



UNIVERSIDAD JUÁREZ AUTÓNOMA DE TABASCO



DIVISIÓN ACADÉMICA DE CIENCIAS BÁSICAS

**MEJORAMIENTO DE LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS Y DE FILTRACIÓN DE
UN FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA, MEDIANTE LA ADICIÓN DE
NANOPARTÍCULAS DE ÓXIDO DE ZINC (NPs-ZnO)**

TESIS PARA OBTENER EL GRADO DE:
DOCTORA EN CIENCIAS EN QUÍMICA APLICADA

PRESENTA:

M.C.Q.A. LAURA CRISTEL RODRÍGUEZ LÓPEZ

BAJO LA DIRECCIÓN DE:
DRA. HERMICENDA PÉREZ VIDAL

EN CODIRECCIÓN DE:
DRA. LAURA LORENA DÍAZ FLORES

CUNDUACÁN, TABASCO, A 06 DE MAYO DE 2026

Declaración de Autoría y Originalidad

En la Ciudad de Cunduacán, Tabasco, el día 06 del mes de mayo del año 2026, el que suscribe M.C.Q.A. Laura Cristel Rodríguez López, alumna del Programa de Doctorado en Ciencias en Química Aplicada con número de matrícula 192A28006, adscrito a la División Académica de Ciencias Básicas, de la Universidad Juárez Autónoma de Tabasco, como autora de la Tesis presentada para la obtención del grado de Doctora en Ciencias en Química Aplicada y titulada Mejoramiento de las propiedades reológicas y de filtración de un fluido de perforación base agua, mediante la adición de nanopartículas de óxido de zinc (NPs-ZnO) dirigida por la Dra. Hermicenda Pérez Vidal y la Dra. Laura Lorena Díaz Flores.

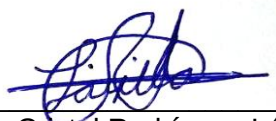
DECLARO QUE:

La Tesis es una obra original que no infringe los derechos de propiedad intelectual ni los derechos de propiedad industrial u otros, de acuerdo con el ordenamiento jurídico vigente, en particular, la LEY FEDERAL DEL DERECHO DE AUTOR (Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Federal del Derecho de Autor del 01 de Julio de 2020 regularizando y aclarando y armonizando las disposiciones referidas al derecho de cita.

Del mismo modo, asumo frente a la Universidad cualquier responsabilidad que pudiera derivarse de la autoría o falta de originalidad o contenido de la Tesis presentada de conformidad con el ordenamiento jurídico vigente.

Cunduacán, Tabasco a 06 de mayo de 2026.

Nombre y firma



Laura Cristel Rodríguez López



UJAT

UNIVERSIDAD JUÁREZ
AUTÓNOMA DE TABASCO

"ESTUDIO EN LA DUDA. ACCIÓN EN LA FE"



División
Académica
de Ciencias
Básicas



2026
año de
Margarita
Maza

DIRECCIÓN

20 de abril de 2026

M.C. LAURA CRISTEL RODRÍGUEZ LÓPEZ
EGRESADA DE DOCTORADO EN CIENCIAS
EN QUÍMICA APLICADA
PRESENTE

Por medio del presente y de la manera más atenta, me dirijo a Usted para hacer de su conocimiento que se le **AUTORIZA** la impresión del trabajo de Tesis titulada **"MEJORAMIENTO DE LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS Y DE FILTRACIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA, MEDIANTE LA ADICIÓN DE NANOPARTÍCULAS DE ÓXIDO DE ZINC (NPs-ZnO)"** bajo la Dirección de una servidora y la Dra. Laura Lorena Díaz Flores.

La Comisión revisora conformada por el Dr. José Guadalupe Pacheco Sosa, Dr. Ignacio Cuauhtémoc López, Dra. María Antonia Lunagómez Rocha, Dra. Marcia Eugenia Ojeda Morales, Dra. Patricia Mendoza Lorenzo y Dr. Carlos Mario Morales Bautista aprobó el documento en virtud de reunir los requisitos para el **EXAMEN PROFESIONAL** y obtener el grado de **Doctor en Ciencias en Química Aplicada** bajo la modalidad de titulación por Tesis.

Sin más por el momento, reciba un cordial saludo.

ATENTAMENTE

DRA. HERMICENDA PÉREZ VIDAL
DIRECTORA



DIVISIÓN ACADÉMICA DE
CIENCIAS BÁSICAS

C.C.P. - Archivo.

Dir'Dra.HPV/JP'Dra.LAR/jkal**

Km.1 Carretera Cunduacán-Jalpa de Méndez, A.P. 24, C.P. 86890, Cunduacán, Tab., México.
Tel/Fax: (993) 3581500 Ext. 6702,6701 E-Mail: direccion.dacb@ujat.mx

www.ujat.mx

Carta de Cesión de Derechos

Cunduacán, Tabasco a 06 de mayo de 2026

Por medio de la presente manifestamos haber colaborado como AUTORAS en la producción, creación y/o realización de la obra Mejoramiento de las propiedades reológicas y de filtración de un fluido de perforación base agua, mediante la adición de nanopartículas de óxido de zinc (NPs-ZnO).

Con fundamento en el artículo 83 de la Ley Federal del Derecho de Autor y toda vez que, la creación y/o realización de la obra antes mencionada se realizó bajo la comisión de la Universidad Juárez Autónoma de Tabasco; entendemos y aceptamos el alcance del artículo en mención, de que tenemos el derecho al reconocimiento como autores de la obra, y la Universidad Juárez Autónoma de Tabasco mantendrá en un 100% la titularidad de los derechos patrimoniales por un periodo de 20 años sobre la obra en la que colaboramos, por lo anterior, cedemos el derecho patrimonial exclusivo en favor de la Universidad.

COLABORADORES

M.C.Q.A. Laura Cristel Rodríguez López
EGRESADA

Dra. Hermicenda Pérez Vidal
DIRECTORA

Dra. Laura Lorena Díaz Flores
CODIRECTORA

TESTIGOS

Ing. José Osbaldo Hernández Ramos

M.C.Q.A. Silvia del Carmen Madrigal Díaz

Dedicatoria

A **Dios**, fuente de sabiduría y fortaleza, por guiar cada paso de este camino. Por darme la paciencia en los momentos de incertidumbre, la claridad en los días de duda, y la fe para continuar cuando parecía imposible. Sin Su presencia constante, este logro no habría sido posible. Y todo lo que hagas sea de palabra o de hecho, hacedlo como para el Señor. Col. 3:17.

A **mi esposo Osbaldo** por estar presente en cada paso, por creer en mí incluso cuando yo dudaba. Este logro también es tuyo, sabes que cuentas conmigo siempre; te amo.

A **mis hijos Ginette, Cristian y Bebé** porque ustedes son mi inspiración cada día, mi motivo para superarme y querer ser mejor persona, los amo.

A **mi padre Yzmael** por su amor incondicional, sus palabras de aliento y su ejemplo de perseverancia. Por su esfuerzo, su trabajo y por dar su vida por nosotros, hoy puedo decirle que no fue en vano. Hubo muchos momentos difíciles, pero eso nunca nos hizo desmayar; gracias papi por impulsarme cada día y por darme de tu amor y tu cariño, te quiero mucho.

A **mi madre Magali** porque cada día su apoyo estuvo conmigo y porque hasta hoy siempre he contado con ella y sé que siempre contare con ella, gracias por tu amor, por comprensión y también por tus consejos que siempre están conmigo y me brindan esas ganas de luchar por un mejor mañana, eres la mejor madre que Dios pudo darme.

A **mi hermana Yuli** por ser mi compañera de vida, el pilar fuerte de mi vida, mi ejemplo de perseverancia, por tu apoyo incondicional y por quererme como yo a ti.

A **mi hermano Yiyo** por su cariño, por la alegría que me transmite y por el sacrificio que él hace por mi familia, porque juntos hemos compartido grandes momentos y hemos luchado por el bienestar de nuestra familia.

Laura

Agradecimientos

Le agradezco a **Dios** porque cada día está a mi lado y no cabe duda que por Él soy quien soy, gracias Padre mío por la sabiduría e inteligencia que me has dado al desarrollar este trabajo; estoy muy agradecida contigo por haberme dado una hermosa familia que no cambiaría por nada, gracias por poner en mi camino personas maravillosas.

Agradezco a **mi familia** porque siempre me apoyan y están presente en cada una de mis metas, ustedes son mi motivación para luchar por mis sueños.

A la **Universidad Juárez Autónoma de Tabasco** por abrir sus puertas a mis sueños formándome en el ámbito profesional.

A todos **mis maestros del posgrado** por compartir sus enseñanzas y por impartirme con paciencia sus clases.

Al **Centro de Investigación y de Estudios Avanzados de Mérida** por permitirme realizar una estancia de investigación y de esta manera adquirir conocimiento.

A la **Universidad Tecnológica de Tabasco** por permitirme realizar parte de la investigación en sus instalaciones.

A la **Secretaría de Ciencia, Humanidades, Tecnología e Innovación (SECIHTI)** por brindarme el apoyo económico que fue fundamental para el desarrollo de esta investigación.

A la **Dra. Laura Lorena Diaz Flores** y a la **Dra. Hermicenda Pérez Vidal** por darme la oportunidad de realizar la tesis bajo su dirección, por guiarme y apoyarme en este trabajo, sino hubiera sido por su ayuda y dedicación no lo hubiera logrado.

A mi comité revisor: el Dr. José Guadalupe Pacheco Sosa, el Dr. Ignacio Cuauhtémoc López, la Dra. Hermicenda Pérez Vidal, la Dra. María Antonia Lunagomez Rocha, la Dra. Marcia Eugenia Ojeda Morales, la Dra. Patricia Mendoza Lorenzo y el Dr. Carlos Mario Morales Bautista por darme su apoyo, por el tiempo dedicado a la revisión de este trabajo y por sus comentarios que fueron de gran ayuda para la culminación del mismo.

Laura.

Índice de Contenido

MEJORAMIENTO DE LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS Y DE FILTRACIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA, MEDIANTE LA ADICIÓN DE NANOPARTÍCULAS DE ÓXIDO DE ZINC (NPS-ZNO)	13
RESUMEN	14
PALABRAS CLAVES	14
ABSTRACT	15
KEYWORDS	15
I. INTRODUCCIÓN	16
II. MARCO TEÓRICO	18
2.1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN	21
2.2. TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	22
2.2.1. Fluidos de Perforación Base Agua	22
2.2.2. Fluidos Base Aceite (OBM)	24
2.3. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	24
2.3.1. Propiedades Físicas	25
2.3.2. Propiedades Químicas de los Fluidos de Perforación	29
2.4. FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	33
2.4.1. Asegurar una Evaluación Adecuada de la Formación	33
2.4.2. Controlar la Corrosión	34
2.4.3. Controlar las Presiones de la Formación	34
2.4.4. Facilitar Operaciones de Cementación y Terminación	35
2.4.5. Mantener la Estabilidad del Agujero	36
2.4.6. Minimizar el Impacto al Ambiente	36
2.4.7. Minimizar los Daños al Yacimiento	37
2.4.8. Retirar los Recortes del Pozo	38
2.4.9. Suspender y Descargar los Recortes	38
2.4.10. Transmitir la Energía Hidráulica a la Broca y Herramientas de Fondo	39
2.5. ADITIVOS UTILIZADOS EN LA PREPARACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	39
2.5.1. Agentes Densificantes	40
2.5.2. Aditivos Diluyentes	40
2.5.3. Polímeros	41
2.5.4. Aditivos Sólidos Misceláneos	41
2.5.5. Controladores de Pérdida de Circulación	42

2.6.	NANOADITIVOS.....	42
2.7.	NANOPARTÍCULAS DE ZnO.....	43
2.7.1.	<i>Características Físicas y Químicas de las Nanopartículas de ZnO</i>	<i>44</i>
2.7.2.	<i>Síntesis de Nanopartículas de ZnO</i>	<i>44</i>
2.7.3.	<i>Aplicaciones de Nanopartículas de ZnO</i>	<i>47</i>
III.	JUSTIFICACIÓN.....	48
IV.	PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN	49
V.	HIPÓTESIS.....	49
VI.	OBJETIVOS.....	49
6.1.	GENERAL.....	49
6.2.	ESPECÍFICOS	49
VII.	METODOLOGÍA EXPERIMENTAL.....	50
7.1.	SÍNTESIS DE LAS NANOPARTÍCULAS DE ÓXIDO DE ZINC (NPS-ZNO)	50
7.2.	CARACTERIZACIÓN DE LAS NANOPARTÍCULAS DE ÓXIDO DE ZINC (NPS-ZNO)	51
7.3.	PREPARACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	53
7.4.	PREPARACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN MODIFICADO	54
7.5.	PROCESO DE ROLADO EN CALIENTE.....	55
7.6.	CARACTERIZACIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICOQUÍMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN PREPARADOS.....	55
7.6.1.	ALCALINIDAD.....	55
7.6.2.	<i>Dureza Cálrica</i>	<i>56</i>
7.6.3.	<i>Contenido de Cloruros.....</i>	<i>57</i>
7.6.4.	<i>Potencial de Hidrógeno.....</i>	<i>58</i>
7.7.	EVALUACIÓN DE LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS Y DE FILTRACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN PREPARADOS.....	60
VIII.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	65
8.1.	CARACTERIZACIÓN DE NANOPARTÍCULAS DE ZnO	65
8.1.1.	<i>Difracción de Rayos X.....</i>	<i>65</i>
8.1.2.	<i>Espectroscopía Infrarroja con Transformada de Fourier.....</i>	<i>66</i>
8.1.3.	<i>Espectroscopía Raman</i>	<i>68</i>
8.1.4.	<i>Microscopía Electrónica de Barrido (SEM).....</i>	<i>69</i>
8.1.5.	<i>Microscopía Electrónica de Barrido de Emisión de Campo (FESEM).....</i>	<i>71</i>
8.1.6.	<i>Fisisorción de Nitrógeno.....</i>	<i>73</i>
8.1.7.	<i>Potencial Zeta</i>	<i>74</i>

8.2.	CARACTERIZACIÓN DE PROPIEDADES FÍSICOQUÍMICAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN ...	76
8.3.	EVALUACIÓN DE LAS PROPIEDADES REOLÓGICAS Y DE FILTRACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	81
8.3.1.	<i>Propiedades Reológicas</i>	<i>81</i>
8.3.2.	<i>Análisis Estadístico (ANOVA) de Propiedades Reológicas con Pruebas Post Hoc: Influencia de Nanopartícula, Concentración y Temperatura</i>	<i>96</i>
8.3.2.1.	<i>Análisis de la Varianza (ANOVA)</i>	<i>96</i>
8.3.2.2.	<i>Pruebas Post Hoc (Tukey HSD).....</i>	<i>99</i>
8.3.3.	<i>Propiedades de Filtración</i>	<i>105</i>
8.3.4.	<i>Análisis Estadístico (ANOVA) de Propiedades de Filtración con Pruebas Post Hoc: Influencia de Nanopartícula y Concentración</i>	<i>114</i>
8.3.4.1.	<i>Análisis de la Varianza (ANOVA)</i>	<i>114</i>
8.3.4.2.	<i>Pruebas Post Hoc (Tukey HSD).....</i>	<i>116</i>
8.4.	ESTABILIDAD COLOIDAL DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	119
IX.	CONCLUSIÓN	121
X.	RECOMENDACIONES Y PERSPECTIVAS.....	122
XI.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	123
XII.	ANEXOS	138
12.1.	GLOSARIO	138
12.2.	LISTA DE ABREVIATURAS	140
12.3.	LISTA DE ECUACIONES	142
12.4.	ARTÍCULOS PUBLICADOS	143
12.5.	ALOJAMIENTO DE LA TESIS EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL	144

Índice de Tablas

Tabla 1. Avances y perspectivas de estudios relacionados con la modificación de FP con aditivos orgánicos e inorgánicos -----	19
Tabla 2. Especies alcalinas predominantes en función del pH del fluido de perforación -----	30
Tabla 3. Formulación del fluido de perforación base agua (FPBA)-----	53
Tabla 4. Formulación del fluido de acoplamiento (FA) -----	54
Tabla 5. Tamaño de cristal de las NPs-ZnO para los picos principales -----	65
Tabla 6. Propiedades texturales de las NPs-ZnO -----	73
Tabla 7. Caracterización de NPs-ZnO-----	76
Tabla 8. Valores promedio de propiedades químicas de los fluidos de perforación formulados	77
Tabla 9. Valores promedio de propiedades físicas de los fluidos de perforación formulados --	79
Tabla 10. Valor promedio y desviación estándar de la viscosidad aparente (cP)-----	81
Tabla 11. Valor medio y desviación estándar de la viscosidad plástica (cP) -----	84
Tabla 12. Valor promedio y desviación estándar del punto de cedencia (Pa) -----	89
Tabla 13. Valor promedio y desviación estándar de la fuerza del gel (Pa) a los 10 s y 10 min-	90
Tabla 14. Tamaño de partícula de NPs-ZnO en diferentes concentraciones en muestras de fluido de perforación, determinado por dispersión dinámica de luz (DLS) -----	93
Tabla 15. Comparación de las propiedades de las NPs-ZnO sintetizadas con otros nanomateriales ya utilizados en fluidos de perforación-----	94
Tabla 16. Efectos principales e interacciones significativas para cada variable dependiente --	96
Tabla 17. Comparación estadística de grupos según tipo de nanopartícula, concentración y temperatura: diferencias de medias antes y después del rolado en caliente-----	99
Tabla 18. Valor promedio y desviación estándar del volumen de filtrado en mL, en condiciones de baja presión (100 psi) y baja temperatura (25 °C) -----	105
Tabla 19. Espesor de la retorta de filtrado, antes y después del rolado -----	107
Tabla 20. Valor promedio y desviación estándar del volumen de filtrado APAT -----	113
Tabla 21. Reducción del volumen filtrado APAT en diferentes formulaciones antes y después del proceso de rolado en caliente-----	113
Tabla 22. Efectos principales e interacciones significativas para cada variable dependiente -	114
Tabla 23. Comparación estadística de grupos según tipo de nanopartícula y concentración: diferencia de media antes y después del rolado en caliente -----	116

Índice de Figuras

Figura 1. Clasificación de fluidos de perforación	22
Figura 2. Principales funciones relacionadas con las propiedades de un FPBA	24
Figura 3. Proceso mecanoquímico para la síntesis de NPs-ZnO (Espitia et al., 2012a)	46
Figura 4. Diagrama del proceso para la obtención de NPs-ZnO.....	51
Figura 5. Técnicas de caracterización	52
Figura 6. Formulación del fluido perforación base agua y el fluido de perforación modificado..	54
Figura 7. Patrón DRX de las NPs-ZnO sintetizadas	66
Figura 8. Espectros IR de las NPs-ZnO sintetizadas.....	67
Figura 9. Espectros Raman de las NPs-ZnO sintetizadas	68
Figura 10. Distribución de tamaño de NPs-ZnO-20	69
Figura 11. Distribución de tamaño de NPs-ZnO-40	70
Figura 12. Distribución de tamaño de NPs-ZnO-60	70
Figura 13. Micrografías FESEM de NPs-ZnO-20.....	71
Figura 14. Micrografías FESEM de NPs-ZnO-40.....	72
Figura 15. Micrografías FESEM de NPs-ZnO-60.....	72
Figura 16. Isotermas de adsorción-desorción de análisis de área específica de NPs-ZnO sintetizadas a 20, 40 y 60 min de molienda.....	74
Figura 17. Tamaño de partículas en suspensión.....	75
Figura 18. Viscosidad aparente a 25, 50 y 70 °C, del FPBA y del fluido de perforación con las NPs-ZnO sintetizadas. A) Antes del rolado y B) Después del rolado.....	82
Figura 19. Viscosidad plástica a 25, 50 y 70 °C, del FPBA y del fluido de perforación con las NPs-ZnO sintetizadas. A) Antes del rolado y B) Después del rolado.....	85
Figura 20. Punto de cedencia a 25, 50 y 70 °C, del FPBA y del fluido de perforación con las NPs-ZnO sintetizadas. A) Antes del rolado y B) Después del rolado.....	87
Figura 21. Fuerza del gel a 25, 50 y 70 °C, del FPBA y del fluido de perforación con las NPs-ZnO, con 0.05, 0.1 y 0.15 % p/v. a) 10 min, y b) 10 s.....	91
Figura 22. Micrografías TEM de NPs-ZnO-60, y suspendidas en muestras de fluido de perforación con concentración de (a) 0.05 %, (b) 0.10 %, (c) 0.15 % p/v	92
Figura 23. Filtrado API del fluido de perforación base agua (FPBA) y del fluido de perforación con NPs-ZnO	106
Figura 24. Tortas de filtración del fluido base agua y con nanopartículas ZnO: a) FPBA, b) FPBAM con NPs-ZnO-20, c) FPBAM con NPs-ZnO-40 y d) FPBAM con NPs-ZnO-60.	107

Figura 25. Efecto de las nanopartículas y los polímeros sobre las propiedades de inhibición y dispersión de las lutitas	111
Figura 26. Filtrado APAT del fluido de perforación base agua (FPBA) y del fluido de perforación a base de NPs-ZnO	112
Figura 27. Muestras de formulaciones de fluido de perforación basadas en NPs-ZnO y FPBA: a) día 1, b) día 5, c) día 10 y d) separación de agua en el FPBA	120

Universidad Juárez Autónoma de Tabasco.
México.

Mejoramiento de las propiedades reológicas y de filtración de un fluido de perforación base agua, mediante la adición de nanopartículas de óxido de zinc (NPs-ZnO)

Resumen

Esta investigación tuvo como objetivo principal evaluar el efecto de la incorporación de nanopartículas de óxido de zinc (NPs-ZnO) en fluidos de perforación base agua, con el fin de mejorar sus propiedades reológicas y de filtración: En particular, se buscó controlar la pérdida de volumen de filtrado hacia formaciones permeables, así como optimizar parámetros clave como la viscosidad plástica, el punto cedente y la resistencia de gel, fundamentales para el desempeño del fluido durante la perforación de pozos petroleros.

Para ello, se sintetizaron NPs-ZnO mediante molienda de alta energía a partir de precursores inorgánicos (ZnCl_2 , Na_2CO_3 y NaCl), y se caracterizaron mediante técnicas como DRX, SEM, FTIR, espectroscopía Raman, potencial Z y análisis BET. Se formularon fluidos de perforación modificados con concentraciones de 0.05 %, 0.10 % y 0.15 % p/v de NPs-ZnO; y se evaluaron sus propiedades fisicoquímicas, reológicas y de filtración.

Los resultados demostraron que la adición de NPs-ZnO mejora el comportamiento del fluido, en los términos de viscosidad, estabilidad térmica y capacidad de control de filtrado. La formulación más eficiente fue aquella con nanopartículas sintetizadas durante 60 minutos de molienda y una concentración de 0.05 %, evaluada a temperatura ambiente. Aunque el efecto se reduce tras el rolado en caliente, las mejoras no se eliminan por completo.

La simplicidad del método de síntesis y la efectividad de las NPs-ZnO como aditivos funcionales refuerzan su potencial como una alternativa innovadora para desarrollar fluidos de perforación más eficientes, sostenibles y adaptables a condiciones operativas exigentes.

Palabras claves: Control de filtración, condiciones APAT, mecanoquímica nanopartículas de ZnO, fluidos de perforación a base de agua.

Abstract

The main objective of this research was to evaluate the effect of incorporating zinc oxide nanoparticles (ZnO-NPs) into water-based drilling fluids, in order to improve their rheological and filtration properties. Specifically, the goal was to control filtrate volume loss into permeable formations and optimize key parameters such as plastic viscosity, yield point, and gel strength, which are essential for fluid performance during oil well drilling.

To this end, ZnO-NPs were synthesized by high-energy milling from inorganic precursors (ZnCl_2 , Na_2CO_3 , and NaCl) and characterized using techniques such as XRD, SEM, FTIR, Raman spectroscopy, Z potential, and BET analysis. Modified drilling fluids were formulated with concentrations of 0.05 %, 0.10 %, and 0.15 % w/v ZnO-NPs. Their physicochemical, rheological, and filtration properties were evaluated.

The results demonstrated that the addition of ZnO-NPs improves fluid performance in terms of viscosity, thermal stability, and filtration control. The most efficient formulation was the one with nanoparticles synthesized during 60 minutes of milling and a concentration of 0.05 %, evaluated at room temperature. Although the effect is reduced after hot rolling, the improvements are not completely eliminated.

The simplicity of the synthesis method and the effectiveness of ZnO-NPs as functional additives reinforce their potential as an innovative alternative for developing more efficient, sustainable, and adaptable drilling fluids to demanding operating conditions.

Keywords: Filtration control, HPHT conditions, Mechanochemistry, ZnO nanoparticles, Water-based drilling fluids.

I. Introducción

La industria petrolera contribuye al sector energético debido al consumo mundial de petróleo, que ha aumentado desde principios de este milenio y muestra una tendencia al alza en la producción, pasó de 3300 a 4500 millones de toneladas equivalentes de petróleo (tep) (Zheng et al., 2022). La creciente demanda energética y el continuo agotamiento de las reservas de petróleo convencionales (Chuck et al., 2011) motivan al sector energético a innovar en la tecnología existente para localizar y perforar formaciones complejas (Nwaezeapu et al., 2019). En este contexto, los fluidos de perforación juegan un papel decisivo en la eficiencia operativa, ya que permiten suspender recortes, limpiar el pozo, enfriar la broca, mantener la lubricación y la presión adecuada, y estabilizar la estructura del pozo (Lysakova et al., 2024; Ofei et al., 2021; Reilly et al., 2016; Sadeghalvaad & Sabbaghi, 2015; Yi et al., 2024). La formulación de estos fluidos se diseña con cuidado, ya que una composición inadecuada genera problemas como pérdida excesiva de filtración, formación de revoques gruesos y emulsiones indeseadas, que afectan la tasa de producción de hidrocarburos (Duan et al., 2024).

Con los avances recientes en nanotecnología, se explora el uso de nanopartículas (NPs) como aditivos funcionales en fluidos de perforación, debido a sus propiedades únicas de superficie y tamaño pequeño (Friedheim et al., 2012). Diversos estudios demuestran que la incorporación de NPs mejora la reología, la inhibición de lutitas y la estabilidad térmica del fluido (Ahmad et al., 2021; Medhi et al., 2021). En particular, las nanopartículas de óxido de zinc (ZnO) muestran efectos positivos en la reducción de la presión de poro y el bloqueo de espacios porosos en formaciones lutíticas (Pourkhalil & Nakhaee, 2019).

El presente trabajo tuvo como objetivo evaluar el efecto de la adición de nanopartículas de ZnO, sintetizadas mediante el método mecanoquímico, sobre las propiedades reológicas y de filtración de un fluido de perforación base agua (FPBA). Para ello, se incorporaron diferentes concentraciones de NPs-ZnO en formulaciones que incluyen bentonita y aditivos químicos convencionales. Se evaluaron parámetros como la viscosidad aparente, viscosidad plástica, punto de cedencia, fuerza del gel y la pérdida de volumen por filtración, bajo condiciones controladas de laboratorio.

Los resultados obtenidos evidenciaron que la incorporación de NPs-ZnO, con tiempos de molienda cortos, mejora el comportamiento reológico del fluido de perforación base agua (FPBA), ya que aumenta la capacidad de suspensión y la estabilidad del fluido. Asimismo, se observó una reducción en la pérdida de volumen por filtración, con mayor eficiencia en el

sellado de formaciones porosas; debido a que el tamaño y la morfología de las NPs influyen en su desempeño.

Este estudio demuestra que la adición de NPs-ZnO sintetizadas por mecanoquímica mejora de manera efectiva las propiedades reológicas y de filtración de los fluidos de perforación base agua. La formulación optimizada no solo contribuye al rendimiento técnico del FPBA, sino que también ofrece una alternativa más estable y sostenible para operaciones en zonas de alta presión y temperatura. Estos hallazgos abren nuevas posibilidades para el diseño de fluidos de perforación avanzados, alineados con los desafíos actuales de la industria petrolera.

México.

de Tabasco.

II. Marco Teórico

Desde su establecimiento a nivel mundial, la industria petrolera es considerada una de las principales generadoras de contaminación ambiental, debido al uso de diversos compuestos, entre ellos los aditivos químicos empleados en el diseño de fluidos de perforación (Rodríguez Pineda, 2017). Los fluidos de perforación a base de aceite casi siempre tienen un rendimiento superior al de los fluidos a base de agua en ambientes de alta presión y temperatura (APAT), y poseen mejor estabilidad de la viscosidad, más tolerancia térmica y mejores propiedades de inhibición y son la solución preferida para las operaciones de perforación APAT. Sin embargo, estos fluidos a base de aceite tienen mayor impacto en el ambiente, además de que su uso interfiere en los análisis de los recortes de perforación que los ingenieros hacen para definir ciertas características del pozo (Faergestad & Strachan, 2014). Es por ello de gran importancia mejorar las propiedades de un fluido de perforación base agua dada esta problemática por el uso de aditivos no convencionales de baja calidad que afectan el desempeño del fluido de perforación en la operación. Se busca potencializar el fluido de perforación para que tenga un rendimiento óptimo para la operación. Asimismo, con la implementación de una nueva tecnología el rendimiento esperado del fluido de perforación se obtiene con menores concentraciones de los productos y reduce los costos (Candela Suescún & Salgado Gómez, 2019).

Los fluidos de perforación (FP) tienen que realizar de manera simultánea múltiples funciones, como enfriar la broca, controlar las presiones, lubricar la tubería de perforación, asegurar que la retorta se forme y evitar daños a la formación. Sin embargo, según Hoelscher *et al.* (2012), si el fluido falla en alguna de sus funciones se podrían presentar graves problemas como pérdida de circulación, daños a la formación, adherencia en las tuberías, erosión de la formación y altos valores de torque y arrastre que reducen la eficiencia de la perforación. La aparición de estos problemas es más común en condiciones de alta presión y temperatura, debido a que los FP experimentan la degradación de las propiedades fisicoquímicas del fluido, lo cual genera daños a la formación. En consecuencia, se propusieron diversos aditivos y materiales para mitigar los problemas asociados al uso de los fluidos de perforación (Hoelscher *et al.*, 2012). Según el manual de fluidos de Baroid-Halliburton Company (2000), en el caso del control de filtrado se usan aditivos como lignitos, materiales asfálticos, carbonato de calcio, y polímeros para control de filtrado; adicional, para el control de la viscosidad se hace uso de resinas y arcillas bentoníticas (Baroid-Halliburton Company, 2000). La industria petrolera está en constante innovación, en la formulación de fluidos de perforación,

puesto que al optimizar sus propiedades se obtiene un mejor rendimiento (Rodríguez Pineda, 2017). Por ejemplo, los fluidos base de aceite lubrican mejor que la mayoría de los fluidos base agua, pero éstos pueden ser mejorados mediante la adición de lubricantes (Sanchez Vilchez, 2015).

El uso de la nanotecnología se implementa en la industria del petróleo y gas debido a que los tamaños de las nanopartículas entre 1 y 100 nm proporcionan una relación alta de área superficial específica/volumen que favorecen los fenómenos de transferencia de masa y energía, y mitigan los problemas asociados a la perforación (Franco et al., 2013). Mejorar las propiedades reológicas y de filtración de un fluido de perforación mediante la adición de nanopartículas de óxido de zinc es un tema de estudio de actualidad (Dejtaradon et al., 2019). Ya que este además de enfriar, lubrica la columna de perforación, reduce el calor generado por la fricción, debido a que cuando las máquinas de corte alcanzan altas velocidades de corte elevan la temperatura del fluido evaporándose al entrar en contacto con la herramienta por las altas temperaturas generadas durante el proceso de corte (Sadiq et al., 2018). Las barrenas, los motores de fondo y los componentes de la columna de perforación fallarían más rápido si no fuera por los efectos refrigerantes y lubricantes del fluido de perforación. Una mayor revisión bibliográfica se presenta en la Tabla 1.

Tabla 1

Avances y perspectivas de estudios relacionados con la modificación de FP con aditivos orgánicos e inorgánicos

Trabajo realizado	Autor
Estudio de los efectos de nanopartículas de acrilamida y óxido de zinc denominados compuestos de ZnO-Am sobre el comportamiento reológico.	Aftab et al. (2016)
Estudio del comportamiento de nanopartículas de celulosa como modificadores de la reología y pérdida de fluido en fluidos base agua de bentonita.	Mei-Chun Li et al. (2016)
Investigación de la conversión del almidón a nanoalmidón y su modificación para obtener mayor estabilidad térmica y menor biodegradabilidad.	Rodríguez (2017)

Trabajo realizado	Autor
Mejoramiento de las propiedades termo-físicas y lubricantes del aceite de coco usado como lubricante para máquinas de operación en procesos de corte con nanopartículas de carburo de silicio.	Sadiq et al. (2018)
Síntesis de boratos nanoestructurados tales como magnesio, zinc, aluminio y boratos de titanio.	Saffari et al. (2018)
Evaluación del efecto de las nanopartículas sintetizadas en laboratorio sobre las características reológicas y de filtración y su respuesta al calentamiento en un fluido de perforación.	Perween et al. (2018)
Modificación de las propiedades reológicas de un fluido de perforación a través de la adición de nanopartículas de C y nanotubos de ZnO.	Al et al. (2018)
Investigación del efecto del Nano ZnO sobre la estabilidad del pozo en lutitas y la aplicación del Nano ZnO en el control de la invasión de agua.	Pourkhalil H., Nakhaee, A (2019)
Estudio del impacto de diferentes concentraciones de aditivos de nanopartículas de ZnO y CuO sobre las propiedades reológicas de un fluido de perforación a base de agua.	Dejtaradon et al. (2019)
Síntesis y análisis de un nanocompuesto de nanopartículas de GO y ZnO como una nanoestructura multifuncional para potenciar el comportamiento del fluido de perforación. Con este fin, se evaluó la nanoestructura GO-ZnO en la alteración de las propiedades reológicas del fluido de perforación, así como también en el proceso de eliminación de H ₂ S.	Ghayedi & Khosravi (2020)
Optimización del comportamiento reológico de un fluido de perforación a base de agua que contiene almidón y nanopartículas de ZnO. Los parámetros reológicos se modelaron mediante la ley de potencias y modelos plásticos de Bingham, luego se analizaron mediante ANOVA.	Salehnezhad et al. (2019)
Formulación de gasoil con diversas concentraciones de nanopartículas de ZnO y análisis de su impacto sobre la actividad tribológica y termofísica del aceite lubricante.	Mousavi et al. (2020)
Evaluación del efecto del envejecimiento a alta temperatura sobre fluidos de perforación mejorados con nanopartículas de TiO ₂ en	Beg et al. (2020)

Trabajo realizado	Autor
propiedades reológicas y de filtración; con el uso de dos sistemas de fluidos diferentes basados en celulosa polianiónica (PAC) e hidroxietilcelulosa (HEC).	
Determinación de propiedades reológicas y de filtración y conductividad térmica de un fluido de perforación a base de agua mejorado con nanocompuestos de óxido de grafeno / poliacrilamida (GO / PAM).	Sabbaghi et al. (2020)
Mejoramiento de la aplicación de fluidos de perforación mediante el uso de varios tipos de nanomateriales, óxido de circonio, nanotubos de carbono de paredes múltiples y nanohíbridos de dióxido de titanio y nanotubos de carbono de paredes múltiples funcionalizados; para controlar el volumen de filtración y mejorar la reología del fluido.	Sajjadian et al., (2020)
Estudio del efecto sinérgico del polímero y las nanopartículas en la hidratación de la lutita y el rendimiento de hinchamiento de los fluidos de perforación, y evaluaron el impacto del ZnO y el polímero en las propiedades reológicas, de inhibición de la lutita y de filtración.	Ahmad et al., (2021)
Análisis del comportamiento reológico, la pérdida de fluidos y la dinámica de fluidos computacional (CFD) para estudiar y cuantificar los efectos de las nanopartículas de óxido de zinc (ZnO NP) en el nanofluido de perforación.	Medhi et al., (2021)

2.1. Fluidos de Perforación

Los fluidos de perforación están compuestos por dos fases: continua y dispersa, pueden tener como fase continua aire, gas, agua, petróleo o una combinación de agua y aceite, y la fase sólida y dispersa está compuesta por los productos químicos agregados (Dyguet et al., 2013).

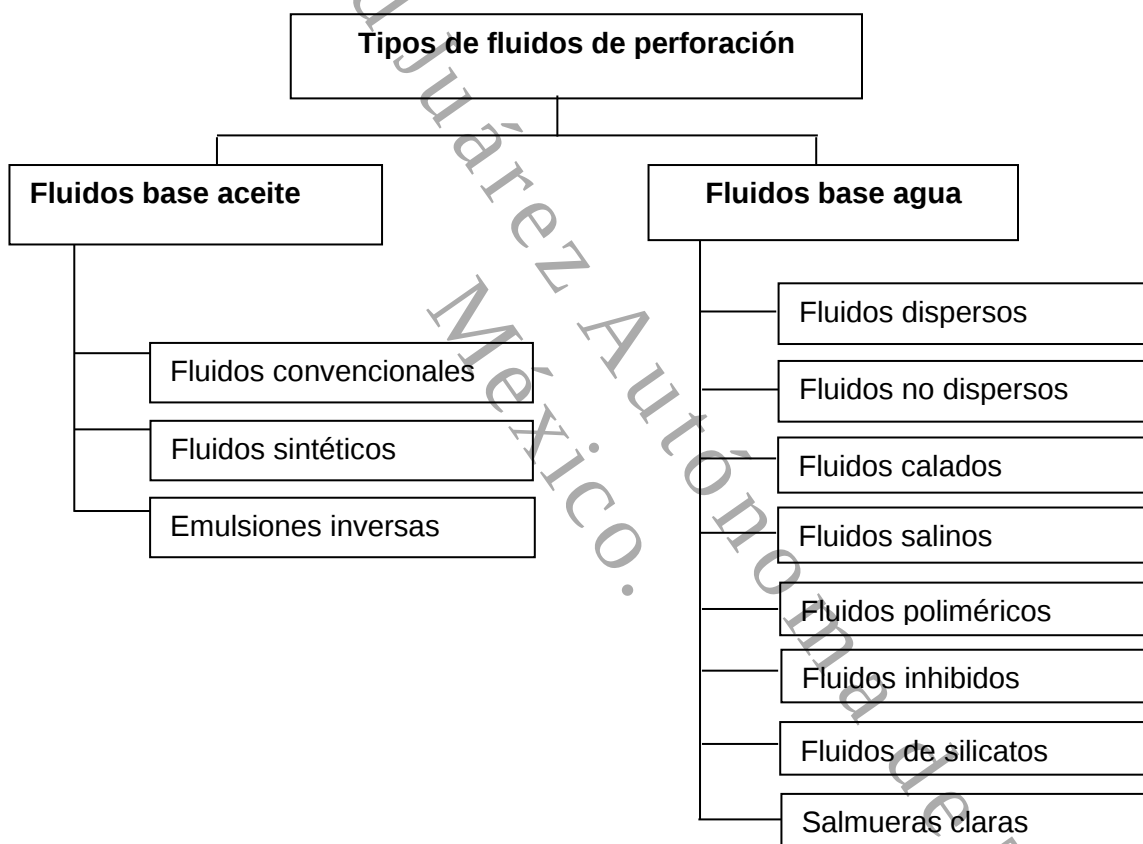
Según Baker Hughes INTEQ (1998) el fluido de perforación es una sustancia o mezcla que cuenta con las características físicas y químicas requeridas para ser usado en un determinado pozo. Este no tiene que ser corrosivo, tóxico, ni inflamable; es necesario que sea estable a altas temperaturas, inmune al desarrollo de bacterias y mantener sus propiedades durante toda la operación, según las exigencias que se presenten (Baker Hughes INTEQ, 1998).

2.2. Tipos de Fluidos de Perforación

Los fluidos de perforación se clasifican en base agua y base aceite (Figura 1), según la fase continua que constituye el medio de transporte y suspensión de sólidos. Esta clasificación responde a criterios técnicos como la reactividad de la formación, la temperatura del pozo, los requerimientos ambientales y las propiedades reológicas deseadas, a continuación, se definen algunos tipos:

Figura 1

Clasificación de fluidos de perforación



2.2.1. Fluidos de Perforación Base Agua

Los fluidos de perforación a base de agua son más utilizados en comparación con otros tipos de fluidos de perforación (a base de aceite o sintéticos) que son más costosos y causan problemas de eliminación, seguridad, salud y medio ambiente (Mahmoud et al., 2016).

Contienen alrededor de un 80 % de fase acuosa y un 20 % de aditivos de perforación (Aftab et al., 2017). Estos fluidos de perforación se clasifican en:

Fluidos Dispersos. Incluyen lignitos y lignosulfonatos que permiten controlar la viscosidad en ambientes de alta temperatura; son caracterizados por la dispersión de arcillas, cuya función principal es controlar la hidratación de las arcillas que asegure la estabilidad del hueco y la alta tolerancia a la contaminación. Según sus aditivos se clasifican en: Fluidos saturados de agua salada, fluidos cálcicos, fluido de agua salada lignosulfonato/lignito y fluido lignosulfonato (María & Bautista, 2006).

Fluidos no Dispersos. Formulados con bentonita y polímeros, sin dispersantes. Este tipo de fluidos se utilizan en perforaciones someras o en las primeras etapas de la perforación, son ideales para formaciones sensibles, ya que minimizan la floculación de arcillas. Son fluidos que no contienen aditivos químicos. Se clasifican en: fluido de inicio y fluidos poco tratados (María & Bautista, 2006).

Fluidos Calados. Incorporan cal hidratada y yeso, esto genera un pH elevado que inhibe la hidratación de arcillas. Si se añade calcio a un lecho de agua-arcilla, ocurre un intercambio de base ya que el catión de calcio (Ca^{2+}), que tiene mayor energía de enlace, reemplaza el catión de sodio (Na^+) en las arcillas, convirtiéndolos a arcillas base calcio. Este intercambio de cationes resulta en la deshidratación parcial de las partículas de arcilla hidratadas, al reducir el tamaño del sobre de agua alrededor de las partículas de arcilla. La reducción en el tamaño del sobre de agua permite que las partículas de arcilla se pongan en contacto una con la otra, resultando en una floculación. La floculación causa un incremento en el límite elástico aparente y los esfuerzos gel. Si no se utiliza un defloculante, el tamaño de los conjuntos de arcilla en ocasiones aumentan y se precipitan fuera con disminución gradual de la viscosidad plástica.

Fluidos Salinos. Utilizan agua salada (NaCl , KCl) para estabilizar formaciones salinas o lutitas reactivas.

Fluidos Poliméricos. Emplean polímeros sintéticos o naturales para mejorar la viscosidad y reducir la pérdida de agua.

Fluidos Inhibidos. Contienen sales como KCl o CaCl_2 para prevenir el hinchamiento de arcillas.

Fluidos de Silicato. Utilizados en formaciones inestables, ofrecen inhibición química y control de filtrado.

Salmueras Claras. Fluidos sin sólidos suspendidos, empleados en etapas de terminación o perforación en zonas productoras (Contreras, 2025).

2.2.2. Fluidos Base Aceite (OBM)

Los fluidos base aceite (OBM, por sus siglas en inglés) emplean aceite diésel, mineral o sintético como fase continua. Son preferidos en pozos de alta temperatura o donde se requiere máxima inhibición de arcillas (Miranda et al., 2016).

Emulsiones Inversas. El agua es la fase interna y el aceite la fase continua. Ofrecen excelente lubricidad y estabilidad térmica.

Fluidos Sintéticos. Formulados con aceites biodegradables, reducen el impacto ambiental sin sacrificar desempeño.

Fluidos Convencionales Base Aceite. Usan aceite diésel y emulsificantes, aunque presentan mayores riesgos ambientales (Miranda et al., 2016).

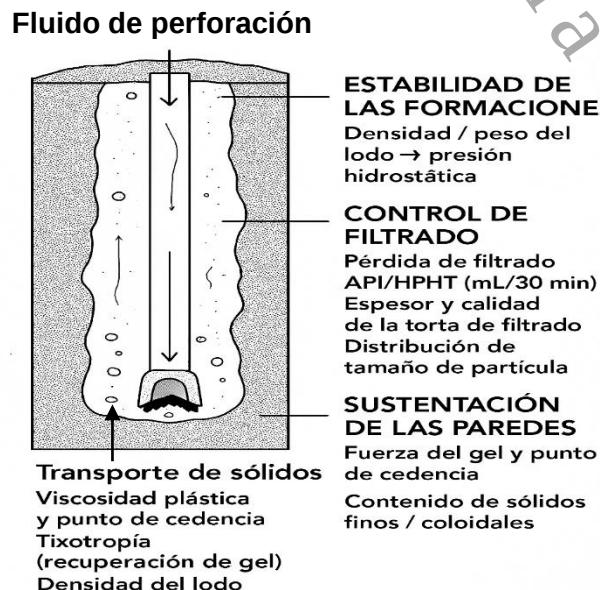
Esta clasificación permite seleccionar el sistema más adecuado según las condiciones geológicas y operativas del pozo, para optimizar la eficiencia de perforación y reducir riesgos de inestabilidad o daño a la formación.

2.3. Propiedades de los Fluidos de Perforación

Los fluidos de perforación tienen que cumplir con ciertas funciones y es necesario que posean las propiedades físicas y químicas adecuadas (Figura 2) para el proceso de perforación de un pozo. Estas propiedades son importantes para la investigación e innovación de los fluidos y necesitan ser evaluadas en un laboratorio o en el pozo.

Figura 2

Principales funciones relacionadas con las propiedades de un FPBA



NOTA: Adaptado de Ensayos sobre los mecanismos de acción de aditivos poliméricos en fluidos de perforación, por C. E. Carvalhido de Souza, 2007, Universidad Federal de Río de Janeiro, <https://1library.org/document/q2019opz>

A continuación, se presentan algunas propiedades, que son importantes:

2.3.1. **Propiedades Físicas**

En este apartado se describen las propiedades físicas de los fluidos de perforación estas incluyen: viscosidad aparente, viscosidad plástica, punto cedente, esfuerzos de gel, filtrado API, filtrado APAT, entre otras.

2.3.1.1. Propiedades Reológicas. Una de las propiedades esenciales de un fluido de perforación es su comportamiento reológico. A continuación, se mencionan cada una de ellas:

Viscosidad. La viscosidad se define como la fricción interna entre dos capas de un fluido bajo esfuerzo cortante. Cuando los aditivos del fluido de perforación se dispersan en el fluido, existe la posibilidad de que aumente la fricción entre las capas del fluido, dando como resultado un aumento de la viscosidad del nanofluido (Sabbaghi & Rezvani, 2020b).

Viscosidad Aparente (VA). Se define como la relación entre el esfuerzo cortante (τ) y la velocidad de corte (γ), y constituye uno de los parámetros más eficaces para preservar el comportamiento tixotrópico de los fluidos de perforación (Aftab et al., 2017).

Este parámetro es fundamental en los cálculos hidráulicos, ya que una VA elevada facilita el transporte de los recortes de perforación hacia la superficie. Sin embargo, un aumento excesivo en la viscosidad genera una reducción en la velocidad de penetración de la broca, debido al incremento en la resistencia al flujo dentro del pozo (Perween et al., 2018)

$$VA = \frac{\theta_{600}}{2} \quad \text{Ecuación (1)}$$

Donde VA es la Viscosidad aparente, expresada en centipoise (cP) y θ_{600} es la lectura del vial a 600 revoluciones por minuto (RPM).

Viscosidad Plástica (VP). Representa la resistencia interna al flujo de un fluido de perforación, causada por la fricción mecánica entre los sólidos suspendidos, la fase líquida y la deformación del fluido bajo esfuerzo cortante. En el modelo de Bingham plástico, la VP corresponde a la pendiente de la curva esfuerzo cortante vs. velocidad de corte más allá del punto de cedencia, y se utiliza como parámetro clave para evaluar la eficacia del proceso de

perforación, en especial en zonas donde el fluido experimenta tasas de corte elevadas, como en la salida por la barrena (Perween et al., 2018).

La VP depende en gran medida de la superficie específica de las partículas presentes en el fluido (Aftab et al., 2017). Las nanopartículas, por su elevada relación superficie/volumen, tienden a incrementar la VP al intensificar las interacciones sólido-líquido. Esto mejora la capacidad de suspensión, pero también reduce la permeabilidad del fluido, sobre todo si hay un alto contenido de sólidos o concentración de aditivos (Perween et al., 2019).

Además, la VP depende de la concentración, tamaño y forma de las partículas sólidas, así como por la viscosidad de la fase líquida (ASME, 2005). Un aumento en el volumen de partículas, o una reducción en su tamaño con el volumen constante, incrementa la VP debido al aumento en el área específica que genera mayor fricción y resistencia al flujo (Ghayedi & Khosravi, 2020).

La viscosidad plástica se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$VP = \theta_{600} - \theta_{300} \quad \text{Ecuación (2)}$$

Donde: VP es la Viscosidad plástica expresada en centipoise (cP); θ_{600} y θ_{300} son las lecturas del vial del viscosímetro rotacional a 600 y 300 RPM, respectivamente.

Este cálculo permite evaluar la facilidad de flujo del fluido bajo condiciones de corte intensas, como las que se presentan en la rotación de la broca.

Punto de Cedencia (PC). El punto de cedencia (PC) representa la resistencia inicial al flujo de un fluido de perforación, atribuida a las fuerzas electroquímicas entre partículas suspendidas en la matriz fluida. Este parámetro indica la capacidad del fluido para levantar y transportar los recortes perforados desde el anillo anular bajo condiciones dinámicas (Mohamadian et al., 2019). En términos operativos, un PC elevado se asocia con una mayor eficiencia de elevación, con mejor la limpieza del pozo y reduce el riesgo de sedimentación.

Los fluidos con alto PC tienden a ser más eficaces que aquellos con valores bajos, ya que ofrecen una estructura interna más cohesiva que favorece la suspensión de sólidos. El PC está relacionado con las propiedades superficiales de las partículas presentes en el fluido y con su concentración volumétrica (Aftab et al., 2017). En sistemas con nanopartículas, estas propiedades se intensifican debido a la elevada relación superficie/volumen, que modifican en gran medida el comportamiento reológico.

Un aumento en el punto de cedencia contribuye al desempeño del fluido, ya que:

- Mejora la capacidad de limpieza de recortes en el pozo.

- Disminuye la probabilidad de atasco de la sarta de perforación.
- Reduce la torsión y el esfuerzo mecánico sobre la sarta (Ghayedi & Khosravi, 2020).

El PC se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$PC = \theta_{300} - VP \quad \text{Ecuación (3)}$$

Donde PC es el Punto de cedencia expresado en lb/100 ft² y representa la resistencia inicial al flujo antes de que el fluido comience a moverse; θ_{300} es la lectura del vial a 300 RPM, relacionada con el esfuerzo cortante total.

VP: Viscosidad plástica (lb/100 ft²), calculada como la diferencia entre las lecturas a 600 y 300 RPM.

Fuerza del Gel. La resistencia del gel es una propiedad tixotrópica clave de los fluidos de perforación, que describe su capacidad para desarrollar estructura interna si el flujo cesa. Esta propiedad se cuantifica mediante dos parámetros estándar:

- Fuerza de gel a 10 segundos (FG10s)
- Fuerza de gel a 10 minutos (FG10min)

Ambos se obtienen como la lectura máxima del vial a 3 RPM después de que el fluido ha estado en reposo durante 10 segundos y 10 minutos, según su orden (Perween et al., 2018). Estas mediciones reflejan la capacidad del fluido para reformar su estructura interna en estado estático, al suspender los recortes de perforación mientras las bombas están apagadas y el fluido no circula.

Al igual que el punto de cedencia, la fuerza del gel se origina por las fuerzas de atracción entre partículas, aunque se evalúa en condiciones de reposo. Su mejora tiene implicaciones operativas importantes:

- Aumenta la capacidad del fluido para mantener sólidos en suspensión durante interrupciones en la circulación.
- Reduce el riesgo de atasco de la sarta de perforación por sedimentación de recortes.
- Mejora la estabilidad del pozo en operaciones intermitentes o de conexión de tuberías (Ghayedi & Khosravi, 2020).

2.3.1.2. Filtrado API. La prueba de filtrado API a baja presión y temperatura (LPLT) es un método estándar para evaluar la capacidad de un fluido de perforación de controlar la pérdida de fluido hacia la formación. La reducción de pérdidas de filtrado no solo representa un ahorro económico en el consumo de fluido, sino que también minimiza el daño al yacimiento causado por la invasión del filtrado (Ghayedi & Khosravi, 2020).

Algunos factores que influyen en el comportamiento de filtrado:

- **Forma y tamaño de los sólidos:** Son determinantes para lograr una torta de filtración delgada y de baja permeabilidad, con mejora en el control de filtrado (Azar & Robello, 2007).
- **Viscosidad del fluido:** Existe una relación inversa entre la viscosidad y el volumen de filtrado; a menor viscosidad, mayor volumen de filtrado (Ja y Simpson, 1974).
- **Espesor de la torta de filtración:** Es un parámetro crítico que requiere ser monitoreado durante la perforación, ya que un espesor excesivo intensifica los problemas operativos como: pegado de la tubería, incremento en la torsión y arrastre, y reducción del diámetro efectivo del pozo (Sabbaghi & Rezvani, 2020a).

2.3.1.3. Filtrado APAT. El filtrado HTHP (High Temperature High Pressure, por sus siglas en inglés) evalúa la capacidad de un fluido de perforación para formar una torta de baja permeabilidad bajo condiciones extremas de presión y temperatura. Una reducción en el volumen de filtrado indica que el fluido generó una capa delgada y compacta sobre el medio poroso de la prueba (papel de filtro) y bloquea el paso del líquido hacia la formación.

En general, cualquier formulación de fluido de perforación tiene que minimizar la pérdida de fluido para evitar problemas como:

- Inestabilidad del pozo.
- Hinchamiento de arcillas.
- Colapso de formación.
- Pegado de la sarta de perforación.

Este aspecto es crítico en particular en formaciones sensibles al agua, como las lutitas, donde el contacto con el filtrado induce reacciones de hidratación, fracturamiento o desintegración estructural. Por ello, para el diseño del sistema de fluido es necesario considerar la interacción entre el filtrado y la roca, para seleccionar aditivos que reduzcan la invasión de fluidos y estabilicen la pared del pozo (Zamir & Siddiqui, 2017).

2.3.1.4. Densidad. Es una de las propiedades físicas del fluido y se define como la materia medida como masa por unidad de volumen-expresada en libras por galón (lb/g), gramos por centímetro cúbico (g/cm^3) y libras por pie cúbico (lb/ft^3); es conocida de forma habitual como peso del fluido. Su función principal es mantener la presión hidrostática que se necesita en el yacimiento y esta tiene que ser igual o superior a la presión de la formación para evitar daños a la formación.

2.3.1.5. Contenido de Líquidos y Sólidos. El contenido de líquido, aceite y sólidos son fundamentales para determinar de mejor forma las propiedades que pueda llegar a presentar el fluido de perforación, como: Reología, densidad, filtración, relación crudo/agua e incluso salinidad del fluido.

La retorta hace referencia al equipo utilizado para la medición del contenido de líquidos y sólidos presentes en un fluido de perforación de tal forma que al final del procedimiento, en la probeta utilizada, se evidencian las tres fases presentes que tiene el fluido.

En el caso de los fluidos de perforación base agua, se presentan dos fases: agua y sólidos (Candela & Salgado, 2019).

2.3.1.6. Contenido de Arena. Es el porcentaje de arena contenida en el fluido de perforación, es recomendable que sea mínimo para evitar que los equipos de perforación se vean afectados, este sólido no reactivo es indeseable, dado a sus propiedades abrasivas (Castañeda, 2019).

2.3.2. Propiedades Químicas de los Fluidos de Perforación

De acuerdo con el Instituto Americano del Petróleo existen pruebas químicas estandarizadas que se realizan a los fluidos de perforación, para conocer sus propiedades, a continuación, se mencionan cada una de ellas:

2.3.2.1. Alcalinidad. La alcalinidad de un fluido de perforación se refiere a la concentración de iones solubles en agua capaces de neutralizar ácidos, lo cual es esencial para mantener la estabilidad química del sistema y garantizar la correcta dosificación de aditivos durante la operación (Castañeda, 2019).

Esta propiedad está relacionada de manera directa con el pH del fluido, y con la presencia de iones solubles en agua como hidroxilos (OH^-), carbonatos (CO_3^{2-}) y bicarbonatos

(HCO_3^-). La alcalinidad es un factor importante en la elaboración de Fluidos de Control para la Perforación porque permite:

- Controlar la corrosión. Durante la perforación encontramos sales con iones positivos, los cuales por su acidez corroen las tuberías, es por esto que es necesario controlar este tipo de acidez; la manera de hacerlo es con el incremento de su alcalinidad que equilibra los iones positivos con negativos. Una alcalinidad adecuada ayuda a neutralizar ácidos generados por contaminantes o reacciones químicas y reduce la corrosión de tuberías y herramientas (Chávez, 2025).
- Estabilidad de arcillas. En formaciones sensibles al agua, como lutitas, una alcalinidad bien controlada evita el hinchamiento y desintegración de arcillas (Miranda Arias et al., 2016).
- Compatibilidad con aditivos. El pH y la alcalinidad influyen en la eficacia de polímeros, inhibidores y agentes de control de filtrado.
- Indicador de contaminación. Cambios en la alcalinidad revelan la presencia de contaminantes como CO_2 , carbonatos o bicarbonatos, que afectan el desempeño del fluido (Chávez, 2025).

La especiación de los iones depende del pH del fluido, como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2

Especies alcalinas predominantes en función del pH del fluido de perforación

Rango de pH	Especie predominante	Estado químico
4.3 – 6.3	Dióxido de carbono (CO_2)	Gas disuelto
6.3 – 10.3	Bicarbonato (HCO_3^-)	Ion en solución
>10.3	Carbonato (CO_3^{2-})	Ion en solución

Alcalinidad de Fenolftaleína (Pf). Esta titulación se hace sobre el filtrado del fluido; se utiliza fenoftaleína como una solución indicadora y ácido sulfúrico N/50 como la solución tituladora. El punto final de la titulación se produce hasta que el color de la muestra cambia de rojo al color original del filtrado, el cambio de color ocurre hasta que el pH de la muestra llega a 8.3 reportándose como Pf los mililitros de ácido utilizados.

En otras palabras, cuando se tiene un pH de 8.3 se cumple lo siguiente: la mayoría del carbonato se convierte en agua. De esta manera se concluye que al haber una alta

concentración de OH^- de CO_3^{2-} el Pf será alto. Para determinar cuál es el ion presente y la cantidad de cada uno, se realiza la prueba de alcalinidad de anaranjado de metilo (Mf).

El bicarbonato se convierte en dióxido de carbono al punto final de la titulación donde el pH es de 4.3, una alta concentración del ion carbonato en el Pf producirá una alta concentración de iones bicarbonato en la titulación Mf. La titulación Pf convierte al carbonato en bicarbonato y la titulación Mf convierte al bicarbonato en dióxido de carbono (Rubí, 2017).

Alcalinidad de Anaranjado de Metilo (Mf). Al finalizar la prueba Pf se agrega el anaranjado de metilo, también conocido como el verde bromo cresol a la muestra y se continúa la titulación con ácido sulfúrico N/50. Con el anaranjado de metilo, el color de la muestra cambiará de naranja a un rosado salmón, en este momento el pH de la muestra tiene un valor de 4.3. El resultado se reporta como Mf y será la suma de la cantidad del ácido sulfúrico que se utiliza para determinar el Pf más la cantidad de ácido empleada para poder determinar el Mf (Rubí, 2017).

2.3.2.1. Cloruros. Los iones cloruro (Cl^-) desempeñan un papel fundamental en la formulación y desempeño de los fluidos de perforación, sobre todo en sistemas base agua. Su presencia puede ser intencional, como en el caso de fluidos salinos diseñados para inhibir la hidratación de arcillas, o accidental, producto de la interacción con formaciones salinas o contaminaciones externas.

En sistemas con nanopartículas, los cloruros interactúan con superficies activas, que modifican la distribución de cargas y la estabilidad coloidal, por lo que se requiere ajustes precisos en la formulación para evitar incompatibilidades (Hernández & Miranda, 2020).

2.3.2.2. Dureza Cálcica. La dureza cálcica se refiere a la concentración de iones calcio (Ca^{2+}) presentes en la fase líquida del fluido de perforación. Esta propiedad es crítica en sistemas base agua, ya que influye en la compatibilidad química, la eficacia de los aditivos y la estabilidad de las arcillas en contacto con el fluido.

Una concentración elevada de Ca^{2+} genera precipitación de polímeros, floculación de arcillas y contaminación química, que afecta el desempeño del sistema. Por otro lado, en formulaciones específicas como los fluidos calados, el calcio actúa como agente inhibidor para estabiliza formaciones reactivas (Hernández & Miranda, 2020).

La medición de la dureza cálcica se realiza por lo regular mediante titulación con ácido etilendiaminotetraacético (EDTA), con el uso de indicadores como negro de eriocromo T o

purpurato de amonio, depende del intervalo de concentración. Los resultados se expresan en ppm de Ca^{2+} o en meq/L, y permiten evaluar la calidad del agua base y la presencia de contaminantes provenientes de la formación o de aditivos mal dosificados (Cardozo, 2020).

En fluidos con nanopartículas, la dureza cálcica se ve modificada por fenómenos de adsorción superficial, interacción iónica o reacciones de neutralización y requiere un control más preciso de la química del sistema para evitar incompatibilidades operativas (Sepúlveda, 2013).

2.3.2.3. Potencial de Hidrógeno (pH). El potencial de hidrógeno (pH) es una propiedad crítica en la formulación y desempeño de los fluidos de perforación, ya que regula la actividad iónica, la estabilidad química y la compatibilidad de los aditivos. En sistemas base agua, el pH influye de manera directa en la dispersión de arcillas, la solubilidad de polímeros, la formación de complejos metálicos, y la reología del fluido. Además, permite conocer si el fluido es ácido o alcalino, en su mayoría los fluidos base agua son alcalinos (7.5 a 11.5) (Castañeda, 2019).

La determinación y mantenimiento de los valores correctos del pH tienen mayor importancia hoy en día que en años pasados, en cuanto a la formulación de los fluidos de perforación (Rubí, 2017). Los fluidos de perforación se diseñan por lo general en un intervalo de pH ligeramente alcalino (8.5–11.5) para favorecer la estabilidad de los aditivos orgánicos y evitar la corrosión de componentes metálicos del equipo (Sepúlveda, 2013). Un pH fuera de este intervalo provoca:

- Precipitación de polímeros como PAC (celulosa polianiónica) o la CMC (carboximetilcelulosa).
- Desestabilización de emulsiones en sistemas mixtos.
- Incremento en la solubilidad de metales pesados, lo cual afecta la toxicidad del sistema.
- Alteración en la carga superficial de nanopartículas, que modifica su comportamiento coloidal.

La medición del pH se realiza mediante electrodos potenciométricos, calibrados con soluciones patrón (pH 4.0, 7.0 y 10.0), y se registra en unidades logarítmicas. En sistemas con nanopartículas, el pH se ve afectado por fenómenos de adsorción iónica, intercambio superficial y reacciones ácido-base y también requiere un control más preciso para evitar incompatibilidades químicas (Hernández & Miranda, 2020).

Además, el pH influye en la interacción entre nanopartículas y polímeros, afectando la viscosidad, la estabilidad térmica y la capacidad de filtración del fluido. Por ello, su monitoreo constante es esencial durante la preparación, circulación y reacondicionamiento del sistema.

2.4. Funciones de los Fluidos de Perforación

Los fluidos de perforación cumplen con funciones específicas que colaboran con la operación y minimizan problemas de estabilidad del pozo. A continuación, se explica a detalle las funciones que se requiere que cumpla un fluido de perforación:

2.4.1. Asegurar una Evaluación Adecuada de la Formación

El fluido de perforación desempeña un papel crucial en la evaluación geológica de la formación durante la construcción del pozo. Los registradores de lodo (*mud loggers*) monitorean de forma periódica la circulación del fluido y los recortes transportados a superficie, con el objetivo de identificar indicios de hidrocarburos, analizar la composición mineralógica y realizar estudios paleontológicos. Esta información se integra en el registro geológico conocido como *mud log*, el cual constituye una fuente primaria para la caracterización de la formación.

Además, las tecnologías de registro mientras se perfora (Logging While Drilling, LWD) y medición mientras se perfora (Measurement While Drilling, MWD) proporcionan datos en tiempo real sobre resistividad, densidad, velocidad sónica y parámetros de dirección, esto enriquece la interpretación geológica y estructural del subsuelo.

La calidad de esta evaluación depende en gran medida de las propiedades del fluido de perforación. Variaciones en su reología, capacidad de transporte, tixotropía o comportamiento de filtrado distorsionan las lecturas de sensores, alteran la recuperación de recortes o inducen invasión de filtrado en la zona productiva. Como señalan Alamu y Dada (2024), un fluido mal formulado compromete la integridad de los datos geológicos y dificulta la identificación precisa de zonas con potencial de hidrocarburos (Alamu & Dada, 2025).

Durante el proceso de perforación, la interacción constante entre la broca y la formación geológica genera una cantidad significativa de calor debido a la fricción. Para mitigar este efecto térmico, el fluido de perforación circula de manera continua a través del sistema, con absorción y redistribución del calor generado, se mantienen las temperaturas operativas seguras y se preserva la integridad de los componentes mecánicos.

Además de su función térmica, el fluido de perforación contribuye al soporte parcial del peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento mediante el principio de

flotabilidad. Mientras estos elementos están suspendidos en el fluido, una fuerza equivalente al peso del volumen desplazado actúa en sentido opuesto, esto reduce la carga transmitida al gancho de la torre de perforación y mejora la eficiencia estructural del sistema.

La lubricación es otro parámetro crítico a considerar. La capacidad del fluido para reducir la fricción entre componentes móviles —como brocas, motores de fondo y elementos de la columna de perforación— disminuye el riesgo de fallas mecánicas prematuras. La combinación de lubricidad y capacidad de refrigeración del fluido de perforación es esencial para prolongar la vida útil de los equipos y mantener la continuidad operativa en condiciones exigentes (Williamson, 2013).

2.4.2. Controlar la Corrosión

La corrosión representa un desafío persistente en las operaciones de perforación, debido a la presencia de gases disueltos como oxígeno (O_2), dióxido de carbono (CO_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S), los cuales inducen mecanismos de corrosión severa en componentes metálicos expuestos (Quiñonez, 2024). Aunque no se elimina por completo, se mantiene dentro de los límites aceptables mediante estrategias de monitoreo, inhibición química y control de parámetros fisicoquímicos del fluido.

Uno de los factores más críticos es el pH del fluido de perforación. Valores bajos de pH aceleran la corrosión en la columna de perforación y en la tubería de revestimiento. Para contrarrestar este efecto, se emplean inhibidores químicos que estabilizan el entorno del fluido y protegen las superficies metálicas mediante la formación de capas pasivas o la modificación de la reactividad del medio (Melera, 2022).

Durante todas las etapas de perforación, es fundamental recolectar muestras representativas para evaluar los tipos y tasas de corrosión. La aireación del fluido, la formación de espuma y la presencia de oxígeno ocluido son condiciones que aceleran el deterioro en cortos periodos de tiempo. Por ello, se recomienda implementar sistemas de monitoreo continuo y realizar pruebas bajo normas estandarizadas como ASTM G48 y SSPC-SP2, que permiten tomar decisiones correctivas oportunas (Quiñonez, 2024).

2.4.3. Controlar las Presiones de la Formación

Uno de los objetivos fundamentales durante la perforación de pozos es mantener el sistema bajo control, es decir, evitar que fluidos de formación —como agua, gas o petróleo— ingresen al pozo de manera no deseada. Este control se logra mediante el adecuado diseño y

ajuste de la densidad del fluido de perforación, que requiere ejercer una presión hidrostática suficiente para equilibrar o superar la presión de la formación sin exceder el límite de fractura del yacimiento.

El peso del fluido utilizado está limitado por dos condiciones críticas: el mínimo necesario para contener la presión de formación y el máximo permitido antes de inducir fracturamiento en la roca. Superar este umbral provocaría pérdida de circulación, daño a la formación y reducción en la productividad del pozo (Escobar et al., 2019)

La correcta estimación de presiones de formación y de fractura requiere el uso de modelos predictivos como el de Eaton, apoyados en registros sísmicos y de densidad. Estos modelos permiten generar curvas de presión que ayudan a identificar zonas de geopresión anormal, optimizar la ventana de perforación y prevenir eventos como el *blowout* (reventón) (Barriol et al., 2006; Escobar et al., 2019).

El fluido de perforación, por tanto, no solo actúa como medio de transporte y refrigeración, sino como barrera primaria de control de presión, es esencial su monitoreo continuo y ajuste dinámico conforme se avanza en profundidad.

2.4.4. Facilitar Operaciones de Cementación y Terminación

El fluido de perforación tiene que garantizar condiciones óptimas para las operaciones de completamiento, que incluye la introducción y cementación eficaz de la tubería de revestimiento. Para ello, es esencial que el fluido mantenga propiedades reológicas estables y evite fenómenos como el suavizado (*swabbing*) y pistoneo (*surging*), que alteran las presiones del pozo y comprometen la integridad del aislamiento zonal.

La cementación representa una etapa crítica en la construcción del pozo, ya que permite fijar el revestimiento y aislar las zonas productoras, de este modo se evita la migración de fluidos entre formaciones. Un fluido de perforación mal diseñado dificulta el desplazamiento del cemento, al generar canales de flujo no deseados o interferir con el fraguado del cemento, que afecta la calidad del sellado y la seguridad operativa (Herrera, 2024).

Además, durante la corrida de la tubería, el fluido necesita conservar su capacidad de suspensión de sólidos, minimizar la fricción hidráulica y facilitar el desplazamiento uniforme del cemento. Esto requiere un control preciso de la densidad, viscosidad y contenido de sólidos, en especial en pozos de alta complejidad o en ambientes de alta presión y temperatura (Albarrán & Hernández, 2012).

2.4.5. Mantener la Estabilidad del Agujero

La estabilidad del agujero durante la perforación depende del equilibrio entre factores mecánicos—como esfuerzos in situ, presión de formación y tensiones tectónicas— y factores químicos, en la mayoría de los casos asociados a la composición y propiedades del fluido de perforación. Este equilibrio es esencial para evitar colapsos, ensanchamientos no deseados o pérdida de integridad estructural del pozo.

Desde el punto de vista químico, es indispensable que la formulación del fluido de perforación incluya aditivos que controlen la reactividad de la formación, inhiban el hinchamiento de arcillas y mantengan la compatibilidad con los materiales del subsuelo. Estos aditivos, junto con el control de parámetros como el pH, la viscosidad y el contenido de sólidos, contribuyen a preservar la geometría del pozo hasta la etapa de cementación (Juárez & Cruz, 2023).

No obstante, incluso con una formulación química adecuada, el parámetro más crítico para la estabilidad del agujero es la densidad del fluido. Esta debe mantenerse dentro de una ventana operativa que equilibre la presión de formación sin inducir fracturamiento de la roca. Una densidad insuficiente provoca colapsos o ingreso de fluidos de formación, mientras que una densidad excesiva fractura la pared del pozo y genera pérdida de circulación (FasterCapital, 2025a).

La mejor estabilidad se logra cuando el pozo conserva su forma cilíndrica original. Cualquier desgaste, ensanchamiento o deformación compromete la integridad estructural y dificulta operaciones posteriores como la corrida de revestimiento o la cementación. Por ello, se recomienda implementar técnicas de monitoreo geomecánico en tiempo real, que permitan ajustar de forma dinámica las propiedades del fluido y anticipar zonas de riesgo (Juárez & Cruz, 2023).

2.4.6. Minimizar el Impacto al Ambiente

Una vez concluida la perforación del pozo, el fluido de perforación se convierte en un residuo industrial que debe ser gestionado conforme a las normativas ambientales vigentes en cada país. La disposición final de estos fluidos—ya sean base agua, base aceite, sintéticos o anhidros— está regulada por licencias específicas que buscan proteger los ecosistemas circundantes y prevenir la contaminación de suelos y cuerpos de agua.

Los fluidos de perforación pueden contener hidrocarburos, metales pesados, sales solubles y aditivos químicos que representan un riesgo potencial para la biota terrestre y

marina. Por ello, su tratamiento previo a la disposición es fundamental. Este tratamiento incluye procesos de separación de fases, ajuste de pH, floculación y evaluación de parámetros como toxicidad aguda, biodegradabilidad y contenido de hidrocarburos totales (Díaz et al., 2022).

La mayoría de los países establecieron reglamentos ambientales locales que exigen la caracterización fisicoquímica de los residuos, así como pruebas ecotoxicológicas con bioindicadores. Estas medidas permiten determinar si el fluido tratado puede ser dispuesto en suelos, cuerpos de agua o sistemas de reinyección sin comprometer la salud ambiental (López et al., 2020).

El diseño de fluidos responsables con el medio ambiente —por ejemplo, aquellos con aditivos biodegradables o nanopartículas no tóxicas— representa una línea de investigación activa que busca reducir el impacto desde la formulación, no solo en la etapa de disposición final.

2.4.7. Minimizar los Daños al Yacimiento

El daño de formación se define como cualquier reducción en la capacidad de producción de un yacimiento, casi siempre es causado por la disminución de su permeabilidad efectiva o porosidad. Este fenómeno es inducido por la invasión de sólidos, fluidos incompatibles, reacciones químicas adversas o alteraciones mecánicas durante la perforación. La presencia de estos factores obstruye los canales de flujo, altera la mojabilidad de la roca o genera emulsiones que dificultan la recuperación de hidrocarburos (González, 2014; González & Echevarría, 2021).

El fluido de perforación juega un papel crucial en la prevención de este tipo de daño. Su diseño debe considerar propiedades químicas y reológicas que minimicen la invasión de filtrado, controlen la precipitación de sólidos y eviten el hinchamiento de arcillas. La incorporación de inhibidores de arcillas, surfactantes compatibles y nanopartículas funcionalizadas ha demostrado mejorar la selectividad del fluido y reducir la interacción perjudicial con la matriz porosa (CEINPET, 2021).

La evaluación del daño potencial se realiza mediante el análisis de núcleos de formación, pruebas de permeabilidad de retorno y comparación con datos históricos de pozos de referencia. Estas técnicas permiten identificar zonas sensibles, ajustar la formulación del fluido y aplicar estrategias de perforación menos invasivas. En pozos horizontales, donde la relación área de contacto/flujo es mayor, el control del daño de formación se vuelve aún más crítico para mantener la eficiencia productiva (González & Echevarría, 2021).

2.4.8. Retirar los Recortes del Pozo

En la perforación de pozos petroleros, la interacción mecánica entre la broca y la formación genera fragmentos de roca conocidos como recortes de perforación. La remoción eficiente de estos recortes es esencial para mantener la estabilidad del agujero, prevenir obstrucciones y evitar problemas operativos como el empaquetamiento de la broca o la pérdida de circulación.

El fluido de perforación cumple una función clave en este proceso, ya que actúa como medio de transporte para los recortes hacia la superficie. La eficacia de esta remoción depende de múltiples factores: el tamaño, forma y densidad de los recortes; la velocidad de penetración (ROP, por sus siglas en inglés); la rotación de la sarta de perforación; y las propiedades reológicas del fluido, en especial su viscosidad, densidad y velocidad anular (Interiano et al., 2019).

En particular, dos propiedades del fluido son críticas para el manejo de recortes:

- **Densidad:** Una mayor densidad incrementa la fuerza de flotación sobre los recortes para facilitar su suspensión y transporte hacia la superficie. Esto es relevante sobre todo en pozos verticales profundos o en formaciones de alta densidad mineralógica (Aadnoy et al., 2009).
- **Viscosidad:** La viscosidad tiene una influencia directa en el comportamiento tixotrópico del fluido, puesto que evita que los recortes se sedimenten rápido si cesa la circulación. Una viscosidad adecuada permite mantener los recortes en suspensión durante interrupciones operativas, como conexiones de tubería o cambios de herramienta (Méndez et al., 2013).

El diseño de fluidos con propiedades ajustadas a las condiciones del pozo —que incluye el uso de polímeros, agentes tixotrópicos y nanopartículas— demuestran mejorar la eficiencia de limpieza del agujero, reducir riesgos operativos y optimizar el rendimiento de la perforación (Ahmed et al., 2020).

2.4.9. Suspende y Descargar los Recortes

Durante la perforación de pozos, la suspensión y posterior descarga de los recortes de perforación son procesos fundamentales para mantener la eficiencia operativa y la estabilidad del agujero. La suspensión de los recortes depende de las propiedades tixotrópicas del fluido de perforación, es decir, su capacidad para mantener los sólidos en suspensión si cesa la circulación, como ocurre durante las conexiones de tubería o interrupciones operativas. Esta

característica evita la sedimentación de los recortes en el fondo del pozo y evita generar empaquetamiento de la broca o dificultades en la reanudación del flujo (Méndez et al., 2013).

Por otro lado, la descarga de los recortes en superficie está condicionada por las propiedades reológicas del fluido que permiten su remoción eficiente mediante el sistema de control de sólidos. Para lograr un equilibrio entre suspensión y descarga, es esencial mantener la viscosidad dentro de un intervalo operativo que favorezca tanto la flotación de los recortes como su separación en los equipos de superficie (Villamil & Castro, 2020).

Los fluidos de perforación necesitan ser capaces de suspender no solo los recortes, sino también los materiales densificantes y aditivos bajo diversas condiciones de presión y temperatura. Al mismo tiempo, tienen que facilitar la separación de los sólidos mediante zarandas, desarenadores y deslimadores para optimizar el reciclaje del fluido y reducir la carga de sólidos en el sistema (Sabido, 2024).

2.4.10. Transmitir la Energía Hidráulica a la Broca y Herramientas de Fondo

El fluido de perforación, al ser expulsado a alta presión por las boquillas ubicadas en la cara de la broca, libera energía hidráulica que cumple funciones clave en el proceso de perforación. Esta energía contribuye a ablandar la formación rocosa, facilita la remoción eficiente de los recortes y mantiene la zona debajo de la broca libre de obstrucciones, que maximiza la velocidad de penetración (ROP, por sus siglas en inglés).

Además de mejorar la limpieza del fondo del pozo, la energía hidráulica también se utiliza para alimentar motores de fondo que impulsan la rotación de la barrena, así como para operar herramientas de Medición Mientras se Perfora (MWD, por sus siglas en inglés) y Registro Mientras se Perfora (LWD, por sus siglas en inglés). Estas herramientas proporcionan datos críticos en tiempo real y caracterización de la formación, en el mismo orden, que permite una toma de decisiones más precisa durante la perforación (Candela & Salgado, 2019).

2.5. Aditivos Utilizados en la Preparación de los Fluidos de Perforación

Los aditivos utilizados en la formulación de los fluidos de perforación son mezclas complejas compuestas por múltiples componentes químicos. Su incorporación permite modificar y controlar diversas propiedades del fluido, adaptándolo a las condiciones específicas de cada operación de perforación. Estos compuestos cumplen funciones esenciales como ajustar la viscosidad, modificar el comportamiento reológico y optimizar la capacidad de transporte de recortes, entre otras.

De acuerdo con los requerimientos del pozo, los aditivos se emplean para adelgazar o espesar el comportamiento constitutivo del fluido, lo cual mejora su desempeño en términos de limpieza del pozo, estabilidad de las paredes y eficiencia hidráulica (Apostolidou et al., 2022). A continuación, se enlistan algunos:

2.5.1. Agentes Densificantes

Los materiales densificantes son sólidos de elevada gravedad específica que, al estar divididos en partículas de tamaño reducido, se incorporan a los fluidos de perforación con el propósito de incrementar su densidad. El agente densificante más utilizado es la barita (sulfato de bario), debido a su disponibilidad, bajo costo relativo y alta eficacia. En segundo lugar, se emplean sales solubles, que permiten ajustar la densidad del fluido mediante la saturación de soluciones acuosas.

Por ejemplo:

- La saturación con cloruro de sodio (NaCl) puede elevar la densidad del agua hasta alrededor de 10 lbm/gal (ppg).
- El cloruro de calcio (CaCl_2) permite alcanzar densidades de hasta 11.8 ppg.
- Para densidades superiores, como 16 ppg, se utilizan compuestos más costosos como el cloruro de zinc (ZnCl_2) o el bromuro de calcio (CaBr_2), aunque su uso está limitado por consideraciones económicas y ambientales.

Una ventaja de las sales solubles es que permiten lograr altos contenidos de sólidos disueltos, que estabilizan el pozo y el control de presiones. Sin embargo, es fundamental considerar que la adición de estas sales altera otras propiedades químicas del fluido, como la viscosidad, el pH y la compatibilidad con la formación, para no afectar el rendimiento global del sistema.

En muchos casos, la densidad deseada se obtiene mediante una combinación estratégica de barita y sales solubles, que optimizan tanto el costo como el comportamiento reológico del fluido (Zamir & Siddiqui, 2017).

2.5.2. Aditivos Diluyentes

Son aditivos de fluido de perforación utilizados para reducir el flujo muy viscoso no deseado y la gelificación que se deriva del deterioro de los fluidos debido a las condiciones APAT. Además, este comportamiento muy viscoso no solo afecta el transporte de los recortes

de perforación a la superficie, sino que también está asociado con altas pérdidas de presión durante la perforación (Kelessidis et al., 2009).

2.5.3. Polímeros

Los polímeros son macromoléculas, por lo general orgánicas, formadas por la unión repetitiva de unidades más pequeñas llamadas monómeros. Se definen como materiales compuestos por cadenas de unidades constitucionales que se repiten de manera ordenada, con propiedades únicas y versátiles. Esta definición abarca una amplia gama de compuestos químicos, tanto de origen natural como sintético.

En el contexto de los fluidos de perforación, los polímeros desempeñan funciones críticas. Incluso en concentraciones muy bajas, generan aumentos significativos en la viscosidad del fluido, lo que mejora su capacidad para transportar recortes y estabilizar el pozo. Además, ciertos polímeros actúan como agentes de control de filtrado, que permiten reducir la invasión de fluidos hacia la formación productora y minimizar pérdidas de fluido (Ramos et al., 2023).

Otros usos relevantes incluyen la encapsulación de sólidos reactivos, que inhiben su hidratación y dispersión, así como la floculación de partículas finas en la línea de descarga. Estas propiedades permiten optimizar la limpieza del pozo y mejorar la eficiencia operativa. Por ejemplo, el almidón modificado y otros polímeros derivados del anhídrido maleico demostraron estabilidad térmica y resistencia a contaminantes en ambientes geotérmicos exigentes (Santoyo & Morales, 1993).

2.5.4. Aditivos Sólidos Misceláneos

Los aditivos utilizados en fluidos de perforación son compuestos químicos diseñados para modificar o mejorar propiedades específicas del sistema. Estos se presentan en estado sólido o líquido, aunque los líquidos suelen dispersarse más rápido en la mezcla debido a su mayor facilidad de integración molecular. Sin embargo, los aditivos sólidos son utilizados por su estabilidad, facilidad de almacenamiento y capacidad para liberar sus componentes de forma controlada durante la operación.

Entre los aditivos sólidos misceláneos se incluyen agentes de control de filtrado, inhibidores de hidratación, floculantes, encapsulantes y materiales selladores. Su selección depende de factores como el tipo de formación, la temperatura del pozo, la compatibilidad química y los objetivos operativos. La correcta incorporación de estos aditivos permite optimizar

la reología del fluido, mejorar la estabilidad del pozo y reducir la pérdida de circulación (Quimacer SL, 2022).

2.5.5. Controladores de Pérdida de Circulación

La pérdida de circulación se refiere a la fuga no deseada de fluidos de perforación hacia las formaciones subterráneas. Este fenómeno ocurre cuando la barrena atraviesa zonas con fracturas naturales, cavernas, vórgulos o formaciones muy permeables. También puede ser inducido por una presión excesiva del fluido sobre la formación y generarse fracturas artificiales que permiten el escape del fluido (Herrera, 2024).

Para controlar este problema, se emplean materiales para pérdida de circulación (LCM, por sus siglas en inglés), que se adicionan al fluido de perforación. Los más comunes son los materiales fibrosos como corteza de cedro, tallos de caña triturados, fibra mineral y cabello. Estos sólidos inertes presentan tamaños de partícula superiores a los 70 micrones, que actúan como agentes selladores al formar puentes físicos en las zonas de pérdida (Osorio, 2013).

Además de los materiales tradicionales, investigaciones recientes impulsan el uso de tecnologías avanzadas como polímeros expansivos, fibras solubles en ácido y compuestos inteligentes que se activan bajo condiciones específicas del pozo. Estas soluciones permiten una mayor eficiencia en la contención de pérdidas severas y mejoran la estabilidad del pozo durante la perforación (FasterCapital, 2025b).

2.6. Nanoaditivos

Los nanoaditivos, con tamaños de partícula en el rango de 1 a 100 nanómetros, se incorporan en la formulación de fluidos de perforación para optimizar su desempeño en pruebas de laboratorio. Los fluidos utilizados en la exploración y explotación de petróleo y gas que contienen estos aditivos se denominan nanofluidos.

Un nanofluido es una mezcla compuesta por partículas nanométricas —como metales, óxidos, carburos, nanotubos y fibras— dispersas en un líquido base. Esta dispersión modifica las propiedades físicas del fluido, tales como la viscosidad, densidad y capacidad de transferencia de calor (Queiroz et al., 2025).

Los nanomateriales se clasifican como funcionales o multifuncionales. Los funcionales están diseñados para cumplir tareas específicas, mientras que los multifuncionales desempeñan múltiples funciones dentro del sistema de fluidos y reducen el contenido de sólidos, la carga química y el costo total del fluido (Betancur et al., 2014).

Los nanofluidos representan una solución prometedora frente a diversas limitaciones de los fluidos de perforación convencionales. Problemas como la pérdida de fluido y la inestabilidad del pozo están relacionados con las propiedades del fluido. Entre los beneficios potenciales de los nanofluidos se encuentran:

- Mejora significativa en la recuperación de petróleo.
- Modificación de las propiedades reológicas del fluido.
- Alteración de la humectabilidad de las rocas.
- Reducción avanzada de la resistencia mecánica.
- Estabilización de arenas.
- Disminución de la tensión interfacial.
- Incremento en la movilidad del aceite atrapado en poros capilares.
- Formación de retortas más delgadas y con mejores propiedades.
- Minimización de la interacción roca-fluido, que reduce el daño a la formación

(Mendoza & Rojas, 2021).

La viabilidad de estos métodos depende de múltiples factores, como los mecanismos de flujo en medios porosos y las propiedades del sustrato a escalas micro y macroscópicas.

2.7. Nanopartículas de ZnO

El óxido de zinc (ZnO) es un compuesto químico que se encuentra de forma natural en el mineral zincita. En los últimos años ha despertado gran interés debido a su bajo costo y a la posibilidad de sintetizarlo mediante técnicas sencillas y accesibles. El ZnO cristaliza en una estructura hexagonal tipo wurtzita, en la cual los átomos de oxígeno se disponen en una red hexagonal compacta, mientras que los átomos de zinc ocupan posiciones intersticiales en una configuración un poco distorsionada (SciSimple, 2025).

Este compuesto pertenece al grupo de los semiconductores II-VI y se caracteriza por un amplio hueco de banda aproximado de 3.2 eV, una alta energía de excitación y una conductividad eléctrica modulable. Cuando se dopa con metales de transición, el ZnO puede exhibir ferromagnetismo a temperatura ambiente y se convierte en un material para aplicaciones en dispositivos de espintrónica.

Los polvos nanocristalinos de ZnO, con tamaños de partícula inferiores a 100 nm, presentan propiedades físicas y electrónicas distintas a las de sus contrapartes a escala micrométrica. Estas diferencias son causadas en su mayoría por su elevada área específica y por una mayor energía superficial, así como a un ensanchamiento del hueco entre la banda de

valencia y la banda de conducción, fenómenos característicos de materiales con dimensiones cercanas al tamaño atómico (Martinello et al., 2020).

2.7.1. Características Físicas y Químicas de las Nanopartículas de ZnO

Las NPs son estructuras con dimensiones comprendidas entre 1 y 100 nm. A esta escala, las propiedades físicas de los materiales cambian debido al incremento de la proporción entre superficie y volumen y favorece los fenómenos de efectos cuánticos. Uno de los más relevantes es el efecto de superficie, que se manifiesta cuando el número de átomos en la superficie de la partícula aumenta conforme disminuye su tamaño, este altera sus propiedades fisicoquímicas (Galindo et al., 2022).

Gracias a su escala nanométrica, estas partículas poseen una elevada relación área específica/volumen e interactúan tanto con superficies hidrofóbicas como hidrofílicas. Esta característica potencia las fuerzas de Van der Waals, se favorece la estabilización molecular y se mejora su desempeño en aplicaciones químicas y biológicas (Mavil & Juárez, 2022).

El óxido de zinc (ZnO) es un compuesto insoluble en agua y etanol, pero soluble en ácidos minerales diluidos. Se presenta como un polvo fino de color blanco o poco amarillento. En su forma de alta pureza, se utiliza en las industrias farmacéutica, alimentaria y cosmética. El ZnO es considerado un semimetal y metal de transición, capaz de reaccionar tanto con ácidos como con bases, formando agua y sales. Esta dualidad le confiere propiedades anfóteras, comportándose como óxido ácido o básico según el entorno químico.

Además, el ZnO es un semiconductor tipo n intrínseco que cristaliza en el sistema hexagonal tipo wurtzita. Es un material de bajo costo, baja toxicidad y alta eficacia como protector contra radiación ultravioleta; candidato ideal para aplicaciones en fotocátalisis, sensores, recubrimientos y dispositivos optoelectrónicos (Guipzot et al., 2024).

2.7.2. Síntesis de Nanopartículas de ZnO

La creciente demanda de materiales nanoestructurados con propiedades avanzadas impulsa el desarrollo de diversos métodos químicos para la síntesis de NPs-ZnO a escala de laboratorio. Estos métodos permiten controlar el tamaño, la morfología y la pureza de las partículas, lo cual es esencial para aplicaciones en fotocátalisis, sensores, electrónica y biomedicina y aplicaciones en la industria petrolera.

2.7.2.1. Métodos Empleados para la Síntesis de Nanopartículas de ZnO. Entre los diferentes métodos de síntesis química están el método sol-gel, pirólisis por pulverización, reacción de combustión líquida, síntesis hidrotérmica, atomización, el método Pechini, el método de reacción de combustión que utiliza las reacciones redox entre los productos de descomposición del nitrato y un combustible, como por ejemplo la urea. Un método alternativo es el llamado proceso mecanoquímico (Colis et al., 2006). Por este método se obtienen NPs-ZnO con tamaño promedio de partícula de 20-30 nm.

Entre los principales métodos de síntesis química utilizados para obtener NPs-ZnO se encuentran:

Método Sol-Gel. Permite una alta homogeneidad y control del tamaño de partícula mediante la hidrólisis y condensación de precursores metálicos (Zanella, 2012).

Pirólisis por Pulverización. Se emplea una solución precursora atomizada y calentada para formar partículas ultrafinas (Hielscher Ultrasonics, 2023).

Reacción de Combustión Líquida. Basada en reacciones redox entre nitratos metálicos y combustibles orgánicos como la urea, que generan NPs-ZnO con alta cristalinidad y tamaño controlado (López et al., 2025).

Síntesis Hidrotérmica. Utiliza condiciones de alta presión y temperatura en medios acuosos para obtener partículas con morfología definida (Martínez Hernández et al., 2024).

Método Pechini. Emplea ácidos orgánicos y polioles para formar una resina precursora que, al ser calcinada, produce NPs-ZnO (Rodrigues et al., 2019; Salas et al., 2016a).

Proceso Mecanoquímico. Una alternativa basada en la molienda reactiva de precursores sólidos, que demuestran ser eficaz para obtener NPs-ZnO con tamaños promedio entre 20 y 30 nm (Colis et al., 2006; Fahami & Beall, 2015; Perraud et al., 2014).

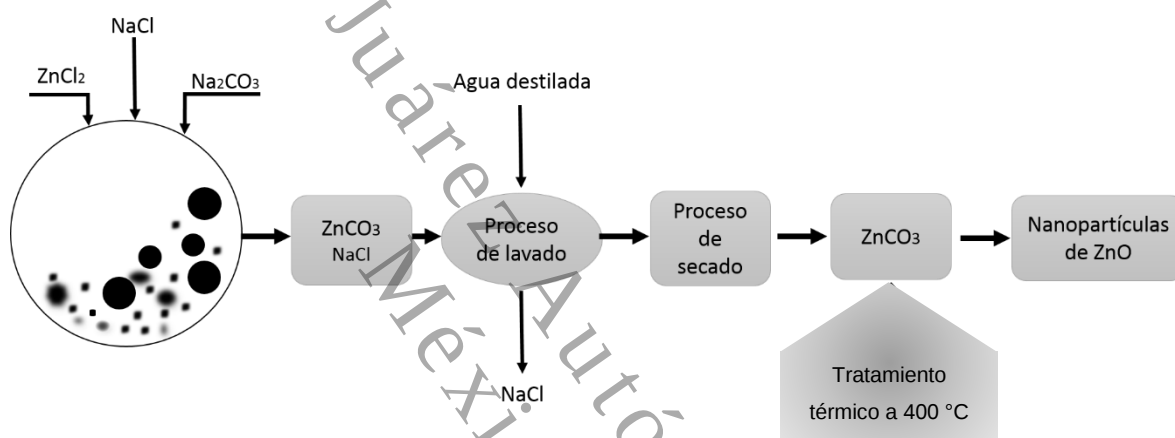
Cada uno de estos métodos ofrece ventajas específicas en cuanto a control de tamaño, pureza, eficiencia energética y escalabilidad; seleccionados según la aplicación final del material.

2.7.2.2. Síntesis de Nanopartículas de ZnO por Mecanoquímica. La

mecanoquímica es un método utilizado para la producción de NPs separadas, de materiales como: ZnS, CdS, ZnO, SiO₂ y CeO₂; donde la reacción química es activada de forma mecánica. Para la producción de ZnO mediante esta técnica se emplean como precursores: Cloruro de zinc (ZnCl₂), Carbonato de sodio (Na₂CO₃) y Cloruro de sodio (NaCl). En la Figura 3 se muestra el proceso de mecanoquímica del ZnO.

Figura 3

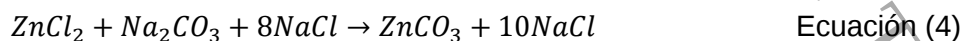
Proceso mecanoquímico para la síntesis de NPs-ZnO



NOTA: Adaptado de Zinc Oxide Nanoparticles: Synthesis, Antimicrobial Activity and Food Packaging Applications, por Espitia et al., 2012, Food and Bioprocess Technology.

<https://doi.org/10.1007/s11947-012-0797-6>

La reacción que se lleva a cabo al mezclar los materiales precursores, es la siguiente:



Durante el tratamiento térmico la reacción que se produce es la siguiente (Bazazi et al., 2018; Espitia et al., 2012b):



2.7.3. Aplicaciones de Nanopartículas de ZnO

Las NPs-ZnO son un material que presenta propiedades deseables, como son las propiedades ópticas, químicas y electromagnéticas entre otras; estas incrementan los usos potenciales del material. Por lo tanto, debido a sus excepcionales características físicas y químicas, el óxido de zinc (ZnO) nanométrico es una importante materia prima para muchas aplicaciones como el diseño de varistores, sensores de gas, óxidos luminiscentes, caucho, pinturas, cerámicas u otros. El ZnO es un material excelente para la fabricación de pantallas solares, porque absorbe los rayos ultravioleta (UV) y combate los potenciales problemas asociados a la exposición al sol (Martinello, 2020). Por su alta relación área específica/volumen, estructura cristalina tipo wurtzita, y comportamiento como semiconductor, el ZnO nanométrico se consolida como una materia prima clave en diversas industrias. Entre sus aplicaciones más relevantes se encuentran:

- Diseño de varistores y dispositivos electrónicos, donde el ZnO actúa como material dieléctrico con alta capacidad de absorción de energía.
- Sensores de gases, en especial para la detección de H_2S , CO y NO_2 , debido a su sensibilidad y respuesta rápida ante cambios en la atmósfera (Martínez et al., 2023).
- Óxidos luminiscentes, utilizados en pantallas LED y dispositivos optoelectrónicos por su capacidad de emitir luz bajo excitación (Rodríguez et al., 2019).
- Industria del caucho y pinturas, donde se emplea como agente antibacteriano, protector UV y estabilizador térmico.
- Cerámicas técnicas, en las que mejora la resistencia mecánica y las propiedades térmicas del material base.
- Fotoprotección en cosméticos, como en protectores solares, gracias a su capacidad para absorber radiación ultravioleta (UV) sin generar toxicidad significativa (Guipzot et al., 2024).

Estas aplicaciones se sustentan en la estabilidad química del ZnO, su bajo costo de producción, y su compatibilidad con métodos de síntesis sostenibles, es un candidato ideal para tecnologías emergentes en el ámbito ambiental, biomédico y energético.

En la actualidad, las nanopartículas de ZnO son probadas como aditivos en los fluidos de perforación, debido a que poseen características físicas y químicas aprovechadas para modificar las propiedades reológicas y de filtración de los fluidos; y así mejorar el rendimiento de estos sistemas.

III. Justificación

La capacidad instalada en México en materia de producción petrolera se estima en un aproximado de 5,000 pozos en explotación durante el primer semestre de 2025 (PEMEX, 2025). En la mayoría de estos pozos se utilizaron fluidos de perforación base aceite, debido a que sus propiedades reológicas y de filtración ofrecen un mejor desempeño técnico frente a condiciones operativas exigentes. Sin embargo, el uso extendido de estos fluidos plantea riesgos ambientales significativos, más notables en zonas urbanas donde la población cohabita con las actividades de extracción y transporte de hidrocarburos.

Ante esta situación, la Organización Mundial de la Salud (OMS) señala la necesidad de regular las prácticas industriales relacionadas con la extracción de petróleo y gas, con el fin de proteger la salud de las comunidades cercanas. En este contexto, se promueve el uso de tecnologías más limpias y sostenibles, alineadas con los principios de la química verde, que reduzcan el impacto ambiental sin comprometer la eficiencia operativa.

Una alternativa viable es el uso de fluidos de perforación base agua, que presentan menor toxicidad y mejor compatibilidad ambiental. No obstante, su desempeño técnico aún es limitado frente a los fluidos base aceite. En este sentido, las nanopartículas de óxido de zinc (NPs-ZnO) sintetizadas por vía mecanoquímica ofrecen un alto potencial para modificar de forma favorable las características reológicas y de filtración del fluido, gracias a que este método de síntesis permite obtener nanopartículas con distribución de tamaño homogéneo, elevada área específica, estabilidad térmica y capacidad de interacción con la matriz del fluido, formando redes estructurales más estables en presencia de aditivos poliméricos, que potencian su funcionalidad dentro del fluido de perforación base agua. Además, la síntesis mecanoquímica se alinea con los principios de química verde, al no utilizar solventes, operar a temperatura ambiente y minimizar la generación de residuos, lo que constituye un avance en la producción sostenible de nanomateriales para aplicaciones energéticas.

Asimismo, las políticas actuales de la Secretaría de Energía (SENER) impulsan el desarrollo de tecnologías que promuevan la sustentabilidad, la equidad social y la protección del entorno. Bajo esta perspectiva, la presente investigación busca contribuir al avance de soluciones técnicas que permitan optimizar el uso de fluidos base agua mediante la incorporación de NPs-ZnO, con prácticas más responsables en la industria petrolera mexicana que responden a los desafíos ambientales y normativos del presente.

IV. Pregunta de Investigación

¿Cuál es el efecto de la incorporación de nanopartículas de óxido de zinc (NPs-ZnO) en las propiedades reológicas y de filtración de los fluidos de perforación base agua?

V. Hipótesis

Los fluidos de perforación base agua modificados con nanopartículas de óxido de zinc mejoran sus propiedades reológicas y de filtración, durante la perforación de un pozo petrolero.

VI. Objetivos

6.1. General

Evaluar el efecto de la adición de nanopartículas de ZnO (NPs-ZnO) en el fluido de perforación base agua, mediante la medición de sus propiedades reológicas y de filtración; con el propósito de mejorar el desempeño durante el proceso de perforación de pozos petroleros.

6.2. Específicos

1. Sintetizar las nanopartículas de óxido de zinc a partir de precursores inorgánicos (ZnCl_2 , Na_2CO_3 y NaCl), mediante un proceso de molienda en alta energía.
2. Caracterizar las nanopartículas de ZnO, mediante las técnicas de caracterización de difracción de rayos X (DRX), microscopía electrónica de barrido (SEM), espectroscopía infrarroja con transformada de Fourier (FTIR), potencial Z, espectroscopía Raman y fisisorción de nitrógeno para conocer sus propiedades morfológicas y estructurales.
3. Formular un fluido de perforación base agua a partir de componentes comerciales utilizados en la industria petrolera, y modificarlo mediante la incorporación de nanopartículas de óxido de zinc (ZnO) en concentraciones de 0.05 %, 0.10 % y 0.15 % p/v.
4. Evaluar las propiedades reológicas y de filtración del fluido de perforación base agua (FPBA), así como el efecto que tiene al ser modificado con NPs-ZnO.

VII. Metodología Experimental

Objetivo 1. Sintetizar las nanopartículas de óxido de zinc a partir de precursores inorgánicos (ZnCl_2 , Na_2CO_3 y NaCl), mediante un proceso de molienda en alta energía.

7.1. Síntesis de las Nanopartículas de Óxido de Zinc (NPs-ZnO)

Se sintetizaron en un proceso de mecanoquímica por el método de molienda de alta energía o *ball milling*, en la Figura 4 se muestra el diagrama del proceso. El ZnO se sintetizó mediante el método de mecanoquímica con el uso de precursores como: 3.45 g de cloruro de zinc (ZnCl_2 , J.T. Baker, 97 %), 2.62 g de carbonato de sodio (Na_2CO_3 , J.T. Baker, 99.5 %) y 11.48 g de cloruro de sodio (NaCl); estos precursores fueron mezclados en un contenedor de acero inoxidable de 92.87 mL con medios de molienda de 18 mm de diámetro también de acero inoxidable. La síntesis fue realizada en un molino de 60 Hz a diferentes tiempos: 20, 40 y 60 min de molienda (marca millSpex@ modelo 8000M).

Después de la molienda para separar el ZnO del residuo de NaCl derivado de la reacción, el polvo de ZnO obtenido fue sometido a un proceso de 4 lavados con agua destilada mediante filtración a vacío y previo al último lavado se efectuó un tratamiento de ultrasonido durante 60 min; luego se realizó el secado de la muestra en el horno a 120 °C por 2 h. Por último, el material se calcinó a 400 °C durante 2 h con una rampa de 10 °C/min. Se obtuvieron 3 tipos de nanopartículas etiquetadas en función del tiempo como NPs-ZnO-X, donde X= 20, 40 y 60.

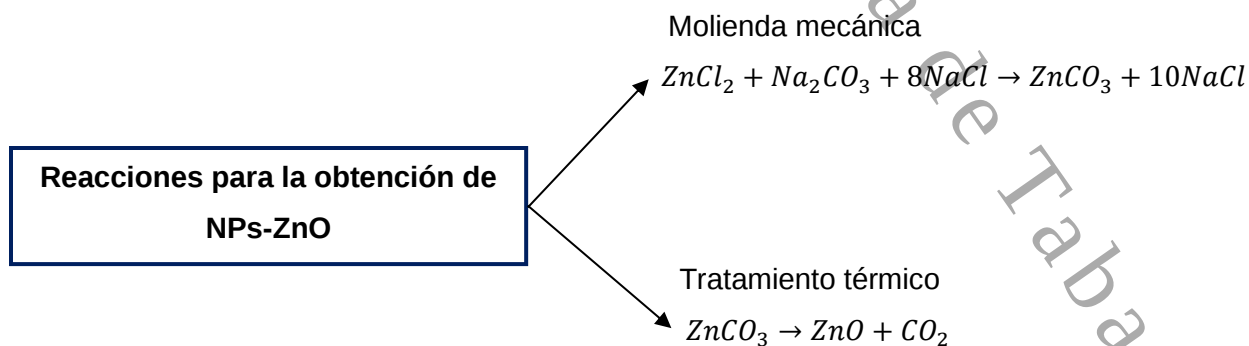
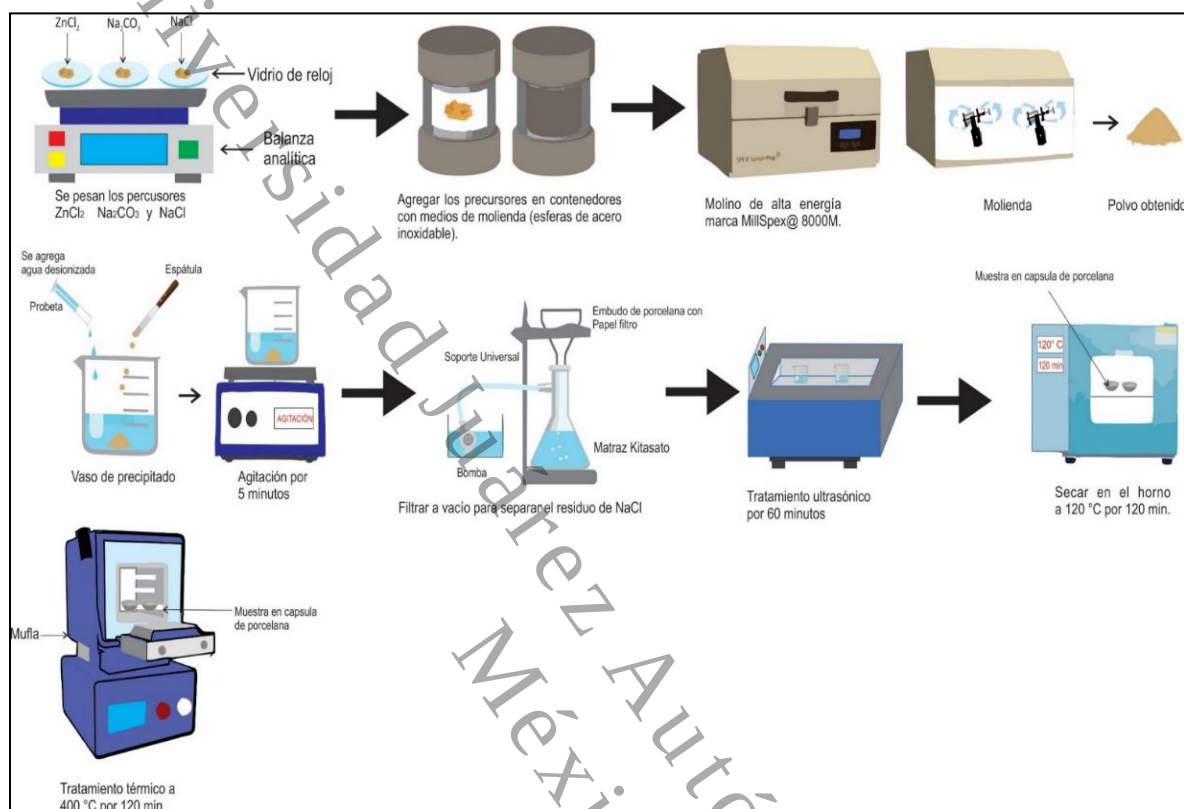


Figura 4

Diagrama del proceso para la obtención de NPs-ZnO



Objetivo 2. Caracterizar las nanopartículas de ZnO, para conocer sus propiedades morfológicas y estructurales.

7.2. Caracterización de las Nanopartículas de Óxido de Zinc (NPs-ZnO)

Se realizó la caracterización de las NPs, por medio de las técnicas indicadas en la Figura 5.

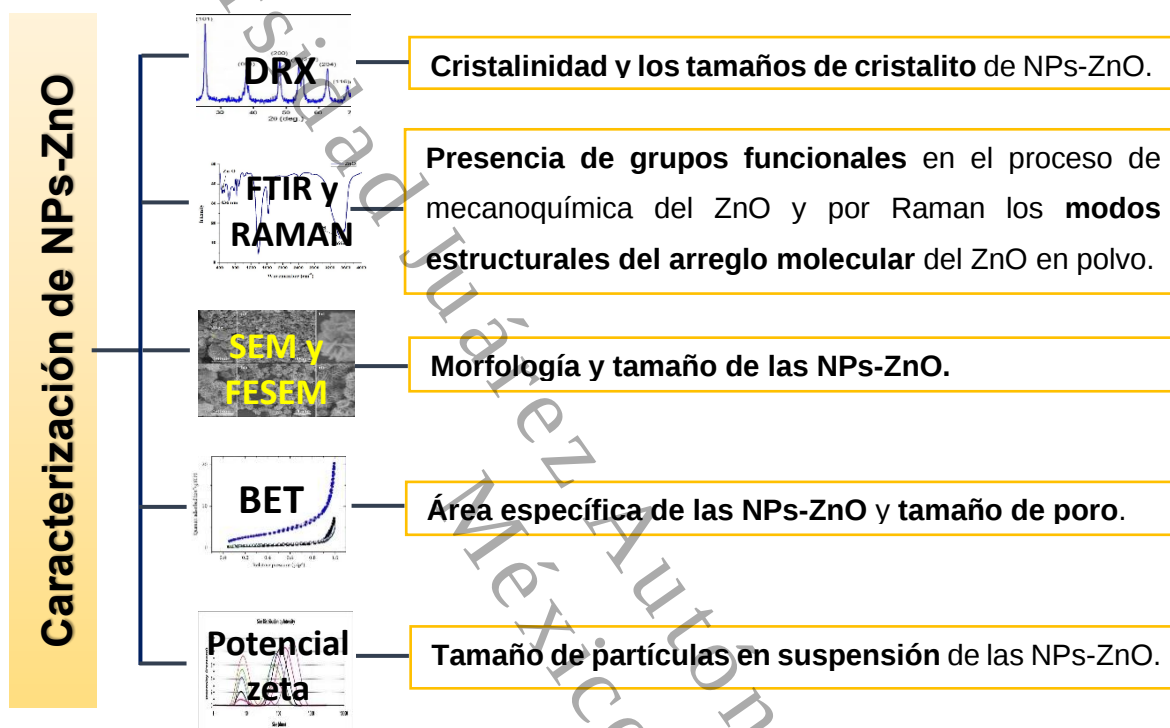
La determinación de la fase cristalina y el tamaño del cristal de los polvos de ZnO se realizó a través de la técnica de Difracción de Rayos X (DRX) con un equipo marca Bruker modelo D-8 Advance con radiación $CuK\alpha_1$ a una longitud de onda $\lambda=1.54060 \text{ \AA}$, 40 Kv y 30 mA. La intensidad de los picos fue medida en un rango de 20° a 80° en 2θ .

Los polvos de ZnO también se analizaron mediante espectroscopía FTIR con el espectrómetro Shimadzu IRAffinity-1, en un rango de 4700 a 370 cm^{-1} . La morfología de los polvos de ZnO se determinó mediante Microscopía Electrónica de Barrido por Emisión de

Campo (FESEM). Se empleó un microscopio JEOL JSM-7600F con un voltaje de aceleración de 15 kV, un cañón de emisión de campo y un detector de electrones secundarios.

Figura 5

Técnicas de caracterización



La espectroscopía RAMAN se utilizó para identificar la estructura de los enlaces Zn-O, con un espectrómetro WITEC Alpha 300 que mide de 50 a 700 cm^{-1} . La longitud de onda del láser fue de 488 nm, con un tiempo de integración de 1 s.

La morfología de los polvos de ZnO se determinó mediante microscopía electrónica de barrido (SEM) en un microscopio JEOL, modelo JSM-6010LA a 20 kV de voltaje de aceleración, en condiciones de alto vacío. Asimismo, se empleó microscopía electrónica de barrido de emisión de campo (FESEM) en un microscopio JEOL JSM-7600F, equipado con un cañón de emisión de campo y un detector de electrones secundarios, a 15 kV de voltaje de aceleración.

Las propiedades texturales (superficie específica, volumen de poro y diámetro promedio de poro) de las NPs-ZnO, se determinan en un equipo de fisisorción de nitrógeno a baja

presión Micromeritics™ modelo TriStar II 320, usando el método BET (Brunauer, Emmett y Teller) para el cálculo del área específica.

Finalmente, la distribución del tamaño de partícula fue medida con un equipo Zeta Sizer Malvern Panalytical™ modelo ZS, en soluciones a una concentración de 5 mg de material en 10 mL de dispersante en una celda desechable de poliestireno.

Objetivo 3. Formular un fluido de perforación base agua a partir de componentes comerciales utilizados en la industria petrolera, y modificarlo mediante la incorporación de nanopartículas de óxido de zinc (ZnO) en concentraciones de 0.05, 0.10 y 0.15 % p/v.

7.3. Preparación del Fluido de Perforación

Para comparar el efecto de la adición de los NPs-ZnO al fluido, se preparó un FPBA, denominado fluido base, se mezcló bentonita tratada con agua al 10 % p/v, esta mezcla se dejó reposar durante 24 h para su hidratación, y posterior a esto se añadió agua hasta obtener una viscosidad aparente de 5 cP, la cual fue medida por medio de un viscosímetro Fann 35A. De la misma forma se añadieron los aditivos enlistados en la Tabla 3. La mezcla resultante se agitó a alta velocidad con un agitador mecánico, se mantuvo la agitación durante 30 min por cada aditivo incorporado. Por último, se realizó sonicación durante 1 h para asegurar la homogeneización del fluido.

Tabla 3

Formulación del fluido de perforación base agua (FPBA)

Aditivos	% p/v
Bentonita ($\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 4\text{SiO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$)	10.00
Goma xantana ($(\text{C}_{35}\text{H}_{49}\text{O}_{29})_n$)	0.25
Celulosa polianiónica ($[\text{C}_6\text{H}_7\text{O}_2(\text{OH})_2\text{CH}_2\text{COONa}]_n$)	0.50
Cloruro de potasio (KCl)	3.00
Hidróxido de sodio (NaOH)	0.01
Formaldehído ($\text{H}_2\text{C}=\text{O}$)	0.10

7.4. Preparación del Fluido de Perforación Modificado

El fluido de perforación a base de agua modificado (FPBAM) se preparó con el fin de evaluar el efecto de los NPs-ZnO en el comportamiento reológico y de filtración de la formulación de FPBA.

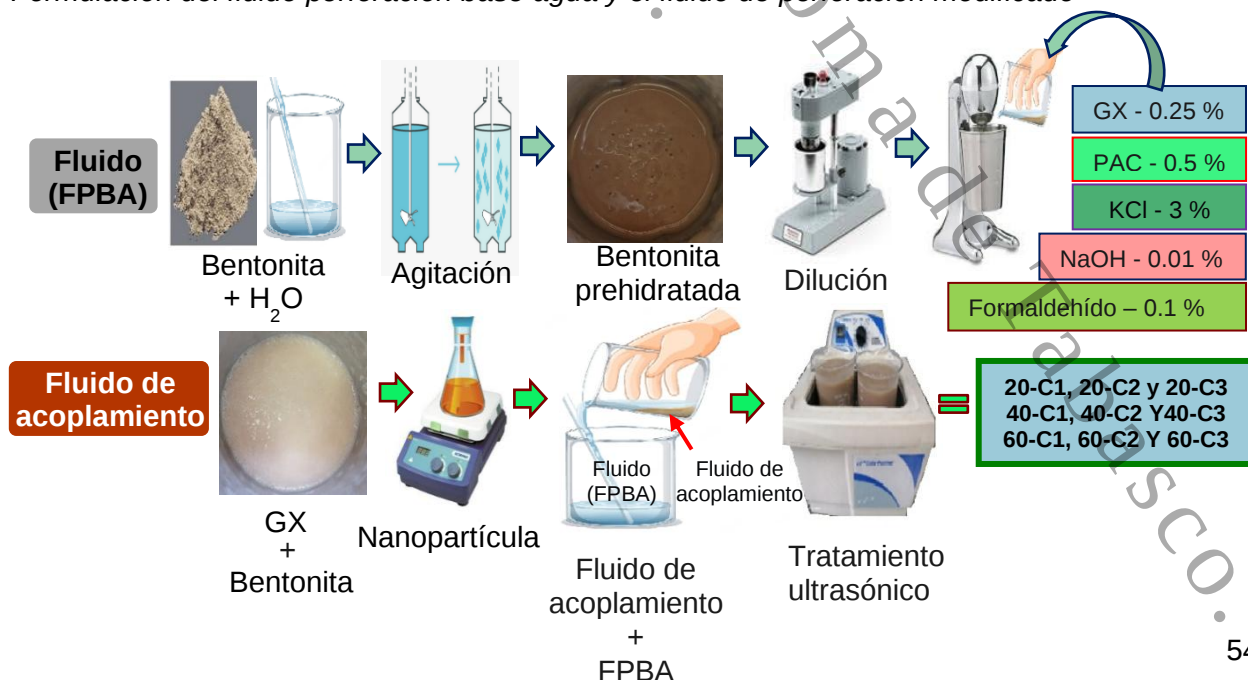
Tabla 4

Formulación del fluido de acoplamiento (FA)

Nomenclatura	Tipo de NPs-ZnO	NPs-ZnO (% p/v)	GX % (p/v)
FA ₁	NPs-ZnO-20	0.05	0.25
	NPs-ZnO-40		
	NPs-ZnO-60		
FA ₂	NPs-ZnO-20	0.10	0.25
	NPs-ZnO-40		
	NPs-ZnO-60		
FA ₃	NPs-ZnO-20	0.15	0.25
	NPs-ZnO-40		
	NPs-ZnO-60		

Figura 6

Formulación del fluido perforación base agua y el fluido de perforación modificado



Primero se inició un fluido de acoplamiento denominado FA₁, FA₂ y FA₃ (según el porcentaje de NPs-ZnO adicionado), en 200 mL de una mezcla de bentonita con agua, diluida a 5 cP, se incorporó goma xantana al 0.25 % p/v y se agitó durante 30 minutos. En seguida, se adicionaron las NPs-ZnO sintetizadas a los 20, 40 y 60 minutos de molienda, a una concentración de 0.05, 0.10 y 0.15 % p/v (Tabla 4), no se recomiendan concentraciones ≥ 0.20 % debido a efectos indeseables sobre los fluidos de perforación a base de agua (Cárdenas, 2022). Estos fluidos (FA₁, FA₂ y FA₃) se mezclaron de forma mecánica durante 30 min con el FPBA para obtener las formulaciones de FPBAM (Figura 6).

7.5. Proceso de Rolado en Caliente

Para evaluar la estabilidad térmica de las formulaciones FPBA y FPBAM, se vertieron muestras de 400 mL de cada fluido en celdas cilíndricas de envejecimiento. Estas celdas fueron presurizadas a 200 psi mediante el uso de cápsulas de CO₂, y luego se colocaron en un horno de rodillos. La rotación se mantuvo constante durante 16 horas a una temperatura de 110 °C, de esta manera se simulaban condiciones de envejecimiento térmico bajo presión.

Objetivo 4. Evaluar las propiedades reológicas y de filtración del fluido de perforación base agua, así como las propiedades del fluido de perforación modificado con las NPs-ZnO.

7.6. Caracterización de las Propiedades Físicoquímicas de los Fluidos de Perforación Preparados

En esta sección se presenta la metodología de acuerdo con los procedimientos y especificaciones establecidos por el American Petroleum Institute (API, 2019) para la caracterización físicoquímica realizada a los fluidos de perforación, este es un paso fundamental para evaluar su desempeño en condiciones operativas reales.

7.6.1. Alcalinidad

La alcalinidad es la capacidad de una sustancia para neutralizar ácidos. En el contexto de fluidos de perforación, se evalúa mediante titulaciones que determinan la presencia de compuestos alcalinos.

Alcalinidad Pm. Se midió 1 mL de fluido y se colocó en el recipiente de valoración. Después, se añadieron 5 mL de agua desionizada y se agregaron dos o más gotas de

fenolftaleína como indicador. En los casos en que la solución adquirió una tonalidad rosada, se procedió a titular con ácido sulfúrico 0.02 N, gota a gota y se agita continuamente hasta que el color desapareció. Cuando el color del fluido impidió observar el cambio visual, se utilizó un medidor de pH y se detuvo la titulación al alcanzar un valor de pH de 8.3. Para finalizar, se reportó la alcalinidad Pm como el volumen, en mililitros, de ácido sulfúrico 0.02 N requerido por cada mililitro de muestra para alcanzar el punto final.

Alcalinidad Pf y Mf. Se midió 1 mL de filtrado y se colocó en el recipiente de titulación. A continuación, se añadieron 5 mL de agua desionizada y se agregaron dos gotas de fenolftaleína como indicador. En los casos en que la solución adquirió una tonalidad rosada, se procedió a titular con ácido sulfúrico 0.02 N, gota a gota, se agitó constantemente hasta que el color desapareció. En los casos donde el color estaba enmascarado por el aspecto del filtrado, se utilizó un medidor de pH y se detuvo la titulación al alcanzar un valor de pH de 8.3. La alcalinidad Pf se reportó como el volumen de ácido sulfúrico 0.02 N requerido por cada mililitro de filtrado para alcanzar el punto final.

Luego, a la misma muestra se le añadieron de tres a cuatro gotas de indicador naranja de metilo/bromocresol hasta el cambio de color a verde. Se continuó la titulación con ácido sulfúrico 0.02 N hasta que el color cambió a amarillo (pH de 4.3). Por último, se reportó la alcalinidad Mf como el volumen total de ácido utilizado, correspondiente a la suma de Pf y la titulación final.

$$Mf = Pf + \text{mL de } H_2SO_4 \text{ 0.02N} \quad \text{Ecuación (6)}$$

7.6.2. Dureza Cálcica

La dureza cálcica representa la concentración de iones de calcio (Ca^{2+}) presentes en el filtrado del fluido, los cuales influyen en la estabilidad química del fluido de perforación.

Se tomó 1 mL de filtrado de fluido y se diluyó en un recipiente limpio con agua desionizada, hasta alcanzar un volumen que permitiera observar claramente el cambio de color. A continuación, se añadieron 20 gotas de solución buffer amoniacal con el fin de ajustar el pH a un valor aproximado de 10. Posterior a esto, se incorporaron 5 gotas de indicador negro de eriocromo T, hasta coloración vino en presencia de iones de calcio. La titulación se realizó lentamente con solución de EDTA ($C_{10}H_{14}N_2Na_2O_8 \cdot 2H_2O$, J.T. Baker, 99.0 %) a 0.01M desde una bureta aforada, se agregó el reactivo gota a gota mientras se mantenía una agitación constante. Se observó el viraje del color vino a azul, lo cual indicó el punto final de la titulación.

Para terminar con la prueba, se registró el volumen de EDTA utilizado para calcular la concentración de iones Ca^{2+} en la muestra.

$$C_{\text{Ca}^{2+}} \left(\frac{\text{mg}}{\text{L}} \right) = 400 \times \left(\frac{V_{\text{EDTA}}}{V_{\text{muestra}}} \right) \quad \text{Ecuación (7)}$$

Donde:

V_{EDTA} : Volumen de EDTA gastado (mL)

V_{muestra} : Volumen de muestra utilizada (mL)

400: Factor empírico que permite convertir los mililitros de EDTA usados en la titulación a ppm de calcio, bajo condiciones estándar de análisis.

7.6.3. Contenido de Cloruros

El contenido de cloruros (Cl^-) está relacionado con la salinidad del fluido de perforación, lo cual afecta la hidratación de las arcillas y la estabilidad del pozo.

Para estimar la cantidad de cloruros en las muestras se midieron 2 mL de filtrado del fluido y se vertieron en un recipiente de valoración. A la muestra se le añadió la cantidad de ácido requerida para la valoración de P_f . En seguida, se agregaron 25 mL de agua destilada y 10 gotas de solución de cromato de potasio (K_2CrO_4 , J.T. Baker, 99.0 %) como indicador, hasta coloración amarilla. La titulación se realizó con solución de nitrato de plata (AgNO_3 , J.T. Baker, 99.0 %) a 0.0282 N, se agregó el reactivo gota a gota desde una pipeta mientras se mantenía una agitación constante. Se observó el cambio de color de amarillo a rojo anaranjado al alcanzar el punto final cuando el color permaneció estable durante 30 segundos. Para finalizar, se registró el volumen de nitrato de plata utilizado para determinar la concentración de cloruros en la muestra.

$$\text{Cl}^- (\text{mg/L}) = \frac{V_{\text{AgNO}_3} \times N \times 35450}{V_{\text{muestra}}} \quad \text{Ecuación (8)}$$

Donde:

V_{AgNO_3} : Volumen de nitrato de plata gastado (mL)

N: Normalidad del nitrato de plata

V_{muestra} : Volumen de muestra utilizada (mL)

35450: Factor de conversión basado en la masa molar del ion cloruro

7.6.4. Potencial de Hidrógeno

El pH del fluido de perforación se determina mediante un pH-metro digital marca Hanna Instruments modelo HI 9813-6. Esta medición es esencial para evaluar la reactividad química del fluido y su compatibilidad con formaciones geológicas.

Se acondicionó la muestra del fluido a analizar a una temperatura de 75 ± 5 °F (24 ± 3 °C). Las soluciones amortiguadoras utilizadas para la calibración también fueron acondicionadas a la misma temperatura que la muestra. Los electrodos se lavaron con agua destilada y se secaron.

Para la calibración inicial, se introdujo la sonda en la solución amortiguadora de pH 7.0, se encendió el pH-metro y se esperaron 60 segundos para que la lectura se estabilizara. En caso de que no se estabilizara, se consultaron los procedimientos de limpieza del equipo. Se midió la temperatura de la solución y se ajustó en la perilla correspondiente, tras lo cual se calibró el medidor a pH 7.0. Luego, se realizó la calibración secundaria: se enjuagó y secó la sonda, y se repitieron los pasos anteriores con el uso de una solución amortiguadora de pH 4.0 para muestras ácidas o pH 10.0 para muestras alcalinas, se ajustó el medidor según correspondiera. Se verificó nuevamente la calibración con la solución de pH 7.0; si la lectura había cambiado, se reajustó a 7.0 y se repitieron los pasos de calibración. En caso de que el equipo no calibrara correctamente, se reacondicionaron o reemplazaron los electrodos.

Para la medición de la muestra, se enjuagaron y secaron los electrodos, se introdujo la sonda en la muestra a analizar y se esperaron 60 segundos para que la lectura se estabilizara. Se registró el valor de pH junto con la temperatura de la muestra de fluido. Para terminar, se realizó el mantenimiento posterior: se limpiaron los electrodos con cuidado, se almacenaron en solución amortiguadora de pH 7.0 dentro de su botella de almacenamiento y se apagó el medidor.

7.6.5. Densidad

Se determinó mediante el uso de una balanza de fluidos marca OFITE modelo 115-00, se llenó la copa con el fluido y se colocó la tapa de modo que quedara firme, asegurándose de que algo de fluido fuera expulsado a través del agujero en la tapa. Se lavó el fluido del exterior de la copa y se secó. Después, se colocó el brazo de la balanza sobre la base con la hoja cortante que descansa sobre el fulcro, la pesa corrediza se movió hasta que el brazo graduado estuvo nivelado, según indica el recipiente de nivel sobre el brazo y se tomó la lectura de la densidad o peso del fluido.

7.6.6. Porcentaje de Arena

Es importante determinar el contenido de arena ya que al ser elevado causa abrasión en las bombas de circulación y conexiones de tubería.

Para su determinación se utilizó el juego de contenido de arena. Primero se llenó el tubo de medición de vidrio, hasta la marca indicada, con la muestra de fluido, se añadió agua hasta la siguiente marca y se agitó con fuerza. Después la mezcla se vació sobre el cedazo y se añadió más agua al tubo, se agitó y vació de nuevo sobre el cedazo hasta que el agua lavada salió clara. Se lavó para limpiar la arena que estaba retenida en el cedazo.

Para finalizar, se insertó la punta del embudo dentro de la boca del tubo de vidrio, se lavó la arena del cernidor sobre el tubo por medio de un rocío fino de agua, de modo que la arena se asiente y se tomó la lectura del porcentaje de volumen de arena.

7.6.7. Contenido de Líquidos y Sólidos

La determinación del contenido de líquidos y sólidos en el fluido de perforación se realizó mediante el uso del equipo de retorta marca RIGCHINA modelo PROW-10N, el cual permite separar y cuantificar los componentes mediante destilación controlada. Para iniciar con esta prueba primero se agregó lana de acero N°000 dentro de la cámara, en seguida, se lubricó las roscas de la cámara con grasa de alta temperatura (Never-Seez); se ensambló la retorta y se tomó su peso. Luego, se desensambló la retorta y se llenó la cámara con la muestra del fluido hasta casi un nivel completo y se volvió a registrar su peso. Se atornilló el tubo de drenaje dentro del agujero en la punta del condensador, asentándolo con firmeza.

Se inició la prueba enchufando el cable de corriente en el voltaje, el destilado fue colectado en un cilindro graduado colocado con anticipación de bajo del condensador.

$$\text{Líquidos (\%)} = \left(\frac{\text{Volumen de agua + aceite}}{\text{Volumen total de muestra}} \right) \times 100 \quad \text{Ecuación (9)}$$

$$\text{Sólidos (\%)} = 100 - \text{Líquidos (\%)} \quad \text{Ecuación (10)}$$

7.6.8. Viscosidad de Embudo

La viscosidad del fluido de perforación es una propiedad fundamental que influye en la capacidad del fluido para transportar recortes, mantener la presión en el pozo y lubricar la barrena. Una forma rápida y práctica de evaluar la resistencia al flujo del fluido de perforación

en campo es mediante el embudo Marsh y una taza graduada, un instrumento sencillo que permite estimar la viscosidad aparente del fluido en segundos. Se estimó utilizando el procedimiento estándar, primero se cubrió la salida inferior del embudo Marsh con el dedo para evitar el flujo del fluido. Luego, se vertió el fluido a través de la malla del embudo hasta que el nivel del fluido alcanzó el borde inferior de la malla, asegurando una muestra representativa y uniforme. Se colocó la taza graduada debajo de la salida del embudo, se retiró el dedo y se permitió que el fluido escurriera libremente, mientras se midió el tiempo (en segundos) que tardó en recolectarse 1/4 de galón (946 cm³) de muestra. Al final, se reportó la viscosidad de embudo como el tiempo total transcurrido para recolectar dicho volumen, reflejando la fluidez del fluido bajo condiciones estándar.

7.7. Evaluación de las Propiedades Reológicas y de Filtración de los Fluidos de Perforación Preparados

Cada una de las muestras obtenidas del fluido de perforación base agua (FPBA) fue evaluada en cuanto a sus propiedades reológicas y de filtración. Las pruebas se realizaron por triplicado, de acuerdo con los procedimientos y especificaciones establecidos por el American Petroleum Institute (API, 2019). Para la caracterización reológica se utilizó un viscosímetro rotacional, mientras que la evaluación de filtración se llevó a cabo mediante un filtro prensa de baja presión y otro de alta presión y temperatura (APAT).

7.7.1. Pruebas Reológicas

La viscosidad aparente, la viscosidad plástica, el punto de cedencia y la fuerza gel del FPBA y del FPBAM modificado con nanopartículas de ZnO (NPs-ZnO) se determinaron por medio de un viscosímetro Fann 35A. Conforme a la norma API 13B-1, la muestra recién agitada se transfirió a una copa térmica y se calentó a las temperaturas de prueba de 25, 50 y 70 °C. Después, se realizaron lecturas de esfuerzo cortante a velocidades de 600, 300, 200, 100, 6 y 3 RPM.

Viscosidad Aparente (VA). Para calcular la viscosidad aparente (VA), una vez alcanzada la temperatura de prueba del fluido, se procedió a arrancar el motor del viscosímetro, el conmutador se colocó en la posición de alta velocidad, correspondiente a 600 revoluciones por minuto (RPM), mientras que la palanca de cambio de velocidad se ubicó en la posición más baja. Una vez que la lectura del dial se estabilizó, se registró el valor

correspondiente a 600 RPM. Este valor se utilizó para calcular la viscosidad aparente, expresada en centipoise (cP), equivalente a milipascal-segundo (mPa·s) en el Sistema Internacional.

$$\text{Viscosidad aparente (cP)} = \frac{\text{Lectura para 600 RPM}}{2} \quad \text{Ecuación (1)}$$

Viscosidad Plástica (VP). Para calcular la viscosidad plástica (VP), el interruptor del viscosímetro se ajustó a una velocidad de 300 revoluciones por minuto (RPM). Una vez que la lectura del dial se estabilizó, se registró el valor correspondiente a 300 RPM. La viscosidad plástica se obtuvo mediante la diferencia entre las lecturas a 600 RPM y 300 RPM, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Viscosidad plástica (cP)} = \text{Lectura a 600 RPM} - \text{Lectura a 300 RPM} \quad \text{Ecuación (2)}$$

Punto de Cedencia (PC). Para el cálculo del punto de cedencia se utilizó la fórmula:
 $\text{Punto de cedencia (lbf/100 ft}^2\text{)} = \text{Lectura para 300 RPM} - \text{Viscosidad plástica}$ Ecuación (3)

Fuerza del Gel. Para la medición de la fuerza del gel a los 10 segundos y a los 10 minutos, la muestra de fluido de perforación se agitó primero a una velocidad de 600 revoluciones por minuto (RPM) alrededor de 15 segundos. Posterior a la agitación, el selector de velocidades se colocó en posición neutral y el motor se apagó, el fluido quedó en estado estático durante 10 segundos y 10 minutos, de manera correspondiente. Transcurrido cada intervalo de reposo, se activó el motor en posición de baja velocidad (3 RPM) y se registró la lectura máxima de deflexión del dial. Estas lecturas representan la fuerza del gel del fluido, expresadas en lbf/100 ft². Para su conversión al Sistema Internacional, se multiplicaron por el factor de 0.4788 y se obtuvieron los valores en pascales (Pa).

7.7.2. Filtrado API

Mediante esta prueba se determinó el espesor de revoque y la pérdida de fluido por filtrado a baja presión y baja temperatura para todas las muestras de FPBAM y FPBA, por medio de un filtro prensa de baja presión OFITE a una presión de 100 psi y temperatura ambiente (API 13B-1, 2019). Primero, se llenó la celda con la muestra de fluido hasta ¼ de pulgada de la ranura del anillo-O. En la tapa se colocó el anillo-O y sobre este el papel del filtro (Whatman No. 50 o equivalente) y se cerró la celda. Después se colocó la celda en el filtro

prensa y se giró para enganchar. Debajo de la abertura del filtrado se posicionó una probeta graduada para recibir el filtrado.

Se procedió a abrir la válvula de admisión y se aplicó presión a la celda, el volumen de fluido que pasa a través del papel filtro estándar se registró durante 30 minutos en intervalos de 5 minutos. Al final de la prueba, se cerró la válvula y se retiró la celda, el resultado de la pérdida de fluido se reportó en mililitros y se midió el espesor de la retorta del filtro.

7.7.3. Filtrado APAT

La prueba de filtración a alta presión y alta temperatura (APAT) se realizó con el objetivo de predecir el comportamiento del fluido de perforación bajo condiciones extremas de presión y temperatura, similares a las que se presentan en un pozo profundo. La medición se llevó a cabo a 500 psi y 150 °C, mediante un filtro prensa OFITE APAT.

Para iniciar el procedimiento, la chaqueta de calentamiento se precalentó y se colocó un termómetro en su interior hasta alcanzar una temperatura 5 °C por encima de la temperatura de prueba deseada. A continuación, se llenó la celda con la muestra de fluido alrededor de ½ pulgada por debajo de la ranura del anillo-O para permitir la expansión térmica. Se colocó un papel de filtro en la ranura, seguido del anillo-O sobre la parte superior del papel, y se cerró la celda con los topes de seguridad alineados.

La celda se ensambló dentro de la chaqueta de calentamiento con todas las válvulas cerradas. Se insertó un cartucho de CO₂ en el ensamble de presión primaria y se abrió la válvula superior hasta alcanzar 100 psi, se presurizó la unidad para minimizar la ebullición durante el calentamiento. Al mismo tiempo, se colocó otro cartucho de CO₂ en el ensamble del receptor de contrapresión, se aplicó 100 psi a la unidad de presión del fondo con la válvula cerrada.

Una vez alcanzada la temperatura de 150 °C, se incrementó la presión en el regulador superior de la celda desde 100 psi hasta 600 psi, mientras que en el regulador inferior se mantuvo constante en 100 psi. Se abrió la válvula inferior de la celda y se mantuvo la prueba durante 30 minutos. Al finalizar, se cerraron ambas válvulas (superior e inferior), se drenó el fluido filtrado en una probeta graduada, y se registró el volumen total del filtrado.

7.7.4. Análisis Estadístico (ANOVA) de Propiedades Reológicas y de Filtración con Pruebas Post Hoc

El análisis estadístico se diseñó con el propósito de evaluar el efecto de distintos tipos y concentraciones de nanopartículas sobre las propiedades reológicas y de filtración del fluido de perforación. La metodología se desarrolló en las siguientes etapas:

7.7.4.1. Organización de Datos. Se recopilaron los datos experimentales obtenidos de las pruebas de laboratorio, correspondientes a las siguientes variables: viscosidad aparente, viscosidad plástica, punto de cedencia, fuerza del gel a los 10 s y fuerza del gel a los 10 minutos, volumen de filtrado API y volumen de filtrado APAT.

7.7.4.2. Diseño del Modelo Estadístico. Se utilizó un modelo de ANOVA factorial para analizar cada una de las variables dependientes, para detectar tanto los efectos principales como las interacciones entre los factores: tipo de nanopartícula, concentración y temperatura.

Factores independientes:

- Tipo de nanopartícula: Control (FPBA) vs. ZnO-20 (FPBAM con NPs sintetizadas a 20 min de molienda), ZnO-40 (FPBAM con NPs sintetizadas a 40 min de molienda) y ZnO-60 (FPBAM con NPs sintetizadas a 60 min de molienda)
- Concentración: C_1 (0.05), C_2 (0.1) y C_3 (0.15)
- Temperatura para el caso de las propiedades reológicas: Baja (25 °C), media (50 °C) y alta (70 °C).

Variables dependientes:

- VA (viscosidad aparente)
- VP (viscosidad plástica)
- PC (punto de cedencia)
- FG10S (fuerza del gel a los 10 s)
- FG10M (fuerza del gel a los 10 min)
- Filtrado.API (volumen de filtración API)
- Filtrado.APAT (volumen de filtración APAT)

Se estableció un nivel de significancia de $\alpha = 0.05$ para todas las pruebas estadísticas, y en aquellos factores que mostraron diferencias significativas, se aplicó la prueba de comparaciones múltiples Tukey HSD con el fin de identificar diferencias específicas entre tratamientos y determinar qué niveles presentaban efectos diferenciados sobre las propiedades reológicas y de filtración evaluadas.

VIII. Resultados y discusión

8.1. Caracterización de Nanopartículas de ZnO

Después de la síntesis de las NPs-ZnO con molienda mecánica a diferentes tiempos de procesamiento (20, 40 y 60 min), las muestras obtenidas fueron caracterizadas con diferentes técnicas, difracción de rayos X (DRX), espectroscopía infrarroja por transformada de Fourier (FTIR), espectroscopía Raman, microscopía electrónica de barrido (SEM), microscopía electrónica de barrido de emisión de campo (FESEM), fisisorción de nitrógeno y potencial zeta, con el fin de analizar su estructura cristalina, composición química y morfología superficial. Los resultados de cada técnica se presentan en los siguientes apartados.

8.1.1. Difracción de Rayos X

Los difractogramas presentados en la Figura 7 corresponden a NPs-ZnO sintetizadas con tres tiempos de molienda: 20, 40 y 60 minutos. No se observaron diferencias significativas en la señal de los picos difractados, sobre todo en los planos 100, 002 y 101. Esto confirma la síntesis exitosa de partículas puras y cristalinas. El análisis de difracción de rayos X (DRX) mostró los picos característicos de un sistema cristalino hexagonal de wurtzita, con parámetros de red de $a = 3.25 \text{ \AA}$, $b = 3.25 \text{ \AA}$ y $c = 5.21 \text{ \AA}$ (Bolarinwa et al., 2017). Estos resultados indican que la síntesis mecanoquímica produce una estructura cristalina, consistente con la tarjeta de referencia estándar (JCDPS: 00-036-1451).

Tabla 5

Tamaño de cristal de las NPs-ZnO para los picos principales

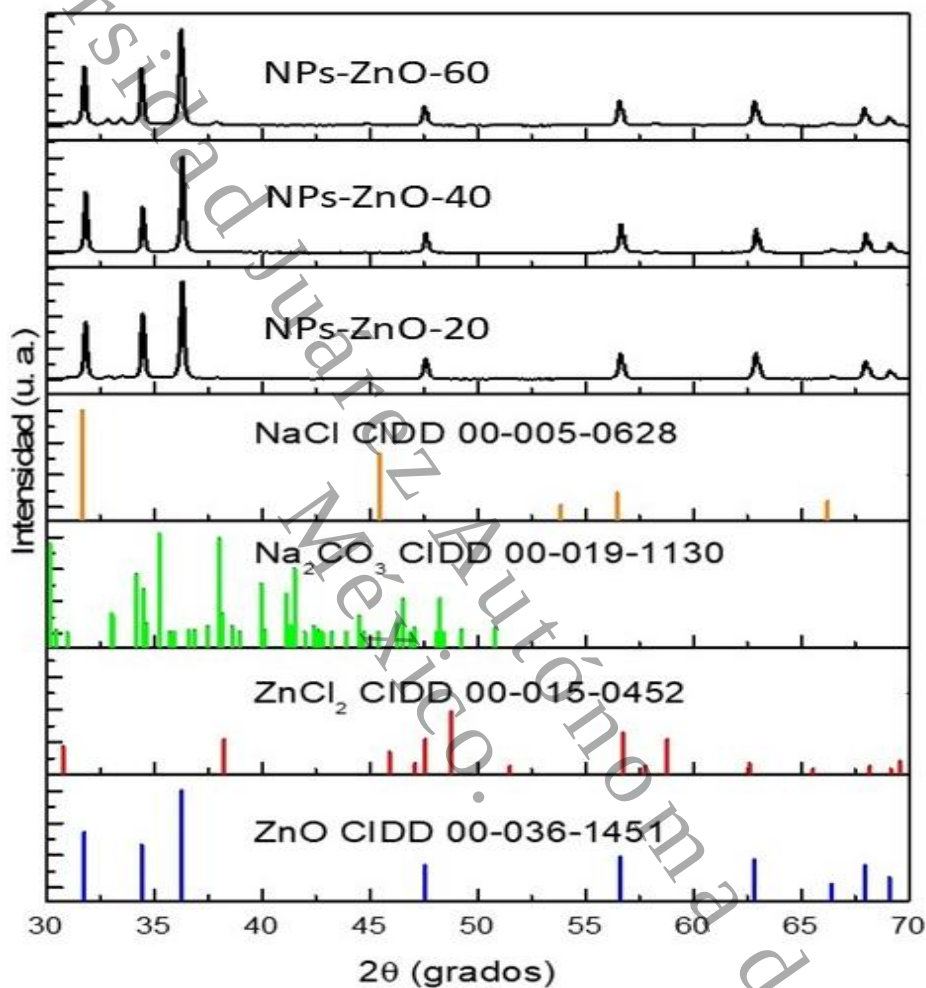
Angulo 2θ	NPs-ZnO-20 (nm)	NPs-ZnO-40 (nm)	NPs-ZnO-60 (nm)
36.2°	42	45	42
31.7°	47	48	47

Los picos más intensos se observaron en ángulos de 36.2° y 31.7°, correspondientes a los planos (100) y (101), según su orden. Los tamaños de cristal calculados mediante la ecuación de Debye-Scherrer se presentan en la Tabla 5, correspondientes a los principales picos de difracción mencionados con anterioridad; se considera que a los 40 minutos el sistema probablemente alcanzó una energía suficiente para permitir cierta reorganización de las

partículas y genera cristales un poco más grandes antes de que la molienda continúe fragmentándolos.

Figura 7

Patrón DRX de las NPS-ZnO sintetizadas



8.1.2. Espectroscopía Infrarroja con Transformada de Fourier

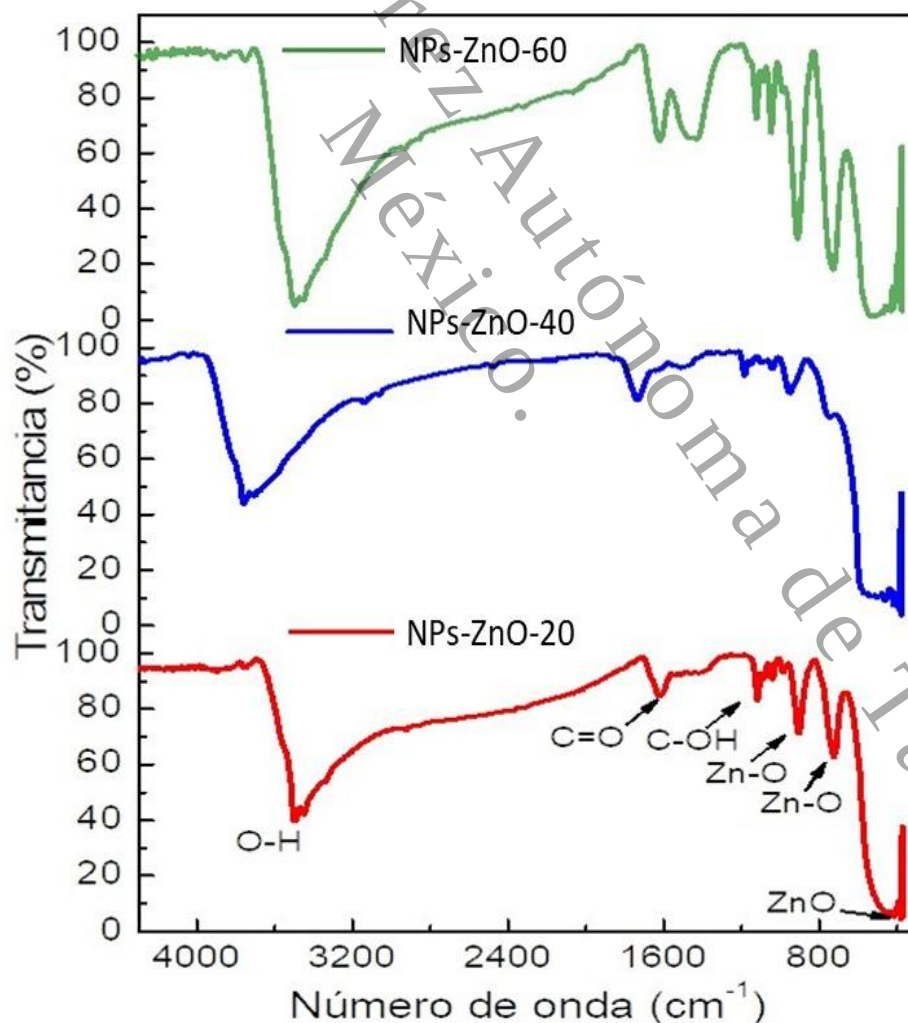
Dado que los cristales de ZnO se obtuvieron mediante técnicas de molienda, se analizaron los polvos de nanopartículas de ZnO para evaluar la presencia de contaminantes o residuos de la reacción mecanoquímica. La Figura 8 presenta los espectros FTIR correspondientes a las tres muestras de molienda. Se observan bandas distintivas en los tres espectros: la banda a 3500 cm^{-1} corresponde al grupo funcional O-H (grupos hidroxilo), causado por la absorción de agua tanto molecular como disociativa, resultante del proceso de

síntesis y la absorción de humedad del aire (Aquino et al., 2018). La banda a 1624 cm^{-1} y 1121 cm^{-1} está asociada con el grupo funcional $\text{C}=\text{O}$ vinculado al estiramiento simétrico del carbonato de sodio, y al grupo $\text{C}-\text{OH}$ producido por flexión, cada uno según su orden (Senthilkumaar et al., 2008). Las bandas a 902 cm^{-1} y 720 cm^{-1} se atribuyen al estiramiento de $\text{Zn}-\text{O}$ (Zargar et al., 2014). Además, la banda ubicada a 380 cm^{-1} corresponde a la vibración de ZnO (Aquino et al., 2018).

Estos espectros indican que las muestras de NPs-ZnO a 60 min, son los polvos que tienen más remanentes de reacción y pudieran influir en las propiedades reológicas de los fluidos de perforación base agua modificados y formulados en este estudio.

Figura 8

Espectros IR de las NPs-ZnO sintetizadas

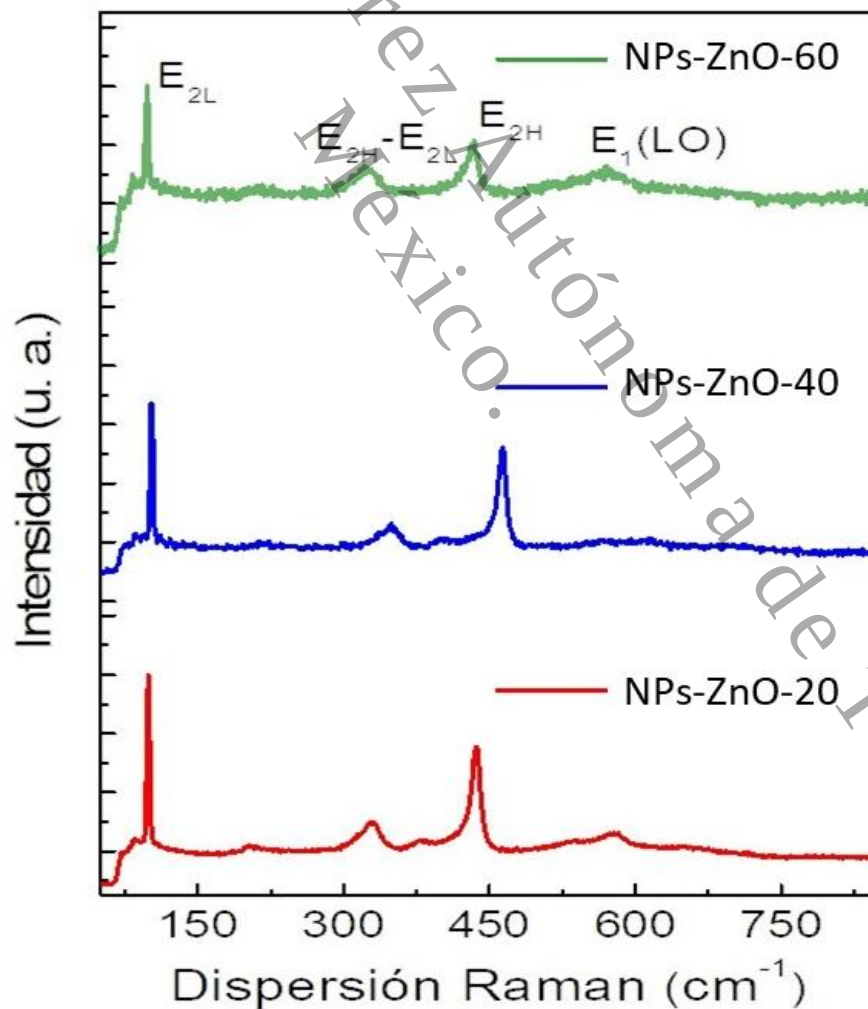


8.1.3. Espectroscopía Raman

Dado que en el análisis FTIR, aparecen las bandas asociadas a los precursores, los polvos de ZnO, se analizaron por espectroscopía Raman. El pico observado a 100 cm^{-1} en la Figura 9 pertenece al modo de baja frecuencia de E_{2L} , relacionado con la vibración de la subred de Zn; el pico a 333 cm^{-1} es un modo vibracional $E_{2H}-E_{2L}$ que se desarrolla a partir de fonones de la zona límite de ZnO wurtzita. El pico presentado a 438 cm^{-1} corresponde al modo E_{2H} de alta frecuencia; este modo de vibración ocurre después del movimiento de átomos de oxígeno en la red de ZnO (Tichaona Taziwa et al., 2017). Por último, el pico ubicado a 580 cm^{-1} es el modo $E_1(\text{LO})$ y se origina a partir de defectos de vacancia de oxígeno en ZnO (Qi et al., 2008).

Figura 9

Espectros Raman de las NPs-ZnO sintetizadas



Todas las muestras presentan cuatro modos vibracionales característicos del ZnO y se sustenta la obtención de ZnO cristalino, observado en el difractograma de la Figura 7. El desplazamiento en las bandas espectrales observado alrededor de 330 cm^{-1} y 430 cm^{-1} con diferentes tiempos de molienda ocurre por cambios de temperatura causados por la acción mecánica (Michael J. Pelletier, 1989) y el estrés dentro del material por el aumento del tiempo de molienda, afecta las vibraciones moleculares (Ibáñez et al., 2023).

8.1.4. Microscopía Electrónica de Barrido (SEM)

Las figuras 10, 11 y 12 muestran la imagen SEM de las nanopartículas sintetizadas a 20, 40 y 60 minutos, de manera correspondiente. Estas micrografías revelan que las partículas de ZnO se inclinan a formar agregados irregulares de ZnO, de acuerdo con la distribución de tamaño tienen un tamaño de $6\text{ }\mu\text{m}$ para 20 min, $3\text{ }\mu\text{m}$ para 40 min y $4\text{ }\mu\text{m}$ para 60 min; debido a que las partículas de ZnO, muy reactivas y con alta energía superficial, tienden a pegarse entre sí y formar racimos o agregados irregulares al soldarse parcialmente. Esto aumenta el tamaño de los agregados, aunque las nanopartículas dentro de ellos sean más pequeñas.

Figura 10

Distribución de tamaño de NPs-ZnO-20

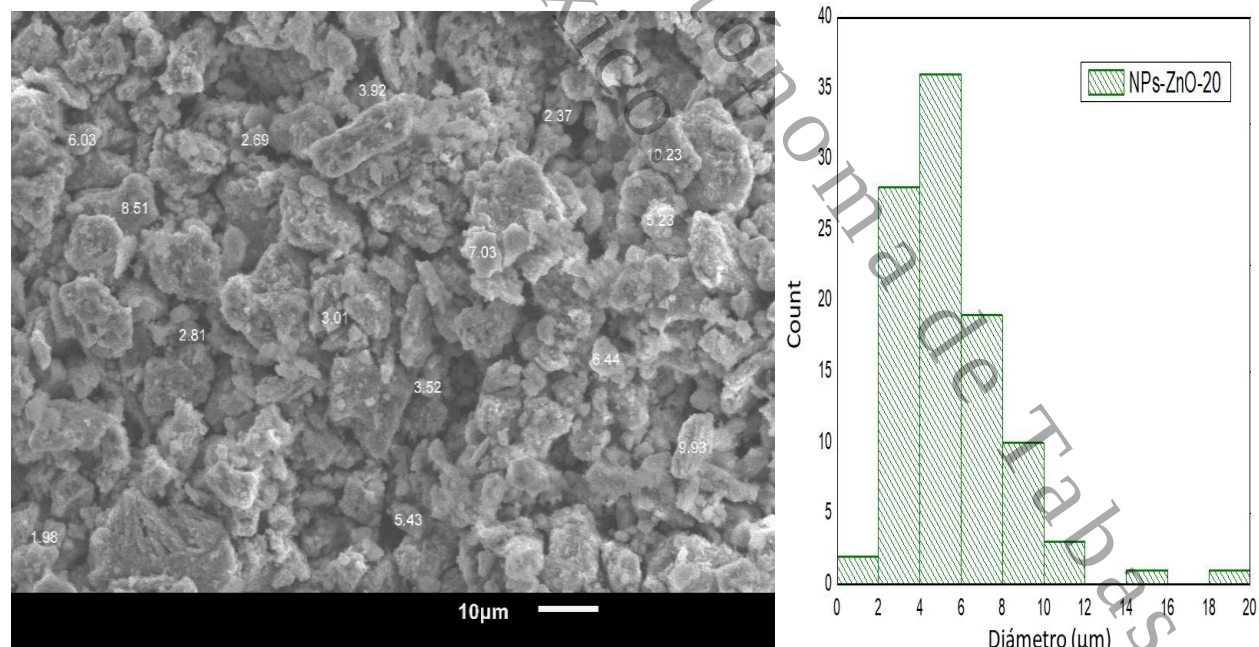


Figura 11

Distribución de tamaño de NPs-ZnO-40

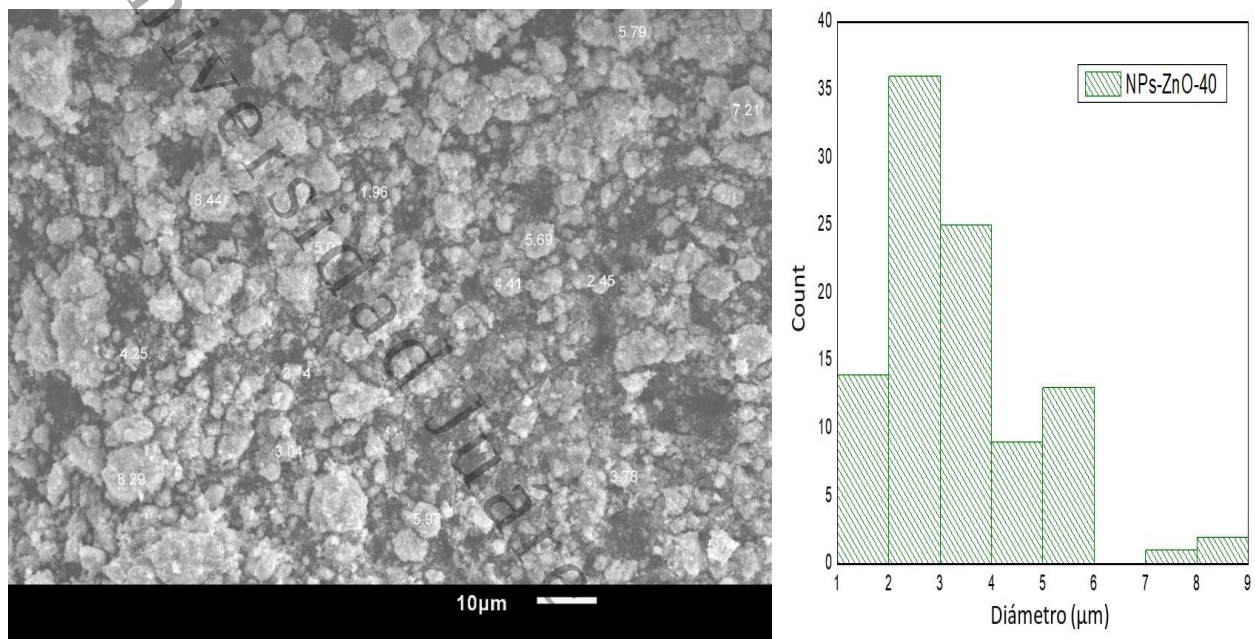
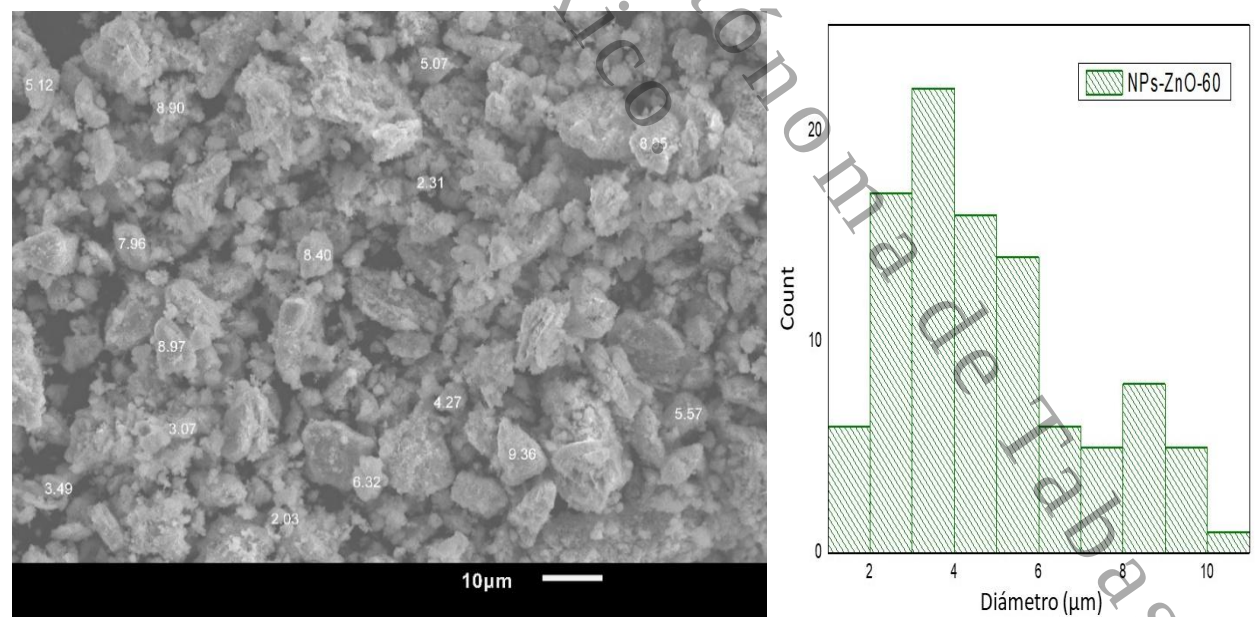


Figura 12

Distribución de tamaño de NPs-ZnO-60



En la mecanoquímica la energía mecánica rompe las partículas grandes, reduciendo el tamaño. Sin embargo, a los 20 min de molienda, el material está siendo fracturado, pero

todavía predominan los agregados grandes. A los 40 min de molienda, predomina el fracturamiento, los agregados grandes se rompen más rápido porque la energía de impacto supera la tendencia a soldarse y se forman agregados finos y dispersos. Al llegar a los 60 min de molienda, el ZnO probablemente alcanza su límite de reducción por fractura, la alta energía superficial de las nanopartículas favorece que vuelvan a re-aglomerarse mediante la soldadura en frío, que reorganiza y compacta las nanopartículas.

8.1.5. Microscopía Electrónica de Barrido de Emisión de Campo (FESEM)

Con base al análisis estructural se encontró que las NPs-ZnO si están en forma cristalina, pero la presencia de los remanentes podría afectar la aglomeración de las partículas. Lo anterior se ejemplifica en las micrografías de las Figuras 13, 14 y 15, que muestran las NPs-ZnO obtenidas con 20, 40 y 60 min de molienda, según se indica.

Figura 13

Micrografías FESEM de NPs-ZnO-20

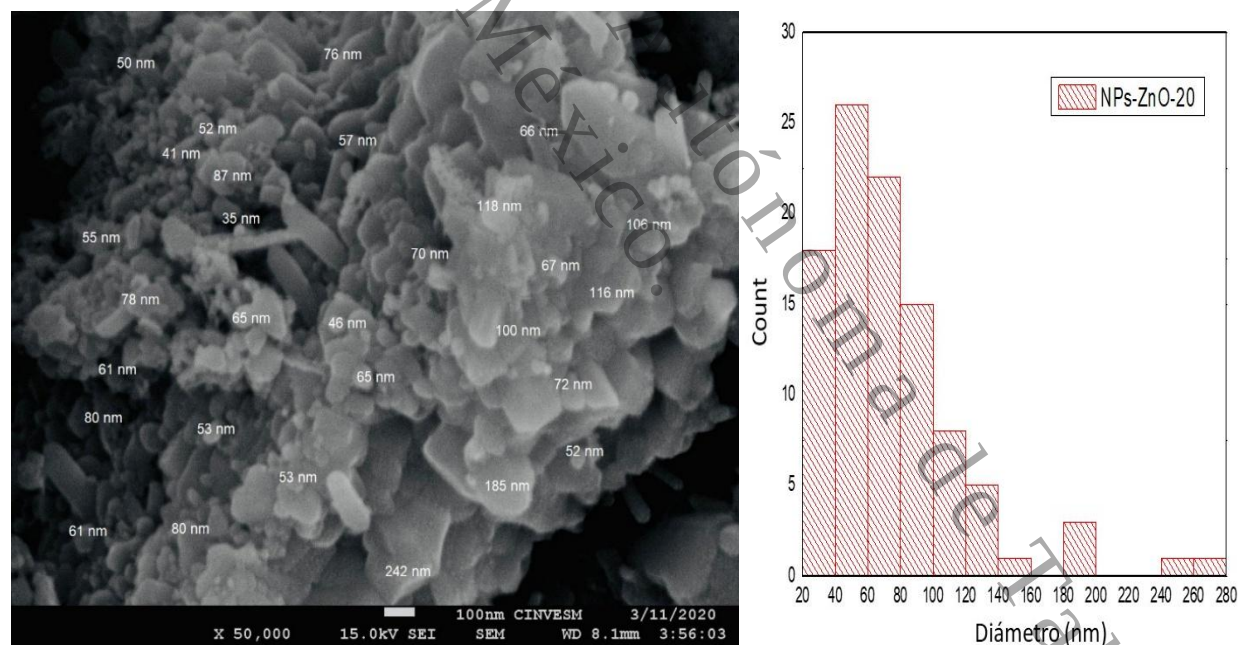


Figura 14

Micrografías FESEM de NPs-ZnO-40

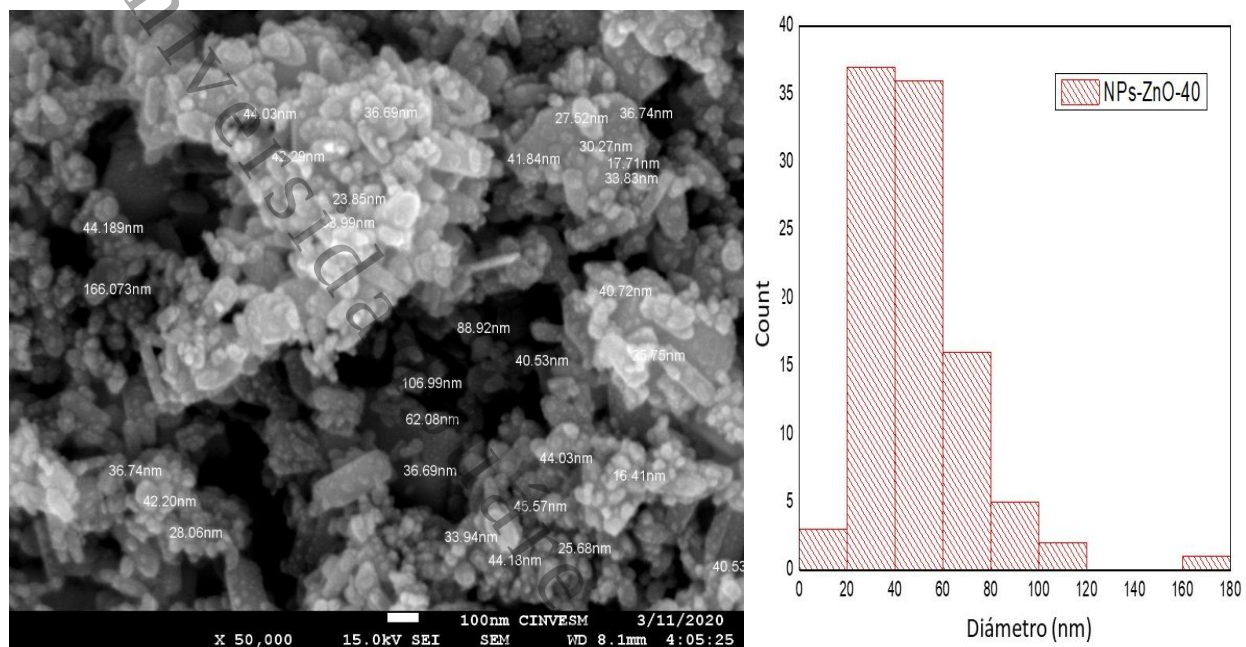
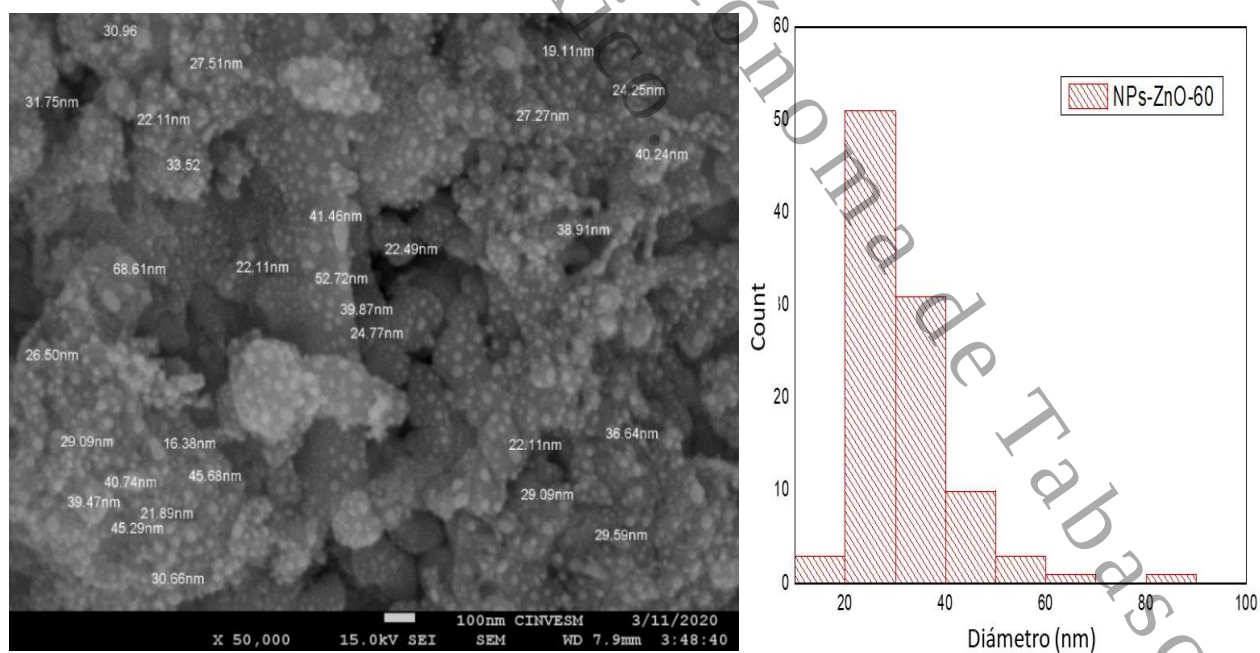


Figura 15

Micrografías FESEM de NPs-ZnO-60



Las NPs-ZnO de 20 min presentan una morfología irregular. Para las muestras de 40 y 60 minutos, se observa una forma semiesférica, pero decreciente en tamaño a medida que aumenta el tiempo de molienda. Se realizaron 100 mediciones para la distribución de tamaño, y de acuerdo con los resultados tienen un tamaño predominante de 60 ± 8 , 40 ± 3 y 30 ± 2 nm para 20, 40 y 60 minutos, de manera correspondiente.

8.1.6. Fisisorción de Nitrógeno

Las propiedades texturales (superficie específica, volumen de poro y diámetro promedio de poro) obtenidas para las NPs-ZnO se reportan en la Tabla 6. En la Figura 16 se presentan las isotermas de adsorción-desorción. Todas las muestras siguen isotermas típicas de tipo IV, características de las partículas mesoporosas (Sing et al., 1985). Sin embargo, el área específica de las nanopartículas de ZnO sintetizadas a los 60 min ($7.26 \text{ m}^2/\text{g}$) es mayor que la de las nanopartículas de ZnO sintetizadas a los 20 min ($1.75 \text{ m}^2/\text{g}$) y 40 min ($2.88 \text{ m}^2/\text{g}$) de molienda (Tabla 6). Este resultado es previsible, ya que de acuerdo con los resultados que muestran las micrografías FESEM las nanopartículas de menor tamaño son las sintetizadas a los 60 minutos, y se observa que, a menor tamaño de partícula, el área específica aumenta debido a que, al dividir una partícula en muchas más pequeñas, la masa del material permanece constante, pero el área total expuesta se incrementa de manera significativa. Esto ocurre porque se generan nuevas caras y bordes, lo cual proporciona una mayor superficie disponible por cada gramo de material. En consecuencia, se incrementan su área específica (m^2/g), su reactividad, su energía superficial y su capacidad de interacción con el entorno (Ovando et al., 2018).

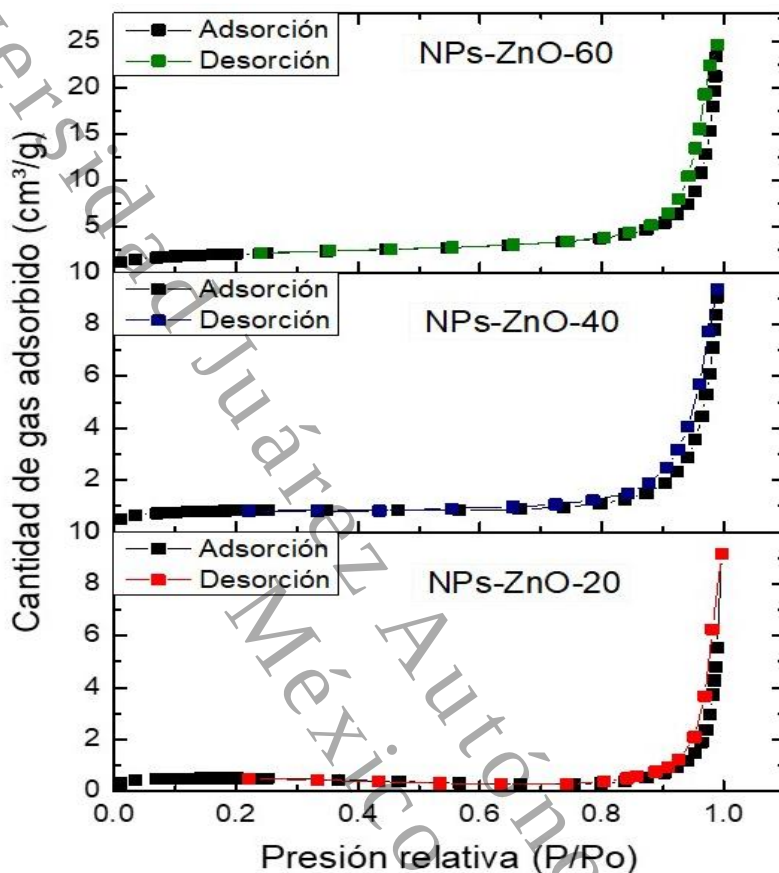
Tabla 6

Propiedades texturales de las NPs-ZnO

Muestra	Área específica (m^2/g)	Volumen de poro (cm^3/g)	Tamaño de poro (nm)
ZnO-20	1.75	5.15×10^{-3}	25.63
ZnO-40	2.88	7.97×10^{-3}	24.56
ZnO-60	7.26	21.63×10^{-3}	15.53

Figura 16

Isotermas de adsorción-desorción de análisis de área específica de NPs-ZnO sintetizadas a 20, 40 y 60 min de molienda



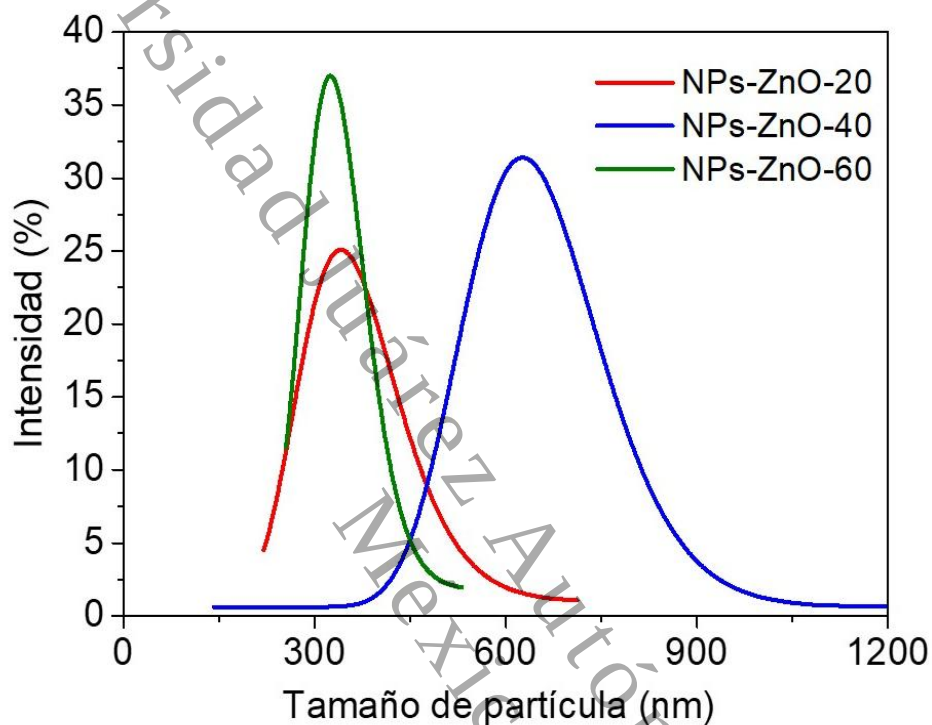
8.1.7. Potencial Zeta

Una vez identificada la forma y el tamaño, se confirmó el tamaño de las NPs-ZnO en suspensión. La Figura 17 exhibe la distribución de tamaños de partícula, se observa que el tamaño de partícula varía para todas las muestras; en el caso del ZnO sintetizado a los 20 min, el tamaño es de 373.7 nm; para el ZnO sintetizado a los 40 min, el tamaño es de 661.5 nm; y para el ZnO sintetizado a los 60 min, el tamaño es de 336.2 nm. Estos resultados revelan que las nanopartículas sintetizadas a los 60 minutos de molienda tienen un tamaño menor y podrían tener mayor estabilidad en una solución, ya que las partículas más grandes y pesadas tienden a sedimentar más rápido (Arenas, 2024). El tamaño de partícula de ZnO determinado por esta técnica difiere de los análisis FESEM, porque en presencia de agua, las partículas de ZnO podrían dispersarse o agregarse según sea el pH y la concentración en suspensión; aunque el

ZnO no se hincha, la interacción con el agua afecta su tamaño y forma debido a la adsorción de moléculas de agua en su superficie (Salas et al., 2016).

Figura 17

Tamaño de partículas en suspensión



En la Tabla 7 se aprecia la comparación de los resultados de la caracterización de las muestras de ZnO y apreciamos que en función del tiempo de molienda las nanopartículas de ZnO cambian en su morfología, tamaño y el área específica, podemos decir entonces que el tiempo de molienda es determinante para la obtención de nanopartículas con características específicas para su aplicación.

Tabla 7
Caracterización de NPs-ZnO

MUESTRA	Tamaño cristal (nm) (DRX)	Grupos funcionales (cm ⁻¹) (FTIR)	Modos estructurales (RAMAN)	Tamaño partícula (nm) (FESEM)	Área específica (m ² /g) (BET)	Tamaño partícula en suspensión (nm) (POTENCIAL ZETA)
ZnO-20	45.03	Banda 3500, O-H. Banda 1624, C=O.	Modo E2L, vibración subred de Zn.	60	1.75	425.1
ZnO-40	47.25	Banda 720, estiramiento de Zn-ZnO.	Modo vibracional E2H-E2L, fonones wurtzita	40	2.88	586.7
ZnO-60	44.93	Banda 380, vibración ZnO.	Modo E2H, movimiento átomos O. Modo E1(LO), defectos de vacancias O.	30	7.26	379.7

8.2. Caracterización de Propiedades Fisicoquímicas del Fluido de Perforación

En la Tabla 8 se presentan los valores promedio de pH, calcio, cloruros y alcalinidad (Pm del fluido, Pf y Mf del filtrado) correspondientes a distintas formulaciones de fluido de perforación. Estos parámetros permiten evaluar la estabilidad química, capacidad de inhibición y control de corrosión del sistema.

Los valores de pH oscilaron entre 10.10 (60-C₁) y 12.23 (40-C₃), esto indica que todas las formulaciones mantienen un medio alcalino. Este intervalo es adecuado para inhibir la hidratación de arcillas y prevenir la corrosión de componentes metálicos. Las muestras del grupo 40-C mostraron los valores más elevados debido a que las NPs-ZnO obtenidas a 40 min de molienda probablemente presentan muchos defectos cristalinos, sin presentar sinterización fría ni re-aglomeración intensa; esto aumenta la reactividad superficial del óxido y favorece la liberación de iones OH⁻ al medio, elevando la alcalinidad del fluido.

El calcio presentó valores entre 160 ppm (40-C₁) y 320 ppm (FPBA y 20-C₁), estas variaciones no se deben directamente a la concentración de ZnO, sino a la interacción del ZnO con la bentonita, influenciada por el tiempo de molienda. El Zn²⁺ puede intercambiarse con Ca²⁺ en la estructura de la arcilla, pues las NPs más reactivas (40-C) facilitan este intercambio. Otro factor es la adsorción sobre las NPs: las NPs más grandes y menos reactivas (20-C) retienen menos cationes, lo que provoca que la bentonita libere más Ca²⁺ al medio.

La presencia de calcio en el sistema no siempre indica contaminación; puede ser inherente a los materiales utilizados en la formulación del fluido. Aunque los niveles se encuentran dentro de intervalos operativos, siempre es recomendable monitorear el contenido de Ca²⁺ en la interacción con formaciones, ya que es indicativo de posible contaminación por yeso o anhidrita que podrían causar floculación de arcillas.

Tabla 8

Valores promedio de propiedades químicas de los fluidos de perforación formulados

Fluidos	pH		CALCIO (mg/mL)		CLORUROS (mg/mL)		Pm FLUIDO (mL ácido/ mL muestra)		Pf filtrado (mL ácido/ mL muestra)		Mf filtrado (mL ácido/ mL muestra)	
	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE
FPBA	10.67	0.15	320.00	40.00	8730.63	175.54	0.43	0.06	0.33	0.06	1.13	0.15
60-C1	10.10	0.26	253.33	61.10	8097.49	99.97	0.73	0.06	0.23	0.06	0.60	0.10
60-C2	10.30	0.26	293.33	46.19	12046.26	180.22	0.80	0.10	0.30	0.10	0.90	0.17
60-C3	10.90	0.10	253.33	23.09	9347.10	149.95	0.50	0.10	0.13	0.06	0.57	0.06
40-C1	11.20	0.36	160.00	40.00	7714.27	202.01	0.53	0.06	0.17	0.06	0.43	0.06
40-C2	11.87	0.32	226.67	46.19	7547.66	390.39	0.60	0.10	0.23	0.06	0.38	0.03
40-C3	12.23	0.21	266.67	46.19	8014.18	305.41	0.60	0.10	0.20	0.00	0.55	0.05
20-C1	10.97	0.25	320.00	40.00	7830.91	144.29	0.30	0.10	0.30	0.10	0.70	0.20
20-C2	11.43	0.40	200.00	40.00	7531.00	256.50	0.60	0.00	0.13	0.06	0.57	0.12
20-C3	10.77	0.23	240.00	0.00	7880.89	275.29	0.37	0.06	0.30	0.10	0.77	0.15

NOTA: Pm: Alcalinidad del fluido, Pf: Alcalinidad de fenolftaleína del filtrado, Mf: Alcalinidad de anaranjado de metilo del filtrado, P: Valor promedio de cada propiedad y DE: Desviación estándar.

Los cloruros variaron entre 7531 ppm (20-C₂) y 12046.26 ppm (60-C₂), sin un patrón lineal con la concentración de ZnO o el tiempo de molienda. Esto se debe a que el KCl forma parte de la formulación base, las NPs solo influyen de manera indirecta al modificar la estabilidad coloidal, el espesor de la doble capa eléctrica y el grado de dispersión de la bentonita. Las muestras con NPs más dispersadas (60 C₂) favorecen una mejor solubilización del KCl, lo que se refleja en valores más elevados de cloruros medidos.

Este parámetro es clave para evaluar la capacidad de inhibición frente a formaciones reactivas y se requiere monitorear con frecuencia debido a que si se presenta algún cambio anormal en el valor es un indicativo de que se está perforando una formación salina o que hay un influjo desde el yacimiento, puesto que concentraciones elevadas están asociadas a la presencia de sal en la formación o a contaminación por agua de formación.

La alcalinidad del fluido (Pm) mostró valores entre 0.30 mL (20-C₁) y 0.80 mL (60-C₂), que refleja una adecuada capacidad de neutralización de ácidos. Pm aumenta con la reactividad superficial de las NPs-ZnO y con la cantidad de OH⁻ generado en el sistema, tamaños más grandes de NPs muestran valores más bajos debido a menor reactividad superficial. Las formulaciones con mayor alcalinidad del fluido Pm (como 60-C₂ y 60-C₁) presentan mejor resistencia frente a la contaminación ácida, que favorece la estabilidad química del sistema.

La alcalinidad Pf (de fenoltaleína) varió entre 0.13 mL (60-C₃ y 20-C₂) y 0.33 mL (FPBA), mientras que la alcalinidad Mf (de anaranjado de metilo) osciló entre 0.38 mL (40-C₂) y 1.13 mL (FPBA). Se observa que el FPBA presenta los mayores valores por ausencia de interacciones NPs–arcilla, mientras que los FPBAM con NPs muestran variaciones menores, asociadas al: equilibrio entre defectos y grado de aglomeración; el tiempo de molienda modifica Pf y Mf a través de la interacción NP–arcilla–polímeros en el filtrado. Estos valores indican que el filtrado mantiene una capacidad moderada de neutralización, que es beneficioso para minimizar la corrosión en zonas productoras y proteger los equipos de perforación.

Tabla 9

Valores promedio de propiedades físicas de los fluidos de perforación formulados

Fluidos	ρ (g/cm ³)		% LÍQUIDOS		% SÓLIDOS		% ARENA		VE (s)	
	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE
FPBA	1.03	0.01	96.00	0.00	4.00	0.00	0.53	0.06	56.67	2.08
60-C1	1.04	0.01	94.00	1.00	6.00	1.00	0.60	0.10	55.33	1.15
60-C2	1.03	0.01	93.67	0.58	6.33	0.58	0.40	0.00	71.00	3.00
60-C3	1.04	0.01	95.33	0.58	4.67	0.58	0.25	0.05	61.33	2.08
40-C1	1.04	0.01	96.33	0.58	3.67	0.58	0.35	0.05	59.00	1.00
40-C2	1.02	0.01	95.67	0.58	4.33	0.58	0.32	0.08	68.67	1.53
40-C3	1.03	0.01	94.33	1.15	5.67	1.15	0.45	0.05	57.00	2.00
20-C1	1.03	0.01	94.67	0.58	5.33	0.58	0.40	0.00	63.67	1.15
20-C2	1.04	0.01	95.67	1.53	4.33	1.53	0.43	0.06	62.67	2.08
20-C3	1.05	0.02	92.33	0.58	7.67	0.58	0.53	0.06	62.67	2.08

NOTA: VE: Viscosidad de embudo, P: Valor promedio de cada propiedad y DE: Desviación estándar.

Los resultados obtenidos muestran que todas las formulaciones analizadas cumplen con los criterios fisicoquímicos establecidos por las Normas de Petróleos Mexicanos para fluidos base agua. Las variaciones observadas entre muestras reflejan ajustes en la formulación para adaptarse a condiciones específicas de perforación. En particular, las muestras del grupo 60-C presentan mayor capacidad de inhibición y alcalinidad, mientras que las del grupo 40-C destacan por su elevada alcalinidad total. Estos hallazgos permiten seleccionar formulaciones óptimas según el tipo de formación y los requerimientos operativos.

La Tabla 9 presenta los resultados de la evaluación de las propiedades físicas de distintas formulaciones de fluido base agua, como la densidad, el contenido de líquidos y sólidos, el porcentaje de arena y la viscosidad de embudo. Los valores reportados corresponden a promedios (P) y desviaciones estándar (DE) obtenidos de tres réplicas experimentales.

Los valores de densidad oscilaron entre 1.02 g/cm³ (40-C₂) y 1.05 g/cm³ (20-C₃), de ahí que todas las formulaciones se encuentran dentro del rango operativo recomendado para

fluidos de perforación en formaciones poco profundas a intermedias. La baja dispersión entre muestras sugiere una buena homogeneidad en la preparación del sistema.

Las NPs-ZnO están presentes en baja concentración, por lo que su aporte directo a la masa es pequeño. Sin embargo, NPs más pequeñas (60 min) pueden incorporarse mejor a la matriz bentonítica, generando ligeros incrementos en densidad. Muestras con aglomerados más grandes (como 20-C₃) también tienden a mostrar densidades ligeramente superiores por la compactación del sistema.

El porcentaje de líquidos varió entre 92.33 % (20-C₃) y 96.33 % (40-C₁), mientras que el contenido de sólidos se mantuvo entre 3.67 % y 7.67 % (20-C₃), NPs más grandes (20 min) tienen menor interacción con la bentonita, generan menos dispersión y, ocasionalmente, mayor retención de agua en el sólido, aumentando % de sólidos.

Los valores de porcentaje de arena fueron bajos en todas las muestras, con un rango de 0.25 % (60-C₃) a 0.60 % (60-C₁). Cuando las NPs están más aglomeradas, pueden arrastrar partículas gruesas y aumentar ligeramente el % de arena. Los resultados indican una adecuada eficiencia del sistema de limpieza y control de sólidos abrasivos, lo cual es favorable para minimizar el desgaste de equipos y prevenir obstrucciones en la formación.

La viscosidad de embudo presentó variaciones entre 55.33 s (60-C₁) y 71.00 s (60-C₂). Las NPs con menor tamaño presentan una mayor superficie activa, lo que incrementa su interacción con la bentonita y los polímeros del sistema. Esto favorece la formación de estructuras coloidales más densas, aumentando la viscosidad de embudo. Las muestras con mayor viscosidad (como 60-C₂ y 40-C₂) podrían tener una mejor capacidad de transporte de sólidos, aunque tienen que ser evaluadas en conjunto con la presión de bombeo y la reología general del sistema para evitar sobrecargas hidráulicas.

En conjunto, los resultados indican que el comportamiento físico del fluido está estrechamente relacionado con las características superficiales y estructurales del ZnO derivadas del tiempo de molienda, así como con el estado de dispersión de las NPs-ZnO; estos factores influyen en la interacción de las NPs-ZnO con la bentonita y los polímeros del sistema. Asimismo, los resultados obtenidos demuestran que las formulaciones analizadas presentan propiedades físicas adecuadas para su uso en operaciones de perforación. La baja variabilidad entre réplicas confirma la reproducibilidad del sistema, mientras que las diferencias entre formulaciones permiten seleccionar el fluido más apropiado según las condiciones del pozo.

8.3. Evaluación de las Propiedades Reológicas y de Filtración del Fluido de Perforación

A continuación, se muestran los resultados de la evaluación del fluido de perforación base y del fluido de perforación a base de nanopartículas de ZnO con concentraciones de 0.05, 0.1 y 0.15 % p/v.

8.3.1. Propiedades Reológicas

Para evaluar el efecto de la adición de las NPs-ZnO en el fluido base agua, se realizaron varias pruebas, de la viscosidad aparente, la viscosidad plástica, el punto de cedencia y la fuerza gel a 25, 50 y 70 °C, con la adición de las NPs-ZnO en diferentes concentraciones, antes y después del rolado.

Viscosidad Aparente (VA). Es un parámetro importante para cálculos hidráulicos, tiene que ser la adecuada para levantar los recortes de la formación y mantenerse entre 20 y 60 cP para asegurar una adecuada capacidad de limpieza del agujero y control de presión del pozo, sin embargo, es necesario que estos valores sean ajustados de acuerdo con las condiciones específicas del pozo.

Tabla 10

Valor promedio y desviación estándar de la viscosidad aparente (cP)

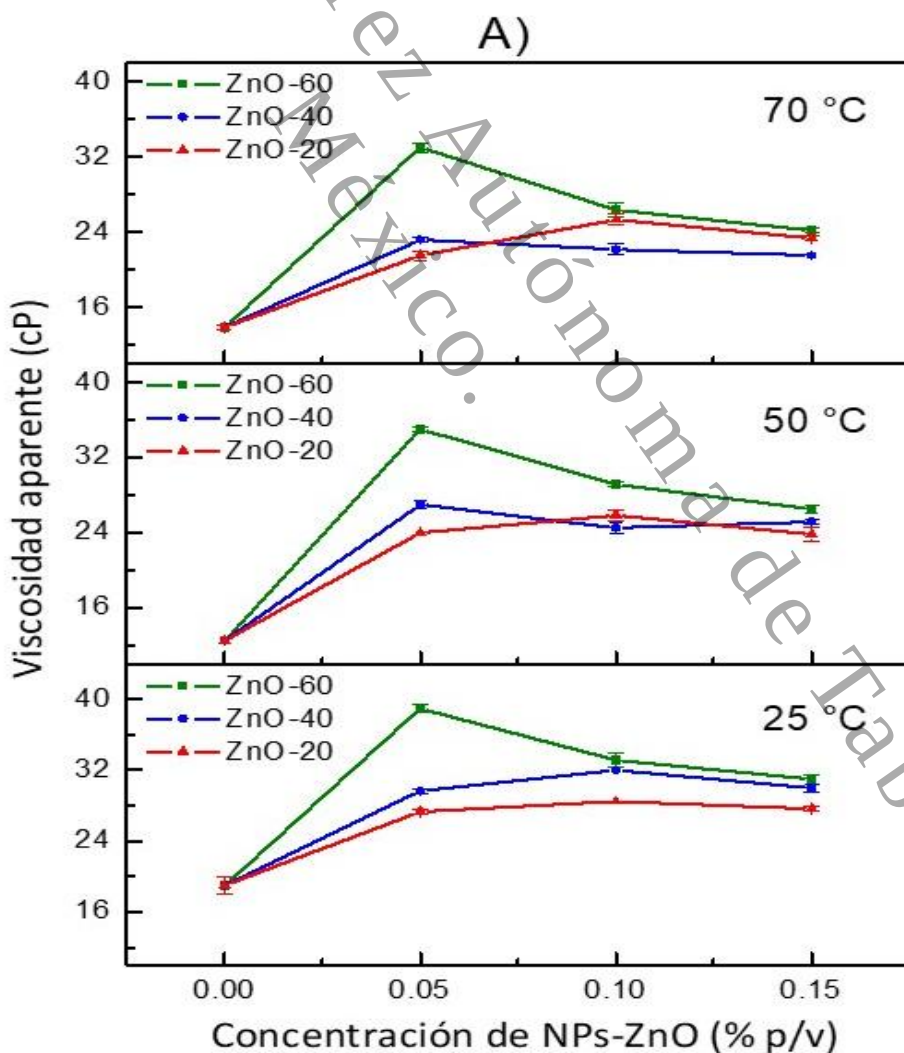
Antes del rolado en caliente																		
C	25 °C						50 °C						70 °C					
	Zn-60		ZnO-40		Zn-20		ZnO-60		Zn-40		ZnO-20		ZnO-60		Zn-40		ZnO-20	
% p/v	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE
0	19	1	19	1	19	1	12.5	0	12.5	0	12.5	0	13.8	0.3	13.8	0.3	13.8	0.3
0.05	39	0.5	29.7	0.3	27.3	0.29	35	0.3	27	0.5	24	0	33	0.5	23.2	0.3	21.5	0.5
0.1	33.2	0.7	32	0	28.5	0	29.2	0.3	24.5	0.5	25.8	0.6	26.3	0.8	22.2	0.6	25.3	0.6
0.15	31	0.5	30	0.5	27.7	0.3	26.5	0.5	25.2	0.3	23.8	0.8	24.2	0.3	21.5	0	23.3	0.3
Después del rolado en caliente																		
0	21	0.5	21	0.5	21	0.5	18.5	1	18.5	1	18.5	1	13.5	0	13.5	0	13.5	0
0.05	37.7	0.6	36.5	0.6	33	0.3	29.2	0.	27	0.6	25	0.3	25.5	0.5	24.5	0.3	23	0
0.1	39.5	0.5	36.5	0.6	36	0.5	31.5	0	31	0.8	27.5	0	28.5	0.5	23	0	25.5	0
0.15	41.2	0.8	34.5	0.3	31.5	0	31.5	0.5	25	0.6	26.5	0	26.5	0	22	0.3	22	0.3

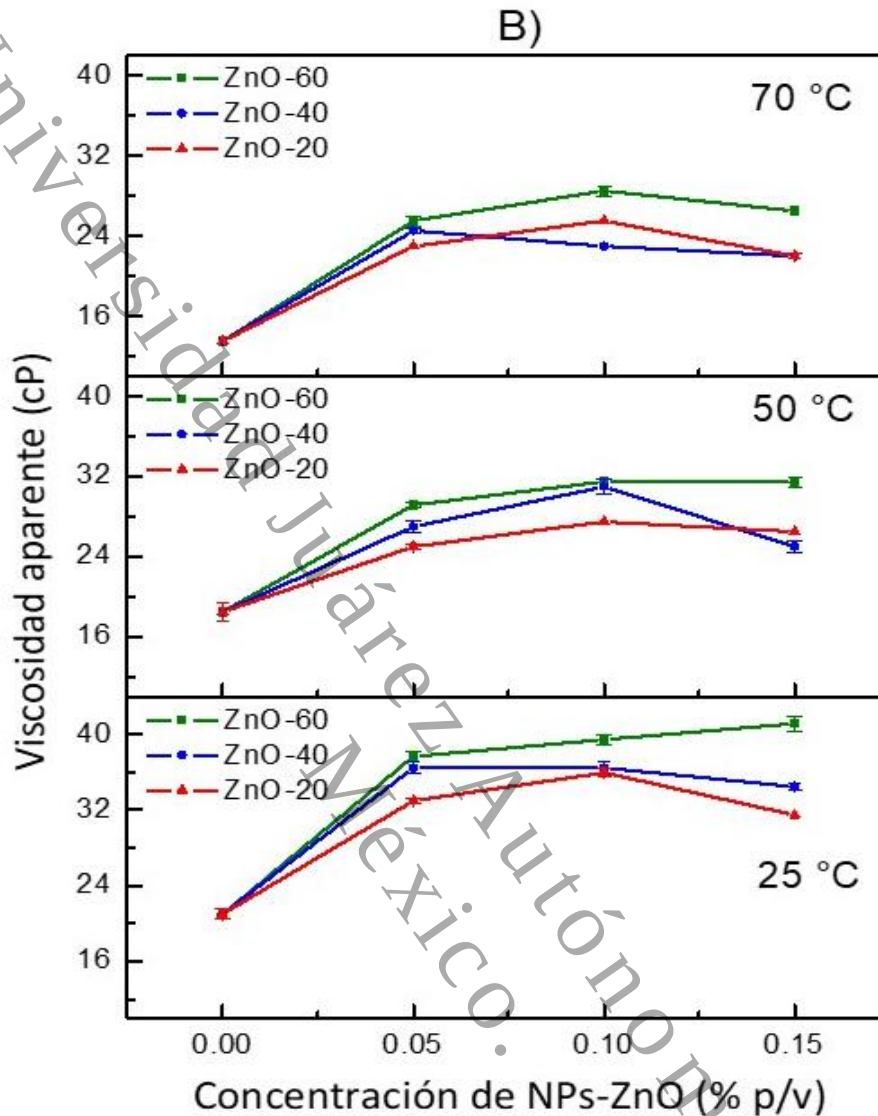
NOTA: P=Promedio, DE= Desviación estándar, C= Concentración, ZnO-60= ZnO de 60 minutos de molienda, ZnO-40= ZnO de 40 minutos de molienda y ZnO-20= ZnO de 20 minutos de molienda.

La Tabla 10 se indican los valores de la viscosidad aparente (VA), y en la Figura 18 se observan las gráficas correspondientes para el fluido base (0 % p/v) y el fluido modificado con 0.05, 0.1 y 0.15 % p/v de nanopartículas de ZnO, para las tres temperaturas evaluadas. Se observa que para las tres temperaturas el fluido a base de NPs-ZnO supera los valores del fluido base, sin embargo, el que obtiene una mayor VA es el fluido modificado con NPs-ZnO sintetizadas a 60 min de molienda, a una concentración de 0.05 para las tres temperaturas. Después de pasar el fluido por el rolado en caliente se percibe una tendencia ligeramente diferente, un poco menos pronunciada, en este caso el mayor valor de la VA se aprecia a una concentración de 0.15 %, con tendencia a degradarse por efecto de la temperatura.

Figura 18

Viscosidad aparente a 25, 50 y 70 °C, del FPBA y del fluido de perforación con las NPs-ZnO sintetizadas. A) Antes del rolado y B) Después del rolado





NOTA: La barra de error representa la desviación estándar de tres réplicas del ensayo.

En cuanto al impacto de las nanopartículas de ZnO sobre la viscosidad aparente (VA), se observa una mejora con el incremento en la concentración de nanopartículas en comparación con el fluido de perforación base agua. Este aumento se atribuye a la aglomeración controlada de partículas en solución, fenómeno que influye en la formación de estructuras internas y en la resistencia al flujo del fluido (Aquino et al., 2018); mientras que a temperaturas elevadas presenta un resultado inverso puesto que el valor de VA disminuye conforme esta aumenta, esto es debido a la deficiencia de las fuerzas de atracción intermoleculares entre las nanopartículas y el fluido base (Dejtaradon et al., 2019).

La VA del fluido modificado con NPs sintetizadas a 60 min mostró una VA del 20 y 30 % más que las formulaciones basadas en NPs sintetizadas a 40 y 20 min, de manera correspondiente, para todas las concentraciones de NPs (Tabla 10). Esto es debido a que el tamaño de las NPs sintetizadas a 60 min es menor en comparación con el tamaño de las de 40 y 20 min e incrementa el área específica. Este comportamiento coincide con el reportado por Faisal et al., en 2024 con el trabajo de nanopartículas de magnetita verdes sin recubrimiento y recubiertas de polímero y por Blkoo et al., en 2021 en su investigación de fluidos acuosos con perlas de polipropileno y nanosílice tratada con carbonato de sodio (Blkoo et al., 2021; Faisal et al., 2024).

Viscosidad Plástica (VP). Es la resistencia al flujo del fluido de perforación causada por la fricción mecánica dentro del fluido.

Tabla 11

Valor medio y desviación estándar de la viscosidad plástica (cP)

Antes del rolado en caliente																		
C	25 °C						50 °C						70 °C					
	ZnO-60		ZnO-40		Zn-20		ZnO-60		Zn-40		ZnO-20		ZnO-60		Zn-40		ZnO-20	
% p/v	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	E	DE	P	DE	P	DE
0	12.7	2.0	13.0	2.0	13.0	2.0	5.3	0.5	5.0	0.5	5.0	0.5	6.7	0.2	7.0	0.2	7.0	0.2
0.05	23.0	1.0	15.3	0.6	20.0	0.0	21.0	1.5	13.3	1.2	16.7	0.6	17.0	1.5	8.0	1.0	15.0	2.0
0.1	18.7	1.5	18.0	0.0	15.3	0.6	15.7	1.2	12.0	1.0	12.0	1.7	10.7	1.5	8.3	1.2	12.7	1.2
0.15	17.7	1.5	16.7	0.6	16.3	0.6	15.3	1.5	11.0	1.0	8.0	1.0	10.3	0.6	9.0	0.0	7.7	1.5
Después del rolado en caliente																		
0	16.3	1.7	16.3	1.7	16.3	1.7	13.0	1.0	13.0	1.0	13.0	1.0	6.7	0.5	6.7	0.5	6.7	0.5
0.05	25.0	1.7	21.0	1.7	17.0	1.0	16.0	0.0	15.0	1.0	10.0	1.5	17.0	1.0	13.0	0.6	11.0	0.6
0.1	25.7	1.2	20.0	1.2	23.0	1.0	16.7	0.6	20.0	1.5	14.0	0.0	16.7	0.6	12.0	0.0	14.0	0.0
0.15	27.3	1.5	20.0	0.6	19.0	0.0	19.0	1.0	12.0	1.2	18.0	0.0	17.0	0.0	11.0	0.6	10.0	0.6

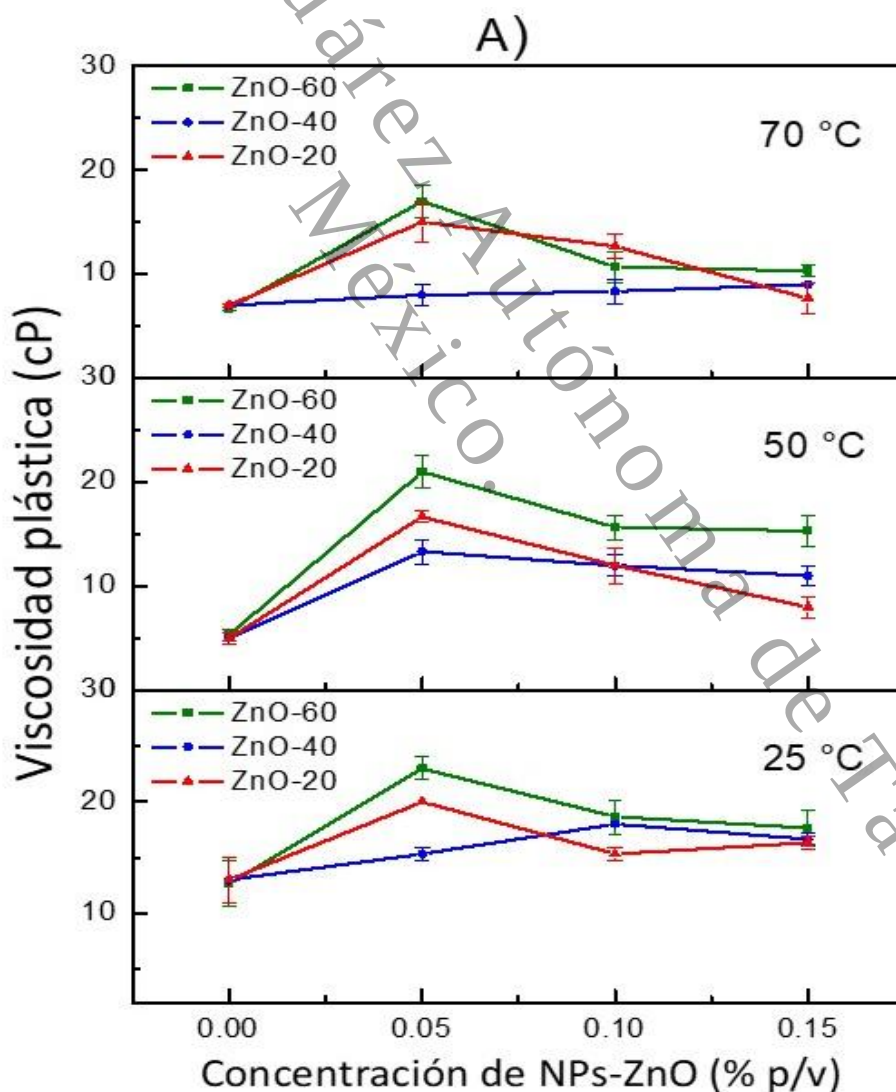
NOTA: P= Promedio, DE= Desviación estándar, C= Concentración, ZnO-60= ZnO de 60 minutos de molienda, ZnO-40= ZnO de 40 minutos de molienda y ZnO-20= ZnO de 20 minutos de molienda.

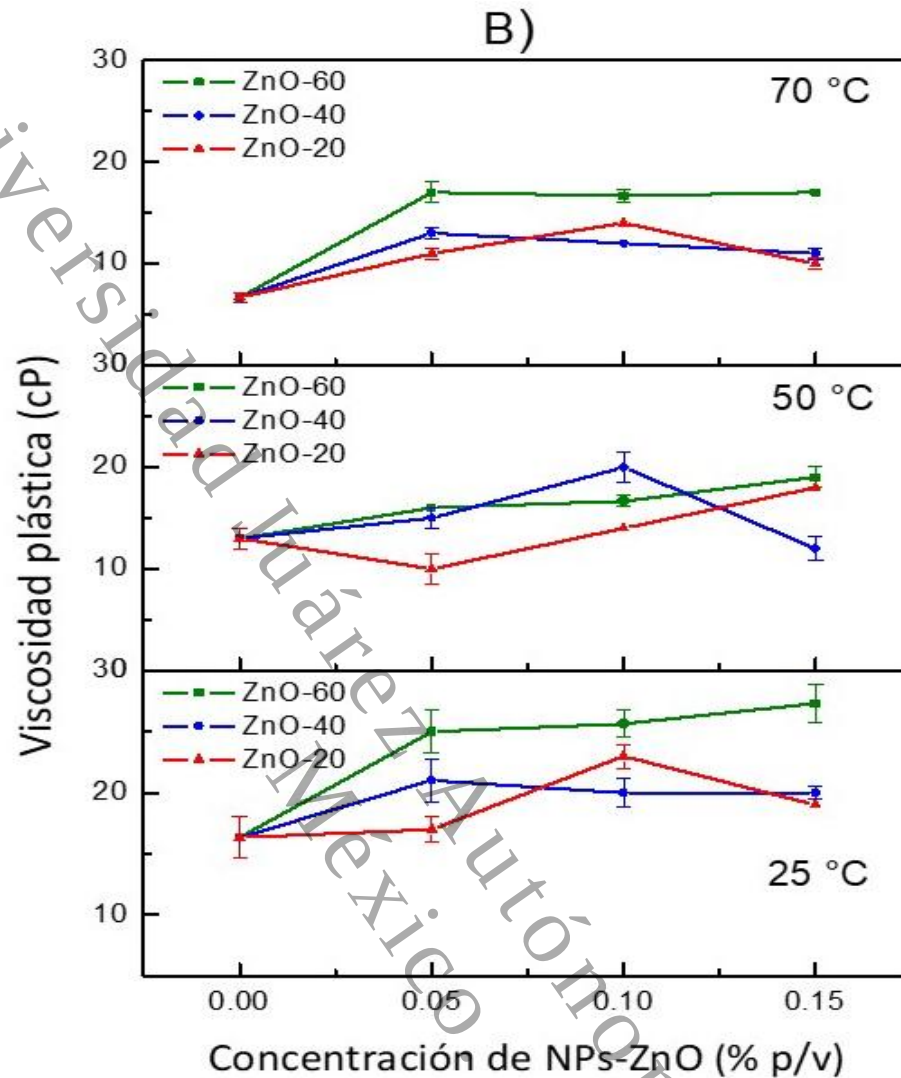
En la Figura 19 se aprecia que los fluidos a base de nanopartículas alcanzan un incremento considerable en la VP en comparación con el FPBA, observándose el valor más

alto en el fluido modificado con NPs-ZnO a 60 minutos. Para todas las formulaciones de fluidos conforme aumenta la temperatura disminuye la VP, a la temperatura de 70 °C el fluido modificado con ZnO a 40 minutos presenta valores similares al fluido base, debido a que el fluido pierde estabilidad térmica para esta propiedad. Después del rolado en caliente (Figura 19B) los valores de la VP presentan un aumento en comparación con la VP antes del rolado, sin embargo, el fluido modificado a base de NPs de ZnO-60, en su mayoría, se mantiene por encima de las otras formulaciones (Tabla 11).

Figura 19

Viscosidad plástica a 25, 50 y 70 °C, del FPBA y del fluido de perforación con las NPs-ZnO sintetizadas. A) Antes del rolado y B) Después del rolado





NOTA: La barra de error representa la desviación estándar de tres réplicas del ensayo.

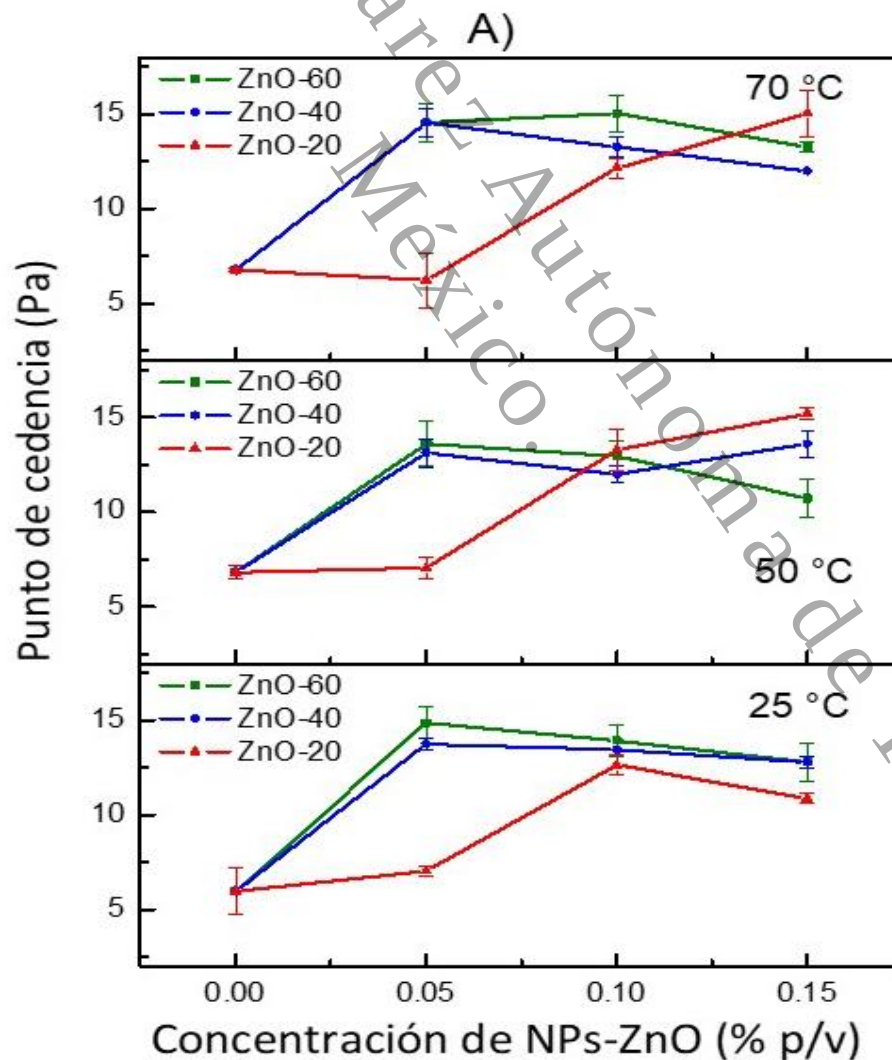
Las NPs-ZnO catiónicas interactúan con las placas de bentonita aniónicas, formando partículas más grandes en el fluido de perforación. Los tamaños de partícula más grandes resultan en una menor viscosidad debido a la reducción de la fricción mecánica (Guan et al., 2020). Sin embargo, otros estudios sugieren que esta formación se ve limitada por la presencia de iones de potasio positivos, que se unen a las placas de bentonita aniónica (Ahasan et al., 2022).

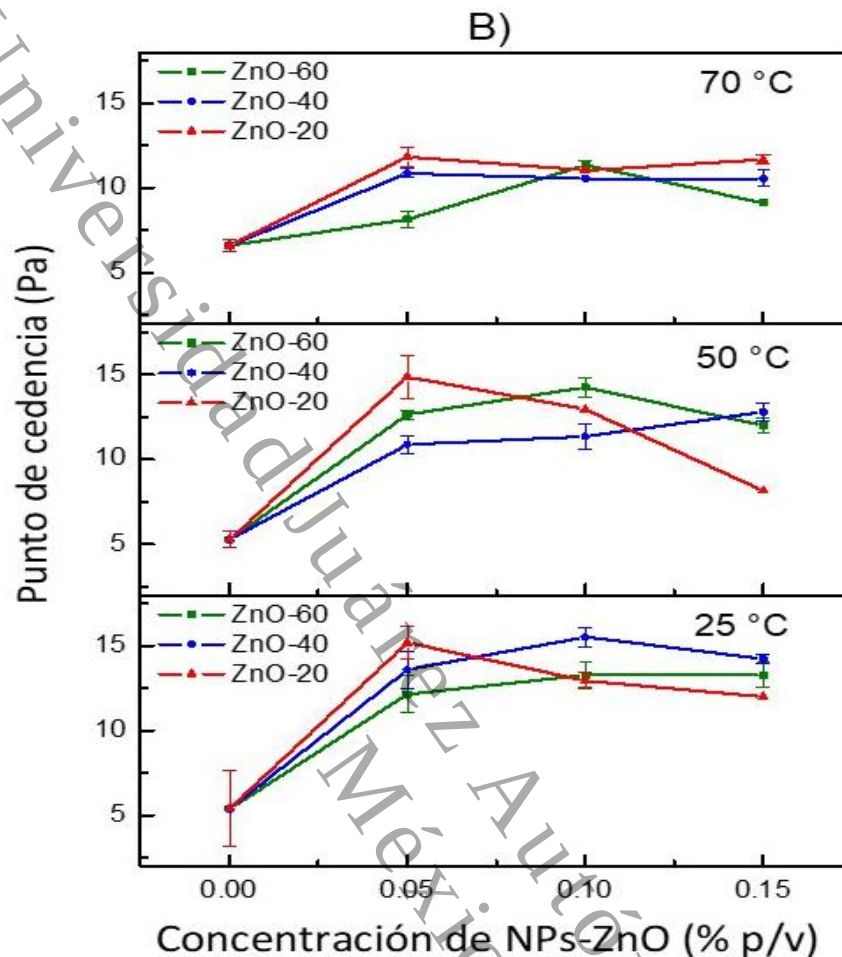
Punto de Cedencia (PC). Indica la resistencia inicial del fluido causada por las fuerzas electroquímicas entre partículas. En la Figura 20 se gráfica este parámetro para las tres

temperaturas y se aprecia que las formulaciones de fluidos a base de NPs-ZnO mantienen valores por encima del fluido base. Las gráficas del fluido modificado con NPs sintetizadas a 40 y 60 min tienen valores similares, evidentes a la concentración 0.05 % p/v. Con esta concentración el fluido modificado con NPs a 20 min y el fluido base no presentan diferencia significativa, solo se aprecia aumento del punto de cedencia con incremento de concentración de NPs-ZnO (Tabla 12). Después del rolado el fluido de perforación modificado con NPs-ZnO presenta un aumento del punto de cedencia en comparación con el fluido base, con tendencia a disminuir con el aumento de temperatura.

Figura 20

Punto de cedencia a 25, 50 y 70 °C, del FPBA y del fluido de perforación con las NPs-ZnO sintetizadas. A) Antes del rolado y B) Después del rolado.





NOTA: La barra de error representa la desviación estándar de tres réplicas del ensayo.

Este aumento es debido a que las nanopartículas catiónicas en la superficie interactúan con las plaquetas aniónicas de la arcilla bentonítica y desencadena procesos de floculación. Esta interacción electrostática favorece la formación de agregados que contribuyen a una mayor resistencia al flujo del fluido (Arboleda V., 2025). Es decir, aumenta la viscosidad y la fuerza de atracción interna del fluido. El área específica de los materiales aumenta en la nanoescala, y como resultado, la energía superficial aumenta. Por lo tanto, las partículas se aglomeran entre sí para reducir esta energía. En otras palabras, la atracción entre las partículas crece y aumenta el punto de cedencia mediante la adición de nanocompuestos en el fluido (Hyne, 2014). El aumento del punto de cedencia mejora la calidad del fluido al aumentar la capacidad para limpiar los recortes de perforación del pozo, reducir la probabilidad de que la sarta de perforación se atasque y reducir el torque de la sarta de perforación.

Tabla 12

Valor promedio y desviación estándar del punto de cedencia (Pa)

Antes del rolado en caliente																		
C	25 °C						50 °C						70 °C					
	Zn-60		ZnO-40		Zn-20		ZnO-60		Zn-40		ZnO-20		ZnO-60		Zn-40		ZnO-20	
% p/v	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE
0	6.0	1.2	6.0	1.2	6.0	1.2	6.8	0.3	6.8	0.3	6.8	0.3	6.8	0.1	6.8	0.1	6.8	0.1
0.05	14.9	0.8	13.8	0.3	7.0	0.3	13.6	1.2	13.1	0.7	7.0	0.6	14.6	1.0	14.6	0.7	6.2	1.4
0.1	13.9	0.8	13.4	0.0	12.6	0.6	13.0	0.8	12.0	0.5	13.3	1.1	15.0	1.0	13.3	0.6	12.2	0.6
0.15	12.8	1.0	12.8	0.3	10.9	0.3	10.7	1.0	13.6	0.7	15.2	0.3	13.3	0.3	12.0	0.0	15.0	1.2
Después del rolado en caliente																		
0	5.4	2.2	5.4	2.2	5.4	2.2	5.3	0.5	5.3	0.5	5.3	0.5	6.6	0.3	6.6	0.3	6.6	0.3
0.05	12.2	1.1	13.6	1.1	15.2	1.0	12.6	0.3	10.9	0.6	14.9	1.3	8.2	0.5	10.9	0.3	11.8	0.6
0.1	13.3	0.7	15.5	0.6	13.0	0.5	14.2	0.6	11.4	0.7	13.0	0.0	11.4	0.3	10.6	0.0	11.0	0.0
0.15	13.3	0.7	14.2	0.3	12.0	0.0	12.0	0.5	12.8	0.6	8.2	0.0	9.1	0.0	10.6	0.5	11.7	0.3

NOTA: P= Promedio, DE= Desviación estándar, C= Concentración, ZnO-60= ZnO de 60 min de molienda, ZnO-40= ZnO de 40 min de molienda y ZnO-20= ZnO de 20 min de molienda.

Fuerza del Gel. Es el esfuerzo de corte del fluido de perforación, medida a baja velocidad de corte después de que el fluido de perforación permanece estático durante un cierto periodo de tiempo. Esta propiedad permite que el fluido se convierta en un gel y mantenga en suspensión las partículas y los recortes generados durante la perforación, cuando no hay circulación o se interrumpe el flujo; su unidad de medida es lb/100 ft² (Admin, 2022).

Una formulación de fluido de perforación diseñada con fuerzas de gel incorrectas a menudo conduce al embolamiento de la broca y el asentamiento del corte perforado en el fondo del pozo (Ahmad et al., 2021). Esto genera problemas de operación tales como problemas de adhesión en tuberías, exceso de presión, torque e incremento en la temperatura de la broca que reduce la vida útil de la herramienta (Admin, 2022) y causa retrasos en las operaciones de perforación. El objetivo principal de la fuerza del gel es suspender el recorte perforado en el pozo si ocurre una pequeña interrupción en el proceso de perforación; por lo tanto, las formulaciones de perforación que mantienen los recortes perforados en suspensión se consideran óptimas (Ahmad et al., 2021).

Tabla 13

Valor promedio y desviación estándar de la fuerza del gel (Pa) a los 10 s y 10 min

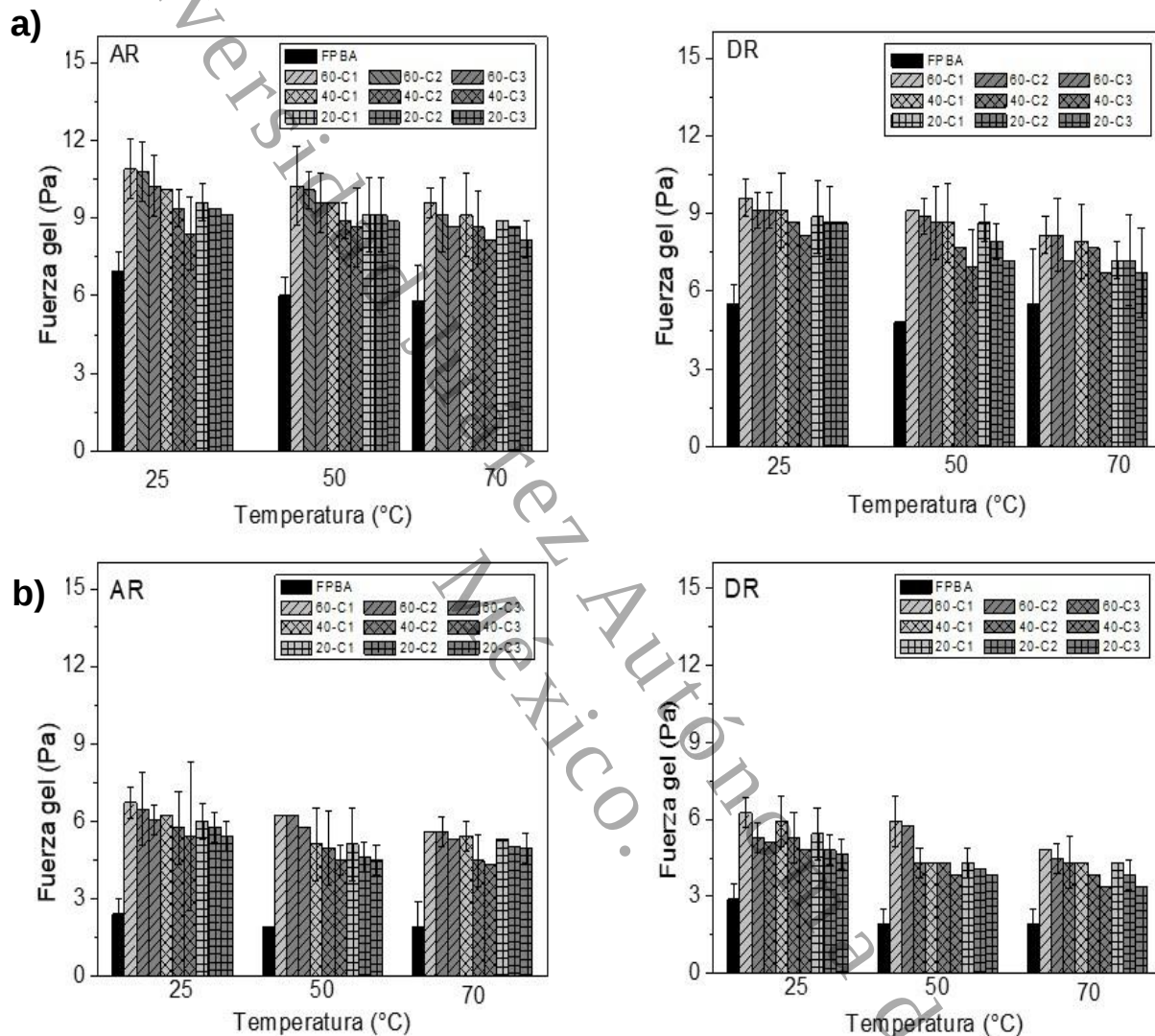
		Fuerza del gel 10 segundos (Pa)						Fuerza del gel 10 minutos (Pa)					
		Antes del rolado en caliente			Después del rolado en caliente			Antes del rolado en caliente			Después del rolado en caliente		
T (°C)		25	50	70	25	50	70	25	50	70	25	50	70
FPBA	P	2.4	1.9	1.9	2.9	1.9	1.9	7.0	6.0	5.8	5.5	4.8	5.5
	DE	0.6	0.0	1.0	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	1.4	0.7	0.0	2.1
60-C1	P	6.7	6.2	5.6	6.2	5.9	4.8	10.9	10.2	9.6	9.6	9.1	8.2
	DE	0.6	0.0	0.0	0.6	1.0	0.0	1.2	1.5	0.6	0.7	0.0	0.7
60-C2	P	6.5	6.2	5.6	5.3	5.8	4.5	10.8	10.1	9.1	9.1	8.9	8.2
	DE	2.9	0.0	0.6	0.6	0.0	0.6	7.8	0.7	1.4	0.7	0.7	2.8
60-C3	P	6.1	5.8	5.3	5.1	4.3	4.3	10.2	9.6	8.6	9.1	8.6	7.2
	DE	0.6	0.0	0.0	0.0	0.6	1.0	1.2	1.2	0.0	0.7	1.4	0.0
40-C1	P	6.2	5.1	5.4	5.9	4.3	4.3	10.1	9.6	9.1	9.1	8.6	7.9
	DE	0.0	10.8	5.1	4.3	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	3.1	6.1	3.8
40-C2	P	5.8	5.0	4.5	5.3	4.3	3.8	9.4	8.9	8.6	8.6	7.7	7.7
	DE	8.3	6.2	6.2	4.7	0.0	0.0	3.6	3.8	7.9	0.0	0.0	0.0
40-C3	P	5.4	4.5	4.3	4.8	3.8	3.4	8.4	8.6	8.2	8.2	7.0	6.7
	DE	5.1	5.6	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0	3.8	0.0	0.0	4.9	0.0
20-C1	P	6.0	5.1	5.3	5.4	4.3	4.3	9.6	9.1	8.9	8.9	8.6	7.2
	DE	0.7	1.4	0.0	1.0	0.6	0.0	0.7	1.4	0.0	1.4	0.7	0.7
20-C2	P	5.8	4.6	5.0	4.8	4.1	3.8	9.4	9.1	8.6	8.6	7.9	7.2
	DE	0.6	0.6	0.0	0.6	0.0	0.6	0.0	1.4	0.0	1.4	0.7	1.7
20-C3	P	5.4	4.5	5.0	4.6	3.8	3.4	9.1	8.9	8.2	8.6	7.2	6.7
	DE	0.6	0.6	0.6	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	1.7

NOTA: P= Promedio, DE= Desviación estándar, FPBA = Fluido de perforación base agua, C (1, 2 y 3) = Concentraciones (0.05, 0.10 y 0.15 %) y Tiempos de molienda (20, 40 y 60 min).

La Figura 21 muestra la variación de las fuerzas de gel durante 10 minutos y 10 segundos en muestras de FPBA y FPBAM con tres tiempos de molienda (20, 40 y 60 min) y la variación de la concentración de las nanopartículas de ZnO en el fluido de perforación formulado ($C_1= 0.05$, $C_2= 0.10$ y $C_3= 0.15$ % p/v) y la temperatura (25, 50 y 70 °C). Se observa que, a las diferentes temperaturas evaluadas, los valores de esta propiedad aumentan para todas las concentraciones, a diferencia del FPBA, que se mantiene por debajo de la mitad del valor obtenido con las muestras de FPBAM (Tabla 13).

Figura 21

Fuerza del gel a 25, 50 y 70 °C, del FPBA y del fluido de perforación con las NPs-ZnO, con 0.05, 0.1 y 0.15 % p/v. a) 10 min, y b) 10 s



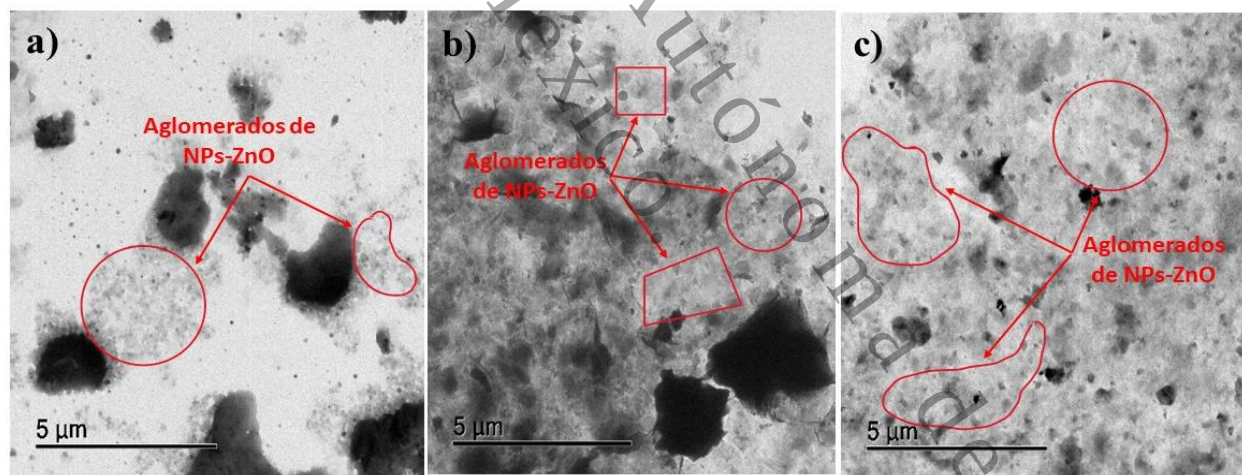
NOTA: La barra de error representa la desviación estándar de tres réplicas del ensayo.

El fluido con mayor fuerza de gel es el formulado a una concentración del 0.05 % con nanopartículas sintetizadas durante 60 minutos de molienda. Esto se atribuye a que el área superficial específica es mayor y, por lo tanto, el número de nanopartículas por unidad de peso es mayor que el de las nanopartículas sintetizadas a los 20 y 40 minutos de molienda y aumenta la resistencia del gel en comparación con las formulaciones con estas últimas

nanopartículas (Perween et al., 2018). Después del rolado en caliente, estos valores disminuyen debido a la degradación de los aditivos a estas temperaturas y presiones. Los valores de fuerza del gel disminuyen a medida que aumenta la temperatura; otros estudios reportan tendencias similares (Bayat & Shams, 2019; Dejtardon et al., 2019). Además, se observa un comportamiento progresivo de la fuerza del gel con el tiempo, ya que los valores de la fuerza del gel a los 10 minutos son mayores que los de la fuerza del gel a los 10 segundos; este aumento es consecuencia de la presencia de nanopartículas de ZnO y de las fuerzas electrostáticas entre las partículas en la solución (Parizad et al., 2018). Este efecto revela la capacidad del fluido para suspender recortes o sólidos perforados y cualquier material pesado si se detiene la circulación. Aunque, por otro lado, se necesita mayor fuerza de corte para romper el gel ya que se requiere que el fluido regrese a su estado líquido cuando se reanude la operación de perforación.

Figura 22

Micrográficas TEM de NPs-ZnO-60, y suspendidas en muestras de fluido de perforación con concentración de (a) 0.05 %, (b) 0.10 %, (c) 0.15 % p/v



Por otro lado, al comparar el comportamiento reológico en función de la concentración de nanopartículas, se observa que, al aumentar esta, los valores de las propiedades reológicas disminuyen. La Tabla 14 muestra evidencia del tamaño de partícula de las NPs-ZnO, determinado por Dispersión de Luz Dinámica (DLS); y la Figura 22 presenta las micrográficas TEM de nanopartículas de ZnO en muestras de fluido de perforación a las concentraciones estudiadas en este trabajo. En ambas se observa que, al aumentar la concentración en la

muestra de fluido, las nanopartículas de ZnO tienden a aglomerarse en exceso. Este fenómeno se produce por las interacciones dinámicas específicas de las nanopartículas de ZnO, las cuales poseen cargas superficiales que, a altas concentraciones, generan atracción entre partículas opuestas y facilita la aglomeración (Abrica & Gómez, 2022; Aquino et al., 2018).

Tabla 14

Tamaño de partícula de NPs-ZnO en diferentes concentraciones en muestras de fluido de perforación, determinado por dispersión dinámica de luz (DLS)

NPs-ZnO	Tamaño promedio (d.nm)	DE (d.nm)
60-C ₁	523.1	184.4
60-C ₂	550.1	272.4
60-C ₃	641.9	285.2

NOTA: C₁= Concentración de 0.05 %, C₂= Concentración de 0.10 %, C₃= Concentración de 0.15 % p/v; DE= Desviación estándar.

Las propiedades reológicas mejoradas resultaron de las formulaciones basadas en nanopartículas de ZnO con una mayor área específica (7.26 m²/g), lo cual coincide con otros informes donde un tamaño de partícula menor (30 nm) permite un aumento en la viscosidad aparente y la resistencia del gel del fluido de perforación (Perween et al., 2018), ya que su interrupción en la red arcillosa es menor. Además, un fluido de perforación con partículas más pequeñas que el diámetro de los poros de la formación permite un mejor taponamiento y forma una capa delgada e impermeable y reduce la pérdida de filtrado.

Otra característica importante es el área específica de las nanopartículas, que proporciona estabilidad térmica al fluido de perforación debido al gran número de partículas por concentración dada. Según Dejtardon et al., (2019), es indispensable que las nanopartículas en el fluido de perforación permanezcan estables y suspendidas, por lo que es crucial que el tamaño de partícula en suspensión sea menor para evitar la sedimentación (Dejtardon et al., 2019). Estos resultados exhiben una tendencia reológica similar a estudios previos con nanocompuestos de nanohojas de óxido/poliacrilamida evaluados sobre las propiedades de un FPBA y el efecto de los nanobiopolímeros de trigo sobre las propiedades reológicas y de filtración del fluido de perforación (Ali et al., 2024; Gudarzifar et al., 2020). La Tabla 15 muestra una comparación de la mejora reológica, el control de la filtración, la estabilidad térmica y el

impacto ambiental de las NPs-ZnO obtenidas en este trabajo con otros nanomateriales utilizados en fluidos de perforación. En conclusión, los resultados obtenidos en esta investigación sugieren que las nanopartículas empleadas tienen el potencial de mejorar las propiedades reológicas del fluido base para perforación (FPBA) en mayor medida que algunos materiales antes reportados en la literatura. Esta mejora podría traducirse en una mayor eficiencia en el transporte de recortes, mejor estabilidad del pozo y un control más preciso de las condiciones operativas durante la perforación.

Tabla 15

Comparación de las propiedades de las NPs-ZnO sintetizadas con otros nanomateriales ya utilizados en fluidos de perforación

Material	Mejora reológica	Control de filtración	Estabilidad térmica	Impacto ambiental
ZnO	La viscosidad aparente (AV) aumenta en un 200 %, la viscosidad plástica (PV) en un 180 % y el punto de fluencia (YP) en un 240 %.	La cantidad de fluido filtrado se reduce de 13.5 a 10.4 mL. A alta presión y temperatura, el volumen filtrado se reduce en un 54 %.	Se mantiene la estabilidad coloidal al aumentar la temperatura, aunque las NPs-ZnO tienden a degradarse, lo que afecta las propiedades del FPBA.	En altas concentraciones, las nanopartículas pueden suponer riesgos para el medio ambiente (Saxena et al., 2024).
SiO₂	En viscosidad aparente y punto de fluencia, en un intervalo de 18 % a 47 % (Cárdenas, 2022).	El volumen de filtración a 25 °C y 400 Psi disminuye en un 19 % (Parizad et al., 2018)	La desestabilización de la dispersión coloidal se produce debido al aumento de temperatura (Parizad et al., 2018).	El SiO ₂ se considera seguro para el medio ambiente, en especial si se utiliza en combinaciones biodegradables (Cárdenas, 2022).

Material	Mejora reológica	Control de filtración	Estabilidad térmica	Impacto ambiental
TiO₂	Las nanopartículas de TiO ₂ contribuyen a aumentar la viscosidad (Sadeghalvaad y Sabbaghi, 2015)	El volumen de pérdida de filtrado disminuyó en un 64 % con la adición de NP (Sadeghalvaad y Sabbaghi, 2015).	Tienen resistencia a la degradación térmica en las características reológicas y de filtración de los fluidos de perforación (Beg et al., 2020).	Su acumulación puede alterar la microbiota del suelo y afectar cultivos (Thiagarajan & Ramasubbu, 2021).
Óxido de grafeno (OG)	La viscosidad plástica del fluido de perforación aumentó hasta alcanzar los 15 y 18 cP, El PC de los fluidos de perforación aumentó con las NPs (Gudarzifar et al., 2020).	Disminuyó la pérdida de filtración hasta 38.96 % y 34.36 %, a LPLT y APAT, según se indica (Gudarzifar et al., 2020).	Tiene estabilidad térmica con aditivos sintetizados (Gudarzifar et al., 2020).	Su liberación no controlada puede causar efectos adversos si no se gestiona adecuadamente (Karthik et al., 2021).
Nanotubos de Carbono	La viscosidad plástica mejoró en un 85.7 % y las características del gel en más de un 160 % (Lysakova et al., 2025).	EL filtrado APAT se redujo en un 42.86 % y un 11 % en la pérdida de filtración API (Lysakova et al., 2025).	Las propiedades de los fluidos se deterioraron con el aumento de la temperatura (Lysakova et al., 2025).	Son más respetuosos con el medio ambiente que sus contrapartes a base de petróleo (Lysakova et al., 2025).

8.3.2. Análisis Estadístico (ANOVA) de Propiedades Reológicas con Pruebas Post Hoc: Influencia de Nanopartícula, Concentración y Temperatura

Con el objetivo de evaluar el impacto de distintos tipos de nanopartículas, niveles de concentración y condiciones térmicas sobre las propiedades reológicas del fluido, se aplicó un modelo estadístico univariado (ANOVA) para cada variable dependiente, complementado con pruebas *post hoc* (Tukey HSD).

Esta sección presenta los resultados obtenidos antes y después del rolado térmico. Se identifican no solo los efectos principales de cada factor, sino también las interacciones entre ellos y las diferencias significativas entre grupos experimentales.

Las variables reológicas analizadas incluyen viscosidad aparente (VA), viscosidad plástica (VP), punto de cedencia (PC), fuerza de gel a los 10 s (FG10S) y a los 10 min (FG10M), que proporcionan una visión integral del comportamiento del fluido bajo condiciones experimentales controladas y condiciones térmicas exigentes.

8.3.2.1. Análisis de la Varianza (ANOVA). La Tabla 16 muestra los efectos principales y las interacciones significativas para cada variable dependiente, con sus respectivos valores F, p, η^2 y su interpretación observada, para antes y después del proceso de rolado en caliente.

Tabla 16

Efectos principales e interacciones significativas para cada variable dependiente

Variable	Factor / Interacción	Antes del rolado en caliente				Después del rolado en caliente			
		F	p	η^2	Interpretación	F	p	η^2	Interpretación
VA	NPs	870.45	.000	.967	Muy fuerte	697.53	.000	.959	Muy fuerte
	Concentración	211.69	.000	.876	Muy fuerte	164.43	.000	.846	Muy fuerte
	Temperatura (T°C)	1109.51	.000	.974	Muy fuerte	3972.62	.000	.993	Extremadamente fuerte
	NPs × Concentración	240.45	.000	.941	Muy fuerte	80.94	.000	.844	Muy fuerte
	NPs × T°C	30.06	.000	.667	Fuerte	31.16	.000	.675	Fuerte
	Concentración × T°C	5.00	.002	.250	Moderado	8.06	.000	.350	Moderado
	NPs × Concentración × T°C	10.45	.000	.582	Fuerte	21.79	.000	.744	Muy fuerte
VP	NPs	92.57	.000	.755	Muy fuerte	210.28	.000	.875	Muy fuerte

Variable	Factor / Interacción	Antes del rolado en caliente				Después del rolado en caliente			
		F	p	η^2	Interpretación	F	p	η^2	Interpretación
PC	Concentración	91.59	.000	.753	Muy fuerte	14.33	.000	.323	Moderado
	T°C	238.60	.000	.888	Muy fuerte	528.58	.000	.946	Muy fuerte
	NPs × Concentración	26.91	.000	.642	Fuerte	39.54	.000	.725	Muy fuerte
	NPs × T°C	9.15	.000	.379	Moderado	9.74	.000	.394	Moderado
	Concentración × T°C	3.68	.010	.197	Moderado	7.30	.000	.327	Moderado
	NPs × Concentración × T°C	3.91	.001	.343	Moderado	13.77	.000	.647	Fuerte
	NPs	87.01	.000	.744	Muy fuerte	3.95	.024	.116	Débil
	Concentración	31.32	.000	.511	Fuerte	16.54	.000	.355	Moderado
	T°C	3.86	.027	.114	Débil	58.81	.000	.662	Fuerte
	NPs × Concentración	107.82	.000	.878	Muy fuerte	28.52	.000	.655	Fuerte
	NPs × T°C	12.43	.000	.453	Fuerte	21.18	.000	.585	Fuerte
	Concentración × T°C	3.28	.017	.179	Moderado	7.13	.000	.322	Moderado
	NPs × Concentración × T°C	6.74	.000	.473	Fuerte	11.60	.000	.607	Fuerte
	NPs	60.08	.000	.667	Fuerte	40.65	.000	.575	Fuerte
FG10S	Concentración	13.39	.000	.309	Moderado	52.42	.000	.636	Fuerte
	T°C	12.94	.000	.301	Moderado	277.91	.000	.903	Muy fuerte
	NPs × Concentración	2.38	.062	.137	Marginal	76.28	.000	.836	Muy fuerte
	NPs × T°C	6.35	.000	.298	Moderado	13.26	.000	.469	Moderado
	Concentración × T°C	4.03	.006	.212	Moderado	4.61	.003	.235	Débil-moderado
	NPs × Concentración × T°C	4.98	.000	.399	Moderado	2.83	.010	.274	Moderado
FG10M	NPs	7.97	.001	.210	Moderado	24.70	.000	.452	Moderado
	Concentración	15.47	.000	.340	Moderado	65.09	.000	.685	Fuerte
	T°C	11.69	.000	.280	Moderado	34.34	.000	.534	Moderado
	NPs × Concentración	7.09	.000	.321	Moderado	154.54	.000	.912	Muy fuerte
	NPs × T°C	2.03	.101	.119	No significativo	13.44	.000	.473	Moderado
	Concentración × T°C	7.36	.000	.329	Moderado	6.13	.000	.290	Moderado
	NPs × Concentración × T°C	6.88	.000	.478	Fuerte	5.96	.000	.443	Moderado

Antes del rolado, los resultados mostraron efectos significativos de todos los factores sobre las propiedades reológicas. El tipo de nanopartícula tuvo un impacto fuerte en la VA ($F = 870.449$, $p < .001$, $\eta^2 = .967$) y VP ($F = 92.565$, $p < .001$, $\eta^2 = .755$), la concentración también mostró efectos elevados en VA ($\eta^2 = .876$) y VP ($\eta^2 = .753$). La temperatura presentó efectos muy marcados en VA ($F = 1109.505$, $p < .001$, $\eta^2 = .974$) y moderados en las demás variables. Además, se observaron interacciones significativas entre los factores, que incluye la triple interacción NPs $\times$ concentración $\times$ temperatura, esta fue significativa en todas las variables, lo que sugiere una influencia combinada en el comportamiento del fluido.

Después del rolado térmico, los efectos se intensificaron, en especial en la viscosidad aparente, que se confirmó como la propiedad más sensible. La temperatura mostró un efecto crítico ($F = 3972.62$, $p < .001$, $\eta^2 = .993$), que indica que el aumento térmico tuvo un severo impacto en la fluidez del sistema. En VP, los efectos de nanopartícula ($F = 210.28$, $p < .001$, $\eta^2 = .875$) y temperatura ($F = 528.58$, $p < .001$, $\eta^2 = .946$) fueron muy fuertes, mientras que la concentración tuvo un efecto moderado. Las interacciones, en especial NPs $\times$ concentración ($\eta^2 = .844$ en VA; $\eta^2 = .725$ en VP) y la triple interacción ($\eta^2 = .744$ en VA; $\eta^2 = .647$ en VP), fueron muy significativas.

El punto de cedencia (PC) mostró un patrón distinto, con un efecto débil del tipo de nanopartícula ($\eta^2 = .116$), pero efectos moderados a fuertes de concentración ($\eta^2 = .355$) y temperatura ($\eta^2 = .662$). Las interacciones también fueron relevantes, entre las que destacan NPs $\times$ concentración ($\eta^2 = .655$) y NPs $\times$ temperatura ($\eta^2 = .585$). En FG10S y FG10M, se observaron efectos muy fuertes de temperatura (FG10S: $\eta^2 = .903$; FG10M: $\eta^2 = .685$) y de la interacción NPs $\times$ concentración (FG10S: $\eta^2 = .836$; FG10M: $\eta^2 = .912$). Hay sensibilidad estructural del fluido bajo condiciones térmicas.

En conjunto, los resultados antes y después del rolado confirman que las propiedades reológicas del fluido están influenciadas de manera compleja por el tipo y concentración de nanopartículas, así como por la temperatura. El rolado térmico intensifica estos efectos, la temperatura se posicionó como el factor más determinante, seguido por el tipo de nanopartícula y la concentración. Las interacciones entre estos factores juegan un papel crucial en la modulación del comportamiento reológico y se respalda la hipótesis de que la optimización simultánea de estos parámetros mejora de forma significativa el desempeño del fluido en condiciones térmicas exigentes.

8.3.2.2. Pruebas *Post Hoc* (Tukey HSD). Tras identificar efectos significativos mediante los análisis de varianza (ANOVA), se aplicaron pruebas *post hoc* (Tukey HSD) con el objetivo de determinar qué grupos difieren entre sí en cada variable reológica. Estas comparaciones múltiples permiten precisar las diferencias específicas entre niveles de tipo de nanopartícula, concentración y temperatura, tanto antes como después del rolado térmico. Los resultados obtenidos complementan el análisis factorial y proporcionan evidencia detallada sobre las combinaciones más efectivas para optimizar el comportamiento del fluido.

Tabla 17

Comparación estadística de grupos según tipo de nanopartícula, concentración y temperatura: diferencias de medias antes y después del rolado en caliente

Variable dependiente	Factor			Antes del rolado en caliente		Después del rolado en caliente	
		(I) NPs	(J) NPs	Diferencia de medias (I-J)	Sig.	Diferencia de medias (I-J)	Sig.
VA	Tipo de nanopartícula	FPBA	ZnO-20	-10.1852*	.000	-9.8889*	.000
			ZnO-40	-10.7963*	.000	-10.7778*	.000
			ZnO-60	-15.3519*	.000	-14.2222*	.000
		ZnO-20	FPBA	10.1852*	.000	9.8889*	.000
			ZnO-40	-.6111*	.000	-.8889*	.000
			ZnO-60	-5.1667*	.000	-4.3333*	.000
		ZnO-40	FPBA	10.7963*	.000	10.7778*	.000
			ZnO-20	.6111*	.000	.8889*	.000
			ZnO-60	-4.5556*	.000	-3.4444*	.000
		ZnO-60	FPBA	15.3519*	.000	14.2222*	.000
			ZnO-20	5.1667*	.000	4.3333*	.000
			ZnO-40	4.5556*	.000	3.4444*	.000
	Concentración	C1	C2	1.2222*	.000	-1.8148*	.000
			C3	2.7778*	.000	.2037	.353
			CONTROL	13.4444*	.000	11.0926*	.000
		C2	C1	-1.2222*	.000	1.8148*	.000
			C3	1.5556*	.000	2.0185*	.000
			CONTROL	12.2222*	.000	12.9074*	.000
		C3	C1	-2.7778*	.000	-.2037	.353
			C2	-1.5556*	.000	-2.0185*	.000
			CONTROL	10.6667*	.000	10.8889*	.000

Variable dependiente	Factor	Antes del rolado en caliente				Después del rolado en caliente	
		(I) NPs	(J) NPs	Diferencia de medias (I-J)		Diferencia de medias (I-J)	Sig.
					Sig.		
VP	Temperatura	CONTROL	C1	-13.4444*	.000	-11.0926*	.000
			C2	-12.2222*	.000	-12.9074*	.000
			C3	-10.6667*	.000	-10.8889*	.000
		ALTA	BAJA	-6.3500*	.000	-11.3333*	.000
			MEDIA	-2.0000*	.000	-3.8500*	.000
			BAJA	6.3500*	.000	11.3333*	.000
		MEDIA	MEDIA	4.3500*	.000	7.4833*	.000
			ALTA	2.0000*	.000	3.8500*	.000
			BAJA	-4.3500*	.000	-7.4833*	.000
		FPBA	ZnO-20	-5.2963*	.000	-3.5556*	.000
			ZnO-40	-3.9630*	.000	-4.7407*	.000
			ZnO-60	-8.1481*	.000	-8.7037*	.000
	Tipo de nanopartícula	ZnO-20	FPBA	5.2963*	.000	3.5556*	.000
			ZnO-40	1.3333*	.000	-1.1852*	.000
			ZnO-60	-2.8519*	.000	-5.1481*	.000
		ZnO-40	FPBA	3.9630*	.000	4.7407*	.000
			ZnO-20	-1.3333*	.000	1.1852*	.000
			ZnO-60	-4.1852*	.000	-3.9630*	.000
		ZnO-60	FPBA	8.1481*	.000	8.7037*	.000
			ZnO-20	2.8519*	.000	5.1481*	.000
			ZnO-40	4.1852*	.000	3.9630*	.000
	Concentración	C1	C2	2.8889*	.000	-1.3704*	.000
			C3	4.1481*	.000	-.4074	.415
			CONTROL	8.1481*	.000	5.0741*	.000
		C2	C1	-2.8889*	.000	1.3704*	.000
			C3	1.2593*	.001	.9630*	.003
			CONTROL	5.2593*	.000	6.4444*	.000
		C3	C1	-4.1481*	.000	.4074	.415
			C2	-1.2593*	.001	-.9630*	.003
			CONTROL	4.0000*	.000	5.4815*	.000
	Temperatura	CONTROL	C1	-8.1481*	.000	-5.0741*	.000
			C2	-5.2593*	.000	-6.4444*	.000
			C3	-4.0000*	.000	-5.4815*	.000
		ALTA	BAJA	-6.8000*	.000	-8.5667*	.000

Variable dependiente	Factor	Antes del rolado en caliente				Después del rolado en caliente	
		(I) NPs	(J) NPs	Diferencia de medias (I-J)		Diferencia de medias (I-J)	Sig.
					Sig.		
PC	Tipo de nanopartícula	BAJA	MEDIA	-2.4000*	.000	-2.4333*	.000
			ALTA	6.8000*	.000	8.5667*	.000
		MEDIA	MEDIA	4.4000*	.000	6.1333*	.000
			ALTA	2.4000*	.000	2.4333*	.000
		BAJA	MEDIA	-4.4000*	.000	-6.1333*	.000
			ALTA	-4.4074*	.000	-6.4815*	.000
		FPBA	ZnO-20	-6.5074*	.000	-6.4556*	.000
			ZnO-40	-6.8556*	.000	-6.0185*	.000
		ZnO-20	FPBA	4.4074*	.000	6.4815*	.000
			ZnO-40	-2.1000*	.000	.0259	.999
		ZnO-40	FPBA	-2.4481*	.000	.4630	.070
			ZnO-60	6.5074*	.000	6.4556*	.000
	Concentración	C1	ZnO-20	2.1000*	.000	-.0259	.999
			ZnO-60	-.3481	.316	.4370	.096
		C2	FPBA	6.8556*	.000	6.0185*	.000
			ZnO-20	2.4481*	.000	-.4630	.070
		C3	ZnO-40	.3481	.316	-.4370	.096
			CONTROL	-1.4889*	.000	-.3259	.302
		C2	C1	-1.2259*	.000	.7148*	.002
			CONTROL	5.0185*	.000	6.4481*	.000
		C3	C1	1.4889*	.000	.3259	.302
			C3	.2630	.561	1.0407*	.000
		CONTROL	CONTROL	6.5074*	.000	6.7741*	.000
			C1	1.2259*	.000	-.7148*	.002
	Temperatura	ALTA	C2	-.2630	.561	-1.0407*	.000
			CONTROL	6.2444*	.000	5.7333*	.000
		BAJA	C1	-5.0185*	.000	-6.4481*	.000
			C2	-6.5074*	.000	-6.7741*	.000
		MEDIA	C3	-6.2444*	.000	-5.7333*	.000
			BAJA	.4833*	.036	-2.4633*	.000
		BAJA	MEDIA	.4433	.060	-1.2100*	.000
			ALTA	-.4833*	.036	2.4633*	.000
		MEDIA	MEDIA	-.0400	.976	1.2533*	.000
			ALTA	-.4433	.060	1.2100*	.000

Variable dependiente	Factor	Antes del rolado en caliente				Después del rolado en caliente	
		(I) NPs	(J) NPs	Diferencia de medias (I-J)	Sig.	Diferencia de medias (I-J)	Sig.
FG10S	Tipo de nanopartícula	FPBA	BAJA	.0400	.976	-1.2533*	.000
			ZnO-20	-3.9956*	.000	-2.6756*	.000
			ZnO-40	-3.0704*	.000	-2.3778*	.000
			ZnO-60	-4.0037*	.000	-2.9667*	.000
			ZnO-20	3.9956*	.000	2.6756*	.000
			ZnO-40	.9252*	.000	.2978*	.000
		ZnO-40	ZnO-60	-.0081	1.000	-.2911*	.000
			FPBA	3.0704*	.000	2.3778*	.000
			ZnO-20	-.9252*	.000	-.2978*	.000
			ZnO-60	-.9333*	.000	-.5889*	.000
		ZnO-60	FPBA	4.0037*	.000	2.9667*	.000
			ZnO-20	.0081	1.000	.2911*	.000
	Concentración	C1	ZnO-40	.9333*	.000	.5889*	.000
			C2	.2978*	.018	-.1496	.112
			C3	.5037*	.000	.4896*	.000
			CONTROL	3.9570*	.000	2.7867*	.000
		C2	C1	-.2978*	.018	.1496	.112
			C3	.2059	.164	.6393*	.000
			CONTROL	3.6593*	.000	2.9363*	.000
		C3	C1	-.5037*	.000	-.4896*	.000
			C2	-.2059	.164	-.6393*	.000
			CONTROL	3.4533*	.000	2.2970*	.000
		CONTROL	C1	-3.9570*	.000	-2.7867*	.000
			C2	-3.6593*	.000	-2.9363*	.000
			C3	-3.4533*	.000	-2.2970*	.000
FG10M	Temperatura	ALTA	BAJA	-.4507*	.000	-1.6053*	.000
			MEDIA	-.0560	.819	-.6140*	.000
			BAJA	.4507*	.000	1.6053*	.000
		BAJA	ALTA	.3947*	.000	.9913*	.000
			MEDIA	.0560	.819	.6140*	.000
			BAJA	-.3947*	.000	-.9913*	.000
		MEDIA	ZnO-20	-3.5111*	.000	-3.9889*	.000
			ZnO-40	-3.0037*	.000	-3.6926*	.000
			ZnO-60	-3.5956*	.000	-4.4370*	.000

Variable dependiente	Factor	Antes del rolado en caliente				Después del rolado en caliente	
		(I) NPs	(J) NPs	Diferencia de medias (I-J)		Diferencia de medias (I-J)	Sig.
					Sig.		
Concentración	C1	ZnO-20	FPBA	3.5111*	.000	3.9889*	.000
			ZnO-40	.5919*	.003	.2963*	.036
			ZnO-60	-.0844	.952	-.4481*	.001
		ZnO-40	FPBA	3.0037*	.000	3.6926*	.000
			ZnO-20	-.5919*	.003	-.2963*	.036
			ZnO-60	-.5074*	.013	-.7444*	.000
		ZnO-60	FPBA	3.5956*	.000	4.4370*	.000
			ZnO-20	.0844	.952	.4481*	.001
			ZnO-40	.5074*	.013	.7444*	.000
		C2	C2	.6970*	.000	-.1593	.448
			C3	.8304*	.000	.9652*	.000
			CONTROL	3.8793*	.000	4.3081*	.000
	C2	C1	C1	-.6970*	.000	.1593	.448
			C3	.1333	.839	1.1244*	.000
			CONTROL	3.1822*	.000	4.4674*	.000
	C3	C1	C1	-.8304*	.000	-.9652*	.000
			C2	-.1333	.839	-1.1244*	.000
			CONTROL	3.0489*	.000	3.3430*	.000
	Temperatura	CONTROL	C1	-3.8793*	.000	-4.3081*	.000
			C2	-3.1822*	.000	-4.4674*	.000
			C3	-3.0489*	.000	-3.3430*	.000
		ALTA	BAJA	-.7033*	.000	-.8727*	.000
			MEDIA	-.5207*	.003	-.1153	.494
			BAJA	.7033*	.000	.8727*	.000
		BAJA	ALTA	.1827	.457	.7573*	.000
			MEDIA	.5207*	.003	.1153	.494
			BAJA	-.1827	.457	-.7573*	.000

Los análisis *post hoc* (Tukey HSD) revelaron diferencias significativas en las propiedades del fluido en función del tipo de nanopartícula, la concentración y la temperatura, tanto antes como después del rolado térmico (Tabla 17). A continuación, se presenta una síntesis interpretativa de los hallazgos más relevantes:

Tipo de Nanopartícula. Antes del rolado térmico, las nanopartículas de óxido de zinc a 60 min (NPs-ZnO-60) mostraron un desempeño superior en variables como viscosidad aparente (VA), viscosidad plástica (VP), fuerza de gel a 10 segundos (FG10S) y fuerza de gel a 10 minutos (FG10M), en comparación con el FPBA (control). Este patrón se mantuvo después del rolado. El ZnO-60 posee una mayor resistencia térmica y capacidad de estabilización reológica bajo condiciones de estrés térmico.

En contraste, para el punto de cedencia (PC), el mejor desempeño después del rolado correspondió a ZnO-20, lo que indica que esta variante podría tener una mejor interacción con la matriz fluida en términos de resistencia al flujo inicial.

Concentración. Antes del rolado, las concentraciones C_1 y C_2 presentaron mejoras significativas en todas las variables respecto al grupo control (FPBA), por lo tanto, se valida la hipótesis de que la adición de nanopartículas mejora las propiedades reológicas del fluido.

Después del rolado térmico, se observó una disminución en la magnitud de mejora que las nanopartículas conferían al fluido. Aunque los grupos con nanopartículas mantuvieron valores superiores al grupo control en todas las variables evaluadas, la diferencia entre ellos se redujo en comparación con las condiciones previas al rolado.

Este comportamiento sugiere que el tratamiento térmico pudo inducir fenómenos como degradación superficial, aglomeración parcial o alteración en la dispersión coloidal de las nanopartículas, que afectan su capacidad para interactuar con la matriz fluida. En consecuencia, aunque las nanopartículas mejoran las propiedades del fluido, su eficiencia se ve comprometida bajo condiciones térmicas elevadas.

Temperatura. La temperatura baja fue más favorable en todas las variables, tanto antes como después del rolado. No obstante, el efecto se intensificó tras el tratamiento térmico, con diferencias más marcadas entre condiciones de baja y alta temperatura. Esto indica que el rolado térmico exacerba la sensibilidad del fluido a la temperatura, además de que afecta el comportamiento reológico bajo condiciones térmicas elevadas.

Los resultados confirman que el tipo de nanopartícula y la temperatura son factores determinantes en la mejora de las propiedades del fluido, mientras que la concentración óptima varía según la condición térmica. ZnO-60 se posiciona como el tipo más eficiente en la mayoría de las variables, aunque su desempeño se ve afectado por el rolado térmico. La pérdida de efectividad después del rolado en los grupos con nanopartículas subraya la necesidad de considerar mecanismos de estabilización térmica en futuras formulaciones.

8.3.3. Propiedades de Filtración

La pérdida de fluido se monitorea durante la perforación, ya que causa problemas como daños en la formación, atascamiento de tuberías, inestabilidad del pozo, etc.

Filtrado API. La Figura 23 representa la pérdida de fluido a una presión de 100 psi y 25 °C. Se observa que, con la adición de nanopartículas de ZnO, el volumen filtrado acumulado durante los 30 minutos de la prueba disminuye de 13.5 a 10.4 mL. Tras el rolado en caliente, se observa la misma tendencia, pero con valores de volumen perdido de 15.2 a 12 mL (Tabla 18).

La formulación del fluido de perforación con la mayor reducción de volumen de filtrado es la del fluido con nanopartículas de ZnO tras 60 minutos de molienda y una concentración de 0.05 (60-C₁). Esto se debe a que con esta concentración la torta de filtración que se forma es una torta de filtración delgada e impermeable adecuada, en otras palabras, las nanopartículas rellenan los poros de la formación, de este modo se impide el paso de fluido hacia la formación (Ahmed et al., 2020).

Tabla 18

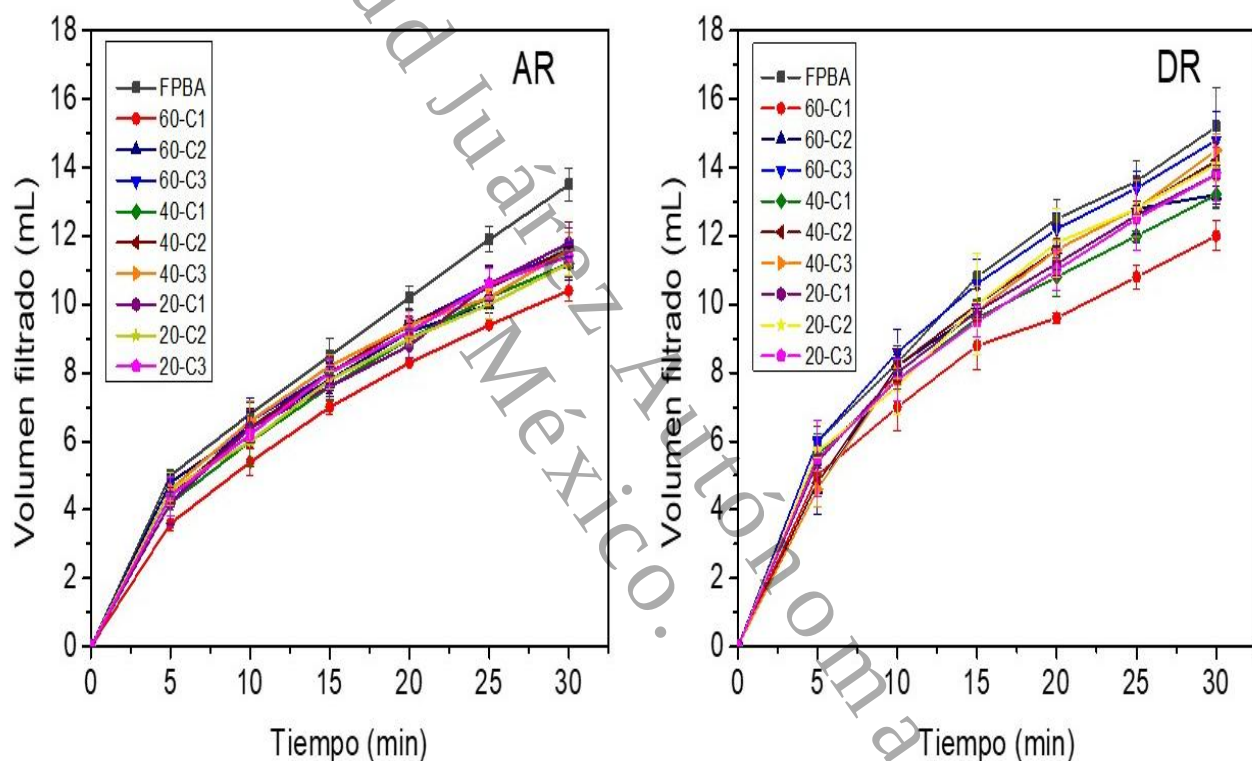
Valor promedio y desviación estándar del volumen de filtrado en mL, en condiciones de baja presión (100 psi) y baja temperatura (25 °C)

Antes del rolado en caliente																				
T (min)	FPBA		60-C1		60-C2		60-C3		40-C1		40-C2		40-C3		20-C1		20-C2		20-C3	
	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE
0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	5.0	0.2	3.6	0.2	4.8	0.3	4.2	0.6	4.2	0.2	4.4	0.3	4.6	0.4	4.2	0.6	4.6	0.5	4.4	0.6
10	6.8	0.4	5.4	0.4	6.4	0.5	6.6	0.7	6.0	0.7	6.4	0.6	6.6	0.6	6.4	0.5	6.0	0.1	6.2	0.2
15	8.5	0.5	7.0	0.2	7.8	0.4	8.0	0.3	7.6	0.4	8.0	0.3	8.2	0.4	7.6	0.3	7.8	0.3	8.0	0.4
20	10.2	0.3	8.3	0.1	9.2	0.3	9.4	0.4	9.0	0.3	9.4	0.3	9.4	0.4	8.8	0.4	9.0	0.1	9.2	0.4
25	11.9	0.4	9.4	0.1	10.0	0.3	10.6	0.5	10.2	0.3	10.5	0.6	10.2	0.2	10.6	0.5	10.0	0.4	10.6	0.5
30	13.5	0.5	10.4	0.3	11.2	0.5	11.6	0.2	11.2	0.4	11.6	0.8	11.6	0.5	11.8	0.4	11.2	0.4	11.4	0.2
Después del rolado en caliente																				
0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	6.0	0.4	5.0	0.2	4.6	0.7	6.0	0.2	5.6	0.6	4.8	0.4	4.6	0.5	5.4	0.2	5.7	0.2	5.5	1.1
10	8.3	0.5	7.0	0.7	8.2	0.4	8.6	0.7	7.8	0.3	8.2	0.5	8.0	0.2	8.0	0.1	7.6	0.8	7.8	0.6
15	10.8	0.7	8.8	0.7	9.8	0.7	10.6	0.7	9.6	0.6	10.0	0.5	9.8	0.8	9.8	0.2	10.0	1.5	9.5	0.5
20	12.5	0.6	9.6	0.2	11.6	0.6	12.2	0.5	10.8	0.6	11.6	0.8	11.6	0.3	11.2	0.5	11.8	1.0	11.0	0.6
25	13.6	0.6	10.8	0.4	12.8	0.8	13.4	0.5	12.0	0.2	12.8	0.2	12.8	0.8	12.6	0.8	12.8	0.2	12.5	0.9
30	15.2	1.2	12.0	0.4	13.2	0.3	14.8	0.9	13.2	0.4	14.2	0.5	14.5	0.5	13.8	1.0	14.1	0.5	13.8	0.8

NOTA: T= Tiempo, P= Promedio, DE= Desviación estándar, FPBA = Fluido de perforación base agua, Tiempos de molienda (20, 40 y 60 min) y C (1, 2 y 3) = Concentraciones (0.05, 0.1 y 0.15 %).

Figura 23

Filtrado API del fluido de perforación base agua (FPBA) y del fluido de perforación con NPs-ZnO



NOTA: La barra de error representa la desviación estándar de tres réplicas del ensayo.

Cada torta obtenida se midió con un calibrador vernier de precisión. La Tabla 19 muestra el espesor en pulgadas (in) de la torta obtenida tras la prueba de filtración a baja presión y temperatura. Se observa que el espesor se reduce alrededor de un 50 % con la adición de nanopartículas de ZnO en comparación con el FPBA. Además, se observa un cambio en la apariencia y el color, como se observa en las imágenes de la Figura 24.

Una pérdida excesiva de líquido en formaciones sensibles al agua provoca fenómenos como hinchamiento de la formación, colapso de las paredes del pozo y atascamiento de la tubería. Estos efectos comprometen la estabilidad del pozo y dificultan las operaciones de perforación.

Tabla 19

Espesor de la torta de filtrado, antes y después del rolado

Formulaciones	Antes del rolado (in)	Después del rolado (in)
FPBA	0.094	0.100
ZnO-20-C1	0.051	0.055
ZnO-20-C2	0.053	0.065
ZnO-20-C3	0.073	0.085
ZnO-40-C1	0.050	0.070
ZnO-40-C2	0.050	0.065
ZnO-40-C3	0.062	0.094
ZnO-60-C1	0.047	0.050
ZnO-60-C2	0.053	0.077
ZnO-60-C3	0.073	0.082

Figura 24

Tortas de filtración del fluido base agua y con nanopartículas ZnO: a) FPBA, b) FPBAM con NPs-ZnO-20, c) FPBAM con NPs-ZnO-40 y d) FPBAM con NPs-ZnO-60.



b)





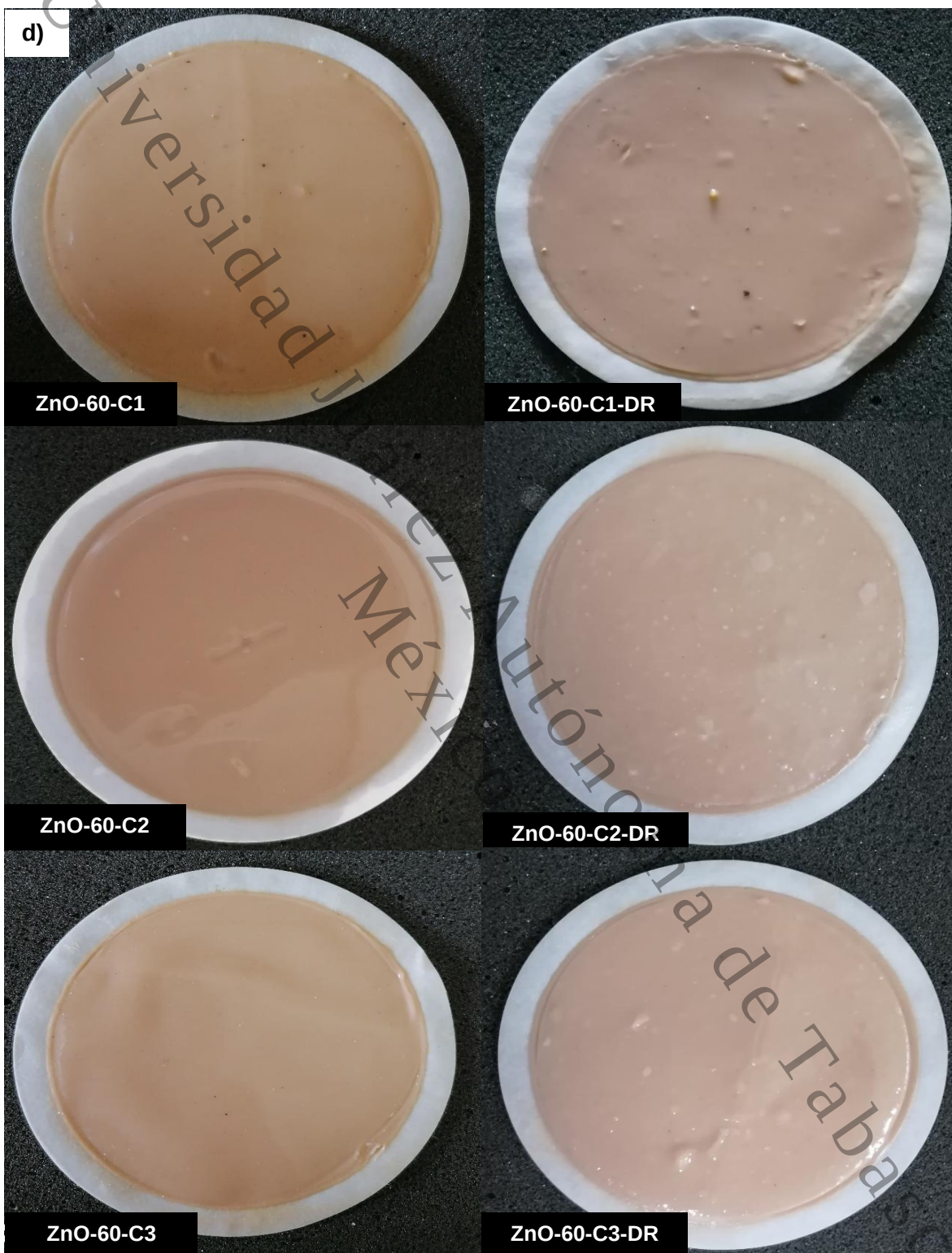
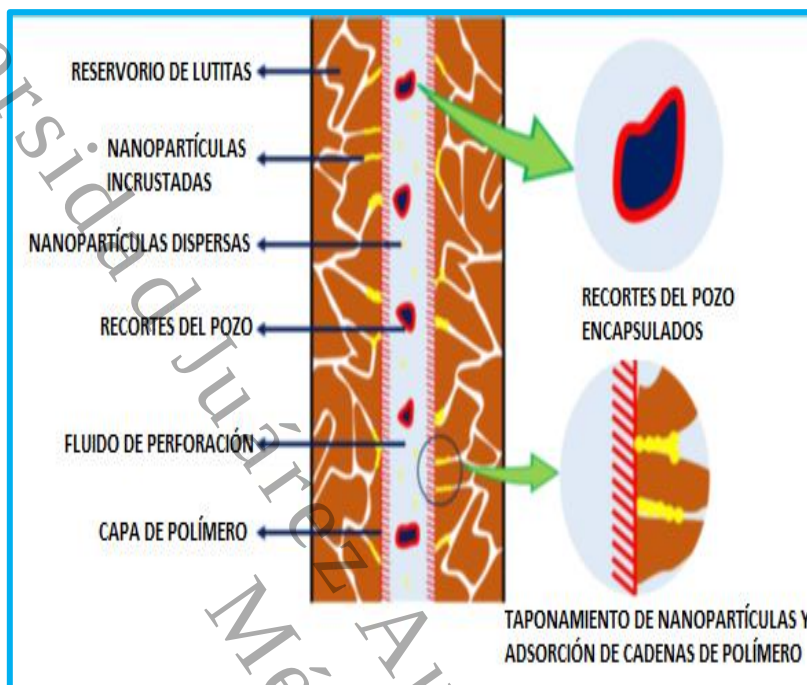


Figura 25

Efecto de las nanopartículas y los polímeros sobre las propiedades de inhibición y dispersión de las lutitas



NOTA: Adaptado de Synergistic effect of polymer and nanoparticles on shale hydration and swelling performance of drilling fluids, por Ahmad et al., 2021, Journal of Petroleum Science and Engineering, 205. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108763>

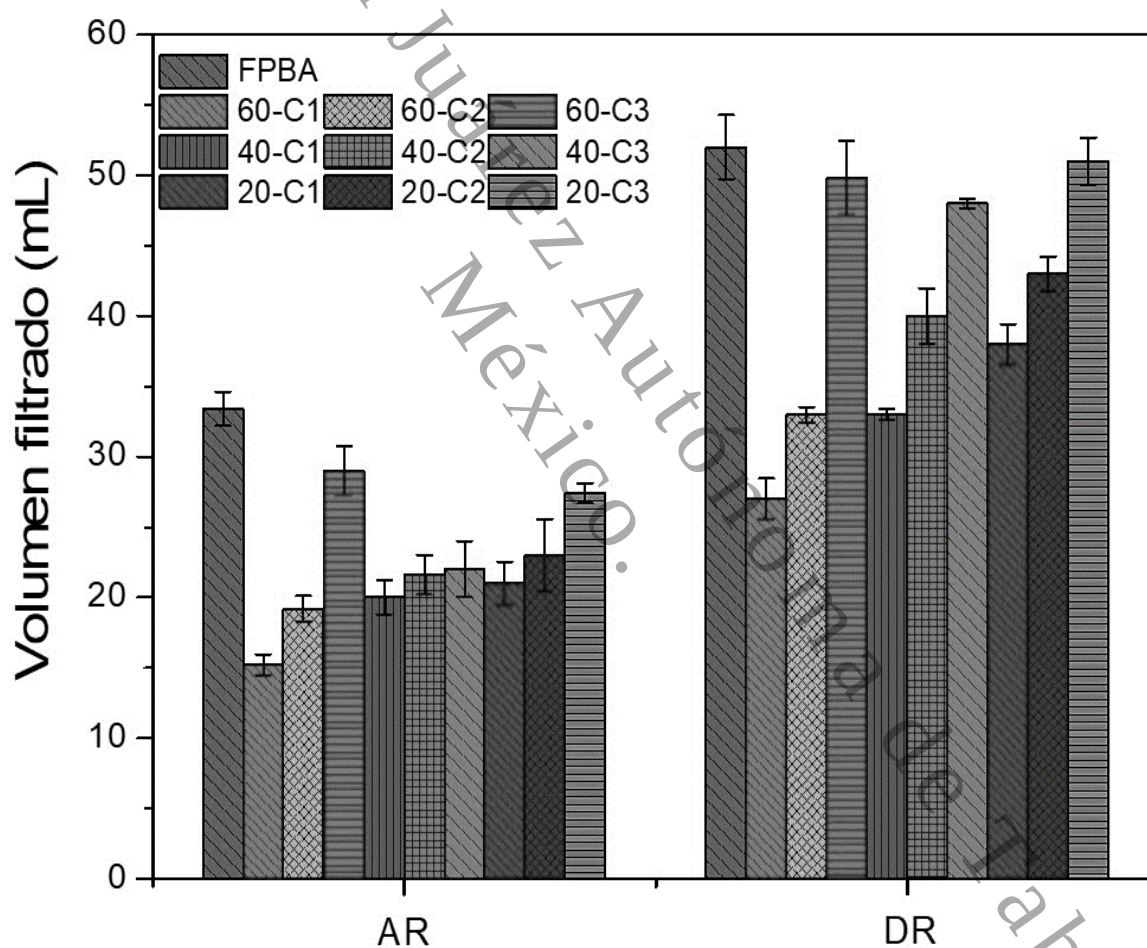
Se observa que la incorporación de nanopartículas en la torta de filtración del fluido de perforación puede mitigar estos problemas. Gracias a su tamaño nanométrico y alta superficie específica, estas partículas son capaces de rellenar los microvacíos presentes en la matriz del fluido (Figura 25), y apoya a reducir la permeabilidad de la torta. Como resultado, se limita la invasión de fluidos hacia la formación, se mejora la calidad del sellado y se optimiza el control de pérdida de filtrado.

Filtrado APAT. Con respecto a la prueba de filtrado perdido, la Figura 26 ilustra el volumen filtrado a alta presión y alta temperatura, antes y después del rolado en caliente, para todas las muestras de FPBA y el fluido de perforación con la adición de 0.05, 0.10 y 0.15 % p/v de NPs-ZnO con tiempos de molienda de 20, 40 y 60 min. En el volumen de filtrado perdido en

la prueba realizada a 500 psi de presión y 150 °C, se observa una reducción significativa en el volumen perdido para las formulaciones con NPs-ZnO (Tabla 20). La formulación con NPs-ZnO de 60 minutos de molienda fue la que mostró la mayor reducción del 54 y 48 % antes y después del rolado en caliente, según su orden. Por lo tanto, se asume que las NPs-ZnO bloquean los espacios porosos del fluido base.

Figura 26

Filtrado APAT del fluido de perforación base agua (FPBA) y del fluido de perforación a base de NPs-ZnO



NOTA: La barra de error representa la desviación estándar de tres réplicas del ensayo.

Las pruebas de filtración muestran que las NPs-ZnO reducen el volumen filtrado en la formación; a 100 psi y temperatura ambiente, el volumen filtrado acumulado durante los 30

minutos de la prueba se reduce de 13.5 a 10.4 mL (Tabla 18). Después del rolado en caliente, se observa la misma tendencia, con una reducción de 15.2 a 12 mL.

Tabla 20

Valor promedio y desviación estándar del volumen de filtrado APAT

	FPBA		60-C1		60-C2		60-C3		40-C1		40-C2		40-C3		20-C1		20-C2		20-C3	
	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE	P	DE
AR	33.4	1.2	15.2	0.7	19.2	0.9	29.0	1.7	20.0	1.2	21.6	1.4	22.0	2.0	21.0	1.5	23.0	2.6	27.4	0.7
DR	52.0	2.3	27.0	1.4	33.0	0.5	49.8	2.6	33.0	0.4	40.0	2.0	48.0	0.3	38.0	1.4	43.0	1.2	51.0	1.7

NOTA: P= Promedio, DE= Desviación estándar, AR= Antes del rolado en caliente, DR= Después del rolado en caliente, FPBA = Fluido de perforación base agua, C (1, 2 y 3) = Concentraciones (0.05, 0.1 y 0.15 %) y Tiempos de molienda (20, 40 y 60 min).

Para el caso de condiciones de presión y temperatura elevadas (500 psi y 100 °C), se reduce en un 54 % (15.2 mL) y un 48 % (27 mL), en comparación con el FPBA (33.4 y 52 mL), antes y después del rolado, según se indica (Tabla 21). A una temperatura de 70 °C y después del rolado en caliente, las propiedades reológicas del fluido de perforación disminuyen, sin embargo, esta caída es menor en comparación con el FPBA.

Tabla 21

Reducción del volumen filtrado APAT en diferentes formulaciones antes y después del proceso de rolado en caliente

Formulaciones	Antes del rolado (%)	Después del rolado (%)
60-C1	54	48
60-C2	43	37
60-C3	13	4
40-C1	40	37
40-C2	35	23
40-C3	34	8
20-C1	37	27
20-C2	31	17
20-C3	18	2

8.3.4. Análisis Estadístico (ANOVA) de Propiedades de Filtración con Pruebas Post Hoc: Influencia de Nanopartícula y Concentración

Con el objetivo de evaluar el efecto de la incorporación de nanopartículas sobre las propiedades de filtración del fluido, se realizó un análisis de varianza (ANOVA) factorial, se consideraron como factores el tipo de nanopartícula (Control, ZnO-20, ZnO-60) y la concentración (C_1 , C_2 y C_3). Las variables dependientes incluyeron indicadores clave de filtración, como volumen de filtración API (filtrado.API) y volumen de filtración APAT (filtrado.APAT).

8.3.4.1. Análisis de la Varianza (ANOVA). El análisis estadístico mediante ANOVA aplicado a las propiedades de filtración del fluido —en específico el volumen de filtrado bajo condiciones estándar (FILTRADO.API) y bajo presión y temperatura elevadas (FILTRADO.APAT)— permitió identificar el efecto del tipo de nanopartícula, la concentración y su interacción, tanto antes como después del tratamiento térmico por rolado. Los resultados revelan patrones diferenciados que reflejan la sensibilidad del sistema a las condiciones térmicas.

La Tabla 22 muestra los efectos principales y las interacciones significativas para cada variable dependiente, con sus respectivos valores p , η^2 y su interpretación observada, para antes y después del proceso de rolado en caliente.

Tabla 22

Efectos principales e interacciones significativas para cada variable dependiente

Efecto	Variable	Antes del rolado p / η^2 parcial	Después del rolado p / η^2 parcial	Interpretación comparativa
Tipo de NP	FILTRADO.API	.127 / .186	.114 / .195	No significativo en ambos; efecto un poco mayor tras el rolado.
	FILTRADO.APAT	.001 / .480	.000 / .829	De moderado a muy fuerte; el rolado

Efecto	Variable	Antes del rolado p / η^2 parcial	Después del rolado p / η^2 parcial	Interpretación comparativa
Concentración	FILTRADO.API	.242 / .132	.002 / .474	intensifica el impacto del tipo de NP. De no significativo a moderado; el rolado revela influencia de la concentración.
	FILTRADO.APAT	.000 / .850	.000 / .963	De muy fuerte a extremadamente fuerte; el rolado amplifica el efecto de concentración.
NP × Concentración	FILTRADO.API	.038 / .384	.038 / .383	Significativo en ambos; efecto estable y moderado.
	FILTRADO.APAT	.000 / .725	.000 / .679	Significativo en ambos; efecto fuerte, un poco menor tras el rolado.

Antes del rolado térmico, en filtrado API, ninguno de los factores mostró efectos estadísticos significativos, salvo la interacción entre tipo de nanopartícula y concentración, que presentó un efecto moderado ($\eta^2 = .384$). Esto sugiere que, bajo condiciones estándar, las propiedades de filtración no se ven tan influenciadas por los factores individuales, pero sí por su combinación. Después del rolado térmico, se observó un cambio importante: la concentración pasó de no significativa a significativa, con un efecto moderado ($\eta^2 = .474$). Esto sugiere que el rolado térmico altera la estructura del fluido y provoca que la cantidad de nanopartículas tenga un impacto más evidente que en condiciones estándar.

Antes del rolado térmico, en filtrado APAT, todos los efectos fueron significativos. El tipo de nanopartícula tuvo un efecto moderado ($\eta^2 = .480$), mientras que la concentración mostró un

efecto muy fuerte ($\eta^2 = .850$). La interacción entre ambos factores también fue significativa, con un efecto fuerte ($\eta^2 = .725$). Estos resultados indican que, bajo condiciones térmicas exigentes, tanto el tipo como la cantidad de nanopartículas influyen de manera sustancial en la eficiencia de filtración. Después del rolado térmico, todos los efectos se intensificaron; el tipo de nanopartícula mostró un efecto muy fuerte ($\eta^2 = .829$), mientras que la concentración alcanzó un efecto extremadamente fuerte ($\eta^2 = .963$), convirtiéndose en el factor más determinante. La interacción entre ambos factores se mantuvo significativa, con un efecto fuerte ($\eta^2 = .679$).

8.3.4.2. Pruebas *Post Hoc* (Tukey HSD). La Tabla 23 muestra la comparación de las diferencias significativas entre grupos antes y después del rolado que revela patrones consistentes y relevantes en el comportamiento de los fluidos modificados con nanopartículas, tanto en términos de tipo de nanopartícula como de concentración.

Tabla 23

Comparación estadística de grupos según tipo de nanopartícula y concentración: diferencia de media antes y después del rolado en caliente

Variable	Factor	Comparación (I vs J)	Antes del rolado en caliente			Después del rolado en caliente		
			Δ Media (I-J)	P	Grupo con menor media	Δ Media (I-J)	P	Grupo con menor media
FILTRADO .API	NPs	FPBA vs ZnO-20	2.0111	.000	ZnO-20	1.3222	.044	ZnO-20
		FPBA vs ZnO-40	1.9889	.000	ZnO-40	1.2222	.068	ZnO-40
		FPBA vs ZnO-60	2.3889	.000	ZnO-60	1.8889	.003	ZnO-60
		ZnO-20 vs ZnO-40	.0222	1.000	ZnO-40	-0.1000	.990	ZnO-20
		ZnO-20 vs ZnO-60	0.3778	.303	ZnO-60	0.5667	.333	ZnO-60
		ZnO-40 vs ZnO-60	0.4000	.258	ZnO-60	0.6667	.207	ZnO-60

Variable	Factor	Comparación (I vs J)	Antes del rolado en caliente			Después del rolado en caliente		
			Δ Media (I-J)	P	Grupo con menor media	Δ Media (I-J)	P	Grupo con menor media
FILTRADO .APAT	Concentración	C1 vs C2	-0.1778	.832	C1	-0.8222	.088	C1
		C1 vs C3	-0.3667	.328	C1	-1.3778	.002	C1
		C1 vs Control	-2.3111	.000	C1	-2.2111	.001	C1
		C2 vs C3	-0.1889	.805	C2	-0.5556	.350	C2
		C2 vs Control	-2.1333	.000	C2	-1.3889	.033	C2
		C3 vs Control	-1.9444	.000	C3	-0.8333	.301	C3
		FPBA vs ZnO-20	9.6000	.000	ZnO-20	8.0000	.000	ZnO-20
		FPBA vs ZnO-40	12.2000	.000	ZnO-40	11.6667	.000	ZnO-40
		FPBA vs ZnO-60	12.2667	.000	ZnO-60	15.4000	.000	ZnO-60
		ZnO-20 vs ZnO-40	2.6000	.008	ZnO-40	3.6667	.000	ZnO-40
	NPs	ZnO-20 vs ZnO-60	2.6667	.006	ZnO-60	7.4000	.000	ZnO-60
		ZnO-40 vs ZnO-60	0.0667	1.000	ZnO-60	3.7333	.000	ZnO-60
		Concentración						
		C1 vs C2	-2.5333	.009	C1	-6.0000	.000	C1
		C1 vs C3	-7.4000	.000	C1	-16.9333	.000	C1
		C1 vs Control	-14.6667	.000	C1	-19.3333	.000	C1
		C2 vs C3	-4.8667	.000	C2	-10.9333	.000	C2
		C2 vs Control	-12.1333	.000	C2	-13.3333	.000	C2
		C3 vs Control	-7.2667	.000	C3	-2.4000	.141	C3

➤ Filtrado API

Tipo de Nanopartícula. En el filtrado API antes del rolado, se observaron diferencias significativas entre grupo control (FPBA) y ZnO-20 ($\Delta = 2.0111$, $p < .001$), FPBA vs ZnO-40 ($\Delta = 1.9889$, $p < .001$), y control vs ZnO-60 ($\Delta = 2.3889$, $p < .001$), de ahí que las nanopartículas

de ZnO mejoran el rendimiento de filtrado API en comparación con el control. El grupo con mayor diferencia de media fue ZnO-60, aunque las diferencias entre ZnO-20, ZnO-40 y ZnO-60 no son significativas entre sí ($p > .05$), superan al control. Esto indica que las nanopartículas de ZnO, sobre todo con mayor tiempo de molienda, mejoran el rendimiento de filtrado API. Después del rolado, estas diferencias se mantienen, pero con menor magnitud ($\Delta = 1.3222$, $\Delta = 1.2222$ y $\Delta = 1.8889$, cada uno según su orden), por lo tanto, el rolado atenúa de forma parcial el efecto positivo de las nanopartículas sobre esta variable. El FPBAM con NPs de ZnO-60 mantiene la diferencia de media más alta, aunque con una reducción en la diferencia respecto al control. Esto sugiere que el proceso de rolado térmico conserva el efecto positivo de las nanopartículas ZnO-60 sobre las propiedades de filtración, aunque con una ligera atenuación. ZnO-60 se posiciona como el tratamiento más efectivo para reducir el volumen filtrado API, tanto antes como después del proceso de rolado en caliente, evidenciando su estabilidad térmica y eficacia.

Concentración. Las comparaciones del filtrado API entre el control y las concentraciones C_1 y C_2 fueron significativas antes y después del rolado en caliente, aunque con una ligera reducción en la diferencia de medias tras el rolado. La comparación entre C_3 y C_1 solo fue significativa después del rolado, por lo anterior descrito, el tratamiento térmico pudo haber acentuado la sensibilidad del sistema a concentraciones intermedias.

Antes del rolado la concentración C_1 presenta la diferencia de media más alta, seguida por C_2 , ambas superiores al control. Esto indica que incluso bajas concentraciones de nanopartículas son efectivas para mejorar el filtrado API; C_2 y C_3 también son mejores que el control ($p = .000$), pero no difieren de manera significativa entre sí ni con C_1 .

Después del rolado C_1 sigue siendo el grupo con mayor diferencia de media, pero la diferencia con C_3 se vuelve significativa y el rolado en caliente mejora la respuesta del sistema a concentraciones intermedias. C_2 también mejora respecto al control ($p = .033$), pero no supera a C_1 . Por lo tanto, C_1 es la concentración óptima para minimizar el volumen filtrado API, con respaldo estadístico antes y después del rolado.

➤ **Filtrado APAT**

Tipo de Nanopartícula. En el filtrado APAT las diferencias entre el grupo control (FPBA) y los tres tipos de NPs-ZnO fueron muy significativas antes y después del rolado, con un incremento notable en la diferencia de medias para ZnO-60 tras el rolado (de 12.27 a

15.40). Además, las comparaciones entre ZnO-20, ZnO-40 y ZnO-60 se intensifican tras el rolado y se aprecia un efecto escalonado más marcado en la mejora del filtrado APAT.

Antes del rolado, el grupo con mayor diferencia de media fue el fluido con NPs de ZnO-60, seguido por ZnO-40 y ZnO-20, todos mejores que el control; esto refleja un efecto escalonado en la mejora del filtrado. Después del rolado, el fluido con NPs de ZnO-60 incrementa aún más su diferencia de media, con diferencias significativas frente a todos los demás ($p = .000$), consolidándose como el grupo con mejor desempeño; las diferencias entre ZnO-40 y ZnO-20 también se amplifican, por ello se dice que muestran un patrón escalonado. La modificación del fluido de perforación base agua con NPs de ZnO-60 es el tratamiento más eficaz para reducir el volumen filtrado APAT, con diferencias significativas frente a todos los demás.

Concentración. Antes del rolado, la concentración C_1 presenta la diferencia de media más alta, con diferencias significativas frente a C_2 , C_3 y el control; C_2 también supera a C_3 y control ($p = .000$); por lo tanto, concentraciones bajas favorecen la reducción del volumen del filtrado a alta presión y temperatura. Después del rolado, la C_1 incrementa su diferencia de media de forma notable, las diferencias se amplían con los demás grupos. Por ejemplo, la diferencia con C_3 pasa de 7.40 a 16.93, y con el control de 14.67 a 19.33, indicando que aún después del rolado térmico las NPs mejoran las propiedades de filtración en comparación con el fluido control. En este contexto, la concentración C_1 se confirma como la más efectiva para reducir el volumen filtrado APAT, puesto que muestra diferencias claras y significativas, en términos estadísticos, frente a todas las demás concentraciones.

8.4. Estabilidad Coloidal del Fluido de Perforación

El estudio de estabilidad coloidal se realizó mediante observación visual (S. Li et al., 2020), consiste en introducir muestras de las formulaciones del fluido de perforación en tubos de ensayo de 15 mL. Se observaron desde el inicio y cada 24 h, durante 10 días, para demostrar la estabilidad de las muestras a lo largo del tiempo. En la Figura 27, se observa que las muestras con diferentes concentraciones de nanopartículas de ZnO sintetizadas a diferentes tiempos de molienda mostraron una mejor estabilidad en comparación con el FPBA. Las nueve muestras del fluido de perforación con NPs-ZnO permanecieron estables después de 10 días; no se observó sedimentación en los tubos de ensayo; sin embargo, en el fluido de perforación base agua se observó una separación del agua (Figura 28d). Las demás

formulaciones basadas en nanopartículas de ZnO se observaron sin cambios significativos en el tubo de ensayo, por lo que la adición de estas nanopartículas mejora la estabilidad coloidal.

Figura 27

Muestras de formulaciones de fluido de perforación basadas en NPs-ZnO y FPBA: a) día 1, b) día 5, c) día 10 y d) separación de agua en el FPBA



IX. Conclusión

Este estudio tuvo como objetivo desarrollar un fluido de perforación base agua modificado con nanopartículas de óxido de zinc (NPs-ZnO), a partir de la hipótesis de que su incorporación podría mejorar las propiedades reológicas y de filtración del sistema. Los resultados obtenidos respaldan esta premisa y demuestran que las NPs-ZnO, si se sintetizan y dosifican de forma adecuada, actúan como aditivos funcionales capaces de optimizar el desempeño del fluido sin comprometer su estabilidad.

En particular, el fluido FPBAM que presentó el mejor desempeño fue aquel formulado con NPs-ZnO sintetizadas mediante 60 minutos de molienda y una concentración de 0.05, evaluado a temperatura ambiente. Estos resultados confirman que tanto el tipo de nanopartícula como su concentración influyen en el comportamiento del fluido de perforación. Incluso después del proceso de rolo en caliente, la ventaja conferida por las NPs-ZnO no se elimina, aunque su efecto se reduce, como una posible consecuencia de la degradación térmica.

La viabilidad de esta estrategia se sustenta en la simplicidad del método de síntesis empleado y en la capacidad de las nanopartículas para modificar de manera efectiva el comportamiento del fluido de perforación. Estos resultados destacan la importancia de considerar tanto el tiempo de molienda como la concentración en el diseño de sistemas más eficientes y sostenibles para aplicaciones industriales. Asimismo, refuerzan el potencial de las NPs-ZnO como una alternativa innovadora en el desarrollo de fluidos de perforación con mayor eficiencia y adaptabilidad frente a condiciones operativas exigentes.

En conjunto, estos hallazgos sientan las bases para el desarrollo de fluidos de perforación, capaces de responder a condiciones extremas sin comprometer el rendimiento operativo ni la sostenibilidad ambiental.

X. Recomendaciones y Perspectivas

Como se observa, el uso de nanopartículas de ZnO brinda beneficios significativos a las propiedades de los fluidos de perforación a base de agua. Sin embargo, también existen limitaciones importantes que necesitan ser consideradas. Obtener nanopartículas de ZnO con propiedades controladas (como tamaño y morfología específicos) mediante mecanoquímica podría ser difícil de escalar. Dado que las operaciones de perforación requieren un gran volumen de nanopartículas, es necesario investigar métodos de síntesis económicos y respetuosos con el medio ambiente para reducir costos.

Otra limitación es la compatibilidad de las nanopartículas de ZnO con las diferentes condiciones y propiedades de cada yacimiento y pozo petrolífero. Estas nanopartículas son sensibles a factores como el pH, la temperatura y la presencia de contaminantes. En esta investigación, no fue posible realizar ensayos de campo; sería importante validar los resultados de laboratorio obtenidos y evaluar su comportamiento en condiciones reales. Además, se observó que, a altas concentraciones, las nanopartículas tienden a aglomerarse y se reduce el área superficial específica activa disponible y disminuye su efectividad en funciones como el transporte de recortes. Por lo tanto, es importante explorar combinaciones de ZnO con otros materiales, como TiO_2 o SiO_2 , para crear nanopartículas híbridas que mejoren aún más el rendimiento de las propiedades del fluido de perforación. También es importante investigar métodos para recubrir o funcionalizar nanopartículas con polímeros, compuestos orgánicos o ligandos que puedan mejorar su estabilidad y compatibilidad.

Otro problema es que las nanopartículas enfrentan regulaciones específicas relacionadas con su uso y manejo seguro. Si bien el ZnO es reconocido por su capacidad antimicrobiana, en altas concentraciones, las nanopartículas pueden representar riesgos para la salud humana y el medio ambiente, en específico si se liberan durante la perforación. Por lo tanto, es necesario analizar su biodegradabilidad o las formas de recuperar las nanopartículas después de su uso. El uso de nanopartículas de ZnO en fluidos de perforación es un campo prometedor, aunque la implementación de nanopartículas en fluidos de perforación a escala de campo enfrenta varios desafíos técnicos, económicos y ambientales, y se requiere investigación para mitigar estas limitaciones.

XI. Referencias Bibliográficas

- Aadnøy, B. S., Cooper, I., Miska, S. Z., Mitchell, R. F., & Payne Michael L. (2009). Advanced Drilling and Well Technology (B. S. Aadnøy, I. Cooper, S. Z. Miska, R. F. Mitchell, & M. L. Payne, Eds.). Society of Petroleum Engineers Richardson, Texas, USA.
<https://doi.org/10.2118/9781555631451>
- Abrica, G. P., & Gómez, A. S. (2022). Effects and characterization of airborne nanoparticles (CuO, NPs-ZnO) in plants. *Revista Internacional de Contaminacion Ambiental*, 38, 145–164. <https://doi.org/10.20937/RICA.54303>
- Admin. (2022, November 22). Resistencia de gel.
<https://Blog.Industriasmorven.Com/Resistencia-de-Gel/>.
- Aftab, A., Ismail, A. R., & Ibupoto, Z. H. (2017). Enhancing the rheological properties and shale inhibition behavior of water-based mud using nanosilica, multi-walled carbon nanotube, and graphene nanoplatelet. *Egyptian Journal of Petroleum*, 26(2), 291–299.
<https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2016.05.004>
- Aftab, A., Ismail, A. R., Khokhar, S., & Ibupoto, Z. H. (2016). Novel zinc oxide nanoparticles deposited acrylamide composite used for enhancing the performance of water-based drilling fluids at elevated temperature conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 146, 1142–1157. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.08.014>
- Ahasan, M. H., Alahi Alvi, M. F., Ahmed, N., & Alam, M. S. (2022). An investigation of the effects of synthesized zinc oxide nanoparticles on the properties of water-based drilling fluid. *Petroleum Research*, 7(1), 131–137. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.08.003>
- Ahmad, H. M., Iqbal, T., A. Al Harthi, M., & Kamal, M. S. (2021). Synergistic effect of polymer and nanoparticles on shale hydration and swelling performance of drilling fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 205. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108763>
- Ahmed, N., Alam, M. S., & Salam, M. A. (2020). Experimental analysis of drilling fluid prepared by mixing iron (III) oxide nanoparticles with a KCl–Glycol–PHPA polymer-based mud used in drilling operation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(8), 3389–3397. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00933-1>
- Al Ruqeishi, M., Al Salmi, Y., & Mohiuddin, T. (2018). Nanoparticles as Drilling Fluids Rheological Properties Modifiers. *Progress in Petrochemical Science*, 1(5).
<https://doi.org/10.31031/pps.2018.01.000521>
- Alamu, R., & Dada, O. J. (2025). Real-time Formation Evaluation Through Mud-logging.
<https://www.researchgate.net/publication/390348853>

- Albarrán Flores, D., & Hernández Sandoval, L. A. (2012). Cementación de pozos petroleros en aguas profundas [Tesis de Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México].
https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ptd2012/mayo/0679752/0679752_A1.pdf
- Ali, J. A., Abbas, D. Y., Abdalqadir, M., Nevecna, T., Jaf, P. T., Abdullah, A. D., & Rancová, A. (2024). Evaluation the effect of wheat nano-biopolymers on the rheological and filtration properties of the drilling fluid: Towards sustainable drilling process. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 683.
<https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2023.133001>
- Apostolidou, C., Sarris, E., & Georgakopoulos, A. (2022). Dynamic thermal aging of water-based drilling fluids with different types of low-rank coals as environmental friendly shear thinning additives. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109758>
- Aquino, P., Osorio, A. M., Ninán, E., & Torres, F. (2018). Characterization of ZnO nanoparticles synthesized by precipitation method and its evaluation in the incorporation in enamel paints. In *Rev Soc Quím Perú* (Vol. 84, Issue 1).
- Arboleda V., L. M. (2025). Obtención de nanoarcillas mediante intercalación de las capas de arcilla bentonítica con el aminoácido L-lisina [Tesis de Licenciatura, Universidad Santiago de Cali]
<https://repositorio.usc.edu.co/server/api/core/bitstreams/1393293f-497f-4e88-b2d8-2745d4345bb9/content>
- Arenas, G. J. A. (2024). Análisis de las propiedades fisicoquímicas y reológicas que afectan la sedimentación de suspensiones minerales en espesadores en la industria del cemento [Tesis de Maestría, Universidad Nacional de Colombia]
<https://bfrrepositorio.unal.edu.co/server/api/core/bitstreams/6ec0c538-e839-4f20-9d8a-7236e4fe8364/content>
- Asme Shale Shaker Committee, & Shale Shaker Committee. (n.d.). Drilling fluids processing handbook (British Library Cataloguing-in-Publication Data, Ed.; 2005th ed.). 2005.
- Baker Hughes INTEQ Fluidos Manual de Ingeniería. (1998).
- Baroid-Halliburton Company. (2000). Manual de fluidos.
- Barriol, Y., Sullivan Glaser, K., Pop, J., Bartman, B., Corbiell, R., Otto Eriksen, K., Laastad, H., Laidlaw Aberdeen, J., Morrison, K., Sayers, C. M., Terrazas Romero, M., & Volokitin, Y. (2006). Las presiones de las operaciones de perforación y producción. *Oilfield Review*, 26–47.

- <https://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/geoquimpetrolFI/zonadesplegar/Lecturas/Las%20presiones%20de%20las%20operaciones%20de%20perforacion%20y%20produccion.pdf>
- Bayat, A. E., & Shams, R. (2019). Appraising the impacts of SiO₂, ZnO and TiO₂ nanoparticles on rheological properties and shale inhibition of water-based drilling muds. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 581. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2019.123792>
- Bazazi, S., Arsalani, N., Khataee, A., & Tabrizi, A. G. (2018). Comparison of ball milling-hydrothermal and hydrothermal methods for synthesis of ZnO nanostructures and evaluation of their photocatalytic performance. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 62, 265–272. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2018.01.004>
- Beg, M., Kumar, P., Choudhary, P., & Sharma, S. (2020). Effect of high temperature ageing on TiO₂ nanoparticles enhanced drilling fluids: A rheological and filtration study. *Upstream Oil and Gas Technology*, 5. <https://doi.org/10.1016/j.upstre.2020.100019>
- Betancur Márquez, S., Alzate Espinosa, G. A., & Cortés Correa, F. B. (2014). Optimization of drilling fluids using functionalized nanoparticles: loss filtration reduction and thickness mudcake. *Boletín Ciencias de la Tierra*, 35, 5–14. <https://doi.org/10.15446/rbct.n35.43179>
- Blkoor, S. O., Ismail, I., Oseh, J. O., Selleyitorea, S., Norddin, M. N. A. M., Agi, A., & Gbadamosi, A. O. (2021). Influence of polypropylene beads and sodium carbonate treated nanosilica in water-based muds for cuttings transport. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 200. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108435>
- Bolarinwa, H. S., Onuu, M. U., Fasasi, A. Y., Alayande, S. O., Animasahun, L. O., Abdulsalami, I. O., Fadodun, O. G., & Egunjobi, I. A. (2017). Determination of optical parameters of zinc oxide nanofibre deposited by electrospinning technique. *Journal of Taibah University for Science*, 11(6), 1245–1258. <https://doi.org/10.1016/j.jtusci.2017.01.004>
- Candela Suescún, C. E., & Salgado Gómez, S. A. (2019). Evaluación técnico-financiera del uso de aditivos a base de nanotecnología para la mejora del rendimiento en un fluido de perforación base agua a nivel laboratorio. Fundación Universidad de América.
- Cárdenas, A. W. (2022). Efecto de la adición de nanopartículas de ZnO y SiO₂ en las propiedades reológicas de un fluido de perforación base agua [Tesis de Grado para optar al título de Químico, Universidad industrial de Santander]. <https://noesis.uis.edu.co/items/0f8b9e94-98b0-442a-9aff-ea275eefdf56>

- Cardozo Argel, I. J. (2020). Validación de los métodos analíticos para la determinación volumétrica de dureza total y dureza cálcica en agua.
<https://repositorio.unicordoba.edu.co/server/api/core/bitstreams/4b31360f-4e55-471e-aa27-5ad8b491dbcd/content>
- Carvalho de Souza, C. E. (2007). Pruebas sobre los mecanismos de acción de aditivos poliméricos en fluidos de perforación. Universidad Federal de Río de Janeiro.
<https://1library.org/document/q2019opz>
- Castañeda Martínez, A. (2019). Riesgos ambientales sobre agua y suelo por disposición de cortes de perforación en el campo castilla [Monografía para optar por el título de Especialista en Gestión Ambiental. Fundación universidad de América, facultad de educación permanente y avanzada, Colombia].
- CEINPET. (2021). Diagnóstico de daño de formación y estrategias de mitigación en perforación horizontal.
- Chávez, A. (2025, March 12). Alcalinidad y acidez. Academia.
https://www.academia.edu/16807613/Alcalinidad_y_Acidez_en_Fluidos_de_Perforaci%C3%B3n
- Chuck, H. C., Pérez C., E., Heredia Olea, E., & Serna Saldívar, S. O. (2011). Sorgo como un cultivo multifacético para la producción de bioetanol en México: tecnologías, avances y áreas de oportunidad. Revista Mexicana de Ingeniería Química, 10 (3). chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://rmiq.org/iqfvp/Pdfs/Vol.%2010%20No.%203/Alim_6/Alim_6.pdf
- Colis, S., Bieber, H., Bégin-Colin, S., Schmerber, G., Leuvre, C., & Dinia, A. (2006). Magnetic properties of Co-doped ZnO diluted magnetic semiconductors prepared by low-temperature mechanosynthesis. Chemical Physics Letters, 422(4–6), 529–533.
<https://doi.org/10.1016/j.cplett.2006.02.109>
- Contreras, À. (2025, June 1). Clasificación de Fluidos de Perforación.
<https://studylib.net/doc/25756691/clasificacion-de-los-fluidos-de-perforacion>
- Dejtaradon, P., Hamidi, H., Chuks, M. H., Wilkinson, D., & Rafati, R. (2019). Impact of ZnO and CuO nanoparticles on the rheological and filtration properties of water-based drilling fluid. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 570, 354–367. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2019.03.050>
- Díaz Rodríguez, Y., Acosta Díaz, S., Díaz Díaz, M., Rivas Trasancos, L., Cañete, C. C., & Romero Silva, R. (2022). Evaluación de la toxicidad y biodegradabilidad de un fluido

- base agua para su disposición final. *Ingeniería hidráulica y ambiental*, 43 (1)(1), 38–47.
<http://scielo.sld.cu/pdf/riha/v43n1/1680-0338-riha-43-01-38.pdf>
- Duan, Y., Dong, X., Yang, H., Fan, Y., Ma, X., & Lin, W. (2024). Study of solid-liquid two-phase flow model of drilling fluids for analyzing mud cake formation. *Geoenergy Science and Engineering*, 236, 212761. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.212761>
- Dyguel, A., Hoentsch, V., Denis, I., & Eguez Vericochea -1 -, H. (2013). Semestre I, MMXIII Fluidos de perforación preparación y mantenimiento de los lodos.
- Escobar, K., Erazo, R., Armijo, D., & Oña, J. (2019). Generación de curvas de presión de formación y fractura para optimizar la perforación de pozo en el campo Gustavo Galindo Velasco. *GEO Latitud*, 2(1), 31–39.
<https://geolatitud.geoenergia.gob.ec/ojs/ojs/index.php/GeoLatitud/article/view/34/67>
- Espitia, P. J. P., Soares, N. de F. F., Coimbra, J. S. dos R., de Andrade, N. J., Cruz, R. S., & Medeiros, E. A. A. (2012a). Zinc Oxide Nanoparticles: Synthesis, Antimicrobial Activity and Food Packaging Applications. In *Food and Bioprocess Technology* (Vol. 5, Issue 5, pp. 1447–1464). <https://doi.org/10.1007/s11947-012-0797-6>
- Espitia, P. J. P., Soares, N. de F. F., Coimbra, J. S. dos R., de Andrade, N. J., Cruz, R. S., & Medeiros, E. A. A. (2012b). Zinc Oxide Nanoparticles: Synthesis, Antimicrobial Activity and Food Packaging Applications. *Food and Bioprocess Technology*, 5(5), 1447–1464. <https://doi.org/10.1007/s11947-012-0797-6>
- Faergestad, I. M., & Strachan, C. R. (2014). *Oilfield Review*. <http://www.>
- Fahami, A., & Beall, G. W. (2015). Mechano-synthesis of carbonate doped chlorapatite–ZnO nanocomposite with negative zeta potential. *Ceramics International*, 41(9), 12323–12330. <https://doi.org/10.1016/j.ceramint.2015.06.061>
- Faisal, R., Kamal, I., Salih, N., & Pr  at, A. (2024). Optimum formulation design and properties of drilling fluids incorporated with green uncoated and polymer-coated magnetite nanoparticles. *Arabian Journal of Chemistry*, 17(2).
<https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2023.105492>
- FasterCapital. (2025a). Estabilidad del pozo mantenimiento de la integridad estrategias para garantizar la estabilidad del pozo en la perforacion horizontal. FasterCapital.
<https://fastercapital.com/es/contenido/Estabilidad-del-pozo--mantenimiento-de-la-integridad--estrategias-para-garantizar-la-estabilidad-del-pozo-en-la-perforacion-horizontal.html>

- FasterCapital. (2025b, May 2). Pérdida de circulación superando los desafíos en los fluidos de perforación. <https://fastercapital.com/es/contenido/Perdida-de-circulacion--superando-los-desafios-en-los-fluidos-de-perforacion.html>
- Franco, C. A., Nassar, N. N., Ruiz, M. A., Pereira-Almao, P., & Cortés, F. B. (2013). Nanoparticles for inhibition of asphaltenes damage: Adsorption study and displacement test on porous media. *Energy and Fuels*, 27(6), 2899–2907. <https://doi.org/10.1021/ef4000825>
- Friedheim, J., Young, S., De Stefano, G., Lee, J., Guo, Q., & Swaco, M.-I. (2012). SPE 157032 Nanotechnology for Oilfield Applications-Hype or Reality?
- Galindo Guzmán, A. P., Fortis Hernández, M., De La Rosa Reta, C. V., Zermeño González, H., & Galindo Guzmán, M. (2022). Síntesis química de nanopartículas de óxido de zinc y su evaluación en plántulas de *Lactuca sativa*. *Revista Mexicana de Ciencias Agrícolas*, 28, 299–308. <https://cienciasagricolas.inifap.gob.mx/index.php/agricolas/article/view/3284/5162>
- Ghayedi, A., & Khosravi, A. (2020). Laboratory investigation of the effect of GO-ZnO nanocomposite on drilling fluid properties and its potential on H₂S removal in oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106684>
- González Espinosa, J. M. (2014). Daño a la formación en pozos petroleros [Universidad Nacional Autónoma de México]. <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/4228/tesis%20.pdf?sequence=1>
- González, F., & Echevarría, F. S. (2021). Evaluation and diagnosis of formation damage in horizontal wells in Cuba's northern oil belt. *Avances En Ciencias e Ingeniería*, 12 (2)(2), 69–83. <https://www.executivebs.org/publishing.cl/aci/2021/Vol12/Nro2/5-ACI1365-20-full.pdf>
- Guan, O. S., Gholami, R., Raza, A., Rabiei, M., Fakhari, N., Rasouli, V., & Nabinezhad, O. (2020). A nano-particle based approach to improve filtration control of water based muds under high pressure high temperature conditions. *Petroleum*, 6(1), 43–52. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2018.10.006>
- Gudarzifar, H., Sabbaghi, S., Rezvani, A., & Saboori R. (2020). Experimental investigation of rheological & filtration properties and thermal conductivity of water-based drilling fluid

- enhanced. *Powder Technology*, 368, 323–341.
<https://doi.org/10.1016/j.powtec.2020.04.049>
- Guipzot, S. E. E., Martínez Landeros, V. H., García Cerda, L. A., García Villarreal, S., García Rentería, M. A., & Falcón Franco, L. A. (2024). Aplicaciones Emergentes de Nanopartículas de ZnO en Procesos de Fotodegradación, *Review. CienciAcierta*, 79, 113–146.
- Hernández Ramírez, M. F., & Miranda Martínez, N. D. (2020). Optimización de los fluidos de perforación base agua utilizados en un campo de crudo pesado en la cuenca de los llanos orientales mediante el uso de nanotecnología. *Fundación Universidad de América*.
- Herrera Herbert, J. (2024). La operación de cementación en pozos de petróleo y gas.
<https://oa.upm.es/88777/3/88777.pdf>
- Hielscher Ultrasonics. (2023). Pirólisis por pulverización ultrasónica.
<https://www.hielscher.com/es/ultrasonic-spray-pyrolysis.htm>.
- Hoelscher, K. P., De Stefano, G., Riley, M., Young, S., & Swaco, M.-I. (2012). SPE 157031 Application of Nanotechnology in Drilling Fluids.
- Hyne, N. J. (2014). *Diccionario de exploración, perforación y producción de petróleo* (2nd ed.). PennWell.
- Ibáñez, D., García-Alcalde, L., Hernández-Santos, D., & Fanjul-Bolado, P. (2023). Caracterización mediante espectroelectroquímica Raman de electrodos serigrafados modificados con diferentes materiales.
- Interiano López, M. L., Ramírez Coutiño, V. Á., Zamudio Pérez, E., Godínez, L. A., & Rodríguez Valadez, F. J. (2019). Removal of hydrocarbons from drill cuttings using humic acids in washing processes. *Revista Internacional de Contaminación Ambiental*, 35(3), 705–712.
<https://doi.org/10.20937/RICA.2019.35.03.15>
- Ja.y P.Simpson. (1974). Drilling Fluid Filtration Under Simulated Downhole Conditions. Society of petroleum engineers of aime, SPE 4779.
- J.J. Azar, & G. Robello Samuel. (2007). *Drilling Engineering*. PennWell Corp.
- Juárez Reyes, A., & Cruz Oropeza, J. M. (2023). Perforación en zonas con planos de debilidad. *Ingeniería Petrolera*, 63 (6)(6), 344–361.
<https://biblat.unam.mx/hevila/Ingenieriapetrolera/2023/vol63/no6/1.pdf>
- Karthik, V., Selvakumar, P., Senthil Kumar, P., Vo, D.-V. N., Gokulakrishnan, M., Keerthana, P., Tamil Elakkiya, V., & Rajeswari, R. (2021). Graphene-based materials for environmental

- applications: a review. *Environmental Chemistry Letters*, 19(5), 3631–3644.
<https://doi.org/10.1007/s10311-021-01262-3>
- Kelessidis, V. C., Papanicolaou, C., & Foscolos, A. (2009). Application of Greek lignite as an additive for controlling rheological and filtration properties of water–bentonite suspensions at high temperatures: A review. *International Journal of Coal Geology*, 77(3–4), 394–400. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2008.07.010>
- Li, M. C., Wu, Q., Song, K., Qing, Y., & Wu, Y. (2015). Cellulose nanoparticles as modifiers for rheology and fluid loss in bentonite water-based fluids. *ACS Applied Materials and Interfaces*, 7(8), 5009–5016. <https://doi.org/10.1021/acsami.5b00498>
- Li, S., Ng, Y. H., Lau, H. C., Torsæter, O., & Stubbs, L. P. (2020). Experimental investigation of stability of silica nanoparticles at reservoir conditions for enhanced oil-recovery applications. *Nanomaterials*, 10(8), 1–15. <https://doi.org/10.3390/nano10081522>
- López Cuenca, S., Aréchiga Guzmán, J. A., Pedroza Toscano, M. A., & Guzmán Arias, C. R. (2025). Síntesis de Nanopartículas de ZnO por Métodos Verdes y su Aplicación en Horticultura. *Scientia Tecnológica*, 2(1), 34–37.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1234/1kmed721>
- López Hernández, D., Hernández, C., Liendo, F., Urich, J., & Vallejo Torres, O. (2020). Effects of sewage fluids from oil drillings on the soils of savannas located near El Furrial, Monagas state, Venezuela. *Revista Internacional de Contaminacion Ambiental*, 36(4)(4), 835–845. <https://doi.org/10.20937/RICA.53600>
- Lysakova, E. I., Skorobogatova, A. D., Neverov, A. L., & Minakov, A. V. (2025). Investigation of the effect of spherical nanoparticle additives on the properties of drilling fluids modified by carbon nanotubes. *Nano-Structures & Nano-Objects*, 41, 101442.
<https://doi.org/10.1016/j.nanoso.2025.101442>
- Lysakova, E. I., Skorobogatova, A. D., Neverov, A. L., Pryazhnikov, M. I., Rudyak, V. Ya., & Minakov, A. V. (2024). Physico-chemical studies and development of water-based drilling fluid formulations with carbon nanotube additives. *Journal of Molecular Liquids*, 125448. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2024.125448>
- Mahmoud, O., Nasr-El-Din, H. A., A&m, T., Vryzas, Z., & Kelessidis, V. C. (2016). SPE-178949-MS Nanoparticle-Based Drilling Fluids for Minimizing Formation Damage in HP/HT Applications.

- Maria, A., & Bautista, M. (2006). Formulación y evaluación de fluidos de perforación de base agua de alto rendimiento aplicados al campo balcón como sustitutos de lodo base aceite.
- Martinello Savi, B., Rodrigues, L., & Michael Bernardin, A. (2020). Síntesis de nanopartículas de ZnO por el proceso sol-gel.
- Martínez Hernández, C. M., Manríquez Ramírez, M. E., Vera Serna, P., Cerón Montes, G. I., Garrido Hernández, A., & García Domínguez, G. (2024). Influencia del pH y la temperatura en la morfología de nanopartículas de ZnO sintetizadas vía hidrotermal. *Pädi Boletín Científico de Ciencias Básicas e Ingenierías Del ICBI*, 12(5), 19–26. <https://doi.org/10.29057/icbi.v12iEspecial5.13714>
- Martínez, P. C., Del Ángel Meraz, E., & Díaz Flores, L. L. (2023). Las nanoestructuras de ZnO y sus aplicaciones como sensor de gas H₂S. *CienciaUAT*, 17(2), 24–36. <https://doi.org/10.29059/cienciauat.v17i2.1632>
- Mavil Guerrero, E., & Juárez Moreno, K. O. (2022). Toxicidad de nanopartículas de óxido de zinc y óxido cobre en células del sistema excretor. *Revista de Farmacología*, 1(1), 48–59. <https://doi.org/https://dx.doi.org/10.58713/rf.v1i1.6>
- Medhi, S., Gupta, D. K., & Sangwai, J. S. (2021). Impact of zinc oxide nanoparticles on the rheological and fluid-loss properties, and the hydraulic performance of non-damaging drilling fluid. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 88. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.103834>
- Melera Viera, R. E. (2022). Diagnóstico_de_Corrosión_en_Equipo_de_Perforación_en_LaGeo_Berlín_Usulután [Universidad de el Salvador]. <https://repositorio.ues.edu.sv/server/api/core/bitstreams/ce12344c-6810-462e-8e24-55ea4aee6040/content>
- Méndez Villegas, R., Gómez Rivera, P., Ledesma Herrera, J. I., & Cenicerós González, C. M. del C. (2013). Integrated management of drill cuttings the oil industry in tabasco. *Revista Iberoamericana de Las Ciencias Biológicas y Agropecuarias*, 2 (4). <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=5063611>
- Mendoza, & Rojas. (2021). Nanotecnología aplicada en fluidos de perforación base agua para inhibir el daño de formación [Fundación Universidad de América]. <https://repository.uamerica.edu.co/server/api/core/bitstreams/002f5fc5-12e0-496f-8744-1a15a817d893/content>

- Michael J. Pelletier. (1989). Capítulo 1: Fundamentos de espectroscopía Raman.
- Miranda Arias, R., Hernández Álvarez, R. de J., & Cecopieri Gómez, M. L. (2016). Manual teórico-práctico para el conocimiento, evaluación y selección de fluidos de perforación empleados en la construcción de pozos.
<https://www.dict.unam.mx/images/upload/RGP/manual%20T-P%20Fluidos%20de%20perforacion.pdf>
- Mohamadian, N., Ghorbani, H., Wood, D. A., & Khoshmardan, M. A. (2019). A hybrid nanocomposite of poly(styrene-methyl methacrylate- acrylic acid) /clay as a novel rheology-improvement additive for drilling fluids. *Journal of Polymer Research*, 26(2).
<https://doi.org/10.1007/s10965-019-1696-6>
- Mousavi, S. B., & Zeinali Heris, S. (2020). Experimental investigation of ZnO nanoparticles effects on thermophysical and tribological properties of diesel oil. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(43), 23603–23614. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.259>
- Nwaezeapu, V. C., Ezenwaka, K. C., & Ede, T. A. (2019). Evaluation of hydrocarbon reserves using integrated petrophysical analysis and seismic interpretation: A case study of TIM field at southwestern offshore Niger Delta oil Province, Nigeria. *Egyptian Journal of Petroleum*, 28(3), 273–280. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2019.06.002>
- Ofei, T. N., Lund, B., & Saasen, A. (2021). Effect of particle number density on rheological properties and barite sag in oil-based drilling fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 206, 108908. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108908>
- Osorio Enrique, E. (2013). Fortalecimiento de pozos durante la perforación “stress cage” [Tesis de Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México].
<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/7581/Tesis.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Ovando, V. M., L. Farías-Cepeda, N.V. Pérez-Aguilar, J. Rivera de la Rosa, & H. Martínez-Gutiérrez. (2018). Facile synthesis of low band gap zno microstructures. *Revista Mexicana de Ingeniería Química*, 17(2), 455–462.
<https://doi.org/10.24275/10.24275/uam/izt/dcbi/revmexingquim/2018v17n2/Ovando>
- Parizad, A., Shahbazi, K., & Tanha, A. A. (2018). SiO₂ nanoparticle and KCl salt effects on filtration and thixotropical behavior of polymeric water based drilling fluid: With zeta potential and size analysis. *Results in Physics*, 9, 1656–1665.
<https://doi.org/10.1016/j.rinp.2018.04.037>

- PEMEX. (2025). Base de Datos Institucional, Exploración y Extracción Número de pozos perforados por región y activo Estructura vigente a partir de 2002 a 2019 (pozos).
- Perraud, I., Ayral, R. M., Cammarano, C., Rouessac, F., Hulea, V., & Ayral, A. (2014). Sulfidation and sulfur capacity of fine ZnO powder derived from thermal oxidation of mechanosynthesized ZnS powder. *Chemical Engineering Journal*, 241, 360–365. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2013.10.074>
- Perween, S., Beg, M., Shankar, R., Sharma, S., & Ranjan, A. (2018). Effect of zinc titanate nanoparticles on rheological and filtration properties of water based drilling fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 170, 844–857. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.07.006>
- Perween, S., Thakur, N. K., Beg, M., Sharma, S., & Ranjan, A. (2019). Enhancing the properties of water based drilling fluid using bismuth ferrite nanoparticles. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 561, 165–177. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2018.10.060>
- Pourkhalil, H., & Nakhaee, A. (2019). Effect of Nano ZnO on wellbore stability in shale: An experimental investigation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 173, 880–888. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.10.064>
- Qi, Q., Zhang, T., Yu, Q., Wang, R., Zeng, Y., Liu, L., & Yang, H. (2008). Properties of humidity sensing ZnO nanorods-base sensor fabricated by screen-printing. *Sensors and Actuators, B: Chemical*, 133(2), 638–643. <https://doi.org/10.1016/j.snb.2008.03.035>
- Queiroz Neto, J. C. de, Alves Remboski, T., Rodrigues Leal, G. L., Araújo Pessoa, M. E., De Oliveira Freitas, J. C., & Dias da Silva Curbelo, F. (2025). Microemulsions and Nanoparticles: The Sustainable Future of Drilling Fluids in Oil Exploration. *Revista de Gestão Social e Ambiental*, 19(1), 1–48. <https://doi.org/10.24857/rgsa.v19n1-048>
- Quimacer SL. (2022). Aditivos para fluidos de perforación. www.quimacer.com
- Quiñonez, E. (2024, March 14). Soluciones digitales de control de la corrosión en el sector oil & gas. INSPENET. <https://inspenet.com/articulo/soluciones-digitales-control-de-la-corrosion/>
- Ramos Aguirre, F., Chadrina, O., Freire Carrera, F., Guaquipana Paredes, J., & Romero Cortez, H. (2023). Control de filtrado de fluidos de perforación petrolero de bajo impacto ambiental mediante el uso de almidón de yuca. *Ingeniare. Revista Chilena de*

- Ingeniería, 31(1), 1–10. <https://www.scielo.cl/pdf/ingeniare/v31/0718-3305-ingeniare-31-2.pdf>
- Reilly, S. I., Vryzas, Z., Kelessidis, V. C., & Gerogiorgis, D. I. (2016). First-principles Rheological Modelling and Parameter Estimation for Nanoparticle-based Smart Drilling Fluids. In *Computer Aided Chemical Engineering* (Vol. 38, pp. 1039–1044). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-63428-3.50178-8>
- Rodrigues, E. S., Silva, M. S., Azevedo, W. M., Feitosa, S. S., Stingl, A., & Farias, P. M. A. (2019). ZnO nanoparticles with tunable bandgap obtained by modified Pechini method. *Applied Physics A*, 125(8), 504. <https://doi.org/10.1007/s00339-019-2805-4>
- Rodríguez Pineda, L. M. (2017). Modificación del almidón, nanoalmidón y su aplicación en lodos de perforación. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia-UPTC, facultad de ciencias escuela de posgrados maestría en química.
- Rubí Villegas, R. (2017). La Química de los lodos de perforación ejemplos y aplicaciones en Ciencias de la Tierra [Tesis de Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México]. <http://132.248.52.100:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/14871/La%20Qu%20admi%20ca%20de%20los%20lodos%20de%20perforaci%20b3n%20ejemplos%20y%20aplicaciones%20en%20Ciencias%20de%20la%20Tierra.pdf.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Sabbaghi, S., & Rezvani, A. (2020a). Experimental investigation of rheological & filtration properties and thermal conductivity of water-based drilling fluid enhanced. *Powder Technology*, 368, 323–341. <https://doi.org/10.1016/j.powtec.2020.04.049>
- Sabbaghi, S., & Rezvani, A. (2020b). Experimental investigation of rheological & filtration properties and thermal conductivity of water-based drilling fluid enhanced. *Powder Technology*, 368, 323–341. <https://doi.org/10.1016/j.powtec.2020.04.049>
- Sabido Alcántara, J. C. (2024). Equipos y Herramientas de Perforación de Pozos Equipos de Perforación: Sistema de Circulación. <https://www.paginaspersonales.unam.mx/app/webroot/files/4676/Asignaturas/1458/Archivo1.4155.pdf>
- Sadeghalvaad, M., & Sabbaghi, S. (2015). The effect of the TiO₂/polyacrylamide nanocomposite on water-based drilling fluid properties. *Powder Technology*, 272, 113–119. <https://doi.org/10.1016/j.powtec.2014.11.032>
- Sadiq, I. O., Sharif, S., Suhaimi, M. A., Yusof, N. M., Kim, D. W., & Park, K. H. (2018). Enhancement of thermo-physical and lubricating properties of SiC nanolubricants for

- machining operation. *Procedia Manufacturing*, 17, 166–173.
<https://doi.org/10.1016/j.promfg.2018.10.032>
- Sajjadian, M., Sajjadian, V. A., & Rashidi, A. (2020). Experimental evaluation of nanomaterials to improve drilling fluid properties of water-based muds HP/HT applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 190. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107006>
- Salas, G., Rosas, N., Galeas, S., Guerrero, V., & Debut, A. (2016a). Síntesis de Nanopartículas de ZnO por el Método de Pechini. *Revista Politécnica*, 38(1).
<https://www.redalyc.org/pdf/6887/688773643005.pdf>
- Salas, G., Rosas, N., Galeas, S., Guerrero, V., & Debut, A. (2016b). Síntesis de Nanopartículas de ZnO por el Método de Pechini. *Revista Politécnica*, 38 (1).
<https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=688773643005>
- Salehnezhad, L., Heydari, A., & Fattahi, M. (2019). Experimental investigation and rheological behaviors of water-based drilling mud contained starch-ZnO nanofluids through response surface methodology. *Journal of Molecular Liquids*, 276, 417–430.
<https://doi.org/10.1016/j.molliq.2018.11.142>
- Sanchez Vilchez, R. A. (2015). Optimización del fluido de perforación para superar problemas potenciales en perforación de pozos en el lote z-1 yacimiento corvina-región tumbes [Tesis de Licenciatura, Universidad Nacional de Piura].
<https://repositorio.unp.edu.pe/handle/UNP/980>
- Santoyo Gutiérrez, S., & Morales Rosas, J. M. (1993). Aditivos poliméricos para fluidos de perforación de pozos geotérmicos. *Geofísica Internacional*, 32(2), 341–350.
<https://doi.org/https://doi.org/10.22201/igeof.00167169p.1993.32.2.567>
- Saxena, P., Harish, Shah, D., Rani, K., Miglani, R., Singh, A. K., Sangela, V., Rajput, V. D., Minkina, T., Mandzhieva, S., & Sushkova, S. (2024). A critical review on fate, behavior, and ecotoxicological impact of zinc oxide nanoparticles on algae. *Environmental Science and Pollution Research*, 31(13), 19105–19122. <https://doi.org/10.1007/s11356-024-32439-2>
- SciSimple. (2025). Avances en la investigación del óxido de zinc. Simple Science.
<https://scisimple.com/es/articles/2025-08-18-avances-en-la-investigacion-del-oxido-de-zinc--ak2j618>
- Senthilkumaar, S., Rajendran, K., Banerjee, S., Chini, T. K., & Sengodan, V. (2008). Influence of Mn doping on the microstructure and optical property of ZnO. *Materials Science in Semiconductor Processing*, 11(1), 6–12. <https://doi.org/10.1016/j.mssp.2008.04.005>

- Sepúlveda Palacios, G. E. (2013). Diseño, elaboración y selección de un fluido de perforación base agua de mar y burbujas generadas in situ de acuerdo a su comportamiento reológico y tixotrópico para perforar formaciones naturalmente fracturadas y depresionadas [Tesis de maestría, Universidad Nacional Autónoma de México].
<https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ptd2013/agosto/0699364/0699364.pdf>
- Sing, K. S. W., D. H. Everett, R. A. W. Haul, L. Moscou, R. A. Pierotti, J. Rouquerol, & T. Siemieniewska. (1985). Reporting physisorption data for gas/solid systems-with special reference to the determination of surface area and porosity.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1351/pac198557040603>
- Thiagarajan, V., & Ramasubbu, S. (2021). Fate and Behaviour of TiO₂ Nanoparticles in the Soil: Their Impact on Staple Food Crops. *Water, Air, & Soil Pollution*, 232(7), 274.
<https://doi.org/10.1007/s11270-021-05219-8>
- Tichaona Taziwa, R., Leroy Meyer, E., & Ntozakhe, L. (2017). Structural, Morphological and Raman Scattering Studies of Carbon Doped ZnO Nanoparticles Fabricated by PSP Technique. In Article in *Journal of Nanoscience and Nanotechnology* (Vol. 1, Issue 1).
<https://www.researchgate.net/publication/321061464>
- Villamil Sacristán, D. A., & Castro Ardila, J. S. (2020). Caracterización de los recortes de perforación de pozos petroleros para el análisis de su tratamiento y sus posibles aplicaciones [Universidad Militar Nueva Granada].
<https://repository.umng.edu.co/bitstream/handle/10654/36907/VillamilSacristanDamianAndres2020.pdf?sequence=3>
- Williamson, D. (2013). Fundamentos de fluidos de perforación. *Oilfield Review*, 25 (1), 67–69.
<https://www.paginaspersonales.unam.mx/files/4676/Asignaturas/1458/Archivo2.3223.pdf>
- Yi, S., Xu, Y., Cao, Y., Mao, H., He, G., Shi, H., Li, X., & Dong, H. (2024). The decisive role of filtration reducers' surface charge in affecting drilling fluid filtration performance. *Journal of Molecular Liquids*, 409, 125505. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2024.125505>
- Zamir, A., & Siddiqui, N. A. (2017). Investigating and Enhancing Mud Cake Reduction Using Smart Nano Clay Based WBM. *Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology*, 08(01). <https://doi.org/10.4172/2157-7463.1000315>
- Zanella, R. (2012). Metodologías para la síntesis de nanopartículas: controlando forma y tamaño. *Mundo Nano*, 5(1), 69–81. www.mundonano.unam.mx

- Zargar, R. A., Khan, S. U. D., Khan, M. S., Arora, M., & Hafiz, A. K. (2014). Synthesis and characterization of screen printed ZnO thick film for semiconductor device applications. *Physics Research International*, 2014. <https://doi.org/10.1155/2014/464809>
- Zheng, X., Wang, R., Liddle, B., Wen, Y., Lin, L., & Wang, L. (2022). Crude oil footprint in the rapidly changing world and implications from their income and price elasticities. *Energy Policy*, 169, 113204. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113204>

Universidad Juárez Autónoma de Tabasco.

XII. Anexos

12.1. Glosario

Aditivo. Sustancia que se incorpora a un fluido de perforación para modificar o mejorar una propiedad específica, como viscosidad, filtración, estabilidad térmica o capacidad de suspensión de sólidos.

Aglomeración. Proceso físico-químico mediante el cual partículas pequeñas se agrupan para formar estructuras más grandes y menos estables. En fluidos de perforación, afecta la distribución de sólidos y alterar las propiedades reológicas del sistema.

Alcalinidad. Capacidad de una sustancia para neutralizar ácidos. En análisis de agua, representa la presencia de carbonatos, bicarbonatos, hidróxidos y, en ocasiones, boratos, silicatos y fosfatos.

Área superficial específica (BET). Medida de la superficie total disponible por unidad de masa de un sólido (m^2/g). Se determina mediante fisisorción de gases y es clave para evaluar la reactividad de nanopartículas.

Difracción de rayos X (DRX). Técnica utilizada para identificar la estructura cristalina de materiales y calcular el tamaño de cristal mediante el análisis de los picos de difracción.

Espectroscopía infrarroja con transformada de Fourier (FTIR). Método que permite identificar los grupos funcionales presentes en una muestra, útil para analizar la composición química de nanopartículas.

Espectroscopía Raman. Técnica que detecta vibraciones moleculares específicas, utilizada para confirmar la estructura cristalina y la pureza de materiales como el ZnO.

Filtración API. Ensayo estandarizado por el American Petroleum Institute (API) que mide la cantidad de fluido que atraviesa un medio poroso (papel filtro) bajo condiciones de presión y temperatura ambiente (100 psi, 30 minutos). Se utiliza para evaluar la capacidad del fluido de perforación para formar una torta de filtración eficiente y minimizar la invasión de fluidos al yacimiento.

Filtración HPHT o APAT (Alta Presión y Alta Temperatura). Prueba que determina el comportamiento del fluido de perforación bajo condiciones extremas de presión (hasta 500 Psi) y temperatura (hasta 150 °C o más), que permite simular ambientes profundos del pozo. Además, evalúa la estabilidad térmica del fluido, la calidad de la torta de filtración y la pérdida de fluido en zonas de alta presión.

Floculación. Fenómeno en el que partículas coloidales se agrupan para formar flóculos o agregados más grandes, en general inducido por agentes químicos llamados floculantes. En fluidos de perforación, modifica la viscosidad y la capacidad de transporte de sólidos.

Fluido de perforación base agua (FPBA). Sistema fluido utilizado en la perforación de pozos petroleros, compuesto por agua y aditivos. Su desempeño depende de propiedades como viscosidad, filtración y estabilidad térmica.

Lutita. Roca sedimentaria compuesta por partículas finas de arcilla y limo. Es muy sensible al agua, provoca hinchamiento, dispersión o inestabilidad del pozo durante la perforación si no se controla de manera adecuada con el fluido.

Molienda de alta energía. Proceso mecanoquímico que permite la síntesis de nanopartículas mediante la aplicación de impactos intensos en un molino para la formación de compuestos como ZnO.

Nanopartículas (NPs). Materiales con dimensiones menores a 100 nanómetros. Poseen propiedades físicas y químicas únicas debido a su alta relación superficie-volumen.

Óxido de zinc (ZnO). Compuesto inorgánico con propiedades semiconductoras, antimicrobianas y catalíticas. En forma de nanopartículas, se utiliza como aditivo funcional en fluidos de perforación.

Pega de tubería. Situación operativa en la que la tubería de perforación queda atrapada dentro del pozo que impide su movimiento. Puede ser causada por problemas mecánicos, presión diferencial, acumulación de recortes o interacción con formaciones reactivas como lutitas.

Pistoneo (Surging). Fenómeno que ocurre al introducir el equipo de perforación en el pozo, generando una presión positiva que puede empujar el fluido hacia la formación.

Potencial Zeta. Medida de la estabilidad coloidal de una suspensión. Indica la tendencia de las partículas a aglomerarse o mantenerse dispersas en un medio líquido.

Propiedades reológicas. Características que describen el comportamiento de un fluido bajo esfuerzo o deformación, como la viscosidad plástica, el punto cedente y la resistencia de gel.

Punto Cedente (PC). Esfuerzo mínimo necesario para iniciar el flujo del fluido. Se mide en lb/100 ft² y refleja la capacidad del fluido para mantener sólidos suspendidos si no hay circulación.

Fuerza del Gel (FG). Fuerza de enlace entre las partículas del fluido después de estar en reposo. Se mide a intervalos de 10 segundos y 10 minutos, y se expresa en lb/100 ft². Es clave para evitar la sedimentación de sólidos durante paradas de bombeo.

Suaveo (Swabbing). Fenómeno que ocurre cuando se extrae el equipo de perforación del pozo, generando una presión negativa que puede inducir el ingreso de fluidos de formación al pozo.

Torque. Fuerza de torsión aplicada a la tubería de perforación para hacerla girar. Un aumento excesivo en el torque indica problemas como fricción elevada, acumulación de sólidos o riesgo de pega de tubería.

Torta de filtración. Capa sólida formada sobre la pared del pozo por los sólidos del fluido de perforación. Su calidad influye en la pérdida de filtrado y la estabilidad del pozo.

Viscosidad Aparente (VA). Medida de la resistencia al flujo bajo condiciones dinámicas. Se calcula dividiendo la lectura del viscosímetro a 600 RPM entre 2, y se expresa en centipoise (cP).

Viscosidad Plástica (VP). Resistencia interna del fluido al flujo una vez superado el punto cedente. Se obtiene de la diferencia de la lectura a 300 RPM y de la lectura a 600 RPM en el viscosímetro. Se expresa en cP y es fundamental para evaluar la capacidad de transporte de recortes.

12.2. Lista de Abreviaturas

API. American Petroleum Institute

APAT. Alta Presión y Alta Temperatura

ASME. American Society of Mechanical Engineers

ASTM. American Society for Testing and Materials

BET. Brunauer–Emmett–Teller

C1, C2, C3. Concentraciones de NPs-ZnO (0.05 %, 0.10 %, 0.15 %)

Ca²⁺. Ion calcio

CMC. Carboximetilcelulosa

CO. Monóxido de carbono

CO₂. Dióxido de carbono

CFD. Computational Fluid Dynamics

CuKα₁. Radiación característica de cobre usada en DRX

Cl⁻. Ion cloruro

DE. Desviación estándar

DLS. Dynamic Light Scattering

DRX. Difracción de Rayos X

EDTA. Ácido etilendiaminotetraacético (*Ethylenediaminetetraacetic acid*)

FESEM. Field Emission Scanning Electron Microscopy

FP. Fluido de perforación

FPBA. Fluido de perforación base agua

FPBAM. Fluido de perforación base agua modificado

FTIR. Fourier Transform Infrared Spectroscopy

FG10s. Fuerza de gel a 10 segundos

FG10min. Fuerza de gel a 10 minutos

GO / OG. Óxido de grafeno

GX. Goma xantana

HEC. Hidroxietilcelulosa

HPHT. High Pressure High Temperature (equiv. APAT)

H₂S. Sulfuro de hidrógeno

ICP. Inductively Coupled Plasma

JCPDS. Joint Committee on Powder Diffraction Standards

KCl. Cloruro de potasio

LCM. Materiales para control de pérdida de circulación

LPLT. Low Pressure Low Temperature (filtrado API)

LWD. Logging While Drilling

LWD/MWD. Logging / Measurement While Drilling

lb/ft³. Libras por pie cúbico

lbm/gal (ppg). Libras masa por galón

MWD. Measurement While Drilling

NPs. Nanopartículas

NPs–ZnO. Nanopartículas de óxido de zinc

ZnO. Óxido de zinc

PAC. Celulosa polianiónica

PAM. Poliacrilamida

PC. Punto de cedencia

PEMEX. Petróleos Mexicanos

Pf. Alcalinidad de fenolftaleína

Mf. Alcalinidad de anaranjado de metilo

Pm. Alcalinidad del fluido

pH. Potencial de hidrógeno

Ppg. Pounds per gallon (lbm/gal)

ROP. Rate of Penetration

SEM. Scanning Electron Microscopy

SI. Sistema Internacional

SENER. Secretaría de Energía

SSPC-SP2. Norma de preparación de superficies

TEM. Transmission Electron Microscopy

UV. Ultravioleta

VA. Viscosidad aparente

VP. Viscosidad plástica

VE. Viscosidad de embudo (Marsh)

ZnCl₂. Cloruro de zinc

Na₂CO₃. Carbonato de sodio

NaCl. Cloruro de sodio

Z-potential. Potencial zeta

12.3. Lista de Ecuaciones

Ecuación 1. Viscosidad aparente (VA)

$$\text{Viscosidad aparente (cP)} = \frac{\text{Lectura para 600 RPM}}{2}$$

Ecuación 2. Viscosidad plástica (VP)

$$VP = \theta_{600} - \theta_{300}$$

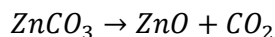
Ecuación 3. Punto de cedencia (PC)

$$PC = \theta_{300} - VP$$

Ecuación 4. Reacción mecanoquímica



Ecuación 5. Descomposición térmica



Ecuación 6. Alcalinidad Mf

$$Mf = Pf + \text{mL de } H_2SO_4 \text{ 0.02N}$$

Ecuación 7. Dureza cálcica

$$Ca^{2+} \left(\frac{mg}{L} \right) = 400 \times \left(\frac{VEDTA}{Vmuestra} \right)$$

Ecuación 8. Cloruros

$$Cl^{-} (mg/L) = \frac{VAgNO_3 \times N \times 35450}{Vmuestra}$$

Ecuación 9. Porcentaje de líquidos

$$Líquidos (\%) = \left(\frac{\text{Volumen de agua} + \text{aceite}}{\text{Volumen total de muestra}} \right) \times 100$$

Ecuación 10. Porcentaje de sólidos

$$Sólidos (\%) = 100 - Líquidos (\%)$$

12.4. Artículos Publicados

Enhancement of rheological and filtration properties of water-based drilling fluids through zinc oxide nanoparticles addition.

<https://rmiq.org/iqfvp/Numbers/V24/No2/IA25505.html>

Synthesis and Characterization of ITO Films via Forced Hydrolysis for Surface Functionalization of PET Sheets.

<https://doi.org/10.3390/coatings16010120>

Obtención de nanopartículas de óxido de zinc sintetizadas por métodos de vía húmeda y seca.

orizaba.tecnm.mx/cim/Journals/2020_Journal_CIM.pdf

2020_Journal_CIM.pdf

Recovery of impregnated hydrocarbon in drill cuttings using supercritical carbon dioxide

<https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2021.112134>

12.5. Alojamiento de la Tesis en el Repositorio Institucional

Alojamiento de la tesis en el Repositorio Institucional	
Título de la Tesis:	Mejoramiento de las propiedades reológicas y de filtración de un fluido de perforación base agua, mediante la adición de nanopartículas de óxido de zinc (NPs-ZnO).
Autor (a) de la Tesis:	M.C.Q.A. Laura Cristel Rodríguez López
ORCID:	0000-0002-1874-7861
Resumen de la Tesis:	Esta investigación tuvo como objetivo principal evaluar el efecto de la incorporación de nanopartículas de óxido de zinc (NPs-ZnO) en fluidos de perforación base agua, con el fin de mejorar sus propiedades reológicas y de filtración: En particular, se buscó controlar la pérdida de volumen de filtrado hacia formaciones permeables, así como optimizar parámetros clave como la viscosidad plástica, el punto cedente y la resistencia de gel, fundamentales para el desempeño del fluido durante la perforación de pozos petroleros. Para ello, se sintetizaron NPs-ZnO mediante molienda de alta energía a partir de precursores inorgánicos (ZnCl_2, Na_2CO_3 y NaCl), y se caracterizaron mediante técnicas como DRX, SEM, FTIR, espectroscopía Raman, potencial Z y análisis BET. Se formularon fluidos de perforación modificados con concentraciones de 0.05 %, 0.10 % y 0.15 % p/v de NPs-ZnO; y se evaluaron sus propiedades fisicoquímicas, reológicas y de filtración. Los resultados demostraron que la adición de NPs-ZnO mejora el comportamiento del fluido, en los términos de viscosidad, estabilidad térmica y capacidad de control de filtrado. La formulación más eficiente fue aquella con nanopartículas sintetizadas durante 60 minutos de molienda y una concentración de 0.05 %, evaluada a temperatura ambiente. Aunque el efecto se reduce tras el rolado en caliente, las mejoras no se eliminan por completo. La simplicidad del método de síntesis y la efectividad de las NPs-ZnO como aditivos funcionales refuerzan su potencial como una alternativa innovadora para desarrollar fluidos de perforación más eficientes, sostenibles y adaptables a condiciones operativas exigentes.
Palabras claves de la Tesis:	Control de filtración, condiciones APAT, mecanoquímica, nanopartículas de ZnO, fluidos de perforación a base de agua.
Referencias citadas:	Aadnøy, B. S., Cooper, I., Miska, S. Z., Mitchell, R. F., & Payne Michael L. (2009). Advanced Drilling and Well Technology (B. S. Aadnøy, I. Cooper, S. Z. Miska, R. F. Mitchell, & M. L. Payne, Eds.). Society of Petroleum Engineers Richardson, Texas, USA. https://doi.org/10.2118/9781555631451

	Abrica, G. P., & Gómez, A. S. (2022). Effects and characterization of airborne nanoparticles (CuO, NPs-ZnO) in plants. <i>Revista Internacional de Contaminacion Ambiental</i>, 38, 145–164. https://doi.org/10.20937/RICA.54303 Admin. (2022, November 22). Resistencia de gel. https://Blog.Industriasmorven.Com/Resistencia-de-Gel/ Aftab, A., Ismail, A. R., & Ibupoto, Z. H. (2017). Enhancing the rheological properties and shale inhibition behavior of water-based mud using nanosilica, multi-walled carbon nanotube, and graphene nanoplatelet. <i>Egyptian Journal of Petroleum</i>, 26(2), 291–299. https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2016.05.004 Aftab, A., Ismail, A. R., Khokhar, S., & Ibupoto, Z. H. (2016). Novel zinc oxide nanoparticles deposited acrylamide composite used for enhancing the performance of water-based drilling fluids at elevated temperature conditions. <i>Journal of Petroleum Science and Engineering</i>, 146, 1142–1157. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.08.014 Ahasan, M. H., Alahi Alvi, M. F., Ahmed, N., & Alam, M. S. (2022). An investigation of the effects of synthesized zinc oxide nanoparticles on the properties of water-based drilling fluid. <i>Petroleum Research</i>, 7(1), 131–137. https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.08.003 Ahmad, H. M., Iqbal, T., A. Al Harthi, M., & Kamal, M. S. (2021). Synergistic effect of polymer and nanoparticles on shale hydration and swelling performance of drilling fluids. <i>Journal of Petroleum Science and Engineering</i>, 205. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108763 Ahmed, N., Alam, M. S., & Salam, M. A. (2020). Experimental analysis of drilling fluid prepared by mixing iron (III) oxide nanoparticles with a KCl–Glycol–PHPA polymer-based mud used in drilling operation. <i>Journal of Petroleum Exploration and Production Technology</i>, 10(8), 3389–3397. https://doi.org/10.1007/s13202-020-00933-1 Al Ruqeishi, M., Al Salmi, Y., & Mohiuddin, T. (2018). Nanoparticles as Drilling Fluids Rheological Properties Modifiers. <i>Progress in Petrochemical Science</i>, 1(5). https://doi.org/10.31031/pps.2018.01.000521 Alamu, R., & Dada, O. J. (2025). Real-time Formation Evaluation Through Mud-logging.
--	--

	https://www.researchgate.net/publication/390348853 Albarrán Flores, D., & Hernández Sandoval, L. A. (2012). Cementación de pozos petroleros en aguas profundas [Tesis de Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México]. https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ptd2012/mayo/0679752/0679752_A1.pdf Ali, J. A., Abbas, D. Y., Abdalqadir, M., Nevecna, T., Jaf, P. T., Abdullah, A. D., & Rancová, A. (2024). Evaluation the effect of wheat nano-biopolymers on the rheological and filtration properties of the drilling fluid: Towards sustainable drilling process. <i>Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects</i>, 683. https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2023.133001 Apostolidou, C., Sarris, E., & Georgakopoulos, A. (2022). Dynamic thermal aging of water-based drilling fluids with different types of low-rank coals as environmental friendly shear thinning additives. <i>Journal of Petroleum Science and Engineering</i>, 208. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109758 Aquino, P., Osorio, A. M., Ninán, E., & Torres, F. (2018). Characterization of ZnO nanoparticles synthesized by precipitation method and its evaluation in the incorporation in enamel paints. In <i>Rev Soc Quím Perú</i> (Vol. 84, Issue 1). Arboleda V., L. M. (2025). Obtención de nanoarcillas mediante intercalación de las capas de arcilla bentonítica con el aminoácido L-lisina [Tesis de Licenciatura, Universidad Santiago de Cali] https://repositorio.usc.edu.co/server/api/core/bitstreams/1393293f-497f-4e88-b2d8-2745d4345bb9/content Arenas, G. J. A. (2024). Análisis de las propiedades fisicoquímicas y reológicas que afectan la sedimentación de suspensiones minerales en espesadores en la industria del cemento [Tesis de Maestría, Universidad Nacional de Colombia] https://bfrrepositorio.unal.edu.co/server/api/core/bitstreams/6ec0c538-e839-4f20-9d8a-7236e4fe8364/content Asme Shale Shaker Committee, & Shale Shaker Committee. (n.d.). <i>Drilling fluids processing handbook</i> (British Library Cataloguing-in-Publication Data, Ed.; 2005th ed.). 2005. Baker Hughes INTEQ Fluidos Manual de Ingeniería. (1998). Baroid-Halliburton Company. (2000). <i>Manual de fluidos</i>. Barriol, Y., Sullivan Glaser, K., Pop, J., Bartman, B., Corbiell, R., Otto Eriksen, K., Laastad, H., Laidlaw
--	---

	Aberdeen, J., Morrison, K., Sayers, C. M., Terrazas Romero, M., & Volokitin, Y. (2006). Las presiones de las operaciones de perforación y producción. <i>Oilfield Review</i>, 26–47. https://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/geouimpetrolFI/zonadesplegar/Lecturas/Las%20presiones%20de%20las%20operaciones%20%20de%20perforacion%20y%20produc.pdf Bayat, A. E., & Shams, R. (2019). Appraising the impacts of SiO₂, ZnO and TiO₂ nanoparticles on rheological properties and shale inhibition of water-based drilling muds. <i>Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects</i>, 581. https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2019.123792 Bazazi, S., Arsalani, N., Khataee, A., & Tabrizi, A. G. (2018). Comparison of ball milling-hydrothermal and hydrothermal methods for synthesis of ZnO nanostructures and evaluation of their photocatalytic performance. <i>Journal of Industrial and Engineering Chemistry</i>, 62, 265–272. https://doi.org/10.1016/j.jiec.2018.01.004 Beg, M., Kumar, P., Choudhary, P., & Sharma, S. (2020). Effect of high temperature ageing on TiO₂ nanoparticles enhanced drilling fluids: A rheological and filtration study. <i>Upstream Oil and Gas Technology</i>, 5. https://doi.org/10.1016/j.upstre.2020.100019 Betancur Márquez, S., Alzate Espinosa, G. A., & Cortés Correa, F. B. (2014). Optimization of drilling fluids using functionalized nanoparticles: loss filtration reduction and thickness mudcake. <i>Boletín Ciencias de la Tierra</i>, 35, 5–14. https://doi.org/https://doi.org/10.15446/rbct.n35.43179 Blkoor, S. O., Ismail, I., Oseh, J. O., Selleyitorea, S., Norddin, M. N. A. M., Agi, A., & Gbadamosi, A. O. (2021). Influence of polypropylene beads and sodium carbonate treated nanosilica in water-based muds for cuttings transport. <i>Journal of Petroleum Science and Engineering</i>, 200. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108435 Bolarinwa, H. S., Onuu, M. U., Fasasi, A. Y., Alayande, S. O., Animasahun, L. O., Abdulsalami, I. O., Fadodun, O. G., & Egunjobi, I. A. (2017). Determination of optical parameters of zinc oxide nanofibre deposited by electrospinning technique. <i>Journal of Taibah University for Science</i>, 11(6), 1245–1258. https://doi.org/10.1016/j.jtusci.2017.01.004
--	--

	Candela Suescún, C. E., & Salgado Gómez, S. A. (2019). Evaluación técnico-financiera del uso de aditivos a base de nanotecnología para la mejora del rendimiento en un fluido de perforación base agua a nivel laboratorio. Fundación Universidad de América. Cárdenas, A. W. (2022). Efecto de la adición de nanopartículas de ZnO y SiO₂ en las propiedades reológicas de un fluido de perforación base agua [Tesis de Grado para optar al título de Químico, Universidad industrial de Santander]. https://noesis.uis.edu.co/items/0f8b9e94-98b0-442a-9aff-ea275eefdf56 Cardozo Argel, I. J. (2020). Validación de los métodos analíticos para la determinación volumétrica de dureza total y dureza cálcica en agua. https://repositorio.unicordoba.edu.co/server/api/core/bitstreams/4b31360f-4e55-471e-aa27-5ad8b491dbcd/content Carvalhido de Souza, C. E. (2007). Pruebas sobre los mecanismos de acción de aditivos poliméricos en fluidos de perforación. Universidad Federal de Río de Janeiro. https://1library.org/document/q2019opz Castañeda Martínez, A. (2019). Riesgos ambientales sobre agua y suelo por disposición de cortes de perforación en el campo castilla [Monografía para optar por el título de Especialista en Gestión Ambiental. Fundación universidad de América, facultad de educación permanente y avanzada, Colombia]. CEINPET. (2021). Diagnóstico de daño de formación y estrategias de mitigación en perforación horizontal. Chávez, A. (2025, March 12). Alcalinidad y acidez. Academia. https://www.academia.edu/16807613/Alcalinidad_y_Acidez_en_Fluidos_de_Perforaci%C3%B3n Chuck, H. C., Pérez C., E., Heredia Olea, E., & Serna Saldívar, S. O. (2011). Sorgo como un cultivo multifacético para la producción de bioetanol en México: tecnologías, avances y áreas de oportunidad. Revista Mexicana de Ingeniería Química, 10 (3). chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://rmiq.org/iqfvp/Pdfs/Vol.%2010%20No.%203/Alim_6/Alim_6.pdf Colis, S., Bieber, H., Bégin-Colin, S., Schmerber, G., Leuvrey, C., & Dinia, A. (2006). Magnetic properties of Co-doped ZnO diluted magnetic semiconductors prepared by low-temperature
--	---

	mechanosynthesis. Chemical Physics Letters, 422(4–6), 529–533. https://doi.org/10.1016/j.cplett.2006.02.109 Contreras, À. (2025, June 1). Clasificación de Fluidos de Perforación. https://studylib.net/doc/25756691/clasificacion-de-los-fluidos-de-perforacion Dejtaradon, P., Hamidi, H., Chuks, M. H., Wilkinson, D., & Rafati, R. (2019). Impact of ZnO and CuO nanoparticles on the rheological and filtration properties of water-based drilling fluid. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 570, 354–367. https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2019.03.050 Díaz Rodríguez, Y., Acosta Díaz, S., Díaz Díaz, M., Rivas Trasancos, L., Cañete, C. C., & Romero Silva, R. (2022). Evaluación de la toxicidad y biodegradabilidad de un fluido base agua para su disposición final. Ingeniería hidráulica y ambiental, 43 (1)(1), 38–47. http://scielo.sld.cu/pdf/riha/v43n1/1680-0338-riha-43-01-38.pdf Duan, Y., Dong, X., Yang, H., Fan, Y., Ma, X., & Lin, W. (2024). Study of solid-liquid two-phase flow model of drilling fluids for analyzing mud cake formation. Geoenergy Science and Engineering, 236, 212761. https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.212761 Dyguel, A., Hoentsch, V., Denis, I., & Eguez Vericochea -1 -, H. (2013). Semestre I, MMXIII Fluidos de perforación preparación y mantenimiento de los lodos. Escobar, K., Erazo, R., Armijo, D., & Oña, J. (2019). Generación de curvas de presión de formación y fractura para optimizar la perforación de pozo en el campo Gustavo Galindo Velasco. GEO Latitud, 2(1), 31–39. https://geolatitud.geoenergia.gob.ec/ojs/ojs/index.php/GeoLatitud/article/view/34/67 Espitia, P. J. P., Soares, N. de F. F., Coimbra, J. S. dos R., de Andrade, N. J., Cruz, R. S., & Medeiros, E. A. A. (2012a). Zinc Oxide Nanoparticles: Synthesis, Antimicrobial Activity and Food Packaging Applications. In Food and Bioprocess Technology (Vol. 5, Issue 5, pp. 1447–1464). https://doi.org/10.1007/s11947-012-0797-6 Espitia, P. J. P., Soares, N. de F. F., Coimbra, J. S. dos R., de Andrade, N. J., Cruz, R. S., & Medeiros, E. A. A. (2012b). Zinc Oxide Nanoparticles: Synthesis, Antimicrobial Activity and Food Packaging
--	---

	Applications. Food and Bioprocess Technology, 5(5), 1447–1464. https://doi.org/10.1007/s11947-012-0797-6 Faergestad, I. M., & Strachan, C. R. (2014). Oilfield Review. http://www. Fahami, A., & Beall, G. W. (2015). Mechano-synthesis of carbonate doped chlorapatite–ZnO nanocomposite with negative zeta potential. Ceramics International, 41(9), 12323–12330. https://doi.org/10.1016/j.ceramint.2015.06.061 Faisal, R., Kamal, I., Salih, N., & Pr��at, A. (2024). Optimum formulation design and properties of drilling fluids incorporated with green uncoated and polymer-coated magnetite nanoparticles. Arabian Journal of Chemistry, 17(2). https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2023.105492 FasterCapital. (2025a). Estabilidad del pozo mantenimiento de la integridad estrategias para garantizar la estabilidad del pozo en la perforacion horizontal. FasterCapital. https://fastercapital.com/es/contenido/Estabilidad-del-pozo--mantenimiento-de-la-integridad--estrategias-para-garantizar-la-estabilidad-del-pozo-en-la-perforacion-horizontal.html FasterCapital. (2025b, May 2). Pérdida de circulación superando los desafíos en los fluidos de perforación. https://fastercapital.com/es/contenido/Perdida-de-circulacion--superando-los-desafios-en-los-fluidos-de-perforacion.html Franco, C. A., Nassar, N. N., Ruiz, M. A., Pereira-Almao, P., & Cortés, F. B. (2013). Nanoparticles for inhibition of asphaltenes damage: Adsorption study and displacement test on porous media. Energy and Fuels, 27(6), 2899–2907. https://doi.org/10.1021/ef4000825 Friedheim, J., Young, S., De Stefano, G., Lee, J., Guo, Q., & Swaco, M.-I. (2012). SPE 157032 Nanotechnology for Oilfield Applications-Hype or Reality? Galindo Guzmán, A. P., Fortis Hernández, M., De La Rosa Reta, C. V., Zermeño González, H., & Galindo Guzmán, M. (2022). Síntesis química de nanop��rt��culas de ��xido de zinc y su evaluación en pl��ntulas de Lactuca sativa. Revista Mexicana de Ciencias Agrícolas, 28, 299–308. https://cienciasagricolas.inifap.gob.mx/index.php/agricolas/article/view/3284/5162
--	---

	Ghayedi, A., & Khosravi, A. (2020). Laboratory investigation of the effect of GO-ZnO nanocomposite on drilling fluid properties and its potential on H₂S removal in oil reservoirs. <i>Journal of Petroleum Science and Engineering</i>, 184. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106684 González Espinosa, J. M. (2014). Daño a la formación en pozos petroleros [Universidad Nacional Autónoma de México]. http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/4228/tesis%20.pdf?sequence=1 González, F., & Echevarría, F. S. (2021). Evaluation and diagnosis of formation damage in horizontal wells in cuba's northern oil belt. <i>Avances En Ciencias e Ingeniería</i>, 12 (2)(2), 69–83. https://www.executivebs.org/publishing.cl/aci/2021/Vol12/Nro2/5-ACI1365-20-full.pdf Guan, O. S., Gholami, R., Raza, A., Rabiei, M., Fakhari, N., Rasouli, V., & Nabinezhad, O. (2020). A nanoparticle based approach to improve filtration control of water based muds under high pressure high temperature conditions. <i>Petroleum</i>, 6(1), 43–52. https://doi.org/10.1016/j.petlm.2018.10.006 Gudarzifar, H., Sabbaghi, S., Rezvani, A., & Saboori R. (2020). Experimental investigation of rheological & filtration properties and thermal conductivity of water-based drilling fluid enhanced. <i>Powder Technology</i>, 368, 323–341. https://doi.org/10.1016/j.powtec.2020.04.049 Guipzot, S. E. E., Martínez Landeros, V. H., García Cerda, L. A., García Villarreal, S., García Rentería, M. A., & Falcón Franco, L. A. (2024). Aplicaciones Emergentes de Nanopartículas de ZnO en Procesos de Fotodegradación, Review. <i>CienciAcierta</i>, 79, 113–146. Hernández Ramírez, M. F., & Miranda Martínez, N. D. (2020). Optimización de los fluidos de perforación base agua utilizados en un campo de crudo pesado en la cuenca de los llanos orientales mediante el uso de nanotecnología. Fundación Universidad de América. Herrera Herbert, J. (2024). La operación de cementación en pozos de petróleo y gas. https://oa.upm.es/88777/3/88777.pdf Hielscher Ultrasonics. (2023). Pirólisis por pulverización ultrasónica. https://www.hielscher.com/es/ultrasonic-spray-pyrolysis.htm.
--	--

	Hoelscher, K. P., De Stefano, G., Riley, M., Young, S., & Swaco, M.-I. (2012). SPE 157031 Application of Nanotechnology in Drilling Fluids. Hyne, N. J. (2014). Diccionario de exploración, perforación y producción de petróleo (2nd ed.). PennWell. Ibáñez, D., García-Alcalde, L., Hernández-Santos, D., & Fanjul-Bolado, P. (2023). Caracterización mediante espectroelectroquímica Raman de electrodos serigrafiados modificados con diferentes materiales. Interiano López, M. L., Ramírez Coutiño, V. Á., Zamudio Pérez, E., Godínez, L. A., & Rodríguez Valadez, F. J. (2019). Removal of hydrocarbons from drill cuttings using humic acids in washing processes. <i>Revista Internacional de Contaminación Ambiental</i>, 35(3), 705–712. https://doi.org/10.20937/RICA.2019.35.03.15 Ja.y P. Simpson. (1974). Drilling Fluid Filtration Under Simulated Downhole Conditions. Society of petroleum engineers of aime, SPE 4779. J.J. Azar, & G. Robello Samuel. (2007). Drilling Engineering. PennWell Corp. Juárez Reyes, A., & Cruz Oropeza, J. M. (2023). Perforación en zonas con planos de debilidad. <i>Ingeniería Petrolera</i>, 63 (6)(6), 344–361. https://biblat.unam.mx/hevila/Ingenieriapetrolera/2023/vol63/no6/1.pdf Karthik, V., Selvakumar, P., Senthil Kumar, P., Vo, D.-V. N., Gokulakrishnan, M., Keerthana, P., Tamil Elakkiya, V., & Rajeswari, R. (2021). Graphene-based materials for environmental applications: a review. <i>Environmental Chemistry Letters</i>, 19(5), 3631–3644. https://doi.org/10.1007/s10311-021-01262-3 Kelessidis, V. C., Papanicolaou, C., & Foscolos, A. (2009). Application of Greek lignite as an additive for controlling rheological and filtration properties of water–bentonite suspensions at high temperatures: A review. <i>International Journal of Coal Geology</i>, 77(3–4), 394–400. https://doi.org/10.1016/j.coal.2008.07.010 Li, M. C., Wu, Q., Song, K., Qing, Y., & Wu, Y. (2015). Cellulose nanoparticles as modifiers for rheology and fluid loss in bentonite water-based fluids. <i>ACS Applied Materials and Interfaces</i>, 7(8), 5009–5016. https://doi.org/10.1021/acsami.5b00498 Li, S., Ng, Y. H., Lau, H. C., Torsæter, O., & Stubbs, L. P. (2020). Experimental investigation of stability of silica nanoparticles at reservoir conditions for
--	--

	enhanced oil-recovery applications. <i>Nanomaterials</i>, 10(8), 1–15. https://doi.org/10.3390/nano10081522 López Cuenca, S., Aréchiga Guzmán, J. A., Pedroza Toscano, M. A., & Guzmán Arias, C. R. (2025). Síntesis de Nanopartículas de ZnO por Métodos Verdes y su Aplicación en Horticultura. <i>Scientia Tecnológica</i>, 2(1), 34–37. https://doi.org/https://doi.org/10.1234/1kmed721 López Hernández, D., Hernández, C., Liendo, F., Ulrich, J., & Vallejo Torres, O. (2020). Effects of sewage fluids from oil drillings on the soils of savannas located near El Furrial, Monagas state, Venezuela. <i>Revista Internacional de Contaminacion Ambiental</i>, 36 (4)(4), 835–845. https://doi.org/10.20937/RICA.53600 Lysakova, E. I., Skorobogatova, A. D., Neverov, A. L., & Minakov, A. V. (2025). Investigation of the effect of spherical nanoparticle additives on the properties of drilling fluids modified by carbon nanotubes. <i>Nano-Structures & Nano-Objects</i>, 41, 101442. https://doi.org/10.1016/j.nanoso.2025.101442 Lysakova, E. I., Skorobogatova, A. D., Neverov, A. L., Pryazhnikov, M. I., Rudyak, V. Ya., & Minakov, A. V. (2024). Physico-chemical studies and development of water-based drilling fluid formulations with carbon nanotube additives. <i>Journal of Molecular Liquids</i>, 125448. https://doi.org/10.1016/j.molliq.2024.125448 Mahmoud, O., Nasr-El-Din, H. A., A&m, T., Vryzas, Z., & Kelessidis, V. C. (2016). SPE-178949-MS Nanoparticle-Based Drilling Fluids for Minimizing Formation Damage in HP/HT Applications. Maria, A., & Bautista, M. (2006). Formulación y evaluación de fluidos de perforación de base agua de alto rendimiento aplicados al campo balcón como sustitutos de lodo base aceite. Martinello Savi, B., Rodrigues, L., & Michael Bernardin, A. (2020). Síntesis de nanopartículas de ZnO por el proceso sol-gel. Martínez Hernández, C. M., Manríquez Ramírez, M. E., Vera Serna, P., Cerón Montes, G. I., Garrido Hernández, A., & García Domínguez, G. (2024). Influencia del pH y la temperatura en la morfología de nanopartículas de ZnO sintetizadas vía hidrotermal. <i>Pädi Boletín Científico de Ciencias Básicas e Ingenierías Del ICBI</i>, 12(5), 19–26. https://doi.org/10.29057/icbi.v12iEspecial5.13714 Martínez, P. C., Del Ángel Meraz, E., & Díaz Flores, L. L. (2023). Las nanoestructuras de ZnO y sus
--	--

	aplicaciones como sensor de gas H₂S. CienciaUAT, 17(2), 24–36. https://doi.org/10.29059/cienciauat.v17i2.1632 Mavil Guerrero, E., & Juárez Moreno, K. O. (2022). Toxicidad de nanopartículas de óxido de zinc y óxido cobre en células del sistema excretor. Revista de Farmacología, 1(1), 48–59. https://doi.org/https://dx.doi.org/10.58713/rf.v1i1.6 Medhi, S., Gupta, D. K., & Sangwai, J. S. (2021). Impact of zinc oxide nanoparticles on the rheological and fluid-loss properties, and the hydraulic performance of non-damaging drilling fluid. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 88. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.103834 Melera Viera, R. E. (2022). Diagnóstico de Corrosión en Equipo de Perforación en LaGeo_Berlín_Usulután [Universidad de el Salvador]. https://repositorio.ues.edu.sv/server/api/core/bitstreams/ce12344c-6810-462e-8e24-55ea4aee6040/content Méndez Villegas, R., Gómez Rivera, P., Ledesma Herrera, J. I., & Cenicerros González, C. M. del C. (2013). Integrated management of drill cuttings the oil industry in tabasco. Revista Iberoamericana de Las Ciencias Biológicas y Agropecuarias, 2 (4). https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=5063611 Mendoza, & Rojas. (2021). Nanotecnología aplicada en fluidos de perforación base agua para inhibir el daño de formación [Fundación Universidad de América]. https://repository.uamerica.edu.co/server/api/core/bitstreams/002f5fc5-12e0-496f-8744-1a15a817d893/content Michael J. Pelletier. (1989). Capítulo 1: Fundamentos de espectroscopía Raman. Miranda Arias, R., Hernández Álvarez, R. de J., & Cecopieri Gómez, M. L. (2016). Manual teórico-práctico para el conocimiento, evaluación y selección de fluidos de perforación empleados en la construcción de pozos. https://www.dict.unam.mx/images/upload/RGP/manual%20T-P%20Fluidos%20de%20perforacion.pdf Mohamadian, N., Ghorbani, H., Wood, D. A., & Khoshmardan, M. A. (2019). A hybrid nanocomposite of poly(styrene-methyl methacrylate- acrylic acid) /clay as a novel rheology-improvement additive for drilling fluids.
--	--

	Journal of Polymer Research, 26(2). https://doi.org/10.1007/s10965-019-1696-6 Mousavi, S. B., & Zeinali Heris, S. (2020). Experimental investigation of ZnO nanoparticles effects on thermophysical and tribological properties of diesel oil. <i>International Journal of Hydrogen Energy</i>, 45(43), 23603–23614. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.259 Nwaezeapu, V. C., Ezenwaka, K. C., & Ede, T. A. (2019). Evaluation of hydrocarbon reserves using integrated petrophysical analysis and seismic interpretation: A case study of TIM field at southwestern offshore Niger Delta oil Province, Nigeria. <i>Egyptian Journal of Petroleum</i>, 28(3), 273–280. https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2019.06.002 Ofei, T. N., Lund, B., & Saasen, A. (2021). Effect of particle number density on rheological properties and barite sag in oil-based drilling fluids. <i>Journal of Petroleum Science and Engineering</i>, 206, 108908. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108908 Osorio Enrique, E. (2013). Fortalecimiento de pozos durante la perforación “stress cage” [Tesis de Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México]. http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/7581/Tesis.pdf?sequence=1&isAllowed=y Ovando, V. M., L. Fariás-Cepeda, N.V. Pérez-Aguilar, J. Rivera de la Rosa, & H. Martínez-Gutiérrez. (2018). Facile synthesis of low band gap zno microstructures. <i>Revista Mexicana de Ingeniería Química</i>, 17(2), 455–462. https://doi.org/10.24275/10.24275/uam/izt/dcbi/revmexingquim/2018v17n2/Ovando Parizad, A., Shahbazi, K., & Tanha, A. A. (2018). SiO₂ nanoparticle and KCl salt effects on filtration and thixotropical behavior of polymeric water based drilling fluid: With zeta potential and size analysis. <i>Results in Physics</i>, 9, 1656–1665. https://doi.org/10.1016/j.rinp.2018.04.037 PEMEX. (2025). Base de Datos Institucional, Exploración y Extracción Número de pozos perforados por región y activo Estructura vigente a partir de 2002 a 2019 (pozos). Perraud, I., Ayrat, R. M., Cammarano, C., Rouessac, F., Hulea, V., & Ayrat, A. (2014). Sulfidation and sulfur capacity of fine ZnO powder derived from thermal oxidation of mechanosynthesized ZnS powder.
--	---

	Chemical Engineering Journal, 241, 360–365. https://doi.org/10.1016/j.cej.2013.10.074 Perween, S., Beg, M., Shankar, R., Sharma, S., & Ranjan, A. (2018). Effect of zinc titanate nanoparticles on rheological and filtration properties of water based drilling fluids. <i>Journal of Petroleum Science and Engineering</i>, 170, 844–857. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.07.006 Perween, S., Thakur, N. K., Beg, M., Sharma, S., & Ranjan, A. (2019). Enhancing the properties of water based drilling fluid using bismuth ferrite nanoparticles. <i>Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects</i>, 561, 165–177. https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2018.10.060 Pourkhalil, H., & Nakhaee, A. (2019). Effect of Nano ZnO on wellbore stability in shale: An experimental investigation. <i>Journal of Petroleum Science and Engineering</i>, 173, 880–888. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.10.064 Qi, Q., Zhang, T., Yu, Q., Wang, R., Zeng, Y., Liu, L., & Yang, H. (2008). Properties of humidity sensing ZnO nanorods-base sensor fabricated by screen-printing. <i>Sensors and Actuators, B: Chemical</i>, 133(2), 638–643. https://doi.org/10.1016/j.snb.2008.03.035 Queiroz-Neto, J. C. de, Alves Remboski, T., Rodrigues Leal, G. L., Araújo Pessoa, M. E., De OliveiraFreitas, J. C., & Dias da Silva Curbelo, F. (2025). Microemulsions and Nanoparticles: The Sustainable Future of Drilling Fluids in Oil Exploration. <i>Revista de Gestão Social e Ambiental</i>, 19(1), 1–48. https://doi.org/10.24857/rgsa.v19n1-048 Quimacer SL. (2022). Aditivos para fluidos de perforación. www.quimacer.com Quiñonez, E. (2024, March 14). Soluciones digitales de control de la corrosión en el sector oil & gas. INSPENET. https://inspenet.com/articulo/soluciones-digitales-control-de-la-corrosion/ Ramos Aguirre, F., Chadrina, O., Freire Carrera, F., Guaquipana Paredes, J., & Romero Cortez H. (2023). Control de filtrado de fluidos de perforación petrolero de bajo impacto ambiental mediante el uso de almidón de yuca. <i>Ingeniare. Revista Chilena de Ingeniería</i>, 31(1), 1–10.
--	--

	https://www.scielo.cl/pdf/ingeniare/v31/0718-3305-ingeniare-31-2.pdf Reilly, S. I., Vryzas, Z., Kelessidis, V. C., & Gerogiorgis, D. I. (2016). First-principles Rheological Modelling and Parameter Estimation for Nanoparticle-based Smart Drilling Fluids. In Computer Aided Chemical Engineering (Vol. 38, pp. 1039–1044). Elsevier B.V. https://doi.org/10.1016/B978-0-444-63428-3.50178-8 Rodrigues, E. S., Silva, M. S., Azevedo, W. M., Feitosa, S. S., Stingl, A., & Farias, P. M. A. (2019). ZnO nanoparticles with tunable bandgap obtained by modified Pechini method. Applied Physics A, 125(8), 504. https://doi.org/10.1007/s00339-019-2805-4 Rodríguez Pineda, L. M. (2017). Modificación del almidón, nanoalmidón y su aplicación en lodos de perforación. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia-UPTC, facultad de ciencias escuela de posgrados maestría en química. Rubí Villegas, R. (2017). La Química de los lodos de perforación ejemplos y aplicaciones en Ciencias de la Tierra [Tesis de Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México]. http://132.248.52.100:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/14871/La%20Qu%20c3%admica%20de%20los%20lodos%20de%20perforaci%20c3%b3n%20ejemplos%20y%20aplicaciones%20en%20Ciencias%20de%20la%20Tierra.pdf.pdf?sequence=1&isAllowed=y Sabbaghi, S., & Rezvani, A. (2020a). Experimental investigation of rheological & filtration properties and thermal conductivity of water-based drilling fluid enhanced. Powder Technology, 368, 323–341. https://doi.org/10.1016/j.powtec.2020.04.049 Sabbaghi, S., & Rezvani, A. (2020b). Experimental investigation of rheological & filtration properties and thermal conductivity of water-based drilling fluid enhanced. Powder Technology, 368, 323–341. https://doi.org/10.1016/j.powtec.2020.04.049 Sabido Alcántara, J. C. (2024). Equipos y Herramientas de Perforación de Pozos Equipos de Perforación: Sistema de Circulación. https://www.paginaspersonales.unam.mx/app/webroot/files/4676/Asignaturas/1458/Archivo1.4155.pdf Sadeghalvaad, M., & Sabbaghi, S. (2015). The effect of the TiO₂/polyacrylamide nanocomposite on water-based drilling fluid properties. Powder Technology,
--	--

	272, 113–119. https://doi.org/10.1016/j.powtec.2014.11.032 Sadiq, I. O., Sharif, S., Suhaimi, M. A., Yusof, N. M., Kim, D. W., & Park, K. H. (2018). Enhancement of thermo-physical and lubricating properties of SiC nanolubricants for machining operation. <i>Procedia Manufacturing</i>, 17, 166–173. https://doi.org/10.1016/j.promfg.2018.10.032 Sajjadian, M., Sajjadian, V. A., & Rashidi, A. (2020). Experimental evaluation of nanomaterials to improve drilling fluid properties of water-based muds HP/HT applications. <i>Journal of Petroleum Science and Engineering</i>, 190. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107006 Salas, G., Rosas, N., Galeas, S., Guerrero, V., & Debut, A. (2016a). Síntesis de Nanopartículas de ZnO por el Método de Pechini. <i>Revista Politécnica</i>, 38(1). https://www.redalyc.org/pdf/6887/688773643005.pdf Salas, G., Rosas, N., Galeas, S., Guerrero, V., & Debut, A. (2016b). Síntesis de Nanopartículas de ZnO por el Método de Pechini. <i>Revista Politécnica</i>, 38 (1). https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=688773643005 Salehnezhad, L., Heydari, A., & Fattahi, M. (2019). Experimental investigation and rheological behaviors of water-based drilling mud contained starch-ZnO nanofluids through response surface methodology. <i>Journal of Molecular Liquids</i>, 276, 417–430. https://doi.org/10.1016/j.molliq.2018.11.142 Sanchez Vilchez, R. A. (2015). Optimización del fluido de perforación para superar problemas potenciales en perforación de pozos en el lote z-1 yacimiento corvina-región tumbes [Tesis de Licenciatura, Universidad Nacional de Piura]. https://repositorio.unp.edu.pe/handle/UNP/980 Santoyo Gutiérrez, S., & Morales Rosas, J. M. (1993). Aditivos poliméricos para fluidos de perforación de pozos geotérmicos. <i>Geofísica Internacional</i>, 32(2), 341–350. https://doi.org/https://doi.org/10.22201/igeof.00167169p.1993.32.2.567 Saxena, P., Harish, Shah, D., Rani, K., Miglani, R., Singh, A. K., Sangela, V., Rajput, V. D., Minkina, T., Mandzhieva, S., & Sushkova, S. (2024). A critical review on fate, behavior, and ecotoxicological impact of zinc oxide nanoparticles on algae. <i>Environmental Science and Pollution Research</i>,
--	--

	31(13), 19105–19122. https://doi.org/10.1007/s11356-024-32439-2 SciSimple. (2025). Avances en la investigación del óxido de zinc. Simple Science. https://scisimple.com/es/articles/2025-08-18-avances-en-la-investigacion-del-oxido-de-zinc--ak2j618 Senthilkumaar, S., Rajendran, K., Banerjee, S., Chini, T. K., & Sengodan, V. (2008). Influence of Mn doping on the microstructure and optical property of ZnO. <i>Materials Science in Semiconductor Processing</i>, 11(1), 6–12. https://doi.org/10.1016/j.mssp.2008.04.005 Sepúlveda Palacios, G. E. (2013). Diseño, elaboración y selección de un fluido de perforación base agua de mar y burbujas generadas in situ de acuerdo a su comportamiento reológico y tixotrópico para perforar formaciones naturalmente fracturadas y depresionadas [Tesis de maestría, Universidad Nacional Autónoma de México]. https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ptd2013/agosto/0699364/0699364.pdf Sing, K. S. W., D. H. Everett, R. A. W. Haul, L. Moscou, R. A. Pierotti, J. Rouquerol, & T. Siemieniewska. (1985). Reporting physisorption data for gas/solid systems with special reference to the determination of surface area and porosity. https://doi.org/https://doi.org/10.1351/pac198557040603 Thiagarajan, V., & Ramasubbu, S. (2021). Fate and Behaviour of TiO₂ Nanoparticles in the Soil: Their Impact on Staple Food Crops. <i>Water, Air, & Soil Pollution</i>, 232(7), 274. https://doi.org/10.1007/s11270-021-05219-8 Tichaona Taziwa, R., Leroy Meyer, E., & Ntozakhe, L. (2017). Structural, Morphological and Raman Scattering Studies of Carbon Doped ZnO Nanoparticles Fabricated by PSP Technique. In <i>Article in Journal of Nanoscience and Nanotechnology</i> (Vol. 1, Issue 1). https://www.researchgate.net/publication/321061464 Villamil Sacristán, D. A., & Castro Ardila, J. S. (2020). Caracterización de los recortes de perforación de pozos petroleros para el análisis de su tratamiento y sus posibles aplicaciones [Universidad Militar Nueva Granada]. https://repository.umng.edu.co/bitstream/handle/10
--	---

	654/36907/VillamilSacristanDamianAndres2020.pdf?sequence=3 Williamson, D. (2013). Fundamentos de fluidos de perforación. <i>Oilfield Review</i>, 25 (1), 67–69. https://www.paginaspersonales.unam.mx/files/4676/Asignaturas/1458/Archivo2.3223.pdf Yi, S., Xu, Y., Cao, Y., Mao, H., He, G., Shi, H., Li, X., & Dong, H. (2024). The decisive role of filtration reducers' surface charge in affecting drilling fluid filtration performance. <i>Journal of Molecular Liquids</i>, 409, 125505. https://doi.org/10.1016/j.molliq.2024.125505 Zamir, A., & Siddiqui, N. A. (2017). Investigating and Enhancing Mud Cake Reduction Using Smart Nano Clay Based WBM. <i>Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology</i>, 08(01). https://doi.org/10.4172/2157-7463.1000315 Zanella, R. (2012). Metodologías para la síntesis de nanopartículas: controlando forma y tamaño. <i>Mundo Nano</i>, 5(1), 69–81. www.mundonano.unam.mx Zargar, R. A., Khan, S. U. D., Khan, M. S., Arora, M., & Hafiz, A. K. (2014). Synthesis and characterization of screen printed ZnO thick film for semiconductor device applications. <i>Physics Research International</i>, 2014. https://doi.org/10.1155/2014/464809 Zheng, X., Wang, R., Liddle, B., Wen, Y., Lin, L., & Wang, L. (2022). Crude oil footprint in the rapidly changing world and implications from their income and price elasticities. <i>Energy Policy</i>, 169, 113204. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113204
--	---