

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					   	
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 1

Neiva, 21 de septiembre de 2022

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

SERGIO EDUARDO BAHAMÓN MONJE, con C.C. No. 1075283200,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE NANOFLUIDOS SOBRE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN UN YACIMIENTO DE CRUDO PESADO presentado y aprobado en el año 2022 como requisito para optar al título de Magister en ingeniería 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.

EL AUTOR/ESTUDIANTE: **SERGIO EDUARDO BAHAMÓN MONJE**

DocuSigned by:

 Firma: D3741CB3E20E41D...

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.

DS
SB

Certificado de finalización

Identificador del sobre: 3B06662F4BF2443B9AED42885F6E2311
 Asunto: Aplicar DocuSign a: AP-BIB-FO-06 CARTA DE AUTORIZACION.pdf
 Sobre de origen:
 Páginas del documento: 1 Firmas: 1
 Páginas del certificado: 4 Iniciales: 1
 Firma guiada: Desactivado
 Sello del identificador del sobre: Desactivado
 Zona horaria: (UTC-05:00) Bogotá, Lima, Quito, Rio Branco

Estado: Completado
 Autor del sobre:
 Sergio Eduardo Bahamón
 Cra.13 No. 36-24
 Bogotá, 000000
 ProfVoluGPY@ecopetrol.com.co
 Dirección IP: 200.4.26.3

Seguimiento de registro

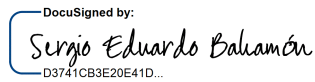
Estado: Original
 19/09/2022 19:57:45
 Titular: Sergio Eduardo Bahamón
 ProfVoluGPY@ecopetrol.com.co

Ubicación: DocuSign

Eventos de firmante

Sergio Eduardo Bahamón
 ProfVoluGPY@ecopetrol.com.co
 Nivel de seguridad: Correo electrónico,
 Autenticación de cuenta (ninguna)

Firma

DocuSigned by:

 D3741CB3E20E41D...

Adopción de firma: Estilo preseleccionado
 Utilizando dirección IP: 200.4.26.3

Fecha y hora

Enviado: 19/09/2022 19:57:57
 Visto: 19/09/2022 19:58:06
 Firmado: 19/09/2022 19:58:28
 Firma de formulario libre

Información sobre confidencialidad de registros y firmas electrónicos:

Aceptado: 09/03/2021 15:51:13
 ID: f61e4c91-efe1-4a5e-84a8-02e62cc9bcf7

Eventos de firmante en persona	Firma	Fecha y hora
Eventos de entrega al editor	Estado	Fecha y hora
Eventos de entrega al agente	Estado	Fecha y hora
Eventos de entrega al intermediario	Estado	Fecha y hora
Eventos de entrega certificada	Estado	Fecha y hora
Eventos de copia de carbón	Estado	Fecha y hora
Eventos del testigo	Firma	Fecha y hora
Eventos de notario	Firma	Fecha y hora
Eventos de resumen de sobre	Estado	Marcas de tiempo
Sobre enviado	Con hash/cifrado	19/09/2022 19:57:58
Certificado entregado	Seguridad comprobada	19/09/2022 19:58:06
Firma completada	Seguridad comprobada	19/09/2022 19:58:28
Completado	Seguridad comprobada	19/09/2022 19:58:28

Eventos del pago	Estado	Marcas de tiempo
------------------	--------	------------------

Información sobre confidencialidad de registros y firmas electrónicos

ELECTRONIC RECORD AND SIGNATURE DISCLOSURE

From time to time, Empresa Colombiana De Petroleos S.A. Ecopetrol S.A. (we, us or Company) may be required by law to provide to you certain written notices or disclosures. Described below are the terms and conditions for providing to you such notices and disclosures electronically through the DocuSign system. Please read the information below carefully and thoroughly, and if you can access this information electronically to your satisfaction and agree to this Electronic Record and Signature Disclosure (ERSD), please confirm your agreement by selecting the check-box next to 'I agree to use electronic records and signatures' before clicking 'CONTINUE' within the DocuSign system.

Getting paper copies

At any time, you may request from us a paper copy of any record provided or made available electronically to you by us. You will have the ability to download and print documents we send to you through the DocuSign system during and immediately after the signing session and, if you elect to create a DocuSign account, you may access the documents for a limited period of time (usually 30 days) after such documents are first sent to you. After such time, if you wish for us to send you paper copies of any such documents from our office to you, you will be charged a \$0.00 per-page fee. You may request delivery of such paper copies from us by following the procedure described below.

Withdrawing your consent

If you decide to receive notices and disclosures from us electronically, you may at any time change your mind and tell us that thereafter you want to receive required notices and disclosures only in paper format. How you must inform us of your decision to receive future notices and disclosure in paper format and withdraw your consent to receive notices and disclosures electronically is described below.

Consequences of changing your mind

If you elect to receive required notices and disclosures only in paper format, it will slow the speed at which we can complete certain steps in transactions with you and delivering services to you because we will need first to send the required notices or disclosures to you in paper format, and then wait until we receive back from you your acknowledgment of your receipt of such paper notices or disclosures. Further, you will no longer be able to use the DocuSign system to receive required notices and consents electronically from us or to sign electronically documents from us.

All notices and disclosures will be sent to you electronically

Unless you tell us otherwise in accordance with the procedures described herein, we will provide electronically to you through the DocuSign system all required notices, disclosures, authorizations, acknowledgements, and other documents that are required to be provided or made available to you during the course of our relationship with you. To reduce the chance of you inadvertently not receiving any notice or disclosure, we prefer to provide all of the required notices and disclosures to you by the same method and to the same address that you have given us. Thus, you can receive all the disclosures and notices electronically or in paper format through the paper mail delivery system. If you do not agree with this process, please let us know as described below. Please also see the paragraph immediately above that describes the consequences of your electing not to receive delivery of the notices and disclosures electronically from us.

How to contact Empresa Colombiana De Petroleos S.A. Ecopetrol S.A.:

You may contact us to let us know of your changes as to how we may contact you electronically, to request paper copies of certain information from us, and to withdraw your prior consent to receive notices and disclosures electronically as follows:

To contact us by email send messages to: gustavo.rincono@ecopetrol.com.co

To advise Empresa Colombiana De Petroleos S.A. Ecopetrol S.A. of your new email address

To let us know of a change in your email address where we should send notices and disclosures electronically to you, you must send an email message to us at gustavo.rincono@ecopetrol.com.co and in the body of such request you must state: your previous email address, your new email address. We do not require any other information from you to change your email address.

If you created a DocuSign account, you may update it with your new email address through your account preferences.

To request paper copies from Empresa Colombiana De Petroleos S.A. Ecopetrol S.A.

To request delivery from us of paper copies of the notices and disclosures previously provided by us to you electronically, you must send us an email to gustavo.rincono@ecopetrol.com.co and in the body of such request you must state your email address, full name, mailing address, and telephone number. We will bill you for any fees at that time, if any.

To withdraw your consent with Empresa Colombiana De Petroleos S.A. Ecopetrol S.A.

To inform us that you no longer wish to receive future notices and disclosures in electronic format you may:

- i. decline to sign a document from within your signing session, and on the subsequent page, select the check-box indicating you wish to withdraw your consent, or you may;
- ii. send us an email to gustavo.rincongo@ecopetrol.com.co and in the body of such request you must state your email, full name, mailing address, and telephone number. We do not need any other information from you to withdraw consent.. The consequences of your withdrawing consent for online documents will be that transactions may take a longer time to process..

Required hardware and software

The minimum system requirements for using the DocuSign system may change over time. The current system requirements are found here: <https://support.docusign.com/guides/signer-guide-signing-system-requirements>.

Acknowledging your access and consent to receive and sign documents electronically

To confirm to us that you can access this information electronically, which will be similar to other electronic notices and disclosures that we will provide to you, please confirm that you have read this ERSD, and (i) that you are able to print on paper or electronically save this ERSD for your future reference and access; or (ii) that you are able to email this ERSD to an email address where you will be able to print on paper or save it for your future reference and access. Further, if you consent to receiving notices and disclosures exclusively in electronic format as described herein, then select the check-box next to 'I agree to use electronic records and signatures' before clicking 'CONTINUE' within the DocuSign system.

By selecting the check-box next to 'I agree to use electronic records and signatures', you confirm that:

- You can access and read this Electronic Record and Signature Disclosure; and
- You can print on paper this Electronic Record and Signature Disclosure, or save or send this Electronic Record and Disclosure to a location where you can print it, for future reference and access; and
- Until or unless you notify Empresa Colombiana De Petroleos S.A. Ecopetrol S.A. as described above, you consent to receive exclusively through electronic means all notices, disclosures, authorizations, acknowledgements, and other documents that are required to be provided or made available to you by Empresa Colombiana De Petroleos S.A. Ecopetrol S.A. during the course of your relationship with Empresa Colombiana De Petroleos S.A. Ecopetrol S.A..

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						   	
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO							
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 2	

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE NANOFLUIDOS SOBRE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN UN YACIMIENTO DE CRUDO PESADO

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
BAHAMON MONJE	SERGIO EDUARDO

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
VALDES RENTERÍA	CARLOS FRANCISCO

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: MAGISTER EN INGENIERÍA DE PETROLEOS

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA O POSGRADO: MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETROLEOS

CIUDAD: NEIVA **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2022 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 82

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una **X**):

Diagramas X Fotografías X Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general X Grabados___ Láminas___ Litografías___ Mapas X Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas o Cuadros X

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: Microsoft Word.

MATERIAL ANEXO: N/A

PREMIO O DISTINCIÓN N/A

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLES

<u>Español</u>	<u>Ingles</u>
1. <u>Nanofluido</u>	<u>Nanofluid</u>
2. <u>Viscosidad</u>	<u>Viscosity</u>
3. <u>Nanomovilidad</u>	<u>Nanomobility</u>

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.

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					   	
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 2

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Se documentó aplicación de nanofluidos que busca mejorar la eficiencia y continuidad operativa del sistema de levantamiento artificial en pozos con producción de crudo pesado. Este está basado en nano movilidad continua que fue propuesto por el grupo de ingenieros del campo Madrugador como alternativa disruptiva para mitigar los problemas operacionales asociados a la alta viscosidad del crudo en el pozo Madrugador-01. Este se caracteriza por tener un crudo pesado con una gravedad °API (13.6 grados) y una viscosidad que varía entre 180 cP a condiciones de yacimiento (@230 °F) y 450.000 cP a condiciones de superficie (@85 °F), adicionalmente, los reogramas identifican al crudo como de tipo no newtoniano a través de un espectro amplio de temperaturas. Estas condiciones implican altos cambios en las propiedades reológicas del crudo desde su tránsito en el yacimiento hasta la superficie; así mismo se experimenta algún tipo de deposición orgánica, la cual es muy fuerte a lo largo de la bomba de subsuelo (escamas orgánicas fueron detectadas durante la última intervención realizada al pozo en noviembre 2019).

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The application of nanofluids that seeks to improve the efficiency and operational continuity of the artificial lift system in wells with heavy oil production was documented. This is based on continuous nanomobility, which was proposed by the group of engineers from the Madrugador field as a disruptive alternative to mitigate the operational problems associated with the high viscosity of the oil in the Madrugador-01 well. This is characterized by having a heavy oil with gravity °API (13.6 degrees) and a viscosity that varies between 180 cP at reservoir conditions (@230 °F) and 450,000 cP at surface conditions (@85 °F), additionally , the rheograms identify the crude oil as non-Newtonian over a wide range of temperatures. These conditions imply high changes in the rheological properties of crude oil from its transit through the reservoir to the surface; Likewise, some type of organic deposition is experienced, which is very strong along the subsurface pump (organic scales were detected during the last intervention carried out in the well in November 2019).

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado: N/A Firma: N/A

Nombre Jurado: Gloria Patricia Marrugo Escobar

Firma: 

Nombre Jurado: Guiber Olaya Marin

Firma: 

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.

**EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE NANOFLUIDOS
SOBRE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN UN YACIMIENTO DE CRUDO
PESADO**

Presentado por:

SERGIO EDUARDO BAHAMON MONJE

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título como Magister en Ingeniería de
Petróleos

Director de tesis:

CARLOS FRANCISCO VALDES RENTERIA

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

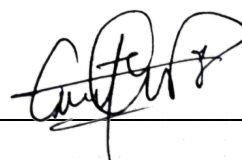
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA – HUILA - COLOMBIA

SEPTIEMBRE DE 2022

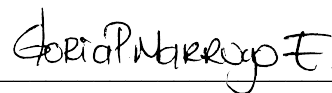
NOTA DE ACEPTACION

APROBADA



FIRMA DEL DIRECTOR

CARLOS FRANCISCO VALDES RENTERIA



FIRMA DEL JURADO

GLORIA PATRICIA MARRUGO ESCOBAR



FIRMA DEL JURADO

GUIBER OLAYA MARIN

DEDICATORIA

A Dios.

Por haberme permitido llegar hasta este punto y dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A mis padres.

Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor incondicional.

A mi compañera de vida.

A Mayra Alejandra Ruiz Jaramillo por ser un pilar de apoyo y fortaleza en cada paso de mi vida.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por bendecirnos la vida, por guiarnos a lo largo de nuestra existencia, ser el apoyo y fortaleza en aquellos momentos de dificultad y de debilidad.

Gracias a mis padres: Elodia y Felipe por ser los principales promotores de nuestros sueños, por confiar y creer en nuestras expectativas, por los consejos, valores y principios que nos han inculcado.

Agradecemos a nuestros docentes de la Universidad Surcolombiana – Facultad de Ingeniería – Programa de Maestría en Ingeniería de Petróleos, por haber compartido sus conocimientos a lo largo de la preparación de nuestra profesión, quienes han guiado con su paciencia, y su rectitud como docentes.

Tabla de Contenido

Resumen	12
Introducción	14
Objetivos	16
Objetivo general:	16
Objetivos específicos:	16
Capítulo 1. Crudos Pesados	17
1.1. Generalidades	17
1.2. Composición y Clasificación	18
1.2.1. Asfáltenos	19
1.3. Crudo Pesado en Colombia	21
Capítulo 2. Nanofluidos	24
2.1. Generalidades	24
2.2. Antecedentes en la recuperación mejorada	33
2.2.1. Aplicaciones en Colombia	44
2.3. Nanofluido Ferromagnético	48
Capítulo 3. Descripción del Proyecto	53
3.1. Generalidades del proyecto – aplicación en campo	53
3.2. Generalidades	53
3.3. Yacimiento	56

3.3.1. Características petrofísicas.....	56
3.3.2. Características del Crudo	56
3.4. Metodología de evaluación de aplicación en campo	58
3.4.1. Fase 1: Planeación de Prueba de Campo.	59
3.4.2. Fase 2: Diseño e Implementación Prueba de Campo.....	59
3.4.3 Fase 3: Ejecución.	59
Capítulo 4. Resultados.....	60
4.1. Fase 1: Planeación de Prueba de Campo	60
4.1.1 Caracterización del nanofluido.	60
4.1.2 Interacción del tratamiento con los Fluidos de Yacimiento.....	61
4.1.3 Efecto sobre el comportamiento reológico	62
4.2. Fase 2: Diseño e Implementación Prueba de Campo.	64
4.2.1 Requerimiento de química:	64
4.2.2 Requerimiento de superficie:	65
4.2.3 Plan de Monitoreo y Recopilación de información:	65
4.3. Fase 3: Ejecución.....	67
4.4. Gravedad API y Viscosidad.	70
4.5. Parámetros Operacionales.	71
4.5.1. Beneficios de la aplicación.	71
4.6. Evaluación económica.....	71

4.7. Comparaciones.	73
Conclusiones y Recomendaciones	74
Bibliografía.....	76

Listado de Figuras

Figura 1. Esquema común para un Asfalteno.	20
Figura 2. Modelo Yen-Mullins de asfáltenos: estructura dominante de moléculas (izquierda), nanoagregados (centro) y agrupado (derecha).	21
Figura 3. Depósitos de crudo pesado en Colombia.	22
Figura 4. Producción de crudo pesado en Colombia.	23
Figura 5 Efectos de adsorción de asfáltenos sobre superficies de diferentes minerales.	27
Figura 6 Adsorción de asfáltenos sobre nanopartículas	29
Figura 7. Distribución de los materiales para nanopartículas usados en la industria del petróleo y gas.	30
Figura 8. Propiedad objetivo de mejora por medio de los nanofluidos.	30
Figura 9. Proporción estudios realizados de nanofluidos en la industria del petróleo y gas.	31
Figura 10. Rugosidad de la superficie con nanofluido a 0.1% en peso de óxido de silicio.	34
Figura 11. Flujo promedio de finos vs. Velocidad intersticial a una salinidad del fluido inyectado de 0.3 mol/L.	35
Figura 12. Gota de aceite después de ser tratado con salmuera (a) y nanofluidos (b).	36
Figura 13. Efecto de la concentración de nanopartículas y la modificación de la superficie de sílice sobre la tensión interfacial a 25 y 85 °C.	37
Figura 14 Cambios en la presión diferencial en la inundación del núcleo. (a) nanofluido sílice puro, (b) nanofluido modificado.	38
Figura 15 Influencia de EFBNSF en la reducción de la viscosidad del petróleo pesado en presencia de ultrasonido.	41

Figura 16 Eficiencia de recuperación de aceite al 0.1% en peso de ESBNSF con y sin ultrasonido en comparación con la inyección de agua.	43
Figura 17 Perfil de caída de presión de la inundación EFBSNF con y sin ultrasonido en comparación con la inundación con agua.	43
Figura 18 Grado de reducción de viscosidad (DVR) del crudo con diferentes temperaturas.	46
Figura 19 Reducción de la viscosidad a distintas concentraciones de nanofluido y temperatura.	47
Figura 20 Porcentaje de recuperación de crudo.	51
Figura 21 Tensión interfacial de a) crudo y Fe ₂ O ₃ , b) crudo y Fe ₃ O ₄ , c) salmuera y crudo.	52
Figura 22 Corte Estructural regional – Cuenca Área Madrugador	54
Figura 23 Columna Estratigráfica generalizada de la cuenca Madrugador.	55
Figura 24 Reporte de análisis de reología del crudo Madrugador-01	57
Figura 25 Fases para seguir según la metodología planteada para el pozo Madrugador-01.....	58
Figura 26 Espectro FTIR generado para el tratamiento A2000.	61
Figura 27 Pruebas de compatibilidad para el sistema Salmuera - Madrugador virgen y con presencia de tratamiento A2000 a una dosificación de 4 v/v%.....	62
Figura 28 Comportamiento reológico del crudo en presencia y ausencia de diferentes concentraciones del nanofluido a a) 25°C y b) 30°C.	63
Figura 29. Reducción porcentual de la viscosidad para distintas concentraciones de nanofluido entre temperaturas de 25 a 112°C.	64
Figura 30. Esquema Facilidades en Superficie - Equipo en operación con bomba de química para inyección por el capilar hasta cabeza de pozo Madrugador-01.	65
Figura 31. Comportamiento de la concentración del nanofluido.	67
Figura 32. Seguimiento de la cantidad gastada real.	68
Figura 33 Seguimiento a variables operativas del pozo Madrugador 1	69

Figura 34. Medición de la viscosidad del crudo en el campo Madrugador-01 durante la aplicación del nanofluido.....70

Figura 35 Evaluación económica de aplicación de nanofluido.....72

Listado de Tablas

Tabla 1. Principales compuestos usados para el diseño de nanopartículas.	28
Tabla 2. Resumen ensayos de nanofluidos en campos de petróleo y gas.	32
Tabla 3. Comparación de la recuperación de petróleo mediante inundaciones con nanofluidos de sílice puro y modificados.	38
Tabla 4. Resultado de la recuperación de aceite con inyección de nanofluidos de óxido de magnesio.....	39
Tabla 5. Resultado de la recuperación de aceite con inyección de nanofluidos de óxido de aluminio.....	40
Tabla 6. Resultado de la recuperación de aceite con inyección de nanofluidos de óxido de zinc.	40
Tabla 7. Resumen de la simulación en Pipesim 2017 para los distintos escenarios.	45
Tabla 8. Recuperación de crudo después de la inyección de nanofluido con y sin ondas electromagnéticas.	49
Tabla 9. Resultados del Magnetómetro de muestra vibrante.	50
Tabla 10. Características petrofísicas del yacimiento en el campo Madrugador.	56
Tabla 11 Información general nano fluido usado en campo madrugador.....	60
Tabla 12. Variables de monitoreo para pozos productores.	66
Tabla 13. Variables y técnicas de monitoreo de facilidades de superficie.....	66
Tabla 14. Variables de monitoreo reductores de viscosidad a partir de nanopartículas.	66
Tabla 15. Reducción y/o Aumento de los principales parámetros operacionales.	71
Tabla 16. Aumento y/o Disminución de costos debido a la utilización del Nanofluido.....	72

Resumen

Se documentó aplicación de nanofluidos que busca mejorar la eficiencia y continuidad operativa del sistema de levantamiento artificial en pozos con producción de crudo pesado. Este está basado en nano movilidad continua que fue propuesto por el grupo de ingenieros del campo Madrugador como alternativa disruptiva para mitigar los problemas operacionales asociados a la alta viscosidad del crudo en el pozo Madrugador-01. Este se caracteriza por tener un crudo pesado con una gravedad °API (13.6 grados) y una viscosidad que varía entre 180 cP a condiciones de yacimiento (@230 °F) y 450.000 cP a condiciones de superficie (@85 °F), adicionalmente, los reogramas identifican al crudo como de tipo no newtoniano a través de un espectro amplio de temperaturas. Estas condiciones implican altos cambios en las propiedades reológicas del crudo desde su tránsito en el yacimiento hasta la superficie; así mismo se experimenta algún tipo de deposición orgánica, la cual es muy fuerte a lo largo de la bomba de subsuelo (escamas orgánicas fueron detectadas durante la última intervención realizada al pozo en noviembre 2019).

De acuerdo con el análisis nodal se analizaron las variables del sistema de producción y se verificaron las caídas porcentuales en viscosidad que se requieren para mantener el pozo en operación continua, este análisis mostró que caídas en viscosidad cercanas al 60% serían más que suficientes para mantener un flujo constante en el pozo y con condiciones operativas de acuerdo con los rangos de diseño del equipo. Para una reducción en viscosidad del 60% se corrieron pruebas en laboratorio a fin de verificar la concentración óptima del fluido de nano movilidad, esta concentración denominada MIC (Mínimum Inhibidor Concentración) se encontró en 2.500 ppm.

La prueba de campo se realizó por 1 año de inyección continua de nanofluido comenzando en diciembre-11-2019 hasta Dic-2020, inicialmente se fijó una tasa de dosificación del nanofluido de 3.500 ppm con el fin de estabilizar el sistema de producción. La tasa de dosificación se bajó a MIC (2.500 ppm) una vez se alcanzaron condiciones estables, durante estos períodos de dosificación se observaron reducciones de viscosidad en el orden de 80 a 60% acordes al análisis nodal y pruebas de laboratorio, así mismo se evidenciaron condiciones estables en las variables del equipo de producción tanto en fondo como en superficie.

Los resultados del tratamiento continuo de nano movilidad han superado los objetivos que se habían propuesto para este tipo de inyección continua de nanotecnología enfocada en reducción de viscosidad, aparte de la reducción medida en viscosidad (80-60%) se obtuvieron los siguientes beneficios:

- Eliminación completa de arranques forzados con nafta requeridos periódicamente para remover taponamiento en fondo que sacaba la bomba de funcionamiento.
- Reducción efectiva del 13% en PIP.
- Reducción del 18% en la temperatura del motor sin variaciones cíclicas.
- Reducción en costos del de hasta 100% en algunos casos.
- Incremento en 2,9% BOPD.

Palabras clave: Nanofluido, Nano movilidad, Dosificación, Viscosidad.

Introducción

El crecimiento sostenido de la población mundial ha llevado a un aumento considerable de la demanda energética. Teniendo en cuenta que las reservas de crudo pesado a nivel internacional ascienden hasta casi el 70% de las reservas totales de petróleo (H. Alboudwarej et al, 2006), y que los yacimientos de crudo liviano están experimentando un agotamiento considerable, la industria de los hidrocarburos se ha visto obligada a desarrollar nuevas tecnologías para producir petróleo de características complejas (R. Urquhart, 1986). Los crudos pesados y extra pesados se encuentran dentro de esta categoría, estos se clasifican como crudos con baja gravedad °API, viscosidades muy altas y elevado contenido de asfaltenos. Bajo este escenario, su producción implica retos importantes y costos mayores en comparación con recursos más convencionales. Además de esto, se requiere de una tecnología avanzada no solo en la etapa de producción, sino también en su etapa de evaluación, exploración, transporte y procesamiento. Aprovechando las propiedades especiales que tienen las nanopartículas, varias investigaciones han evaluado el impacto de su inyección en yacimientos de crudo pesado con el fin de mejorar las propiedades de este tipo de fluidos, incrementando la producción y facilitando así su transporte desde el yacimiento y en superficie. De este modo, surge la necesidad de diseñar una propuesta metodológica para evaluar el impacto que genera la aplicación de nanofluidos en la producción de hidrocarburos en yacimientos de crudo pesado. El siguiente trabajo presenta el diseño de una estrategia para realizar el seguimiento de la aplicación de nanofluidos ferromagnéticos en crudos pesados a través del análisis de variables operativas, asegurando la continuidad operativa y extendiendo la vida útil de los equipos de fondo. La elaboración de esta

propuesta se realizó con base en las evidencias de literatura especializada y un caso de aplicación que actualmente se desarrolla en Colombia.

Objetivos

Objetivo general:

Evaluar el impacto que genera la inyección de nanofluidos ferromagnéticos en la producción de hidrocarburos en yacimientos de crudo pesado.

Objetivos específicos:

- Interpretar las variables operativas producto de la inyección del nanofluido en el campo estudio.
- Identificar el tipo nanofluido óptimo para la aplicación en el campo, de acuerdo con la naturaleza de los fluidos producidos y las propiedades petrofísicas del yacimiento.
- Evaluar la factibilidad técnica y económica de la aplicación de nanofluidos en la producción de hidrocarburos en yacimientos de crudo pesado.
- Comparar el caso estudio con otros proyectos de inyección de nanofluidos en campos de crudos pesados en Colombia.

Capítulo 1. Crudos Pesados

1.1. Generalidades

Según la definición de Speight (2000), el crudo pesado no es más que aquel que tiene una gravedad API menor a 20, donde por lo general posee un contenido de azufre superior al 2% en peso y a diferencia de los crudos convencionales, estos tienen una tonalidad más oscura. También se puede reconocer como un tipo de hidrocarburo que se caracteriza por ser mucho más difícil de recuperar comparado con los crudos convencionales y/o livianos, dada su alta viscosidad. Dicho lo anterior, la recuperación primaria no es una buena opción para iniciar con su explotación, (Speight, 2011).

Este tipo de crudo se encuentra generalmente en formaciones de baja profundidad en arenas muy poco consolidadas y los yacimientos que lo contienen se caracterizan por presentar presión baja y relación de gas-aceite muy baja, lo cual, conlleva a un factor de recobro menor en comparación con los crudos ligeros (Wehunt, 2003).

Una de las principales propiedades de los crudos es su gravedad °API. En este caso, los crudos pesados son aquellos que tienen menos de 20 grados API y una viscosidad bastante elevada, que va del rango de 1.200 cP a 95.000 cP, lo que ocasiona que este tipo de crudos tenga muy poca movilidad y su extracción sea mucho más compleja que para los crudos livianos, pues

en ocasiones se necesitan tratamientos térmicos, reductores de viscosidad, inyección de vapor, entre otros, para poder producirlo (Buitrago *et al*, 2012).

1.2. Composición y Clasificación

Los crudos pesados poseen hidrocarburos con alto peso molecular, y compuestos como azufre, nitrógeno, oxígeno y metales. Generalmente, las moléculas de hidrocarburos que contiene son de quince o más átomos de carbono (Trevisan *et al*, 2006), el cual puede ser clasificado de acuerdo a su composición molecular, mediante análisis de laboratorio.

El análisis SARA es una herramienta importante en cuanto a la caracterización de las fracciones más pesadas del crudo; se basa en la diferencia de solubilidad, polaridad y peso molecular de los constituyentes presentes en el petróleo y de esta manera nos suministra el contenido de las fracciones Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos de una muestra. (Garreto, 2009). La distinción de componentes se realiza respecto a la polaridad de las fracciones obtenidas del crudo haciendo uso de distintos tipos de solventes y/o adsorbentes (Fan *et al*, 2002), El análisis SARA y la relación entre sus fracciones fueron utilizados para establecer una analogía que predice con un grado de exactitud muy alto la estabilidad de los asfáltenos en el crudo.

De acuerdo con la clasificación que ofrece el análisis SARA, a continuación, se presenta la principal composición de los crudos (saturados, aromáticos, resinas y asfálticos). Los crudos

saturados se componen principalmente de hidrocarburos no polares, así como de parafinas alifáticas cíclicas. Los aromáticos corresponden en mayor medida a crudos que contienen uno o más aromáticos, como el benceno, tolueno, naftaleno, entre otros, unidos a cadenas alifáticas. Las resinas no son solubles en propano; sin embargo, sí lo son en pentano e hidrocarburos más pesados, mientras los asfálticos son insolubles en alquenos de bajo peso molecular, pero sí lo son en tolueno o benceno (Speight, 1991).

1.2.1. Asfáltenos

Los asfáltenos son componentes subdivididos de una mezcla de hidrocarburos por su solubilidad, estos son insolubles en n-alcanos ($n\text{-C}_3$, $n\text{-C}_5$ y $n\text{-C}_7$) y solubles en diversos compuestos, especialmente en hidrocarburos aromáticos. Su estructura elemental es muy variada entre un crudo y otro. En algunos casos la precipitación de asfáltenos se realiza con otros componentes diferentes a los n-alcanos anteriormente mencionados (Leontaritis, 1997).

A nivel estructural se componen de un núcleo aromático que puede contener de 4 a 20 anillos bencénicos condensados como se observa en la Figura 1. Este núcleo se encuentra rodeado por varias cadenas alquílicas que poseen algunos componentes heteroátomos incorporados en estructuras.

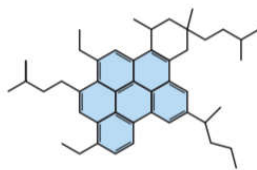


Figura 1. Esquema común para un Asfaleno.

Fuente: Delgado (2006).

La estructura de los asfáltenos ha sido modelada mediante diferentes métodos analíticos (difracción de rayos X, absorción óptica, espectroscopia molecular de fluorescencia, espectroscopia de masas) obteniendo como resultado que están constituidos por varias cadenas alifáticas, heteroátomos de N, S, O, H en forma de: carboxilos, cetonas, aldehídos, naftenobenzotiofenos, sulfuros alquílicos y sulfuros arílicos. También puede existir presencia en una cantidad mínima de metales como níquel y vanadio (Delgado, 2006).

Por otro lado, la viscosidad del crudo depende significativamente de la estructura química, composición y concentración de los asfáltenos. Diferentes estudios realizados demuestran en términos generales que a mayor concentración de asfáltenos en el crudo, mayor será la viscosidad que este exhiba (Mansour *et al*, 2013). Los crudos con alto contenido de asfáltenos exhiben un bajo índice de estabilidad coloidal, con elevadas fuerzas cohesivas entre asfaleno-asfaleno debido a diferentes mecanismos de interacción entre los cuales se destacan: fuerzas de Van der Waals, enlaces de hidrógeno, apilamiento (conocido también como pi stacking) y las interacciones acido-base (Adams, 2014).

Generalmente los crudos en el yacimiento a bajas concentraciones de asfáltenos, se dispersan como moléculas, en concentraciones un poco más altas en petróleos negros se encuentran como nano agregados, y en concentraciones mucho más elevadas en petróleos pesado se encuentran agrupados (clúster), véase Figura 2. (Mullins, 2010).

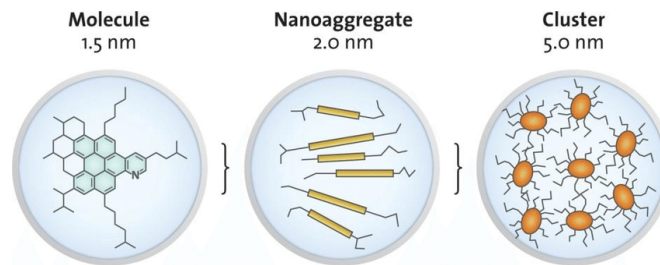


Figura 2. Modelo Yen-Mullins de asfáltenos: estructura dominante de moléculas (izquierda), nano agregados (centro) y agrupado (derecha).

Fuente: Mullins 2010.

1.3. Crudo Pesado en Colombia

En Colombia existen veintitrés cuencas sedimentarias, donde la más importante es la de los Llanos Orientales. En esta cuenca se produce el 68,9% del crudo del país, debido a su gran extensión y cantidad de campos petroleros (337). La proporción de la producción de petróleo en esta cuenca es: 71,5% del Meta, 19,1% corresponde al Casanare y el 7,8% Arauca. (Malagón et al., 2016). La composición viene definida de la siguiente forma: 68,6% de crudos pesados, 12,8% crudos medianos y el 5,6% crudos livianos.

En la Figura 3 se presentan los depósitos de crudo pesado en Colombia. La mayor cantidad de reservas de este tipo de hidrocarburos se encuentran en el Caquetá (San Vicente y Florencia). En el Meta se encuentra otro de estos depósitos junto al Río Guejar y hacia al centro del país están los depósitos de Sogamoso y Río Nare en los departamentos de Boyacá y Santander respectivamente (Guzmán, 2008). En el departamento del Meta, el tipo de crudo predominante es pesado cuyas gravedades API varían entre 12,1 (Campo Castilla), 12,9 (Campo Rubiales) hasta 18,4 (Campo Chichimene) (Malagón et al., 2016)

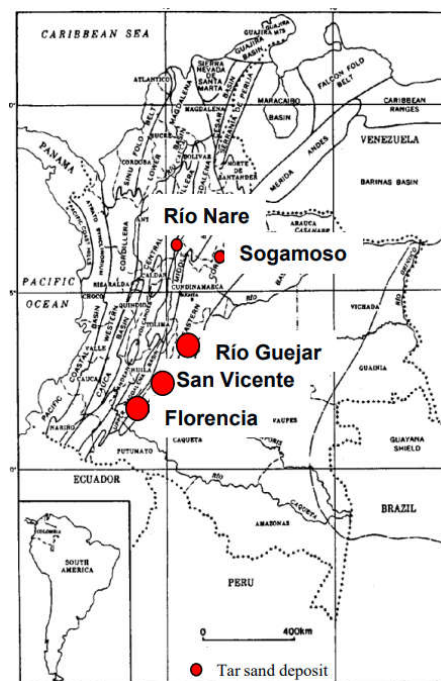


Figura 3. Depósitos de crudo pesado en Colombia.

Fuente: Guzmán, 2008.

La producción de crudos pesados tuvo un incremento de 10 % en el año 2000 hasta 53 % en 2015. Actualmente, se presenta una disminución en la proporción de crudos convencionales,

se prevé que en los próximos 10 años esta disminución sea de entre 10 a 15 %, mientras que para los crudos pesados la cifra tendrá un incremento de 53 % a 69 % del total de la producción. Los yacimientos de crudo pesado se encuentran principalmente en las cuencas de los Llanos Orientales y la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en los campos de Rubiales, Castilla, Quifa, Chichimene, Teca, Nare y Jazmín, cuyas contribuciones representan aproximadamente el 30% de la producción nacional (Peñuela, 2017).

En la Figura 4 se presenta una retrospectiva de la producción de crudo llevada a cabo por Ecopetrol y la total nacional (Colombia), además, se refleja el porcentaje de crudo pesado que se extrae respecto de la producción total.

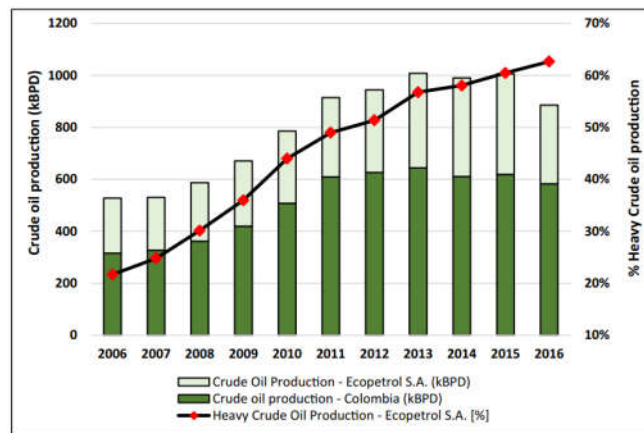


Figura 4. Producción de crudo pesado en Colombia.

Fuente: Yañez et al. (2018).

Capítulo 2. Nanofluidos

2.1. Generalidades

Según Özerinc (2010), se denomina nanofluido a la suspensión que sucede entre dos fases, una formada por un fluido base que puede ser agua, etilenglicol o aceite, y nanopartículas que son agregadas al fluido con la finalidad de poder modificar sus propiedades como la viscosidad, la densidad y la conductividad térmica. Dichas nanopartículas pueden ser metales estables, óxidos metálicos, carbonos, sílice, entre otros; con un tamaño menor a 100 nm. Maxwell (1892) fue el primero en proponer el uso de las partículas metálicas para aumentar la conductividad térmica y eléctrica del nanofluido.

Las nanopartículas juegan un papel muy importante en los nanofluidos, puesto que estas son las encargadas de darles las propiedades características que puedan llegar a tener, por tanto, existen distintos tipos de materiales que se pueden usar para tal fin. En muchas circunstancias el núcleo determina las propiedades eléctricas o magnéticas de las moléculas, mientras que las moléculas de superficie determinan la afinidad vinculante para un objetivo específico (Bennetzen & Mogensen, 2014). Como las propiedades de las nanopartículas dependen del núcleo y de las moléculas de la superficie, debido al gran arco combinatorio, es posible diseñar estas con propiedades bien definidas y deseadas, entre los usos de las nanopartículas se destacan:

- Mecánica (Resistencia mecánica alta)
- Eléctrico (Superconductividad)
- Óptico (Adsorción y emisión de luz)

- Magnético (Super paramagnetismo)
- Química (Propiedades catalíticas)
- Fisicoquímicos (Propiedades de adsorción)
- Térmico (Enfriamiento rápido, aislamiento)

En los hidrocarburos pesados, la interacción entre asfáltenos y nanopartículas logra modificar positivamente las propiedades reológicas del crudo, en términos del debilitamiento de las fuerzas cohesivas, lo cual reduce el tamaño de los agregados y la complejidad microscópica del crudo (Montes *et al*, 2018).

El modelo de equilibrio solido-liquido se ha utilizado comúnmente para describir el comportamiento adsorbente de las nanopartículas hacia los asfáltenos (Montoya *et al*, 2014). Este modelo contiene tres parámetros para determinar la interacción adsorbente (nanofluido) – adsorbato (asfaleno):

- La constante de Henry (H): una función de temperatura que describe la afinidad de adsorción entre el adsorbato y la superficie solida del adsorbente. A menor valor de H mayor es la afinidad.
- El parámetro K: dimensiona el auto ensamblaje del adsorbato una vez los sitios activos en la nanopartículas han sido saturados.
- El factor Nm (mg/m^2): cuantifica la máxima capacidad adsorción del adsorbente.

El modelo está asociado a un marco teórico de adsorción de moléculas auto-asociadas en la superficie de los sólidos. La ecuación del modelo de Equilibrio Sólido Líquido (SLE) es expresada como sigue (Franco *et al*, 2016):

$$C_E = \frac{\psi H}{1 + k\psi} \exp\left(\frac{\psi}{q_m * A}\right)$$

Ecuación 1 Modelo de Equilibrio Sólido Líquido (SLE)

Fuente: (Franco et al, 2016).

Donde el factor ψ , se calcula mediante:

$$\psi = \frac{-1 + \sqrt{1 + 4K\varepsilon}}{2K}$$

Ecuación 2 Calculo de factor ψ (SLE)

Fuente: (Franco et al, 2016).

Donde a su vez el término ε es una constante que se define como:

$$\varepsilon = \frac{q_m * q}{q_m - q} * A$$

Ecuación 3 Calculo de factor ε (SLE)

Fuente: (Franco et al, 2016).

C_E (mg/g) es la concentración de los asfáltenos en el equilibrio, q (mg/m²) es la cantidad de asfáltenos adsorbidos en la superficie de las nanopartículas, q_m (mg/m²) es la capacidad máxima de adsorción de las nanopartículas, A (m²/mg) es el área de superficial de las nanopartículas, K (g/g) es la constante de reacción relacionada con el grado de auto-asociación de los asfáltenos en la superficie de las nanopartículas y H (mg/g) es la constante relacionada con la Ley de Henry, que da cuenta de la preferencia de los asfáltenos a estar en la fase líquida o en la fase adsorbida. Valores altos de K indican que el grado de auto-asociación es alto. Por otra parte,

un valor bajo de H indica que los asfaltenos podrían tener una alta afinidad de adsorción en la fase adsorbida que en la fase líquida.

En la figura 5, muestran los datos experimentales obtenidos por (Nassar et al, 2011) Figura 5a, (Dubey et al, 1991) Figura 5b y (Dubásová et al, 2008), muestra las isothermas de adsorción de asfaltenos sobre las diferentes superficies, las líneas continuas son del modelo de equilibrio sólido – líquido.

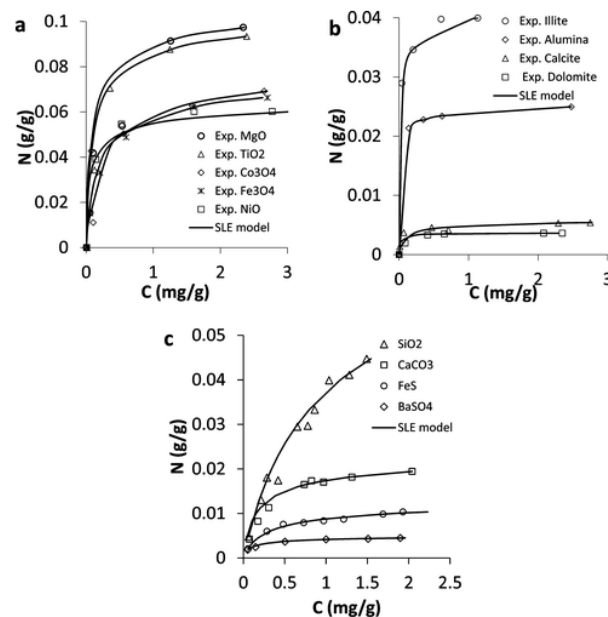


Figura 5 Efectos de adsorción de asfaltenos sobre superficies de diferentes minerales.

Fuente: (Montoya et al, 2014).

El modelo de equilibrio sólido - líquido puede ayudar a comprender los diferentes factores involucrados en la adsorción de asfaltenos. En este estudio, los resultados y el análisis del modelo se dividieron en cinco secciones, el efecto de la naturaleza química de diferentes superficies de

adsorbentes, la estructura química de los asfáltenos utilizados en el proceso de adsorción, el efecto de la temperatura, estudios termodinámicos, y análisis de sensibilidad.

Los compuestos más usados para el desarrollo de nanopartículas para adsorción de asfáltenos se puede observar en la Tabla 1.

Tabla 1. Principales compuestos usados para el diseño de nanopartículas.

Compuesto	Concentración optima/estudiada	Autores
Fe ₃ O ₄	10 mg/L	Santoso et al, 2016
Fe ₃ O ₄	1000mg/L	Srinivasan & Shah, 2014
Fe ₃ O ₄	900-1000 mg/L	Montes, 2020
Al ₂ O ₃	900-1000 mg/L	Montes, 2020
SiO ₂	200 mg/L	Montes, 2020
SiO ₂	1000 mg/L	Taborda, 2017
NiO	500mg/L	Franco et al, 2016

El efecto de la adsorción del asfalteno sobre las nanopartículas se puede visualizar en la Figura 6, en donde las nanopartículas mencionadas anteriormente en la Tabla 1 atraen o absorben al asfalteno debido a su naturaleza química y su capacidad de absorción, rompe las cadenas viscoelástica que hay entre asfalteno – resinas los cuales se encuentran estabilizados formando floculaciones y/o precipitaciones no deseadas, absorbiendo las moléculas de asfáltenos sobre la superficie de las nanopartículas.



Figura 6 Adsorción de asfaltenos sobre nanopartículas

Fuente: Compañía Operadora.

El uso de los nanofluidos durante la perforación se realiza con el fin de poder modificar, mejorar o incrementar las propiedades tanto de los fluidos de perforación, como la recuperación de crudo, la estabilidad del pozo y demás características importantes en un pozo. La Figura 7 resalta la proporción de cada uno de los materiales usados en la industria del petróleo para la recuperación de crudos pesados y extra pesados. En esta figura se ilustra que el dióxido de silicio es el material más utilizado con un 23%, esto puede deberse a que es un material abundante puesto que se encuentra en la arena, cuarzo, ópalo, arcillas, vegetales, entre otros; mientras, en menor medida se tienen el óxido de cobre y el óxido de níquel, esto se debe a que producen daños en la salud como toxicidad cardiovascular, renal, pulmonar, entre otras (Santana *et al*, 2018)

La Figura 8 ilustra la proporción de las propiedades objetivo para las cuales se han llegado a estudiar el uso de los nanofluidos en la industria del petróleo y gas, en la cual se observa que el mayor uso es para la recuperación del crudo con 29%, esto se debe al uso reciente de este tipo de fluidos en la industria (véase sección 3.2), mientras en menor medida se tiene el mejoramiento de la lubricación de los fluidos de perforación con 2%. Además, en la Figura 9 se

relaciona la proporción de los estudios realizados en los cuatro campos más grandes que compete para la producción de crudo pesado, en esta se evidencia un mayor uso en aplicaciones en fluidos de perforación y EOR (32% cada una), esto se debe a que en cierta medida las NPs ayudan a la formación de la “torta” en la pared del pozo y así evitar la pérdida de los fluidos, y también como se verá más adelante, ayuda al mejoramiento de las propiedades de los fluidos del yacimiento mejorando el factor de recobro.

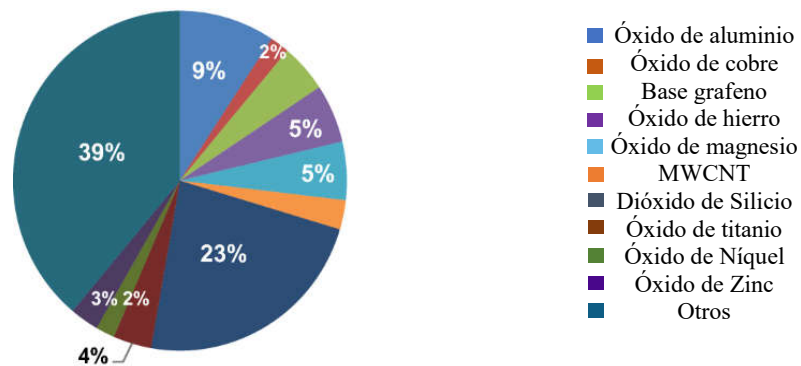


Figura 7. Distribución de los materiales para nanopartículas usados en la industria del petróleo y gas.

Fuente: Alsaba et al (2020).

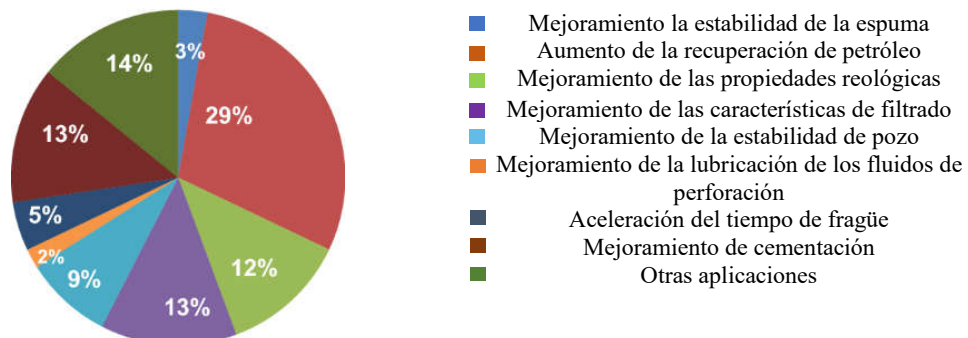


Figura 8. Propiedad objetivo de mejora por medio de los nanofluidos.

Fuente: Alsaba et al (2020).

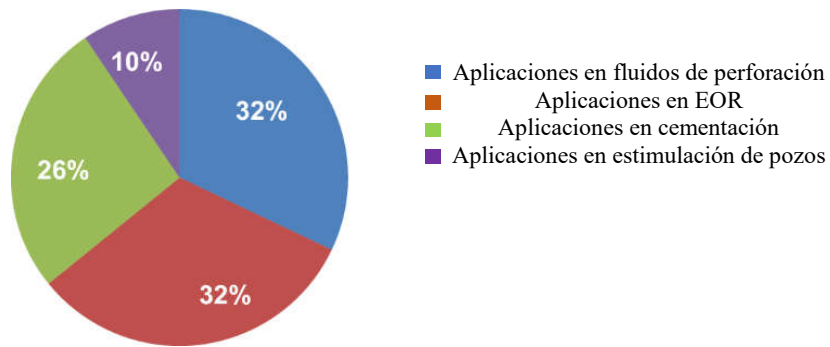


Figura 9. Proporción estudios realizados de nanofluidos en la industria del petróleo y gas.

Fuente: Alsaba et al (2020).

Debido a su gran aplicabilidad en la industria petrolera, los estudios sobre nanofluidos han sido basados principalmente sobre ensayos realizados en laboratorio. La gran parte de estos ensayos han indicado que estos tienen un gran potencial para mejorar y/o modificar de acuerdo con conveniencia los parámetros importantes del yacimiento y sus fluidos con el fin de mejorar la productividad de crudo (Alsaba et al, 2020). La Tabla 2 relaciona pruebas de nanopartículas y nanofluidos reportados en campos:

Tabla 2. Resumen ensayos de nanofluidos en campos de petróleo y gas.

Nanopartícula usada	Solicitud	Ubicación	Resultados	Referencia
Nanosílice de óxido de aluminio	Inhibición y remediación del daño de formación.	Colombia	Después de 8 meses de inyección la tasa de petróleo aumentó 300 bbl/d. En otro ensayo hizo aumentar el petróleo y gas en 134 bbl/d y 1 MMSCF/d respectivamente	Franco et al. (2017)
Nanopartícula fluorescente a base de carbono	Evaluación de la estabilidad de nanopartículas en entornos de formación hostiles como trazadores de inyección de agua mediante el porcentaje de recuperación	Arabia Saudita	Los resultados mostraron un alto porcentaje de recuperación, hasta un 86%, lo que sugiere su alta estabilidad.	Kanj et al. (2011), Kosynkin y Alaskar (2016)
Partícula ABC	Mejora de la relación de movilidad de	Colombia	Se observó un aumento inmediato en la tasa de producción de petróleo junto	Zabala et al. (2016)

	los petróleos pesados		con una reducción del 11% en el sedimento básico y agua.	
Partícula ABC	Estabilización de la formación de esquistos utilizando fluido de perforación a base de agua que contiene nanopartículas	Brasil	Buen desempeño en términos de inhibición de la hidratación de lutitas y estabilidad del pozo. El mismo fluido se almacenó y se usó para perforar después de casi 3 meses, lo que resultó en una reducción del 15 % en el costo del pozo	Barroso et al. (2018)

Fuente: Adaptación de Alsaba et al (2020).

2.2. Antecedentes en la recuperación mejorada

El uso de nanofluidos ha ido demostrando un gran potencial hacia la recuperación de petróleo mejorada (EOR/IOR). Esto ha hecho que se hayan llevado a cabo distintos estudios experimentales con el fin de poder evidenciar el verdadero rendimiento de estos en un medio poroso. En un estudio realizado por Miranda *et al* (2012) ha indicado que las nanopartículas de sílice son un excelente material debido a su fácil producción y elaboración. Además de este, Madhan *et al* (2014) informaron que no solamente la sílice se puede usar como nanopartícula, sino también existe una posibilidad de usar óxidos como el de aluminio, zinc, níquel, titanio, circonio y magnesio, puesto que estos tienen la capacidad de poder aumentar la recuperación de

petróleo. Asimismo, indicaron que el uso de estos elementos en los fluidos base altera la humectabilidad, reducen la tensión interfacial y ayudan a controlar la viscosidad.

Como consecuencia, Hasannejad *et al* (2017) llevaron a cabo experimentos que consistieron en hacer inyección de nanofluido de sílice para controlar la migración de finos. Dicho fluido tiene la capacidad de cambiar las propiedades de las paredes de los poros, esto se debe al estudio de análisis AFM (Microscopio de fuerza atómica), el cual permite medir la rugosidad a escala manométrica y/o atómica de un material, donde obtuvieron que este tipo de material ayuda a aumentar la rugosidad de las paredes de los poros (ver Figura 10) a su vez controlando la migración de finos. Además, el estudio mostró que el nanofluido con una concentración en masa del 0.1% fue el que arrojó un mejor rendimiento y redujo la migración de finos en cerca del 80% como se resalta en la Figura 11.

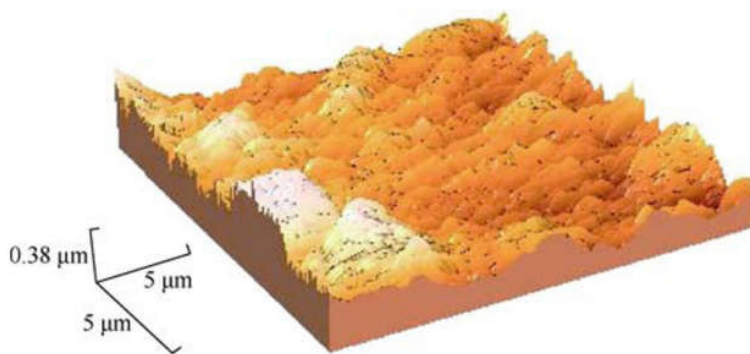


Figura 10. Rugosidad de la superficie con nanofluido a 0.1% en peso de óxido de silicio.

Fuente: Hasannejad et al (2017).

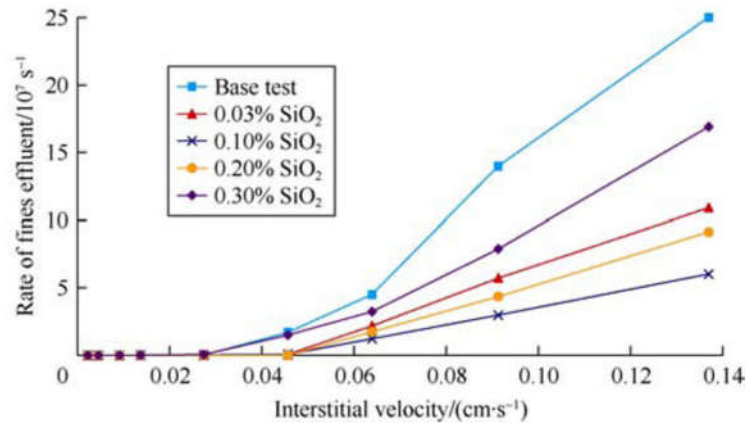


Figura 11. Flujo promedio de finos vs. Velocidad intersticial a una salinidad del fluido inyectado de 0.3 mol/L.

Fuente: Hasannejad et al (2017).

Más tarde, Ahmed *et al* (2020) realizaron una modificación a un nanofluido de sílice modificándole su superficie con sulfonato de olefina como tensoactivo aniónico para tratar de aumentar un poco más la recuperación de petróleo como un proceso EOR, esto teniendo principal incidencia en la presión capilar y mojabilidad/humectabilidad de la roca, funcionando como un surfactante orgánico, que, comparado con un surfactante tradicional, tiene la ventaja de modificar mojabilidad de la roca. Los tensoactivos son utilizados debido a su propiedad de modificar la tensión superficial entre dos fluidos no solubles, en este caso entre el nanofluido y el fluido del yacimiento (crudo especialmente). Los experimentos que llevaron a cabo los autores fueron realizados en dos fases, primero una inundación del núcleo con agua hasta llegar a la saturación de petróleo residual, posteriormente se inició la inundación con el nanofluido modificado y finalmente un barrido con salmuera para recuperar el nanofluido inyectado. El principal objetivo fue medir el potencial de este nanofluido para la recuperación del petróleo a condiciones de yacimiento (119°C y 2.200 psi). Durante el experimento, las nanopartículas de sílice modificadas

en la superficie alteraron la humectabilidad de la roca de débilmente mojable por agua a más mojada por agua, lo que se evidenció por la reducción en el ángulo de contacto de 80° a los valores mínimos de 3° – 2° como se muestra en la Figura 12. El efecto que generan las NPs al fluir con mayor facilidad en los poros menores de 1 micra, influye directamente a un mejor barrido del hidrocarburo en el yacimiento alterando la humectabilidad.

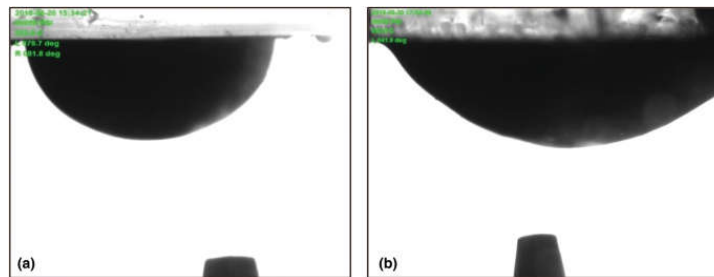


Figura 12. Gota de aceite después de ser tratado con salmuera (a) y nanofluidos (b).

Fuente: Ahmed et al (2020).

Otra propiedad importante que se modifica es la tensión interfacial entre el nanofluido y el crudo antes y después de los tratamientos, debido a que el nanofluido llega a la interfaz agua-aceite, disminuyendo a la tensión interfacial, generando un ambiente tipo Winsor III. En la Figura 13, la tensión interfacial disminuyó de 17.1 a 6 mN/m a una temperatura de 25°C , esto se debe al asentamiento de las nanopartículas en la interfaz agua/aceite haciendo que las partículas de crudo se dispersen de una mejor manera en el agua y se puede “barrer” del yacimiento más eficientemente. Aumentando la temperatura, se tiene una disminución de 7.16 a 5.13 mN/m. Esta disminución ayuda a reducir la presión capilar lo que se traduce a una mayor eficiencia en la recuperación del aceite, esto se debe a que esta presión va ligada directamente a la tensión interfacial y a la humectabilidad, si alguna de estas disminuye, esta también lo hará.

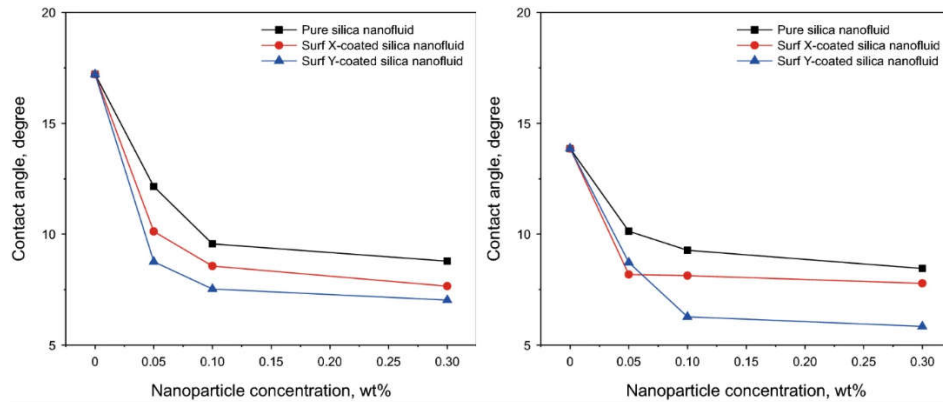


Figura 13. Efecto de la concentración de nanopartículas y la modificación de la superficie de sílice sobre la tensión interfacial a 25 y 85 °C.

Fuente: Ahmed et al (2020).

La Figura 14 ilustra los cambios en la presión diferencial para dos corridas distintas, nanofluido de sílice puro y modificado. El incremento en la presión se debe al aumento de la viscosidad de este y la reducción de la permeabilidad debida al entrapamiento de las nanopartículas lo que aumenta la posibilidad de fluido hacia los poros no inundados ayudando así a un barrido más eficiente y, por consiguiente, una mayor recuperación del petróleo.

En consecuencia, a las pruebas realizadas, la recuperación final de aceite aumentó significativamente en 8.5 y 20.6% para inundaciones con nanofluido de sílice pura y modificada respectivamente, en donde inicialmente se tenía una recuperación de 32 y 39.1% con recuperación primaria, los resultados se ilustran en la Tabla 3.

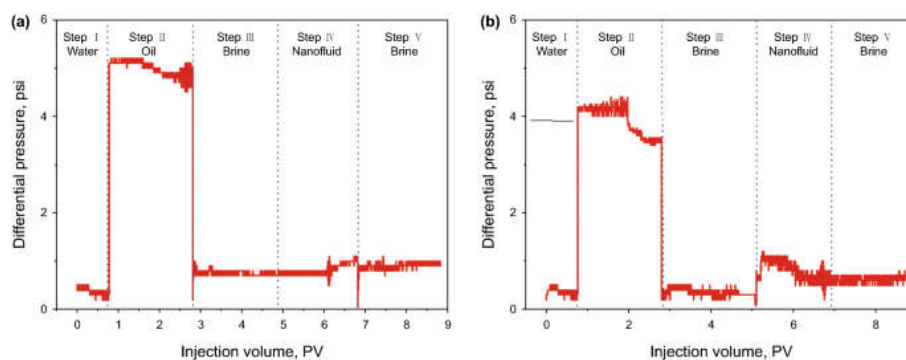


Figura 14 Cambios en la presión diferencial en la inundación del núcleo. (a) nanofluido sílice puro, (b) nanofluido modificado.

Fuente: Ahmed et al (2020).

Tabla 3. Comparación de la recuperación de petróleo mediante inundaciones con nanofluidos de sílice puro y modificados.

Muestra	Fluido inyectado	Recuperación con inyección de agua, %	Recuperación adicional con nanofluido, %
Berea C-I	Nanofluido sílice pura	32	8.5
Berea C-II	Nanofluido modificado	39.1	20.6

Fuente: Ahmed et al (2020).

Los resultados finales obtenidos por los autores indican que la tensión interfacial disminuye en un 30%, la viscosidad de la salmuera aumentó de 0.001 a 0.008 Pa·s al introducir las nanopartículas de sílice a la fase acuosa para una mejor eficiencia de desplazamiento durante la EOR asistida por químicos. Los experimentos revelaron que la recuperación final de petróleo aumenta aproximadamente un 13% con una inundación de nanofluido de sílice recubierta de surfactante después de la inyección de agua convencional.

Onyemachi *et al* (2020) realizaron una serie de experimentos usando distintos tipos de nanopartículas de óxido distintas a las de sílice; además, añadiendo partículas de Irvingia Gabonensis (Ogbono), la cual es una semilla propia de África tropical, con el fin obtener resultados prósperos de recuperación de aceite en yacimientos en el delta de Níger. El primer óxido que probaron fue de magnesio, donde se obtuvo una recuperación adicional de 1.3% luego de haber realizado el proceso de inyección de agua; luego se adicionó el Ogbono y el resultado fue un aumento de 9.4% adicional, indicando que la adición de este polímero tratado aumenta la recuperación total de aceite debido a su viscosidad el cual disminuye la movilidad del fluido desplazante como se evidencia en la Tabla 4.

Tabla 4. Resultado de la recuperación de aceite con inyección de nanofluidos de óxido de magnesio.

Muestra	Núcleo A1F		Núcleo A2F	
1	OOIP	16	OOIP	15.3
2	A1F+salmuera	5.9	A1F+salmuera	6.2
3	A1F+salm+MgO	0.2 (1.3%)	A1F+salm+MgO+Ogbono	1.5 (9.4%)
4	Aceite recuperado	6.1	Aceite recuperado	7.7
5	% de aceite recuperado	38.1%	% de aceite recuperado	50.3%

Fuente: Onyemachi et al (2020).

El siguiente óxido fue de aluminio, donde se obtuvo una recuperación 8.7% usando solo este tipo de nanopartículas, mientras que cuando se añade el Ogbono, la recuperación fue de 11.3%. La Tabla 5 resalta el porcentaje de aceite recuperado con inyección de agua y nanofluido (47.7%) y adicionalmente, añadiendo el Ogbono con una recuperación total de 53.2%.

Tabla 5. Resultado de la recuperación de aceite con inyección de nanofluidos de óxido de aluminio.

Muestra	Núcleo A5F		Núcleo A6F	
1	OOIP	17.2	OOIP	20.3
2	A5F+salmuera	6.7	A6F+salmuera	8.5
3	A5F+salm+Al ₂ O ₃	1.5 (8.7%)	A6F+salm+ Al ₂ O ₃ +Ogbono	2.3 (11.3%)
4	Aceite recuperado	8.2	Aceite recuperado	10.8
5	% de aceite recuperado	37.7%	% de aceite recuperado	53.2%

Fuente: Onyemachi et al (2020).

Por último, realizaron el mismo proceso de inyección usando nanopartículas de óxido de zinc donde se obtuvo un porcentaje desfavorable de recuperación total de tan solo el 35.1%, el menor con respecto a los otros óxidos; sin embargo, al combinarlo con el Ogbono, el aumento fue significativo, pues la recuperación fue del 52.4% como se resalta en la Tabla 6.

Tabla 6. Resultado de la recuperación de aceite con inyección de nanofluidos de óxido de zinc.

Muestra	Núcleo A7F		Núcleo A8F	
1	OOIP	18.5	OOIP	22.3
2	A7F+salmuera	6.2	A8F+salmuera	9.7
3	A7F+salm+ZnO	0.8 (4.3%)	A8F+salm+ZnO+Ogbono	2.0 (9%)
4	Aceite recuperado	6.5	Aceite recuperado	11.7
5	% de aceite recuperado	35.1%	% de aceite recuperado	52.4%

Fuente: Onyemachi et al (2020).

Otra de las variantes que tiene la inyección de nanofluidos fue estudiada por Agi *et al* (2021), este estudio se llevó a cabo para probar la inyección de nanofluidos mediante ultrasonido a 40 kHz y 500W para mejorar la recuperación de petróleo pesado. Las nanopartículas de sílice se obtuvieron de racimos de frutas vacías tratadas térmicamente ESBSNF, donde esta combinación logró disminuir la viscosidad del petróleo pesado como se observa en la Figura 15. Esto se debe a que una exposición larga del ultrasonido provoca cavitación y así mismo, las nanopartículas potencian este efecto debido a generación de radicales libres para reacciones de hidrogenación y craqueo, en consecuencia, de esto absorben los asfaltenos y actúan como catalizadores para descomponer la estructura del petróleo pesado.

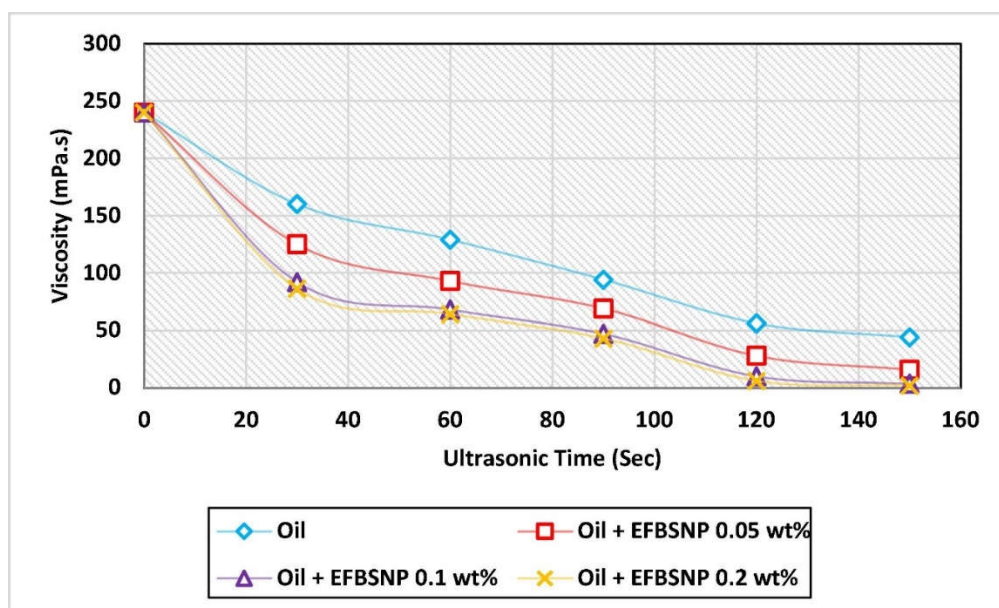


Figura 15 Influencia de EFBNSF en la reducción de la viscosidad del petróleo pesado en presencia de ultrasonido.

Fuente: Agi et al (2021).

Entre otros resultados destacados se encuentra que al hacer uso de una concentración de 0.1% en peso de EFBSNF se recuperó el 44.3% del petróleo, aumentando así la recuperación de este en un 18% en comparación con la inundación de nanofluidos sin ultrasonido como se ilustra en la Figura 16. Entre tanto, este aumento en la recuperación se debe a que el ultrasonido interactúa con las fuerzas intermoleculares provocando tensiones que hacen aumentar la presión y la temperatura. En la Figura 17 se resalta la caída de presión provocada por el estudio, lo que hace indicar que al caer mayormente la presión usando este método, hace que la viscosidad del petróleo disminuya empujándolo así por delante del EFBSNF. Además, el aumento de la temperatura puede llegar a causar una reducción de la tensión interfacial y de viscosidad dando como resultado una mayor recuperación de petróleo, por incremento del número capilar.

Según Abdallah *et al* (2007), el número capilar va ligado a la recuperación de petróleo ya que depende del incremento del gradiente de presión o de las fuerzas viscosas de los fluidos. Un número capilar alto se traduce a una mejor recuperación del crudo y esto se puede lograr ya sea disminuyendo la tensión interfacial o produciendo una mayor caída de presión en el yacimiento.

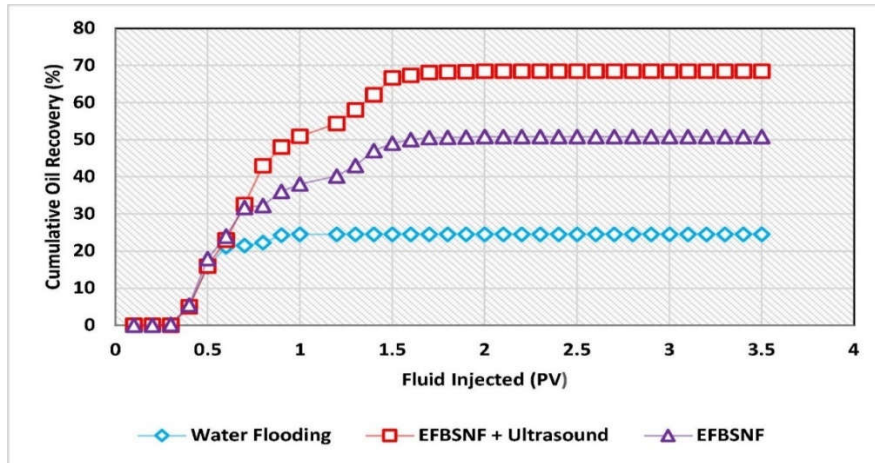


Figura 16 Eficiencia de recuperación de aceite al 0.1% en peso de ESBNSF con y sin ultrasonido en comparación con la inyección de agua.

Fuente: Agi et al (2021).

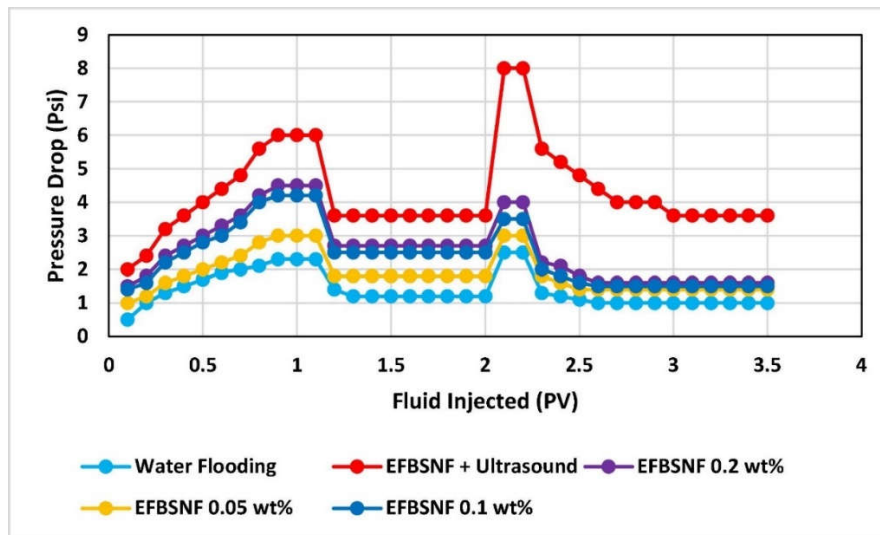


Figura 17 Perfil de caída de presión de la inundación EFBSNF con y sin ultrasonido en comparación con la inundación con agua.

Fuente: Agi et al (2021).

2.2.1. Aplicaciones en Colombia

En Colombia también se han llevado a cabo aplicaciones en yacimientos de crudo pesado y extra pesado. Uno de estos estudios fue realizado en el campo Chichimene, en donde se escogieron dos pozos a los cuales se les inyectó un nanofluido a base de aceite. El propósito de este proceso fue para la evaluación de la influencia sobre el mejoramiento de la movilidad y la mitigación de la alteración de la mojabilidad. Luego de realizarse la inyección del fluido, la producción en los pozos incrementó, este aumento se vio reflejado en la reducción del daño en el pozo. El aumento de la producción duró 269 días después de ser tratado el campo, lo que refleja que el proceso fue eficiente. Asimismo, se presentó reducción de la viscosidad y, por lo tanto, mejoramiento en la movilidad del crudo. En los primeros 9 días después del proceso, la reducción de la viscosidad fue del 98% (Zabala et al., 2016).

Un estudio reciente llevado a cabo por Amado & Mayorga (2021), relaciona los efectos que tiene la presencia de los nanofluidos en la producción de crudo que se realiza con el bombeo electro sumergible. En este estudio se efectúan distintas simulaciones en el software Pipesim 2017 para distintos escenarios: 1) producción sin nanofluido, 2) nanofluido a 450ppm, 3) nanofluido a 700ppm y 4) rompedor de emulsiones a 1000ppm. Los resultados obtenidos para los distintos escenarios se evidencian en la Tabla 7.

Tabla 7. Resumen de la simulación en Pipesim 2017 para los distintos escenarios.

Escenario	Caudal Producido	Eficiencia Bomba	Potencia Bomba	Viscosidad cP
Sin nanofluido	14202 bpd	69,53%	429,33 hp	411 cP
Nanofluido 450	18299 bpd	38,9%	389,83 hp	169 cP
Nanofluido 700	2646 bpd	38,9%	358,43 hp	158 cP
Rompedor 1000	2794 bpd	38,9%	247,25 hp	123 cP

Fuente: Amado & Mayorga (2021)

Se presenta un compilado de los datos obtenidos durante la simulación para evaluar el comportamiento de la bomba en los cuatro escenarios, se observa que en el tercer y cuarto escenario la bomba no alcanza a levantar a superficie ni la mitad del caudal producido normalmente debido a que no está capacitada para trabajar en esas condiciones. También se puede determinar que a caudales superiores a 18.000 BPD la bomba tendrá una reducción en su eficiencia en un 55% en comparación al comportamiento inicial; esto se debe a que el rompedor de emulsión reduce la viscosidad del fluido, al ocurrir estas reducciones de viscosidades en todos los escenarios se presenta un aumento en el caudal producido por el pozo, pero la bomba no tiene la capacidad de llevarlo a la superficie disminuyendo la eficiencia del sistema. Finalmente, el estudio concluye que para un mejor aprovechamiento del uso de los nanofluidos es utilizar una concentración por debajo de 450ppm con el fin de que la bomba pueda trabajar en las condiciones operativas para las cuales fue diseñada (Amado et al, 2021).

Por otra parte, un estudio realizado con el crudo del campo en el sur de Colombia, llevado a cabo por el grupo de investigación Michael Polanyi en asociación con compañía operadora

(2018), donde se obtuvo que la viscosidad se reduce en una mayor medida con una tasa de corte menor y una temperatura alta, con una reducción de casi el 95% como se observa en la Figura 18. Esta figura ilustra la disminución de la viscosidad a una tasa de corte menor y una temperatura mayor. En este caso para una tasa de corte de 1s-1 a 30°C la reducción es del 90%, si aumenta la temperatura a 50°C, la disminución aumenta en 5% adicional. Esto se debe a la ley de viscosidad de newton, en esta se relación la tasa de corte con la viscosidad de manera directa; por otra parte, la relación entre la temperatura y la viscosidad es inversa, mientras una aumenta la otra disminuye.

Además de esto, se produjo una reducción de consumos de nafta (diluyente más utilizado en el transporte de crudo pesado para disminución de la viscosidad) de 40% a 18%, permitiendo transportar más contenido de crudo por cada barril de mezcla, debido a que en ausencia de nanofluido se transporta un 60%, pero con nanofluido es posible transportar un 72%. La reducción de este diluyente ayuda significativamente a la disminución de los costos de su producción y/o compra (GIFS, 2018).

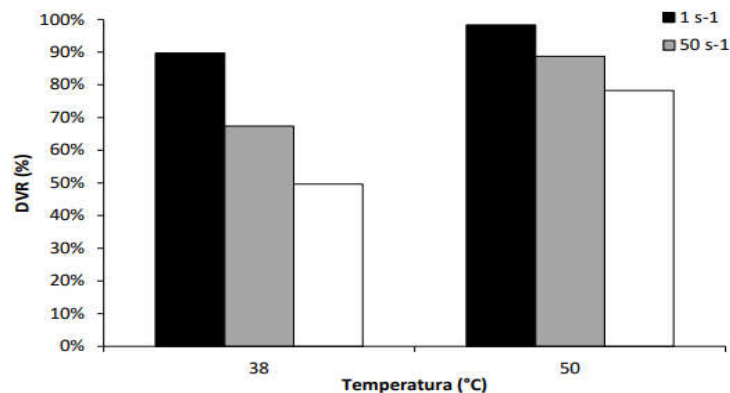


Figura 18 Grado de reducción de viscosidad (DVR) del crudo con diferentes temperaturas.

Fuente: GIFS, 2018.

Un estudio adicional fue llevado a cabo (GIFS, 2019), en donde se realizaron pruebas de inyección de nanofluidos con tensión superficial 29.4 mN/m en base aceite, obteniendo como resultados importantes la reducción del 70% de la viscosidad del crudo a 25°C, sin embargo, a medida que aumenta la temperatura dicha reducción va disminuyendo gradualmente como se observa en la Figura 19. De igual forma, se nota que una menor concentración del nanofluido influye directamente en el porcentaje de reducción, pues para una baja concentración la reducción de la viscosidad será menor que cuando se tiene una mayor concentración, destacando que, como estudios revisados en apartados anteriores, existe un nivel óptimo de nanofluido donde la reducción es la máxima, después de este la reducción va disminuyendo gradualmente.

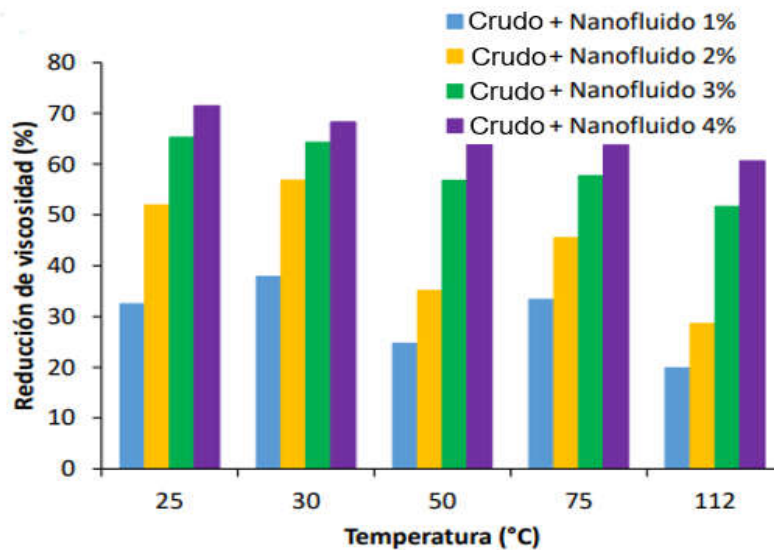


Figura 19 Reducción de la viscosidad a distintas concentraciones de nanofluido y temperatura.

Fuente: GIFS, 2019.

Asimismo, la tensión interfacial también se vio afectada reduciéndose de 25.1 a 4.1 mN/m lo que viene ligado directamente con la presencia de tensoactivo en la formulación del nanofluido. En este mismo sentido, la humectabilidad también sufrió cambios beneficiosos

aumentando significativamente la presencia de la fase acuosa en el medio poroso. Todos estos cambios hicieron que el factor de recobro aumentara pasando de 67% a 79% (GIFS, 2019).

De acuerdo con los casos de aplicación vistos anteriormente, los nanofluidos toman relevancia importante a la hora de la recuperación adicional de crudo, modificando parámetros y/o variables tales como presión capilar, humectabilidad de la roca, etc..., aumentando el factor de recobro, en el estudio de aplicación de nanofluido ferromagnético en el campo Madrugador, el objetivo principal no fue incrementar el factor de recobro, estuvo centrado en alargar la vida útil del equipo electro sumergible, el cual según antecedentes, de acuerdo a la viscosidad del fluido, presentaba múltiples eventos de atascamiento de equipo de fondo, de allí nació la necesidad de ayudarlo a la bomba para que el fluido en fondo no fuera tan complejo la movilidad del mismo, en la sección de resultados evidenciaremos el éxito que tuvo esta aplicación en la eliminación de eventos de bloqueo de sistema de levantamiento artificial, aportando este caso de éxito en Colombia a los casos de éxitos presentados anteriormente.

2.3. Nanofluido Ferromagnético

Este tipo de fluido hace referencia a sistemas coloidales compuesto por nanopartículas de óxido de hierro (Fe_3O_4) que ha sido sintetizada previamente por el método de co-precipitación química (Lopez *et al*, 2010).

Las propiedades dieléctricas o magnéticas de estos nanofluidos tienen un comportamiento distinto cuando se irradian con ondas electromagnéticas. Su capacidad de absorber la energía

puede causar perturbaciones en los contactos agua-aceite ayudando así a mejorar la movilidad del aceite (Zaid *et al*, 2013). Se ha podido observar en estudios previos la mejora de parámetros del yacimiento con estos fluidos, como la reducción de la tensión interfacial, la viscosidad del fluido, alteración de la mojabilidad, mejoramiento de las propiedades del fluido y una mejor movilidad del aceite en el medio poroso (Baig *et al*, 2016).

Yahya *et al* (2012) estudiaron los efectos de los nanofluidos hechos con ferrita de cobalto (CoFe_2O_4) y añadiendo la interacción con ondas electromagnéticas para mejorar la movilidad del fluido, esto se da por las propiedades eléctricas de este material, pues tiene una gran capacidad de poder absorber la energía eléctrica de las ondas electromagnéticas convirtiéndola en calor, esto a su vez ayuda a reducir la viscosidad del fluido del yacimiento y así mejorar su movilidad. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 8, donde se muestra que la inclusión de estas ondas electromagnéticas ayudó a recuperar aproximadamente 3.6 veces más que cuando se usó el nanofluido sin la influencia de estas.

Tabla 8. Recuperación de crudo después de la inyección de nanofluido con y sin ondas electromagnéticas.

	OOIP	Recuperación con inyección de agua	ROIP	Recuperación con el nanofluido	Factor de recuperación del nanofluido
Nanofluido	46 ml	34.5 ml	11.5 ml	1 ml	8.7 %
Nanofluido + Ondas electromagnéticas	42.50 ml	33 ml	9.5 ml	3 ml	31.58%

Fuente: Yahya et al (2012).

Zaid et al (2014) estudiaron la influencia de los nanofluidos a base de ferrita de níquel-zinc según su proporción de nanopartículas en la recuperación del crudo. Los resultados obtenidos de la caracterización de la saturación magnética de las muestras de nanofluidos, ver Tabla 9, y de la recuperación de crudo en la muestra, ver Figura 20, muestran que la de mayor saturación magnética fue la que mejor resultados dio con un 26.07% de recuperación de aceite. los resultados obtenidos se traducen igualmente a que una mayor saturación magnética de las nanopartículas se traducirá en mayor irradiación de calor por las mismas, ayudando de igual manera a una reducción sustancial de la viscosidad, permitiendo así una mayor recuperación de crudo.

Tabla 9. Resultados del Magnetómetro de muestra vibrante.

Combinaciones Níquel-Zinc	Saturación Magnética (emu/g)
0.0	29.7
0.25	49.8
0.5	52.6
0.75	23.4
1.0	17.7

Fuente: Adaptación de Zaid et al (2014).

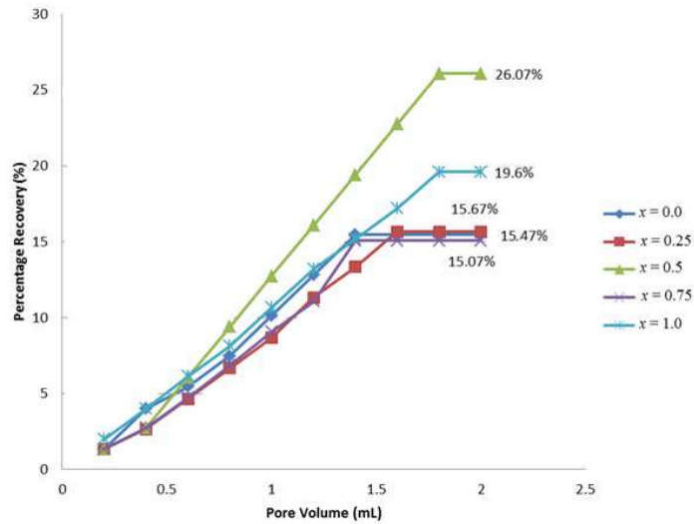


Figura 20 Porcentaje de recuperación de crudo.

Fuente: Zaid et al (2014).

Recientemente, Ali *et al* (2020) llevaron a cabo una investigación del comportamiento en la adsorción de estos nanofluidos compuestos por Fe_2O_3 y Fe_3O_4 como método de recuperación del petróleo. En este estudio midieron el potencial de las nanopartículas en la reducción de la tensión interfacial, donde obtuvieron que el Fe_3O_4 redujo la IFT hasta aproximadamente un 14.3%, mientras que el Fe_2O_3 mostró una reducción ligeramente menor del 3.3% en promedio como se muestra en la Figura 21. Esto se debe a que para el nanofluido con Fe_2O_3 , las partículas utilizadas son fuertemente hidrofílicas, se humedecen por completo y no influyen en las propiedades de la interfaz de dispersión acuosa. En cambio, las superficies de las nanopartículas de Fe_3O_4 tienen una mayor hidrofobicidad y adsorción, lo que proporciona una fuerza impulsora para su unión en la interfaz bifásica líquido/fluido

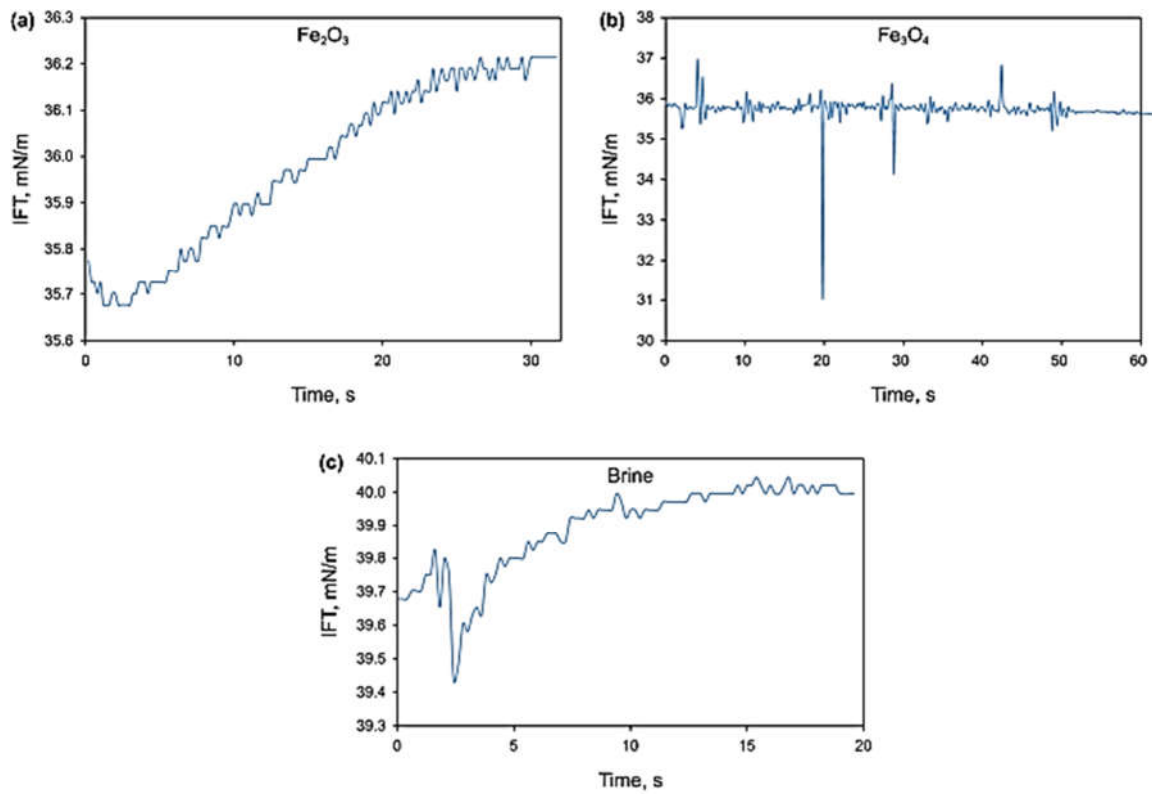


Figura 21 Tensión interfacial de a) crudo y Fe_2O_3 , b) crudo y Fe_3O_4 , c) salmuera y crudo.

Fuente: Ali et al (2016).

Capítulo 3. Descripción del Proyecto

3.1. Generalidades del proyecto – aplicación en campo

El proyecto nace con base a la necesidad de disminución de eventos de bloqueo del sistema de levantamiento artificial electrosumergible, los cuales estaban siendo recurrentes en el pozo Madrugador 1, para lo cual la compañía operadora, decide contratar a personal externo para el análisis y diseño de la solución a este inconveniente, en donde realizaron tomas de muestras de fluidos, análisis y selección de nanofluido, esto con el objetivo de reducir la viscosidad, mejorando la movilidad y permitiendo al equipo electrosumergible, eliminar estos eventos de bloqueo de equipo de fondo, los cuales requerían circulaciones para arranque forzado, exceso de diluyente para blending de crudo. Esto con el objetivo de extender el tiempo de vida de la bomba según recomendaciones del fabricante. El proceso de todo el proyecto se describe a continuación.

3.2. Generalidades

El área de aplicación es tectónicamente estable y sin mayor complejidad estructural, las acumulaciones de hidrocarburos responden principalmente a cierres estructurales en el yacimiento principal Arenisca U, y combinados con componente estratigráfico, principalmente en la unidad alterna Arenisca N (ver Figura 22). Esta área se caracteriza por la presencia de fallas invertidas de alto ángulo en un sistema de relevos con predominio NE-SW, característicos de la

condición estructural inicial de un sistema extensivo pre-Cretácico que posteriormente se invierte por el dominio compresivo-transgresivo del Oligoceno.

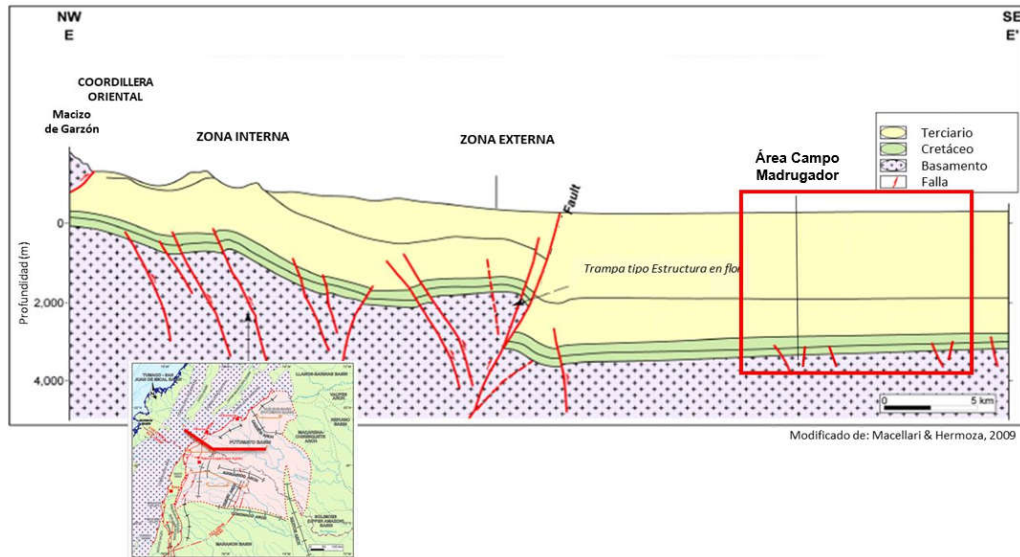


Figura 22 Corte Estructural regional – Cuenca Área Madrugador

Fuente: Compañía operadora

Los horizontes geológicos objeto de explotación de hidrocarburos en el área corresponden la denominada Formación Villeta de edad Cretácica por debajo de los 8.500 y hasta 9.600 Pies de profundidad vertical, con una litología variada que abarca una alternancia de capas de arena y arcilla, además de la presencia de horizontes calcáreos; todo esto producto de variaciones estáticas características de este periodo en el área geográfica, véase Figura 23.

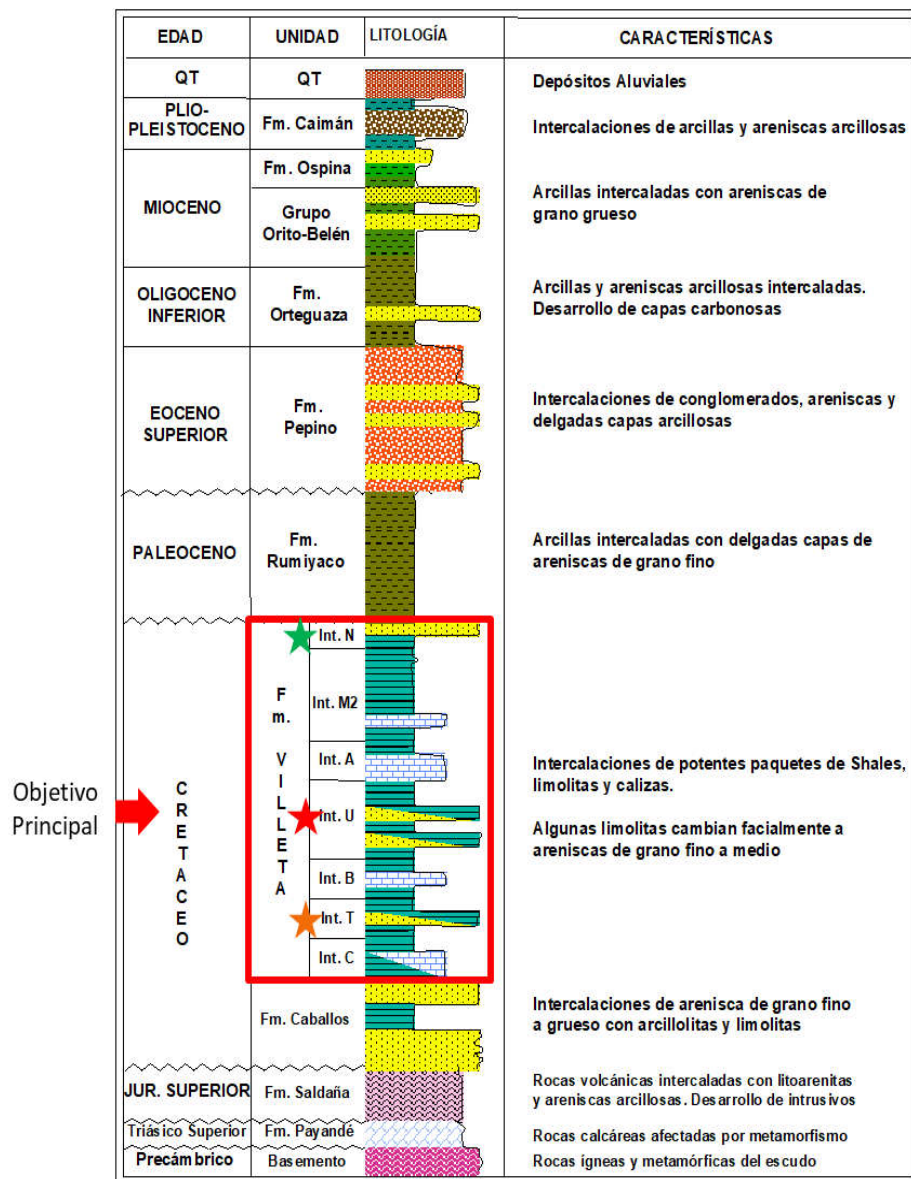


Figura 23 Columna Estratigráfica generalizada de la cuenca Madrugador.

Fuente: Compañía operadora

3.3. Yacimiento

3.3.1. Características petrofísicas

Tabla 10. Características petrofísicas del yacimiento en el campo Madrugador.

Parámetro	Valor	Unidades
Profundidad	8.500	pies
Espesor	20.2	pies
Porosidad	0.18	NA
Permeabilidad	418	MD
Tipo de yacimiento	Black oil	NA
Mecanismo de producción	Gas en solución	NA
Presión inicial	4.620	psi
Presión del Yacimiento	4.602	psi
Temperatura de Yacimiento	230	°F @8400pies

Fuente: Compañía operadora

Esta información es importante a la hora de realizar los respectivos nodales, esto con el objetivo de determinar con mayor exactitud las condiciones de migración de fluido del yacimiento al pozo y productividad del pozo, en este documento, no se plasmaron simulaciones de análisis nodal debido a terminos de confidencialidad.

3.3.2. Características del Crudo

Para el caso de estudio, la caracterización reológica del crudo a cinco temperaturas diferentes se observa en la Figura 24. Cabe resaltar que la escala de la abscisa de esta gráfica representa la viscosidad del crudo en cp y se encuentra en escala logarítmica. La ordenada representa la tasa de corte en segundos recíprocos.

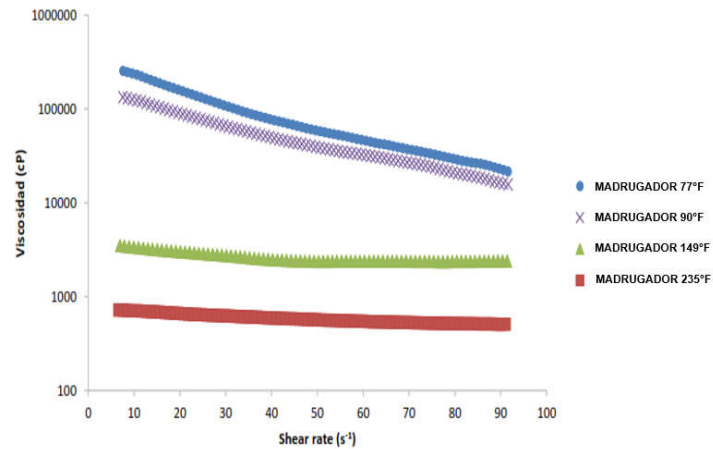


Figura 24 Reporte de análisis de reología del crudo Madrugador-01
Fuente: Compañía operadora

El comportamiento reológico de los fluidos permite observar el comportamiento de ciertos materiales cuando son sometidos a deformaciones o esfuerzos. En este sentido, la respuesta en viscosidad de los diferentes fluidos de yacimiento se evalúa para diferentes velocidades de cizalla en un rango entre 0 y 100 s^{-1} a temperatura de 77-235°F, a 77°F la viscosidad inicial es de aproximadamente 450.000cP. Igualmente, tal y como es de esperarse para fluidos pseudoplásticos, al aumentar la temperatura, la viscosidad disminuye en un alto grado. Del mismo modo, la dependencia de la viscosidad con respecto a la tasa de corte disminuye a medida que aumenta la temperatura, observándose comportamientos Newtonianos ligeramente desviados para temperaturas superiores a 149°F.

3.4. Metodología de evaluación de aplicación en campo

La metodología seguida para la prueba de nanofluidos para el pozo Madrugador-1 se llevó a cabo en cuatro fases consecutivas como se resalta en la Figura 25.

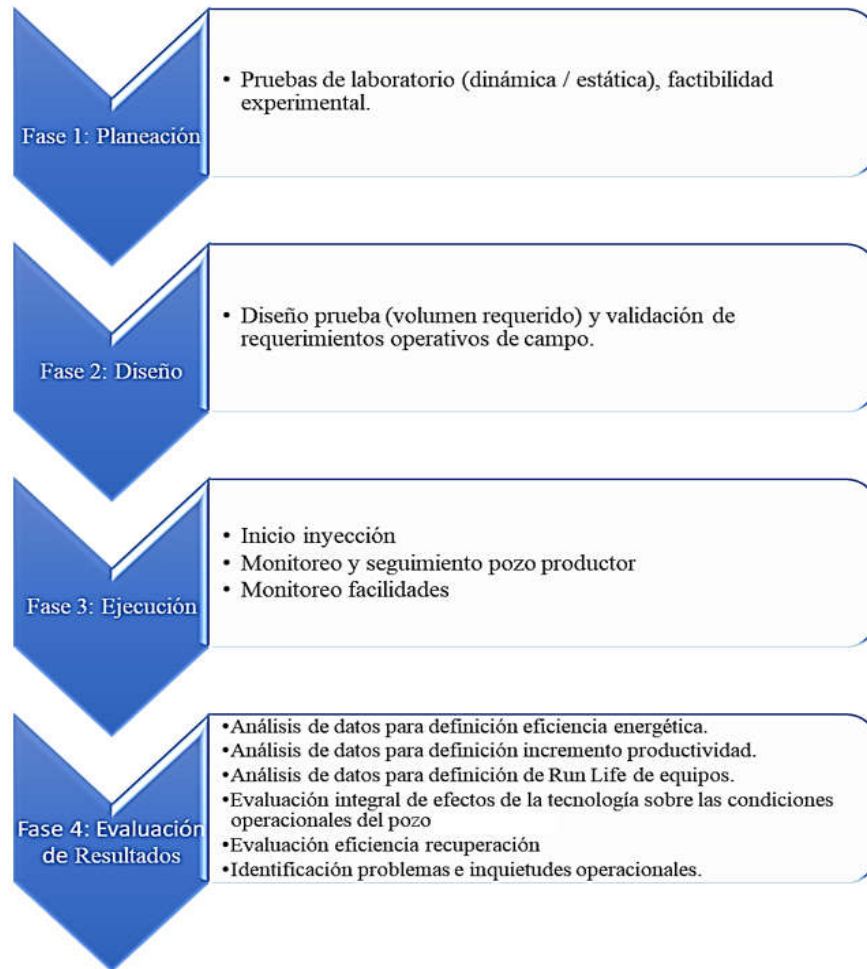


Figura 25 Fases para seguir según la metodología planteada para el pozo Madrugador-01.

Fuente: Compañía operadora

3.4.1. Fase 1: Planeación de Prueba de Campo.

- Caracterización del nanofluido para el uso en el pozo Madrugador-01.
- Hay que confirmar que las nanopartículas presentes en el nanofluido cumplen con los requerimientos de distorsión de red compleja de crudos pesados y que además ayuden a reducir la viscosidad de este.
- Verificar compatibilidad del nanofluido y los fluidos del yacimiento.
- Verificar los cambios viscoelásticos del crudo para distintas concentraciones del nanofluido.
- Estimar una concentración mínima a usar en el nanofluido para hacer su inyección al pozo (se estableció empíricamente en 2.500 ppm).

3.4.2. Fase 2: Diseño e Implementación Prueba de Campo.

- Requerimientos en superficie para llevar a cabo la inyección del nanofluido.
- Implementar plan de monitoreo y recopilación de información: pozo productor, facilidades de superficie, fluido de nano movilidad.

3.4.3 Fase 3: Ejecución.

- Monitoreo del estado y performance de las facilidades de superficie, además de las cantidades consumidas y requeridas de nanofluido.
- Llevar registro diario de los insumos gastados, estado de abastecimiento y el total causado en la prueba.

Capítulo 4. Resultados

4.1. Fase 1: Planeación de Prueba de Campo

Inicialmente, se llevó a cabo la caracterización del fluido del yacimiento teniendo así que, según el análisis SARA el crudo de Madrugador-01 se compone de 19.96% de asfáltenos, 22.4% saturados, 35.3% de aromáticos, 22.34% de resinas y tiene una viscosidad de 450.000 cP a 25°C. En cuanto al nanofluido denominado PRNF-A200, - se caracterizó con una densidad relativa de 0.905, una viscosidad de 14.1 cP y una tensión superficial de 294 mN/m (ligeramente menor a la del agua).

4.1.1 Caracterización del nanofluido.

En la Tabla 11 se observa la caracterización del tratamiento en términos de su densidad, tensión superficial y viscosidad. Se puede apreciar, que el nanofluido posee una densidad sustancialmente menor a la del agua con una tensión superficial de 29.4 mN/m, la cual es representativa de sistemas base aceite. Por último, la viscosidad reportada para este tratamiento es bastante superior a la del agua, esto estaría relacionado con la presencia de agentes tensoactivos en su formulación, y la suspensión de nanopartículas en el fluido.

Tabla 11 Información general nano fluido usado en campo madrugador

Tratamiento	A2000
Densidad (g/mL)	0.905
Viscosidad (cP)	14.1
Tensión Superficial (mN/m)	29.4

Fuente: Empresa fabricante nanofluido.

Por otro lado, en la Figura 26 se muestra el espectro FTIR del nanofluido. Se puede observar la presencia de grupos O-H en la banda alrededor de 3500 cm⁻¹, mientras que el par de bandas adyacentes hacen referencia a grupos C-H. Las bandas entre 1700 cm⁻¹ y 1300 cm⁻¹

corresponden a grupos orgánicos de C=C, C=O y C-N; mientras que las bandas 1250 cm⁻¹ y 920 cm⁻¹ muestran estos mismos grupos con triple enlace. Finalmente, grupos C-O y C-O-C se presentan en la región entre 910 cm⁻¹ y 630 cm⁻¹.

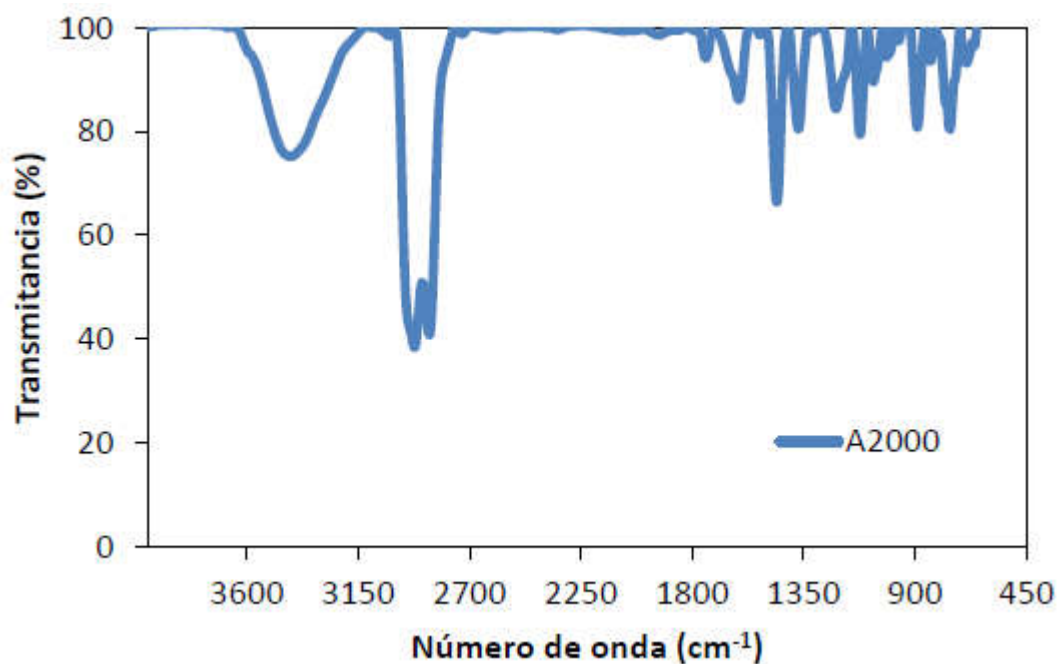


Figura 26 Espectro FTIR generado para el tratamiento A2000.

Fuente: Fabricante nanofluido

4.1.2 Interacción del tratamiento con los Fluidos de Yacimiento

En esta sección, se presentan los resultados de las pruebas estáticas que involucran el efecto del nanofluido sobre el comportamiento reológico del crudo del campo Madrugador, así como también, sobre la tensión interfacial en el sistema salmuera-crudo, y la compatibilidad entre estas fases.

Las pruebas de compatibilidad para el sistema salmuera-crudo Madrugador se reportan en la Figura 27. Se puede observar una casi inexistente interacción entre las fases con el sistema en ausencia del nanofluido, lo cual da cuenta de que, a pesar del alto contenido de asfaltenos en el crudo, éste no es fácilmente emulsionable. Por el contrario, la presencia de un 4 v/v% del nanofluido, altera el balance entre las fases, presentándose una fuerte interacción particularmente para la relación 20/80 de salmuera/crudo.

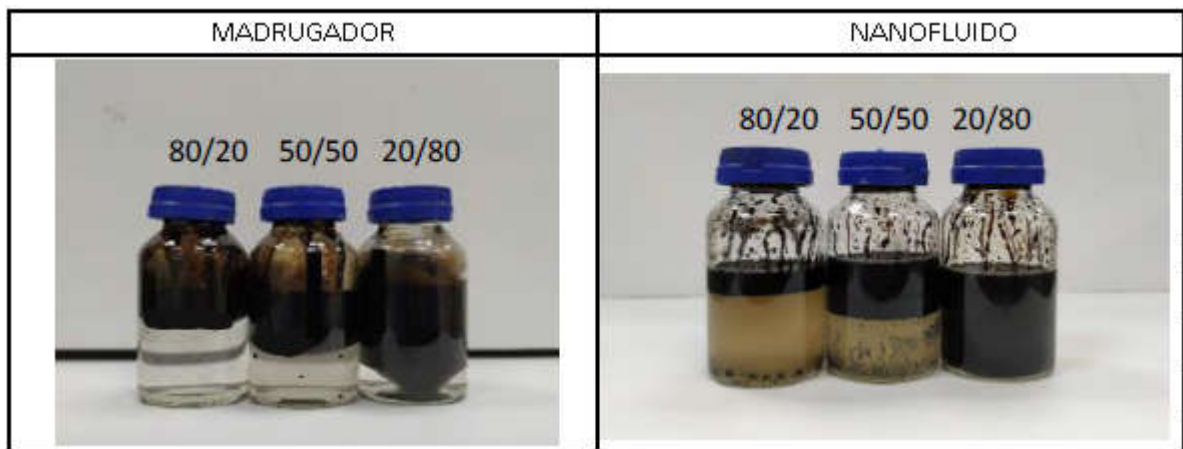


Figura 27 Pruebas de compatibilidad para el sistema Salmuera - Madrugador virgen y con presencia de tratamiento A2000 a una dosificación de 4 v/v%

Fuente: Fabricante nanofluido

4.1.3 Efecto sobre el comportamiento reológico

El efecto del nanofluido en el comportamiento de los crudos se evaluó a temperaturas de 25-112°C, siendo el valor superior la temperatura de yacimiento. En este sentido, en la Figura 28 se presenta el comportamiento reológico del crudo Madrugador en ausencia y presencia de nanofluido en concentraciones entre 1% y 4%. En el panel a, se observan los resultados a 25°C donde se visualiza que a medida que aumenta la concentración del nanofluido, la reducción de viscosidad hace lo mismo, teniendo además una menor tendencia adelgazante con la tasa de

corte. En el panel b, se presentan los resultados a 30°C, la cual es la temperatura estándar de transporte en oleoducto. Se observa que se mantiene la misma tendencia descrita anteriormente, pero con efectos ligeramente menores del nanofluido en la viscosidad.

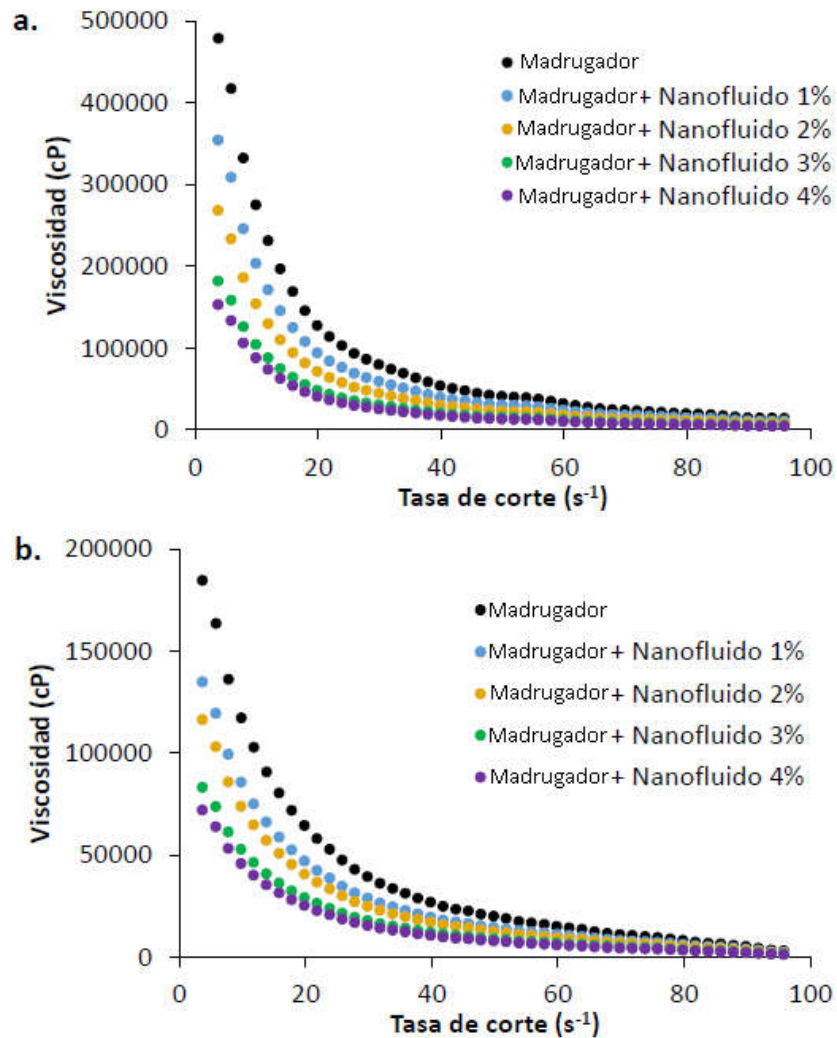


Figura 28 Comportamiento reológico del crudo en presencia y ausencia de diferentes concentraciones del nanofluido a a) 25°C y b) 30°C.

Fuente: Fabricante nanofluido

Un análisis más específico del rendimiento de los nanofluidos en la reducción de viscosidad para el crudo Madrugador se aprecia en la Figura 29, se observa la reducción de viscosidad calculada, cabe resaltar que dichos valores fueron tomados a una tasa de corte de 5 s^{-1} .

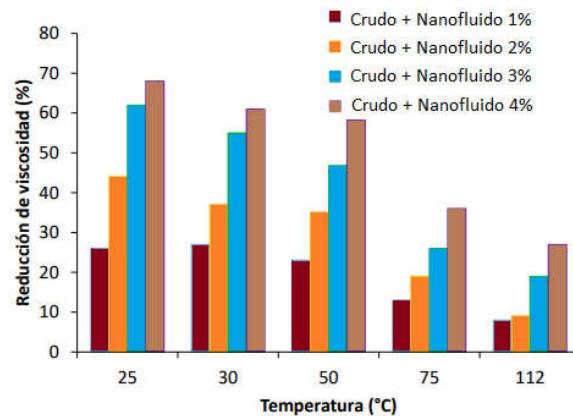


Figura 29. Reducción porcentual de la viscosidad para distintas concentraciones de nanofluido entre temperaturas de 25 a 112°C.

Fuente: Fabricante nanofluido

4.2. Fase 2: Diseño e Implementación Prueba de Campo.

4.2.1 Requerimiento de química:

Los volúmenes de químico se calcularon basados en el rango en el cual se movería la dosificación del fluido de acuerdo con las pruebas de laboratorio, es decir entre 2500 y 3200 ppm.

A la concentración máxima de 3200 ppm y teniendo en cuenta la producción de crudo del pozo se calcula entonces una tasa de inyección diaria de 29 g/d. Esta fue la tasa de inicio para garantizar normalización del sistema de producción.

4.2.2 Requerimiento de superficie:

Los requerimientos en superficie se detallan en la Figura 30, en ella se muestran las facilidades en superficie utilizadas para la aplicación, en resumen, es un pequeño sistema de inyección compuesto por una bomba de dosificación de 1000Lt de capacidad de almacenamiento la cual maneja bajos caudales y presiones suficientes para inyectar a la tubería a través del capilar.



Figura 30. Esquema Facilidades en Superficie - Equipo en operación con bomba de química para inyección por el capilar hasta cabeza de pozo Madrugador-01.

Fuente: Compañía operadora

4.2.3 Plan de Monitoreo y Recopilación de información:

El plan de monitoreo consideró aspectos importantes a lo largo de la prueba de campo como: lugar, variables a medir, frecuencia de medición, herramientas de medición (tanto para el pozo productor como para el sistema de inyección del nanofluido), las distintas observaciones y objetivos de cada uno de estos se ve reflejado en las Tablas 12, 12 y 14 respectivamente

Tabla 12. Variables de monitoreo para pozos productores.

Variable De Monitoreo		Herramienta/Técnica De Medición	Frecuencia
Efluentes De Producción	Caudales	Pruebas de producción	2 veces al mes
	Corte de agua		
	GOR		
Estado De Operaciones	Presión en cabeza (CHP, THP)	Sensor de Fondo ESP	8 veces al día
	Registro de PIP y Presión de descarga		
	Temperatura del motor (°F)		
	Frecuencia de la bomba (Hz)	VSD	
	Corriente motor (Amp)		

Fuente: Compañía operadora.

Tabla 13. Variables y técnicas de monitoreo de facilidades de superficie.

Punto De Monitoreo	Observaciones
Bombas	Se monitorea operatividad para dar una pronta solución a los cierres de inyección por fallas o posibles obstrucciones
Tanques De Almacenamiento	Identificar que se encuentre en condiciones operativas y se tenga un buen funcionamiento del sistema de mezclado.
Filtros	Monitoreo periódico de los componentes del filtro (medios filtrantes, tuberías de alimentación, boquillas, válvulas, etc.), revisando estado mecánico, presencia de taponamientos)
Dosificadores De Productos	Calibración, Revisión de estado mecánico

Fuente: Compañía operadora.

Tabla 14. Variables de monitoreo reductores de viscosidad a partir de nanopartículas.

Variable	Objetivo De Monitoreo
Concentración	Evaluar cumplimientos de criterios establecidos en formulación diseñada de acuerdo con el plan basado en pruebas de laboratorio y el MIC=2500 ppm.

4.3. Fase 3: Ejecución.

En 11 de diciembre de 2019 se inició la prueba de inyección continua del fluido de nano movilidad en el pozo Madrugador-01 a una concentración de **3200 ppm**, inyectando a una tasa de 30 galones/día. Una vez alcanzada la estabilización se redujo la concentración del nanofluido a 2500 ppm que fue la MIC recomendada por laboratorio y en mayo 2020 volvió a subir a 3200 ppm como se observa en la Figura 31.

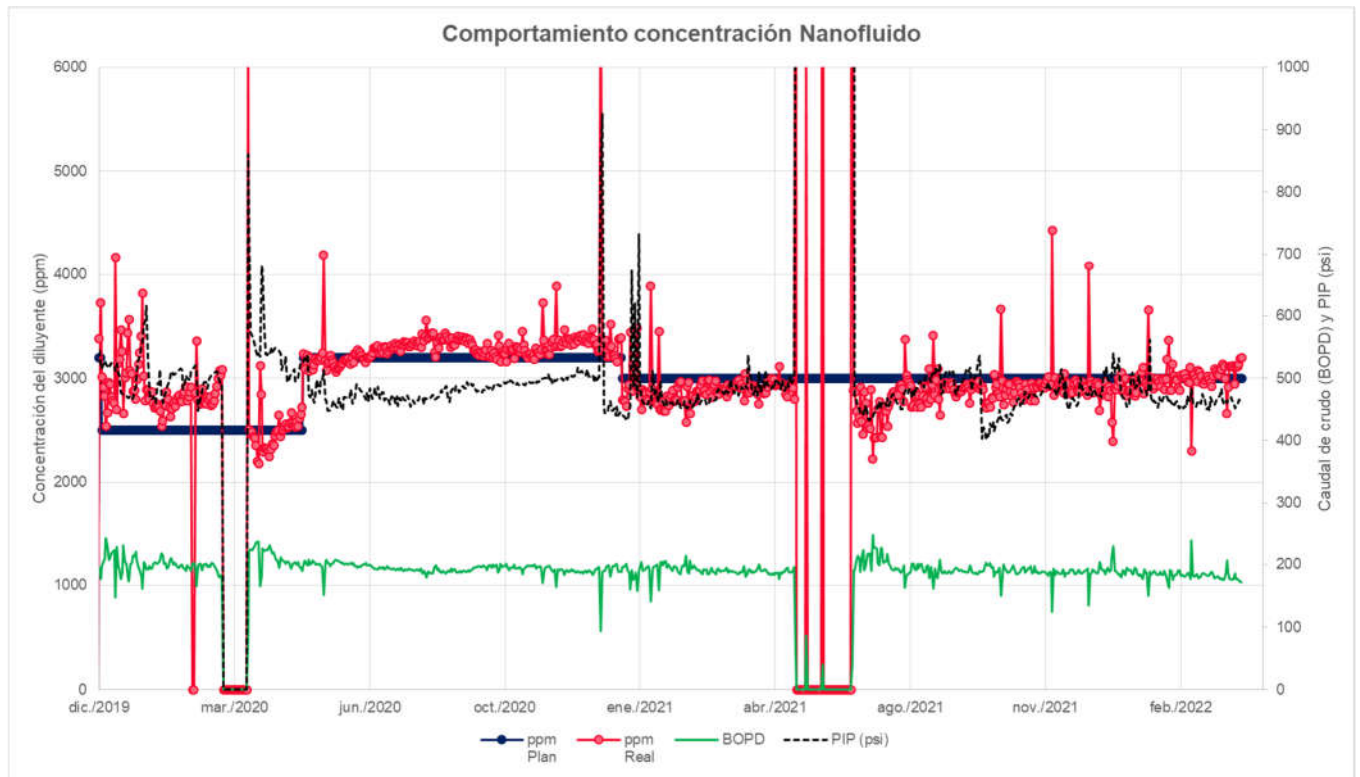


Figura 31. Comportamiento de la concentración del nanofluido.

Fuente: Compañía operadora

Se monitorearon los equipos y su fuente de energía, adicional se llevó control de las cantidades consumidas y requeridas para la finalización de la prueba. Se hicieron chequeos del sistema de bombeo y mantenimientos preventivos, así como también monitoreo de fluidos durante cada trasiego del producto, ver Figura 32.

Datos							
Densidad Nano kg/L		0.9					
Densidad Crudo gr/cc		0.976					
REAL	Tambores Gastados	189					
TEÓRICO	Tambores Gastados	336					

PPM	Fecha Iny. Su	Gal/día
3200	11-dic-19	30
2500	13-dic-19	27
2500	16-dic-19	28
2500	14-ene-20	25,2
2500	6-abr-20	23,5
3200	10-may-20	29
3200	25-ago-20	29
3000	1-ene-21	25

CABEZA DE POZO			VARIADOR					PRODUCCIÓN									
Fecha	THP (psi)	CHP (psi)	Frecuencia (Hz)	PIP (psi)	PD (psi)	Tint °F	T.mot °F	Corriente motor	BOPD	KSCFD	BWPD	BFPD	ppm Plan	ppm Real	Gal/día	Acum	*
17/03/2022	30	8	52	469	3696	235,8	265,8	30,3	180,69	1	7,2	187,89	3000	3037,731	25	20303,6	1
18/03/2022	25	5	52	470	3699	235,8	265,8	30,3	181,09	0,98	7,56	188,65	3000	3031,021	25	20328,6	1
19/03/2022	35	5	52	472	3696	236	266	30,2	177,28	1	7,6	184,88	3000	3096,162	25	20353,6	1
20/03/2022	30	10	52	483	3709	235	265	30,4	178,1	1,56	1,94	180,04	3000	3081,907	25	20378,6	1
21/03/2022	30	10	52	466	3691	235	265	30,2	175	1,56	5,26	180,26	3000	3136,501	25	20403,6	1
22/03/2022	28	12	52	458	3684	236	266	30,5	176,18	1,56	7,64	183,82	3000	3115,493	25	20428,6	1
23/03/2022	31	12	52	463	3686	236	266	30,6	183	1,38	2,65	185,65	3000	2999,386	25	20453,6	1
24/03/2022	30	12	52	461	3684	236	266	30,2	206,58	0,98	7,84	214,42	3000	2657,022	25	20478,6	1
25/03/2022	28	12	52	467	3689	236	266	30,6	188,41	0,98	7,35	195,76	3000	2913,261	25	20503,6	1
26/03/2022	30	10	52	467	3688	237	267	30,3	176,56	1,56	7,99	184,55	3000	3108,788	25	20528,6	1
27/03/2022	25	10	52	470	3687	237	267	30,3	176,56	3,73	13,16	189,72	3000	3108,788	25	20553,6	1
28/03/2022	32	10	52	464	3682	236	266	30,7	175,73	1,56	4,67	180,4	3000	3123,471	25	20578,6	1
29/03/2022	30	10	52	462	3681	237	267	30,5	176,72	0,89	5,84	182,56	3000	3105,973	25	20603,6	1
30/03/2022	25	12	52	452,2	3666	237,2	267,2	30,4	186,38	1,25	12,6	198,98	3000	2944,992	25	20628,6	1
31/03/2022	30	15	52	456,3	3667	237,2	267,2	30,2	176,91	1,2	7,65	184,56	3000	3102,637	25	20653,6	1
1/04/2022	28	10	52	458,4	3676	237	267	30,3	176,46	1,18	10,08	186,54	3000	3110,55	25	20678,6	1
2/04/2022	30	15	52	465,9	3684	236,5	266,5	30	174,86	4	2,06	176,92	3000	3139,012	25	20703,6	1
3/04/2022	35	12	52	462	3679	236,2	266,2	30,2	172,18	4	6,31	178,49	3000	3187,871	25	20728,6	1
4/04/2022	30	18	52	465	3682	235,4	265,4	30,1	171,76	0,96	8,35	180,11	3000	3195,666	25	20753,6	1

Figura 32. Seguimiento de la cantidad gastada real.

Fuente: Compañía operadora

La Figura 32 corresponde a la tabla de seguimiento que se llevaba una vez se inició la implementación del nanofluido en el pozo Madrugador 1, monitoreando las siguientes variables de presiones de cabeza de pozo THP (Presión de tubería producción, psi), CHP (Presión en casing, psi), Frecuencia (Velocidad de extracción de la bomba, Hz), PIP (Presión de intake a la entrada de la bomba, psi), Tint °F (Temperatura de intake a la entrada de la bomba, °F), Tmot °F (Temperatura de motor, °F), Corriente motor (Corriente que maneja el motor de fondo, Amperios), BOPD (Barriles de aceite por día), KSCFD (Miles de pies cúbicos estándar por día),

BWPD (Barriles de agua por día), ppm Plan (Concentración optima de nanofluidos de acuerdos a ensayos de laboratorio), Ppm Real (Concentración nanofluidos real en aplicación en campo), Gal/día (Caudal inyectado de nanofluido por día), el seguimiento de la mayoría de variables, nos permitió consolidar en la Figura 33, las principales conclusiones que tenemos con respecto a la aplicación del nanofluido.

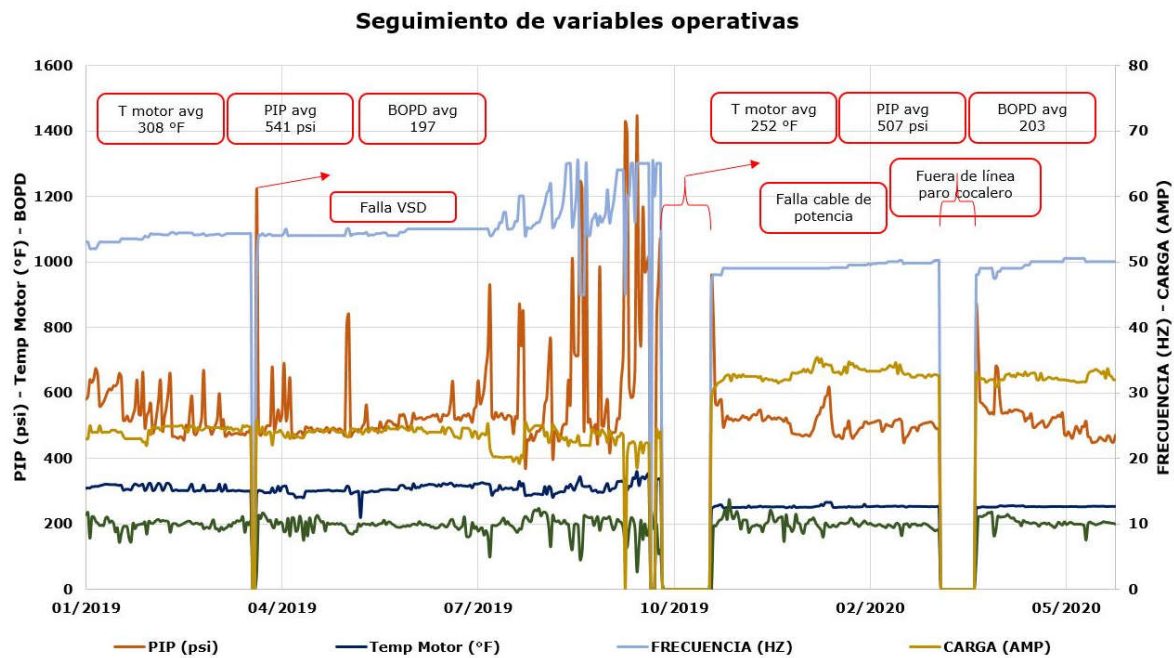


Figura 33 Seguimiento a variables operativas del pozo Madrugador 1

Fuente: Compañía operadora

De acuerdo con el seguimiento realizado en la gráfica 33, se tienen las siguientes conclusiones preliminares a partir del seguimiento de las variables operativas:

La temperatura de motor pasó de trabajar de una temperatura de motor de fondo de 308 a 252 °F, esto indica que el fluido tiene una mayor movilidad y se tiene un menor gasto y/o esfuerzo del sistema de levantamiento artificial BES.

Las variables de producción monitoreadas indican que la bomba electro-sumergible trabaja en condiciones favorables que permitirían alcanzar el tiempo de vida esperado por el fabricante.

4.4. Gravedad API y Viscosidad.

A medida que se avanzó la inyección del nanofluido en el pozo Madrugador-01 y durante varias mediciones, se obtuvo una gravedad API de 13.21 en promedio, la cual no tiene variación con respecto a la inicial antes de la aplicación del nanofluido, puesto que el objetivo del nanofluido no es craqueo de moléculas de hidrocarburos. Mientras tanto, la viscosidad tuvo un efecto positivo, pues se vio reflejada una reducción del 80 y 60% para los niveles de concentración de 3200 y 2500 ppm respectivamente, véase Figura 34.

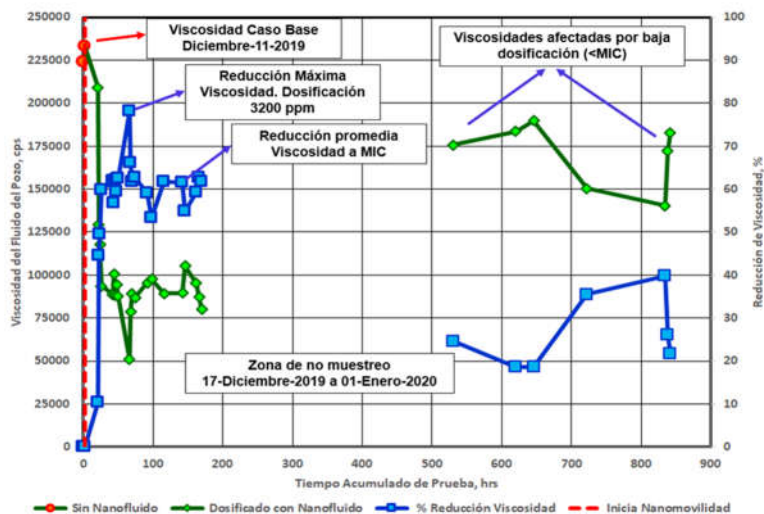


Figura 34. Medición de la viscosidad del crudo en el campo Madrugador-01 durante la aplicación del nanofluido.

Fuente: Compañía operadora

4.5. Parámetros Operacionales.

Se presenta en la Tabla 15 el porcentaje de reducción y/o aumento de las principales variables después de la inyección del nanofluido ferromagnético.

Tabla 15. Reducción y/o Aumento de los principales parámetros operacionales.

Parámetro	Reducción y/o Aumento
Temperatura promedio del motor	17,32% 
Presión promedio intake de la bomba	19,49% 
Producción promedio de aceite	2,5% 
Volumen de nafta y visco reductor	30,77% 
Factor de Recobro	0% 

4.5.1. Beneficios de la aplicación.

- Maximiza el tiempo de vida útil del SLA (ESP) debido a lo siguiente:
 - Reducción de la temperatura promedio del motor un 17 %
 - Reducción de la PIP promedio un 19% y comportamiento estable.
 - Disminución en la velocidad de pérdida de eficiencia de la bomba.
 - Eliminación de arranques forzados con circulaciones con diluyente.
- Se está produciendo de manera continua, eliminándose las paradas de pozos a causa de bloqueo del sistema de levantamiento artificial, Se obtienen 2.5% más barriles adicionales de crudo en promedio como producción incremental durante el tiempo de duración de la prueba.
- Reducción de costos, el reductor de viscosidad con Nano representa 30% menos en costo con respecto al reductor tradicional y tiene mayor efectividad.

4.6. Evaluación económica

Como ejercicio de rentabilidad para la aplicación del fluido de nanomovilidad se tiene de Incremental de 5 barriles de aceite por día en promedio día-año por reducción en diferidas y

ahorro anual promedio de 200 KUSD por intervención de subsuelo, con ello se obtiene un balance positivo en la recuperación de los gastos asociados a la compra del viscoreductor

Adicionalmente se eliminan los gastos asociados a transporte de Nafta o diluyente y a intervenciones con equipo menor para circulaciones de pozo con diluyente. Ver figura 35

ITEM	Viscoreductor convencional	Nano-Viscoreductor	
Run Time ESP, días	384	944	▲
Costo del Producto, USD/Gal	\$ 21	\$ 15	▼
Costo Flushing, USD	\$ 24,559	\$ 0.0	▼
Costo Intervención, USD	\$ 376,382	\$ 376,382	▬
Costo transporte Diluyente, USD	\$ 5,934	\$ 0.0	▼

Figura 35 Evaluación económica de aplicación de nanofluido

Fuente: Compañía operadora

Como se puede observar en la Figura 35 antes de la implementación del nanofluido, se tenía un tiempo promedio de vida de equipo de fondo, de 384 días, posterior a esta aplicación del nanofluido, eliminando los arranques forzados, teniendo una continuidad operativa como lo recomienda el fabricante, la empresa se ahorró, el costo de (2) intervenciones a pozo de equipo BES, cerca de 752 KUSD, adicionalmente la reducción de costos por circulación de pozo que se tenían que realizar con ayuda de diluyente.

La Tabla 16 relaciona la disminución porcentual de los costos y el aumento del tiempo de vida útil de la bomba electro sumergible debido a la utilización del nanofluido.

Tabla 16. Aumento y/o Disminución de costos debido a la utilización del Nanofluido.

Ítem	Nanofluido
Run Time ESP, días	38% ▲
Costo del Producto, USD/Gal	30% ▼
Costo Circulación, USD	100% ▼
Costo Intervención, USD	0% ↔

Costo Transporte (Diluyente), USD	100% 
-----------------------------------	--

4.7. Comparaciones.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el campo Madrugador-01 y llevándolo a una comparación con los estudiados en el apartado 2.2.1., Aplicaciones en Colombia, se tiene que fue el de menor reducción porcentual de viscosidad presentó en comparación con el campo Chichimene (98%) y Loro 2A (95%), pues esta se redujo en un 80%, sin embargo, resultó ser mayor que en el Cedral (70%). A comparación de los anteriores estudios, la inyección del nanofluido en el campo Madrugador-01 se realizó únicamente en el pozo y no directamente en el yacimiento, lo que se traduce en mantener un factor de recobro constante (se mantuvo igual), mientras en el campo Cedral si aumentó en un 12%.

Conclusiones y Recomendaciones

- Se desarrolla con éxito prueba de campo en el pozo Madrugador 1 con fluido de nano movilidad inyectado en fondo de pozo. Este fluido había sido evaluado previamente en un estudio llevado a cabo por la compañía operadora en el año 2015, en este estudio el fluido de nanomovilidad se evalúa como fuente potencial en el área de transporte de crudo.
- Dados los buenos resultados observados se recomendó, continuar con la aplicación del producto en campo después de finalizada la prueba en diciembre del 2020.
- Se logró observar beneficios importantes durante la ejecución de la prueba de campo, tales como; reducción de viscosidad (60-80%), normalización de las variables claves del proceso (temperatura, PIP, voltaje, amperaje, etc.), eliminación de arranques forzados del sistema debido a atascamiento en fondo de la bomba, incremento en el tiempo de vida de la bomba de subsuelo, incremento en producción y reducción de costos en el proceso y el tratamiento.
- La prueba de campo permitió identificar una tecnología disruptiva que será clave en el futuro desarrollo de crudos pesados. La optimización de esta tecnología nos permitirá asegurar que los fluidos producidos en cada uno de los pozos lleguen sin contratiempos y bajo las condiciones requeridas a las estaciones de procesamiento y almacenamiento.
- Se pudo apreciar una disminución de la viscosidad del crudo al ingresar a la bomba (BES), a través de la tubería del pozo desde fondo hasta superficie; disminuyendo la viscosidad del fluido hasta en un 60%. Lo anterior, se traduce en la eliminación de eventos de bloqueo de fondo, que generaban producción diferida, costos por circulaciones de pozo con diluyente.
- El impacto generado por la inyección de nanofluidos en el yacimiento es positivo, pues se lograron reducir costos hasta del 100% en circulación de pozo y transporte del diluyente usado para las circulaciones, el 30% en el costo del producto, pues el nanofluido tiene un costo menor que los viscorreductores tradicionales; se logró disminuir la temperatura y presión en la bomba, ayudando así a mejorar su tiempo de vida útil aumentándolo en un 38%, además, se aumentó la producción en 2.5% de barriles de crudo.
- Realizar estudio de la interacción y/o comportamiento de fluido – roca para una posible aplicación en estimulación matricial en el pozo.

- Realizar pruebas de laboratorio para que empresa que elabora el nanofluido, utilice como fluido de acarreo el tolueno para mejorar disolución de asfáltenos y posiblemente efectividad del nanofluido.

Bibliografía

- Amado, L.A., Mayorga, J.A. (2021). Evaluación numérica de nanofluidos como rompedores de emulsiones de agua y crudos pesados y su efecto en la eficiencia de las bombas electro sumergibles. Proyecto de grado, Universidad de américa, Bogotá D.C.
- Ahmed, A., Saaid, IM, Ahmed, AA et al. Evaluación del potencial de las nanopartículas de sílice modificadas en la superficie utilizando sulfonato de olefina interna para mejorar la recuperación de petróleo. Mascota. Ciencia 17, 722–733 (2020).
<https://doi.org/10.1007/s12182-019-00404-1>
- A. Srinivasan and S. N. Shah, “Surfactant-based fluids containing copper-oxide nanoparticles for heavy oil viscosity reduction,” Proc. - SPE Annu. Tech. Conf. Exhib., vol. 4, pp. 2994–3007, 2014, doi: <https://doi.org/10.2118/170800-ms>.
- Abdallah, W., Buckley, J., Carnegie, A., Bernd, J., Graue, A., Habashy, T., Hussain, H., Montaron, B. & Ziaddin, M. (2007). Los fundamentos de la mojabilidad. Oilfield Review, Schlumberger, Recuperado de: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/p44-61-spanish>.
- Ali, A.M., Yahya, N. & Qureshi, S. RETRACTED ARTICLE: Interactions of ferro-nanoparticles (hematite and magnetite) with reservoir sandstone: implications for surface adsorption and interfacial tension reduction. Pet. Sci. 17, 1037–1055 (2020).
<https://doi.org/10.1007/s12182-019-00409-w>
- Alsaba, MT, Al Dushaishi, MF & Abbas, AK, (2020). Una revisión exhaustiva de las aplicaciones de nanopartículas en la industria del petróleo y el gas. J Petrol Explor Prod Technol 10, 1389–1399. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00825-z>
- Augustine Agi, Radzuan Junin, Mohd Zaidi Jaafar, Nor Aishah Saidina Amin, Mohd Akhmal Sidek, Bemgba Bevan Nyakuma, Faruk Yakasai, Afeez Gbadamosi, Jeffrey Oseh, Nur Bashirah Azli, Ultrasound-assisted nanofluid flooding to enhance heavy oil recovery in a

simulated porous media, Arabian Journal of Chemistry, Volume 15, Issue 5, 2022, 103784, ISSN 1878-5352, <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2022.103784>.

Buitrago, F., Quevedo, O., Torres, F., (2012). Pre Factibilidad Centro de Investigación del Crudo Pesado CICP. Universidad EAN, Tesis de Grado. Obtenida de:
<https://repository.ean.edu.co/>

C. A. Franco, L. Cardona, S. H. Lopera, J. M. Mejía, and F. B. Cortés, “Heavy oil upgrading and enhanced recovery in a continuous steam injection process assisted by nanoparticulated catalysts,” Proc. - SPE Symp. Improv. Oil Recover., vol. 2016-January, pp. 1–16, 2016, doi: <https://doi.org/10.2118/179699-ms>.

D. Montes, “Upscaling process for nanofluids usage for heavy oil mobility enhancement: Experimental design and field trial application,” Proc. - SPE Annu. Tech. Conf. Exhib., vol. 2020-October, 2020, doi: <https://doi.org/10.2118/204273-stu>.

D. Montes, F. B. Cortés, and C. A. Franco, “Reduction of heavy oil viscosity through ultrasound cavitation assisted by NiO nanocrystals-functionalized SiO₂ nanoparticles,” Dyna, vol. 85, no. 207, pp. 153–160, 2018

Dubey, S.; Waxman, M. Asphaltene adsorption and desorption from mineral surfaces SPE Reservoir Eng. 1991, 6 (03) 389– 395, Google Scholar:
https://scholar.google.com/scholar_lookup?hl=en&volume=6&publication_year=1991&pages=389395&issue=03&author=S.+Dubeyauthor=M.+Waxman&title=Asphaltene+adsorption+and+desorption+from+mineral+surfaces

Dudášová, D.; Simon, S.; Hemmingsen, P. V.; Sjöblom, J. Study of asphaltenes adsorption onto different minerals and clays: Part 1. Experimental adsorption with UV depletion detection Colloids Surf., A 2008, 317 (1) 1– 9, Google Scholar:
https://scholar.google.com/scholar_lookup?hl=en&volume=317&publication_year=2008&pages=19&issue=1&author=D.+Dud%C3%A1sov%C3%A1author=S.+Simonauthor=P.+V.+Hemmingsenauthor=J.+Sj%C3%B6blom&title=Study+of+asphaltenes+ad

sorption+onto+different+minerals+and+clays%3A+Part+1.+Experimental+adsorption+with+UV+depletion+detection

E. A. Taborda Acevedo, “Viscosity reduction of heavy crude oil through the addition of nanofluids on the non-thermal process,” Universidad Nacional de Colombia, 2017.

E. M. Mansour, A. B. Farag, F. S. El-Dars, S. M. Desouky, M. H. Batanoni, and M. R. M. Mahmoud, “Predicting PVT properties of Egyptian crude oils by a modified Soave–Redlich–Kowng equation of state,” Egypt. J. Pet., vol. 22, no. 1, pp. 137–148, Jun. 2013, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2012.09.005>.

Fan, T., Wang, J. and Buckley, J. S., (2002). Evaluating crude oils by SARA analysis. In: Proceedings of SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, 13-17 April 2002, Tulsa, Oklahoma.

Garreto Evangelista, M. D. S, (2006). Determinação de Início de Precipitação dos asfaltenos em petróleos Brasileiros e implicações na estabilidade de misturas de petróleos. Tese de Pós-Graduação. Universidade Federal do Maranhão, São Luis.

GIFS, (2018). Evaluación de un Nanofluido Para Aumentar la Movilidad de Crudo Pesado: Loro 2A, en Condiciones de Superficie. Grupo de Investigación Fenómenos de Superficie (GIFS) – Michael Polanyi, Universidad Nacional de Colombia sede Medellín.

GIFS, (2019). Evaluación de tratamiento base nanofluido en procesos de movilidad para campo Cedral de Ecopetrol S.A. Grupo de Investigación Fenómenos de Superficie (GIFS) – Michael Polanyi, Universidad Nacional de Colombia sede Medellín.

Guzmán, R. (2008), Opportunities and Challenges for the Development of Unconventional Hydrocarbon Resources in Colombia. ANH.

H. Alboudwarej, J. Felix, S. Taylor, R. Badry, C. Bremner, B. Brough, et al. (2006). La importancia del petróleo pesado," Oilfield review, vol. 18, pp. 38-59.

J. J. Adams, "Asphaltene Adsorption, a Literature Review," Energy & Fuels, vol. 28, no. 5, pp. 2831–2856, 2014.

Leontaritis, Kosta J. (1997). "PARA-Based (Paraffin-Aromatic-Resin-Asphaltene) Reservoir Oil Characterizations." Paper presented at the International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas. <https://doi.org/10.2118/37252-MS>

Lopez, Javier A, González, Ferney, Bonilla, Flavio A, Zambrano, Gustavo, & Gómez, Maria E. (2010). Synthesis and characterization of Fe₃O₄ magnetic nanofluid. Revista Latinoamericana de Metalurgia y Materiales, 30(1), 60-66. Recuperado en 24 de marzo de 2022, de http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0255-69522010000100007&lng=es&tlng=en.

M. V. Bennetzen and K. Mogensen,, (2014). Novel applications of nanoparticles for future enhanced oil recovery, Soc. Pet. Eng. - Int. Pet. Technol. Conf. 2014, IPTC 2014 - Innov. Collab. Keys to Afford. Energy, vol. 2, no. December, pp. 1456–1469, doi: <https://doi.org/10.2523/iptc-17857-ms>.

Madhan T, Maghzi A, Kharrat R, Mohebbi A, Ghazanfari MH (2014) El impacto de las nanopartículas de sílice en el rendimiento de la solución de polímero en presencia de sales en la inyección de polímero para la recuperación de petróleo pesado. Combustible 123:123–132. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.01.017>.

Magda I. Youssif, Rehab M. El-Maghraby, Sayed M. Saleh, Ahmed Elgibaly, Silica nanofluid flooding for enhanced oil recovery in sandstone rocks, Egyptian Journal of Petroleum, Volume 27, Issue 1, 2018, Pages 105-110, ISSN 1110-0621, <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2017.01.006>

Malagón, Jonathan., Montoya, Germán., & Ruiz, Carlos. (2016). La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia. Cuadernos Programa de Las Naciones Unidas Para El Desarrollo (PNUD), 1–82.

Maxwell J.C. (1892). A Treatise on Electricity and Magnetism, Oxford University Press, London.

Miranda CR, De Lara LS, Tonetto BX (2012) Estabilidad y movilidad de nanopartículas de sílice funcionalizadas para aplicaciones de recuperación mejorada de petróleo. En: Documento SPE 157033-MS presentado en la Conferencia Internacional de Tecnología de Campos Petrolíferos de la SPE, del 12 al 14 de junio, Noordwijk, Países Bajos.
<http://dx.doi.org/10.2118/157033-MS>.

Mullins, O.C. (2010). The Modified Yen Model. Energy Fuels, Vol.24, pp. 2179-2207

Nassar, N. N.; Hassan, A.; Pereira-Almao, P. Metal oxide nanoparticles for asphaltene adsorption and oxidation Energy Fuels 2011, 25 (3) 1017– 1023, Google Scholar:
http://scholar.google.com/scholar_lookup?hl=en&volume=25&publication_year=2011&pages=1017-1023&issue=3&author=N.+N.+Nassarauthor=A.+Hassanauthor=P.+Pereira-Almao&title=Metal+oxide+nanoparticles+for+asphaltene+adsorption+and+oxidation

Onyemachi, JC, Onwukwe, SI, Duru, UI et al. Mejora de la recuperación de petróleo a través de la inundación de nanofluidos con Irvingia gabonensis en el delta del Níger. J Petrol Explor Prod Technol 10, 2885–2894 (2020). <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00953-x>

Peñuela, J. H., (2017). Crudos pesados: la realidad del sector hidrocarburos de Colombia. ISSN 1900-6241, No 184, Recuperado de: <https://www.virtualpro.co/editoriales/20170501-ed.pdf>

R. K. Santoso, S. Rachmat, A. H. Resha, W. D. K. Putra, H. Hartowo, and O. Setiawati, “An investigation of Fe₂O₃ nanoparticles diffusion into oil for heat transfer optimisation on electromagnetic heating for well stimulation and EOR,” Soc. Pet. Eng. - SPE Asia Pacific Oil Gas Conf. Exhib. 2016, 2016, doi: <https://doi.org/10.2118/182152-ms>

Reza HASANNEJAD, Peyman POURAFSHARY, Ali VATANI, Abdolhamid SAMENI, Application of silica nanofluid to control initiation of fines migration, Petroleum Exploration and Development, Volume 44, Issue 5, 2017, Pages 850-859, ISSN 1876-3804, [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(17\)30096-4](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(17)30096-4)

R. Urquhart (1986). "Heavy oil transportation-present and future," Journal of Canadian Petroleum Technology, vol. 25.

Santana Báez, Sara, Mendoza Martín, Mariazel, Quevedo Villegas, María Carolina, & Gutiérrez Disla, Edgar Josue. (2018). Revisión Sistemática sobre los efectos tóxicos de las nanopartículas metálicas en la salud de los trabajadores. Medicina y Seguridad del Trabajo, 64(252), 295-311. Recuperado en 03 de junio de 2022, de http://scielo.isciii.es/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0465-546X2018000300295&lng=es&tlng=es

Speight, J. (2000). The Desulfurization of Heavy Oils and Residua (2nd ed.). CRC Press. <https://doi.org/10.1201/9780203909928>.

Speight, J. (2011). Occurrence and Formation of Crude Oil and Natural Gas. En Elsevier's Science & Technology Rights (Ed.). Kidlington, Oxford, UK (1st Ed., pp. 25-26). Gulf Professional Publishing.

Speight, J. G., The Chemistry and Technology of Petroleum. Marcel Dekker, Inc. (1991).

T. Montoya, D. Coral, C. A. Franco, N. N. Nassar, and F. B. Cortés, "A Novel Solid-Liquid Equilibrium Model for Describing the Adsorption of Associating Asphaltene Molecules onto Solid Surfaces Based on the 'Chemical Theory,'" Energy & Fuels, vol. 28, no. 8, pp. 4963-4975, Aug. 2014, doi: <https://doi.org/10.1021/ef501020d>.

Trevisan, O. V., Lisboa, A. C. L., França, F. A. and Trindade, W., (2006). Oil production in offshore fields: An overview of the Brazilian technology development program. World Heavy Oil Conference, 1-7, Pequim, China.

Takacs, G. P. (2018) Electrical submersible pumps manual: Design, operations, and maintenance, vol. 2.

Wehunt, C. D., Burke, N. E., Noonan, S. G. and Bard, T. R., (2003). Technical challenges for offshore heavy oil field developments. Offshore Technology Conference Proceedings, Paper 15281.

Yahya, Noorhana & Kashif, Muhammad & Nasir, Nadeem & Akhtar, Majid & Yusof, Noorasikin. (2012). Cobalt Ferrite Nanoparticles: An Innovative Approach for Enhanced Oil Recovery Application. Journal of Nano Research. 17. 115-126.
<https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/JNanoR.17.115>

Yanez Angarita, E. E., Ramirez, A., Uribe, A., Castillo, E., & Faaij, A. (2018). Unravelling the potential of energy efficiency in the Colombian oil industry. Journal of Cleaner Production, 176(1), 604-628. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.12.085>

Zabala, R., Franco, C. A., & Cortés, F. B. (2016). Application of nanofluids for improving oil mobility in heavy oil and extra-heavy oil: A field test. SPE - DOE Improved Oil Recovery Symposium Proceedings, 2016-Janua. <https://doi.org/10.2118/179677-ms>