and Fuels*, 31(2), 1329–1338. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b02686>