

# CFD: MODELAMIENTO DE LA TEMPERATURA Y LA REOLOGÍA DEL FLUIDO

Modelamiento de la temperatura del fluido de perforación y su impacto en las propiedades reológicas utilizando la técnica de CFD

Jesús David Bocanegra Jiménez y Cristian David Chiquillo Montoya

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Diego Armando Vargas Silva

M.Sc en Geofísica

Codirector

Zuly Himelda Calderón Carrillo

Ph. D en Ingeniería Química

Germán González Silva

Ph. D en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2023

## Dedicatoria

*Toda persona tiene en su interior sentimientos, que según su personalidad puede manifestarlo de diferentes maneras. Por eso dedico y agradezco a Dios, por su presencia, porque me llena de amor y ternura, por ser mi guía, fortaleza y por darme la sabiduría para culminar con éxito este trabajo de tesis.*

*A esa gran mujer a la que amo y agradezco tanto; mi madre: Elena Isabel Jiménez Jiménez por el apoyo que me dio; ella se ha transformado en el verdadero motor de mi vida, por no desfallecer ante las dificultades y obstáculos que se presentaron a lo largo de mi carrera profesional y poder decirle lo logré. Deseo que Jesucristo la bendiga y le de discernimiento para seguir instruyéndome.*

*A mi maravillosa abuela Leticia por su amor y oraciones, las cuales que me dieron ánimo en el momento que más lo necesité*

*A mis profesores, por formarme como profesional, por sembrar semillas investigativas en mí, así como aportarme conocimientos que me han hecho amar esta carrera. En especial a los profesores Adán León, Erick Montes, Samuel Muñoz y Zuly Calderón, este proyecto no sería posible sin ella, sin sus idea e indispensables aportes*

*A esas extraordinarias personas que conocí durante mi estancia en la universidad. A mis amigos de batalla Cristian, Camilo, Ángel, Oscar, Luisfer, Freddy, Valentina, Nathalia y Karolai; por ser buenas personas y apoyarnos en esta etapa y haberme hecho sentir como miembro de una gran familia. A ellos extendiendo mi mano franca y mis brazos siempre estarán abiertos a la confraternidad y el respeto.*

*Agradezco a H por acompañarme en 4 de los 5 años y ser una gran compañía y alguien con quien desahogarme y aunque ya no hablemos siempre serás importante en este logro.*

*A mi primo hermano Yesid Granados Jiménez, quien estuvo siempre cerca de mí, por su constante apoyo, por sus consejos y enseñanzas que me brindó.*

*A mis familiares que de una u otra forma fueron mi soporte incondicional que son tantos y no alcanzo a nombrarlos a todos, pero ocupan un lugar en mi corazón. En especial a mi tía Aleida (la negris), mi padrino Gabriel, a mis primos José Gabriel, Liliana, Carolina, Gabriela Palencia, a mi tío papa Arnold, Marcela y Yoelmis Jiménez a mis sobrinos Jerónimo y Alejandro, a mi padre Alan Bocanegra; por estar siempre a mi lado en las buenas y las malas. Ustedes han sido un regalo invaluable en mi vida.*

**Jesús David Bocanegra Jiménez**

## **Agradecimientos**

Los autores agradecemos, en primer lugar, a Dios, por la sabiduría que nos concedió durante la elaboración de este trabajo iluminándonos y bendiciéndonos en todo momento.

Seguidamente, expresamos nuestros agradecimientos a nuestras familias y amigos por su apoyo incondicional durante el tiempo que hemos estado en nuestra carrera profesional y sobre todo por ser un soporte durante el periodo de elaboración de esta tesis. Además, a la Universidad Industrial de Santander, en especial, a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por brindarnos los conocimientos durante estos años mediante los cuales se pudo realizar este trabajo de investigación.

De igual modo, agradecemos a la empresa SierraCol Energy, en especial, al equipo RMT Llanos, gran equipo y familia, por habernos brindado la oportunidad y las herramientas necesarias para formarnos como profesionales y como personas. Fue una agradable experiencia.

También, damos las gracias a los miembros del Grupo de Investigación en Estabilidad de Pozo (GIEP): a la profesora Zuly Calderón, por su apoyo y aporte en la elaboración de este libro y por su guía a través de este proceso de trabajo de grado, así como de sus muchas enseñanzas durante esta carrera; y al profesor Diego Vargas, por creer en nosotros y orientarnos en la construcción de este proyecto.

Por último, y no menos importante, al profesor Germán González, por la gran ayuda suministrada en las etapas de simulación de este trabajo y por brindarnos la licencia del software con la cual se pudo simular este trabajo.

**Jesús Bocanegra y Cristian Chiquillo**

## Tabla de contenido

Introducción .....	15
Objetivos .....	18
Objetivo General .....	18
Objetivos Específicos.....	18
1. Fundamentos y Antecedentes en el Estudio del Efecto de la Temperatura en las Propiedades Reológicas del Fluido de Perforación .....	19
1.1. Reología de los Fluidos de Perforación .....	21
1.1.1. Modelos Reológicos.....	22
1.1.2. Propiedades Reológicas .....	26
1.2. Funciones Principales de los Fluidos de Perforación .....	29
1.2.1. Capacidad de Transporte.....	29
1.2.2. Enfriamiento y Lubricación .....	30
1.2.3. Formación de Revoque .....	30
1.2.4. Control de las presiones .....	31
1.2.5. Capacidad de Suspensión.....	32
1.2.6. Aportar Flotabilidad.....	32
1.2.7. Estabilidad de la formación .....	33
1.3. Clasificación de los Fluidos de Perforación.....	34
1.3.1. Fluidos Base Agua .....	34

1.3.2. Fluidos Base Aceite .....	35
1.3.3. Fluidos Base Gas o Neumáticos .....	35
1.3.4. Fluidos Poliméricos .....	36
1.4. Propiedades Físicas, Químicas y Térmicas de los Fluidos de Perforación.....	36
1.5. Técnicas Empleadas para el Modelamiento de las Propiedades Reológicas del Fluido de Perforación en función de la Temperatura.....	37
1.5.1. Método del Factor Multiplicativo (MF).....	38
1.5.2. Método de Lecturas de Marcación Relativas (RDR).....	38
1.5.3. Análisis de Regresión Múltiple (MRA).....	39
1.5.4. Enfoque de Regresión no Lineal.....	39
1.6. Efecto de la Temperatura en las Propiedades Reológicas del Fluido de Perforación....	40
1.6.1. Viscosidad Plástica (PV).....	40
1.6.2. Viscosidad .....	43
1.6.3. Viscosidad Aparente (AV).....	45
1.6.4. Punto de Cedencia (YP).....	47
1.7. Dinámica de Fluidos Computaciones (CFD).....	49
1.7.1. Métodos de discretización.....	49
1.7.2. Softwares Comerciales empleados para el análisis de Dinámica de Fluidos Computacional (CFD) .....	54
1.7.3. Aplicaciones de CFD en el Campo de los Fluidos de Perforación .....	57

2. Metodología de la Investigación: Modelamiento de la Temperatura del Fluido de Perforación en Yacimientos de Petróleo, Gas y Geotermia .....	58
2.1. Análisis del Efecto de la Temperatura en las Propiedades Reológicas de los Fluidos de Perforación: Técnicas, Correlaciones y Modelos .....	58
2.2. Metodología de Diseño y Configuración para la Generación del Perfil de Temperatura de un Fluido mediante Fluent .....	64
2.2.1. Diseño o Carga de la Geometría del Modelo 2D/3D.....	65
2.2.2. Mallado y Discretización .....	69
2.2.3. Preparación del Escenario.....	72
2.2.4. Análisis y Visualización de los Resultados .....	75
2.3. Implementación y Validación de la Metodología.....	78
2.4. Análisis de Resultados .....	89
3. Aplicación del Modelo Desarrollado para Analizar el Efecto de la Temperatura en la Viscosidad del Fluido .....	91
4. Análisis y Discusión de Resultados .....	96
5. Conclusiones.....	100
6. Recomendaciones .....	102
Referencias bibliográficas.....	103

## Lista de Tablas

<b>Tabla 1</b> Listado de Campos considerados HPHT alrededor del mundo .....	19
<b>Tabla 2</b> Listado de Modelos Reológicos Encontrados en la Literatura .....	26
<b>Tabla 3</b> Estudios sobre la Influencia de la Temperatura en el Comportamiento de la Viscosidad Plástica .....	41
<b>Tabla 4</b> Estudios sobre la Influencia de la Temperatura en el Comportamiento de la Viscosidad Plástica. ....	44
<b>Tabla 5</b> Estudios sobre la Influencia de la Temperatura en el Comportamiento de la Viscosidad Aparente. ....	46
<b>Tabla 6</b> Estudios sobre la Influencia de la Temperatura en el Comportamiento del Punto de Cedencia. ....	47
<b>Tabla 7</b> Listado de Trabajos Enfocados en el Modelamiento de las Propiedades de los Fluidos de Perforación en Relación con la Temperatura. ....	59
<b>Tabla 8</b> Parámetros Geométricos del Modelo de Simulación (Abdelhafiz et al., 2021). ....	78
<b>Tabla 9</b> Parámetros de Calidad de los Modelos de Mallado. ....	79
<b>Tabla 10</b> Información Requerida para la Preparación del Escenario de Simulación I (Abdelhafiz et al., 2021). ....	81
<b>Tabla 11</b> Información Requerida para la Preparación del Escenario de Simulación II (Abdelhafiz et al., 2021). ....	81
<b>Tabla 12</b> Coordenadas Cartesianas de los Puntos de Muestreo .....	82
<b>Tabla 13</b> Valores de RMSE Calculados para el Modelo Desarrollado. ....	87
<b>Tabla 14</b> Resultados del Análisis Estadístico (ANOVA) en el Interior de la Tubería. ....	88
<b>Tabla 15</b> Resultados del Análisis Estadístico (ANOVA) en la Pared de la Tubería .....	88

<b>Tabla 16</b> Resultados del Análisis Estadístico (ANOVA) en el Anular.....	88
<b>Tabla 17</b> Datos Necesarios y Parámetros Considerados en la Simulación (Nooripoor & Hashemi, 2020). .....	93

## Lista de Figuras

<b>Figura 1</b>	Comportamiento de los diferentes modelos reológicos .....	22
<b>Figura 2</b>	Clasificación de los fluidos de perforación .....	34
<b>Figura 3</b>	Relación de Aspecto 3D .....	52
<b>Figura 4</b>	Desviación Equilateral del Volumen .....	53
<b>Figura 5</b>	Calidad Ortogonal de una Celda .....	53
<b>Figura 6</b>	Rangos Aceptables de Calidad de Malla .....	54
<b>Figura 7</b>	Sistema de Componente Geométrico .....	65
<b>Figura 8</b>	Esquema de la Vista Superior del Sistema del Pozo .....	66
<b>Figura 9</b>	Esquema Base para la Creación de la Sección de la Tubería y Formación .....	67
<b>Figura 10</b>	Visualización de la Interfaz de Diseño del Modelo .....	68
<b>Figura 11</b>	Esquema de un Cuarto del Modelo Utilizando la Herramienta de Simetría .....	69
<b>Figura 12</b>	Proceso de Mallado mediante la Herramienta de Dimensionamiento (Sizing) .....	70
<b>Figura 13</b>	Interfaz de Control y Visualización de los Parámetros de Calidad de la Malla .....	71
<b>Figura 14</b>	Identificación de Áreas Fronterizas, Puntos de Entrada y Salida .....	72
<b>Figura 15</b>	Interfaz de visualización de los módulos disponibles en Fluent .....	73
<b>Figura 16</b>	Interfaz de visualización y navegación del módulo de configuración .....	74
<b>Figura 17</b>	Flujo de Trabajo para la Generación de Perfiles de Temperatura empleando Fluent .	77
<b>Figura 18</b>	Gráfico de Burbuja de la Influencia del Número de Elementos en los Parámetros de Calidad .....	80
<b>Figura 19</b>	Ilustración de la Ubicación de los Diferentes Puntos de Muestreo .....	83
<b>Figura 20</b>	Comparativa entre el Modelo "Grueso" y el Modelo CFD de (Abdelhafiz et al., 2021) para Cambios Transitorios de Temperatura en el Interior de la Tubería. ....	84

<b>Figura 21</b> Comparativa entre el Modelo "Grueso" y el Modelo CFD de (Abdelhafiz et al., 2021) para Cambios Transitorios de Temperatura en el Anular. ....	85
<b>Figura 22</b> Comparativa entre el Modelo "Grueso" y el Modelo CFD de (Abdelhafiz et al., 2021) para Cambios Transitorios de Temperatura en la Pared de la Tubería .....	86
<b>Figura 23</b> Distribución de la Temperatura a lo Largo del Modelo Empleando la Herramienta de Contorno .....	90
<b>Figura 24</b> Variación de la Temperatura de Forma Radial al Final de la Simulación en los Diferentes Puntos de Muestreo .....	91
<b>Figura 25</b> Comparación y Validación de los Valores de Viscosidad Aparente Obtenidos en las Pruebas de Laboratorio y en el Modelo Desarrollado. ....	94
<b>Figura 26</b> Comparación del Comportamiento de la Viscosidad Aparente de Diferentes Fluidos de Perforación.....	95
<b>Figura 26</b> Distribución de la Viscosidad a lo Largo de la Cara de la Formación Pasada una 1 hr de Flujo.....	96
<b>Figura 27</b> Efecto de la Temperatura en el Comportamiento de la Viscosidad del Fluido a Condiciones de Alta Temperatura: Cuenca YQ Sur de China.....	98

### Lista de abreviaturas

<b>°C</b>	Grado Celsius
<b>°F</b>	Grado Fahrenheit
<b>MPa</b>	Mega pascales
<b>Pa</b>	Pascal
<b><math>\tau</math></b>	Esfuerzo de corte
<b><math>\gamma</math></b>	Tasa de corte
<b>K</b>	Coefficiente de consistencia
<b><math>\mu</math></b>	Viscosidad
<b>n</b>	Índice de flujo
<b><math>\tau_u</math></b>	Esfuerzo cedente
<b>F</b>	Fuerza
<b>A</b>	Área
<b>Ø600</b>	Lectura a 600 RPM
<b>Ø300</b>	Lectura a 300 RPM
<b>RPM</b>	Revoluciones por minuto
<b>YP</b>	Yield point
<b>AV</b>	Viscosidad aparente
<b>PV</b>	Viscosidad plástica
<b>PH</b>	Presión hidrostática
<b>MW</b>	Densidad del lodo
<b>TVD</b>	Profundidad vertical verdadera
<b>Psi</b>	Libras sobre pulgadas cuadradas

<b><i>Lpg</i></b>	Libras por galón
<b><i>Ft</i></b>	Pie
<b><i>FB</i></b>	Factor de Boyanza
<b><i>pH</i></b>	Potencial de hidrogeno
<b><i>k</i></b>	Conductividad térmica
<b><i>m</i></b>	Metros
<b><i>T</i></b>	Temperatura
<b><i>P</i></b>	Presión
<b><math>\rho</math></b>	Densidad
<b><i>V</i></b>	Volumen
<b><i>Q</i></b>	Tasa de Calor
<b><i>q</i></b>	Flujo de calor
<b><i>mm</i></b>	Milímetros
<b><i>CFD</i></b>	Computacional Fluid Dynamic
<b><i>Kg</i></b>	Kilogramo
<b><i>J</i></b>	Julios
<b><i>min</i></b>	Minutos
<b><i>m<sup>3</sup></i></b>	Metro cubico
<b><i>Cp</i></b>	Calor especifico a presión constante
<b><i>Cv</i></b>	Calor especifico a volumen constante
<b><i>W</i></b>	Vatio

## Resumen

**Título:** Modelamiento de la temperatura del fluido de perforación y su impacto en las propiedades reológicas utilizando la técnica de CFD.<sup>1</sup>

**Autor:** Jesús David Bocanegra Jiménez, Cristian David Chiquillo Montoya.<sup>2</sup>

**Palabras Clave:** Fluidos de Perforación, CFD, Viscosidad, Propiedades Reológicas, Temperatura, Simulación, NPT

**Descripción:** El presente trabajo de investigación analiza la influencia de la temperatura en las propiedades reológicas del fluido de perforación a partir del uso de técnicas de CFD. Este análisis surge debido a la necesidad de buscar soluciones que permitan reducir los costos relacionados a los tiempos no productivos (NPT). En primer lugar, se realizó una revisión bibliográfica, destacando las técnicas, modelos y correlaciones utilizadas recientemente para la comprensión del efecto de la temperatura en las propiedades reológicas de los fluidos de perforación. Seguidamente, se pone de manifiesto el desarrollo, la validación y aplicación de una metodología basada en técnicas de dinámica de fluidos computacional (CFD) para determinar el perfil de temperatura del fluido de perforación aplicado a yacimientos de petróleo, gas y geotérmicos. Además, se analiza el comportamiento de la viscosidad del fluido a temperaturas elevadas utilizando el modelo desarrollado en esta investigación. En este contexto, se observó una disminución significativa de la viscosidad a medida que la temperatura del fluido aumentaba, permitiendo analizar un amplio rango de temperaturas y fluidos que resultan complejos de estudiar con equipos de laboratorio convencionales. Finalmente, se concluye que la metodología y el modelo propuestos brindan las herramientas necesarias para una evaluación en tiempo real del comportamiento del fluido en **condiciones operativas críticas**. Esto no solo conlleva a la mitigación y prevención de costos asociados a los NPT, sino que también facilita la toma de decisiones apropiadas e inmediatas para garantizar la seguridad y sostenibilidad de las operaciones.

---

<sup>1</sup> Trabajo de grado.

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Diego Armando Vargas Silva. MSc. en Geofísica. Codirector: Zuly Himelda Calderón Carrillo. Ph.D. en Ingeniería Química; Germán Gonzales Silva. Ph.D. en Ingeniería Química.

## Abstract

**Title:** Modeling of the drilling fluid temperature and its impact on the rheological properties using the CFD technique<sup>3</sup>

**Author(s):** Jesús David Bocanegra Jimenez, Cristian David Chiquillo Montoya<sup>4</sup>

**Key Words:** Drilling fluid, CFD, Viscosity, Rheological Properties, Temperature, Simulation, NPT.

**Description:** This research work analyzes the influence of temperature on the rheological properties of drilling fluid using CFD techniques. This analysis arises due to the need to find solutions to reduce costs related to non-productive time (NPT). First, a literature review was carried out, highlighting the techniques, models, and correlations recently used to understand the effect of temperature on the rheological properties of drilling fluids. Next, the development, validation, and application of a methodology based on computational fluid dynamics (CFD) techniques to determine the drilling fluid temperature profile applied to oil, gas, and geothermal reservoirs is highlighted. In addition, the behavior of fluid viscosity at elevated temperatures is analyzed using the model developed in this research. In this context, a significant decrease in viscosity was observed as the fluid temperature increased, allowing the analysis of a wide range of temperatures and fluids that are complex to study with conventional laboratory equipment. Finally, it is concluded that the proposed methodology and model provide the necessary tools for a real-time evaluation of fluid behavior under **critical operating conditions**. This not only leads to the mitigation and prevention of costs associated with NPT but also facilitates appropriate and immediate decision-making to ensure the safety and sustainability of operations.

---

<sup>3</sup> Degree work.

<sup>4</sup> Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Diego Armando Vargas Silva. MSc. In Geophysics. Codirector: Zuly Himelda Calderón Carrillo. Ph.D. In Chemical Engineering; Germán Gonzalez Silva. Ph.D. In Chemical Engineering.

## Introducción

En el ámbito de la perforación, los Tiempos No Productivos (NPT) se refieren a los periodos en los cuales las operaciones se detienen debido a fallos o inconvenientes. Principalmente, relacionados al comportamiento del fluido de perforación. El cual es sensiblemente influenciado por cambios significativos en los parámetros del pozo: la temperatura, la presión, la composición mineralógica, entre otros. Por consiguiente, la proliferación de pozos, en especial, en zonas de Alta Presión y Temperatura (HPHT), ha dado lugar a una serie de oportunidades y desafíos importantes.

Entre los parámetros del pozo, la temperatura es una propiedad que ejerce un impacto sobresaliente en las características reológicas de los fluidos de perforación, tales como, el punto de cedencia, el esfuerzo de gel, la viscosidad, la viscosidad plástica, la viscosidad aparente y la pérdida de filtrado. Por lo tanto, el objetivo principal de esta investigación es proporcionar una metodología que permita anticipar y comprender la distribución de la temperatura del fluido durante la etapa de circulación y evaluar a partir de un modelo, cómo influye en sus propiedades reológicas.

Con el propósito de cumplir con la meta de esta investigación, se desarrollarán los siguientes cuatro capítulos. En el primer capítulo, se procederá a la presentación y profundización de conceptos fundamentales relacionados a fluidos de perforación, reología y simulación numérica de dinámica de fluidos (CFD). Esto estará relacionado a la influencia de la temperatura en las propiedades reológicas, y los problemas operativos que se derivan de esta, a partir de la indagación de diversas fuentes de la literatura que permiten una comprensión más precisa del trabajo en cuestión.

El segundo capítulo de esta investigación expondrá el procedimiento a emplear en el presente estudio, que consta de una sección teórica y una práctica. En cuanto a la parte teórica consiste en una revisión bibliográfica de las diversas técnicas, modelos y correlaciones desarrolladas para el cálculo de las propiedades reológicas de los fluidos de perforación. Mientras que lo práctico, se compone del diseño de una metodología concreta que emplea técnicas de Dinámica de Fluidos Computacional (CFD) y herramientas informáticas para determinar la distribución de la temperatura del fluido de perforación en yacimientos de petróleo, gas y geotermia.

El capítulo tercero se dedicará a la aplicación de la metodología previamente validada a un hecho de estudio, específicamente, a un pozo geotérmico. Esta tercera parte se desarrolla mediante la representación gráfica y visual de la distribución de la temperatura del fluido en el pozo durante un período de flujo, teniendo en cuenta condiciones iniciales y de frontera específicas. Esto con la finalidad de dar una comprensión del comportamiento térmico en diversas secciones del pozo a diferentes tiempos y lograr identificar áreas críticas donde se manifiesten fenómenos térmicos particulares. Adicionalmente, se mostrará los ajustes y la validación del modelo desarrollado mediante el uso de datos provenientes de pruebas de laboratorio disponibles en la literatura. Esto posibilita el análisis del impacto de la temperatura en las propiedades reológicas del fluido de perforación en yacimientos de petróleo, gas y geotermia. Como resultado de este ejercicio, se observa que la viscosidad del fluido experimenta una marcada influencia, que consiste en la disminución de la viscosidad a medida que se aumenta la temperatura. Esto mantiene una correspondencia a lo expuesto y presentado en los trabajos investigativos desarrollados por autores especializados en el área.

Finalmente, este trabajo de investigación proporcionará diversas bases de datos relacionadas con investigaciones previas sobre cómo la temperatura afecta las propiedades reológicas de los fluidos de perforación. Además, se presenta una metodología práctica que puede aplicarse a yacimientos de petróleo, gas y geotermia para analizar la influencia de la temperatura en dichas propiedades y la toma de decisiones en tiempo real por parte del ingeniero encargado de diseñar la formulación del fluido, garantizando el desempeño óptimo del mismo en las diferentes secciones de la operación.

## **Objetivos**

### Objetivo General

Modelar la temperatura del fluido de perforación en la cara de la formación y el impacto en las propiedades reológicas empleando la técnica de CFD.

### Objetivos Específicos

1. Revisar técnicas, modelos y correlaciones empleadas para el análisis del comportamiento del fluido de perforación con la temperatura.
2. Desarrollar una metodología para la obtención del perfil de temperatura de un fluido de perforación mediante técnicas de CFD.
3. Estudiar el efecto de la temperatura sobre las propiedades reológicas del fluido de perforación.

## 1. Fundamentos y Antecedentes en el Estudio del Efecto de la Temperatura en las Propiedades Reológicas del Fluido de Perforación

La perforación de pozos de alta presión y temperatura (HPHT) es un área de gran interés mundial. En la actualidad, existen diferentes empresas desarrollando investigaciones relacionadas al aprovechamiento de este tipo de recursos. Como lo indica Phi & Elgaddafi, (2019), la mayor parte de los futuros depósitos de petróleo en todo el mundo están ubicados en terrenos caracterizados por condiciones extremas de presión y temperatura (p. 2). Las principales áreas de HPHT se encuentran en Estados Unidos (Golfo de México), Indonesia, Mar del Norte, Oriente Medio, Sur Este de Asia, África y Tailandia. Algunos pozos considerados HPHT alrededor del mundo son listados a continuación en la Tabla 1:

**Tabla 1**

*Listado de Campos considerados HPHT alrededor del mundo*

Referencia	Campo	Ubicación	Presión/Temperatura
<b>Ghiselin</b> <b>(2013)</b>	Cuenca Krishna-Godivari	India	232 °C
<b>Guiselin</b> <b>(2013)</b>	Campo Victoria	Reino Unido	103.42 MPa 210 °C
<b>Downs</b> <b>(2011)</b>	Campo de gas condensado Kvitebjorn	Noruega	77.5 MPa 155 °C
<b>Downs</b> <b>(2011)</b>	Campo de gas condensado Valemon	Noruega	150°C
<b>Downs</b> <b>(2011)</b>	Campo Vega	Mar del Norte	130°C

<b>Downs</b> <b>(2011)</b>	Campo de gas condensado Devenick	Reino Unido (Sector del Mar del Norte)	135 °C
<b>Fitzgerald et al.</b> <b>(2000)</b>	Campo Elgin-Franklin	Reino Unido	110 MPa 200 °C
<b>Yin et al.</b> <b>(2018)</b>	Cuenca YQ Sur de China	En la intersección de la Eurasia, el Pacífico y la India - Australia platea América	142 MPa 249 °C
<b>Yin et al.</b> <b>(2018)</b>	Bahía de México en América	América	204.4 °C
<b>Yin et al.</b> <b>(2018)</b>	Xieerwate del Mar del Norte en Inglaterra	Inglaterra	198.9 °C
<b>Johnson et al.</b> <b>(1994)</b>	Campo Mobile Bay	Estados Unidos	72.4 MPa – 93.1 MPa, 193.3 °C – 215.6 °C
<b>Araujo et al.</b> <b>(2014)</b>	Campo Arthit	Tailandia	200 °C
<b>Popov</b> <b>(2017)</b>	Pozo de Gas Joseph H1-10, High Island, Golfo de México	México	172.4 MPa >232 °C
<b>Terdre</b> <b>(2002)</b>	Campo Kristin	Noruega	74 MPa – 91 MPa 155 °C – 170 °C
<b>Liu et al.</b> <b>(2016)</b>	Campo de Gas en aguas profundas Lingshui	China	176 °C
<b>Nwagu</b> <b>(2015)</b>	Pozo Star 6 (ST-6) en OML 116 en el Campo Star	África	149 °C

*Nota.* Modificado por los autores. Tomado de: (Agwu et al., 2021a). A comprehensive review of laboratory, field, and modelling studies on drilling mud rheology in high temperature high pressure (HTHP) conditions.

Conforme a la Tabla 1, los campos catalogados como HPHT exhiben condiciones operativas en un rango aproximado de 130 °C a 232 °C y 72.4 MPa a 172.4 MPa. Estas condiciones extremas plantean desafíos multifacéticos que abarcan la preservación de la integridad del pozo, la selección de materiales resistentes, la garantía de la compatibilidad de los fluidos, el control de las presiones extremas, la solución de problemas relacionados con la temperatura, la meticulosa planificación de operaciones y el mantenimiento de los equipos en condiciones extremas.

Los fluidos de perforación, también conocidos como lodos de perforación, son una mezcla de sustancias con características físicas y químicas establecidas, bombeadas a través de un sistema abierto o semicerrado durante la perforación de pozos para facilitar el proceso de extracción de petróleo, gas natural u otros recursos subterráneos (Baroid, 1999). De acuerdo con una encuesta conjunta realizada a asociaciones sobre costos de perforación, el fluido de perforación representa entre un 15 – 18 % del costo total de la perforación. En el caso de Estados Unidos, el costo fue de \$65.5 Billones. Este costo incluye principalmente fluidos y químicos utilizados, y el sistema de circulación más apropiado para el debido tratamiento del fluido (API, 2013).

### **1.1. Reología de los Fluidos de Perforación**

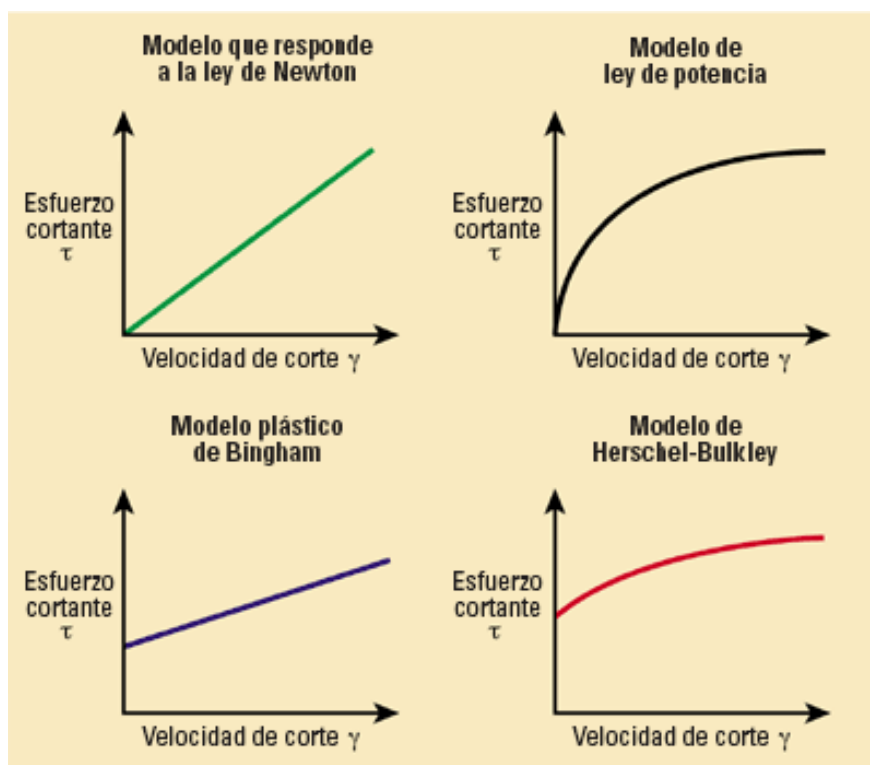
En la literatura se pueden manejar diferentes conceptos de reología, en el manual MI la definen como "La ciencia que trata de la deformación y del flujo de la materia" (Instituto Americano del Petróleo, 2001). Y por su parte PDVSA la define como "La ciencia de la fluidez de la materia que describe el comportamiento de los fluidos de perforación" (PDVSA, 2002). Los autores concuerdan en que la reología permite analizar cómo se comporta un fluido mientras fluye a diferentes condiciones de temperatura, presión, etc.

### 1.1.1. Modelos Reológicos

La definición de un modelo reológico podría formularse conforme a la expresado por Cardenas et al., 2013, quienes lo conciben como "Una representación que describe la interrelación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte" y suelen expresarse en forma de ecuaciones matemáticas. En la literatura se presentan diferentes modelos que varían en complejidad y pueden adaptarse a diferentes tipos de materiales y comportamientos reológicos. En la Figura 1 ilustra de manera visual el comportamiento característico de los diversos modelos que se emplean en la actualidad.

#### Figura 1

*Comportamiento de los diferentes modelos reológicos*



*Nota:* Tomado de: <https://glossary.slb.com/es/terms/r/rheology>

### 1.1.1.1. Modelo de Newton

El modelo de Newton caracteriza el flujo de fluidos laminados mediante una relación lineal entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, tal como se presenta en la Figura 1. A partir de esta relación, emerge un concepto fundamental denominado *viscosidad*, la cual está representada como la constante de proporcionalidad del modelo según se menciona en el trabajo de Cardenas et al., 2013. A partir de esta relación, se pueden clasificar los fluidos en dos grandes grupos: los fluidos newtonianos y los no newtonianos (Pascual, 2016).

En la ecuación 1, se presenta la forma general del modelo de Newton:

$$\tau = K \cdot \gamma \quad (1)$$

Donde:

$\tau$  = Esfuerzo de Corte ( $Pa$ )

$K$  = Coeficiente de Consistencia ( $Pa \cdot s^n$ )

$\gamma$  = Velocidad de Corte ( $s^{-1}$ )

### 1.1.1.2. Modelo de Bingham

El modelo de Bingham, introducido por Eugene C. Bingham en 1922, se clasifica como un modelo reológico de dos parámetros que disfruta de una amplia adopción en la industria de los fluidos de perforación. Su propósito primordial radica en la caracterización de las propiedades de flujo que se observan en diversas tipologías de fluidos. Este modelo destaca por su capacidad de aproximar el comportamiento del fluido hacia una naturaleza pseudoplástica, sustentada en una relación lineal entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, según lo señalado por Cardenas et al., 2013. Como se evidencia en la Figura 1, la distinción primordial en comparación con el modelo de Newton radica en la intercepción de la gráfica en el eje  $Y$ , a este punto se le denomina *Yield point* o *Esfuerzo de Cedencia*.

$$\tau = \tau_0 + \mu \cdot \gamma \quad (2)$$

Donde:

$\tau$  = Esfuerzo de Corte ( $Pa$ )

$\tau_0$  = Esfuerzo de Cedencia ( $Pa$ )

$\mu$  = Viscosidad Plástica ( $Pa \cdot s$ )

$\gamma$  = Velocidad de Corte ( $s^{-1}$ )

### 1.1.1.3. Modelo de la Ley de la Potencia

Este modelo reológico tuvo origen en las contribuciones de Ostwald (1925) y Waele (1923) considerando la aproximación de un comportamiento pseudoplástico a los fluidos de perforación. En este contexto, se establecen analogías con el modelo Bingham. Sin embargo, se distinguen notables diferencias en cómo ambos modelos describen la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, como enfatiza el estudio de Cardenas et al., 2013, esta distinción se refleja visualmente en la Figura 1.

A continuación, se presenta la forma general del modelo de la ley de la potencia:

$$\tau = K \cdot \gamma^n \quad (3)$$

Donde:

$\tau$  = Esfuerzo de Corte ( $Pa$ )

$K$  = Coeficiente de Consistencia ( $Pa \cdot s^n$ )

$\gamma$  = Velocidad de Corte ( $s^{-1}$ )

$n$  = Índice de Flujo

La variable de importancia preeminente en este modelo es el parámetro  $n$  o índice de flujo, el cual actúa como la guía principal para describir el comportamiento del fluido. En situaciones donde  $n$  es igual a 1, la ecuación resultante exhibe un comportamiento plenamente lineal, debido

a que la simplificación de la expresión equivaldría a la establecida por Newton en la ecuación 1. En contraste, con  $n$  menor a 1, el modelo tenderá hacia un comportamiento Pseudoplástico, y para valores mayores a 1, se manifestará un comportamiento dilatante del fluido, como detalla Cardenas et al., 2013.

#### 1.1.1.4. Modelo de Herschel – Bulkley

El modelo de Herschel-Bulkley, también denominado modelo de la ley de la potencia modificada se fundamenta en el trabajo emprendido por Herschel y Bulkley en 1926. En esta obra, los autores introducen una mejora al modelo de la ley de la potencia al incorporar el concepto de *Esfuerzo Cortante*, tal como se ilustra en la Figura 1 y se expone en la ecuación 4. Esta incorporación persigue lograr una concordancia más precisa con los datos reológicos y experimentales, elevando así el nivel de ajuste del modelo a la realidad empírica, tal como menciona Cardenas et al., 2013.

$$\tau = \tau_0 + K \cdot \gamma^n \quad (4)$$

Donde:

$\tau$  = Esfuerzo de Corte ( $Pa$ )

$\tau_0$  = Esfuerzo de Cedencia ( $Pa$ )

$K$  = Coeficiente de Consistencia ( $Pa \cdot s^n$ )

$\gamma$  = Velocidad de Corte ( $s^{-1}$ )

$n$  = Índice de Flujo

#### 1.1.1.5. Modelos Reológicos Adicionales

En la literatura, se encuentran una variedad de modelos adicionales a los previamente expuestos. Esto se debe a que diversos investigadores han forjado sus propias contribuciones

basadas en distintas necesidades y enfoques metodológicos. En la Tabla 2, se presenta un listado de modelos reológicos encontrados en la literatura y sus respectivas consideraciones de uso.

**Tabla 2**

*Listado de Modelos Reológicos Encontrados en la Literatura*

Referencia	Ecuación	Consideraciones/ Comentarios
<b>Carreau</b> (1972)	$\tau = \left[ \mu_{ap} + (\mu_o - \mu_{ap}) \cdot (1 + \lambda y^2)^{\frac{n-1}{2}} \right]$	Representa un fluido que a baja velocidad de deformación sigue la ley de Newton y a altas la ley de la potencia.
<b>Maxwell</b> (1867)	$\tau + \lambda_1 \frac{\partial \tau}{\partial t} = -\eta_0 \dot{\gamma}$	Éste es el modelo lineal más simple que describe el comportamiento de un fluido viscoelástico.
<b>Collins–Graves</b> (1978)	$\tau = (\tau_y + ky)(1 - e^{-\gamma})$	Sus soluciones se han aplicado para determinar pérdidas de presión.
<b>Robertson–Stiff</b> (1976)	$\tau = k(\dot{\gamma}_y + \dot{\gamma})^n$	Se ha evaluado que es más preciso en ciertas ocasiones que el modelo de Herschel-Buckley para ciertos fluidos.
<b>Casson</b> (1959)	$\tau = (\sqrt{\tau_y} + \sqrt{\mu \dot{\gamma}})^2$	Aplicado principalmente para fluidos viscoplasticos.
<b>Ellis et al.</b> (1967)	$n = \frac{n_0}{1 + \left( \frac{\tau}{\tau_{1/2}} \right)^{a-1}}$	Se aplica cuando las desviaciones de la ley de la potencia son significativas a bajos valores de $\dot{\gamma}$ .

### 1.1.2. Propiedades Reológicas

Las propiedades reológicas de los fluidos de perforación desempeñan un papel esencial en la comprensión y gestión de su comportamiento en una amplia gama de aplicaciones. Estas propiedades, que abarcan desde la viscosidad hasta la capacidad de deformación, definen cómo un fluido responde a los esfuerzos de corte y a las tensiones aplicadas. Al examinar estas

características, es posible obtener información valiosa sobre la eficiencia de los procesos, la circulación de fluidos y la interacción con superficies y materiales circundantes.

### **1.1.2.1. Viscosidad**

Esta propiedad se puede describir como la medida de la resistencia de un fluido a las fuerzas de deformación, y puede ser expresada en términos relativos o absolutos (Balhoff et al., 2011). Para medir la viscosidad del fluido de perforación en el laboratorio es usado un viscosímetro, mientras que en campo se emplea un embudo de Marsh, el cual permite medir la viscosidad a una sola tasa de corte, pero variando la temperatura en cada medida (Al-Khdheawi & Mahdi, 2019; Alsabaa et al., 2020).

### **1.1.2.2. Velocidad de Corte**

*La velocidad de corte* se define como la tasa de cambio de posición entre capas de fluido adyacentes, donde una sobrepasa a la otra (Shear\_Rate, s. f.). Esta magnitud cinemática, provee datos cruciales sobre la respuesta del fluido a fuerzas de corte y tensiones aplicadas. En consecuencia, esta variable adquiere un papel determinante al discernir el flujo y la deformación del fluido.

### **1.1.2.3. Esfuerzo de Corte**

*El esfuerzo de corte* se define como la magnitud de la fuerza ejercida por unidad de área, como se formula en la ecuación 6, requerida para mantener constante la velocidad de desplazamiento de un fluido (Shear\_stress, s. f.).

$$\tau = \frac{F}{A} \quad (5)$$

Donde:

$\tau$  = Esfuerzo Corte

$F$  = Fuerza de Corte o Cizallamiento

$A$  = Superficie en la que actúa la fuerza de corte o de cizalladura

#### **1.1.2.4. Viscosidad Plástica**

*La viscosidad plástica* se relaciona con la resistencia al flujo debido a la fricción entre partículas. Esta fricción se ve afectada por la cantidad de sólidos en el fluido, el tamaño y la forma de esos sólidos y la viscosidad de la fase líquida continua. Otros autores la definen como “La viscosidad mínima teórica que puede tener un lodo a medida que la velocidad de corte se aproxima al infinito” (Leong Dong Guo & Darul Ridzuan, 2013). El valor de la viscosidad plástica se obtiene a partir de la ecuación 6.

$$\text{Viscosidad Plástica (PV)} = \theta 600 - \theta 300 \quad (6)$$

#### **1.1.2.5. Viscosidad Aparente**

*La viscosidad aparente* de un fluido es la viscosidad que el fluido parece tener en un instrumento dado a una velocidad de corte establecida. La viscosidad aparente es otra expresión de la viscosidad efectiva (Huang et al., 2019).

#### **1.1.2.6. Esfuerzo Cortante o Yield point**

*El punto de cedencia* o *Yield Point* es la resistencia para iniciar el flujo y representa el esfuerzo requerido para comenzar el movimiento del fluido (Abduo et al., 2016). Si el esfuerzo aplicado está por debajo del esfuerzo de cedencia, entonces el fluido mostrara una recuperación de la deformación cuando el esfuerzo sea eliminado (Power & Zamora, 2003). Esta resistencia es debido a cambios eléctricos localizados en o cerca de la superficie o las partículas. Un punto de cedencia más alto conduce a mayores pérdidas de presión por fricción y un aumento en la densidad de circulación equivalente (Agwu et al., 2021b). A continuación, se muestra la ecuación 7 para determinar el punto de cedencia:

$$\text{Punto de Cedencia (YP)} = \theta_{300} - \text{Viscosidad Plástica} \quad (7)$$

### **1.1.2.7. Gel Strenght**

*La resistencia del gel* es el esfuerzo de corte del fluido de perforación que se mide a bajas tasa de corte después de que el fluido está estático durante un cierto período de tiempo (PDVSA, 2002). Esta es una de las propiedades más importantes del fluido de perforación porque demuestra la capacidad para suspender los sólidos de perforación y el material densificante cuando la circulación se detiene (Gel Strength of Drilling Mud, 2012). Para calcular la resistencia de gel se debe registrar la lectura de 3 RPM, después de agitar el fluido de perforación a 600 rpm desde un reómetro. Normalmente, la primera lectura se anota después de que el lodo está en una condición estática durante 10 segundos. La segunda lectura y la tercera lectura serán de 10 minutos y 30 minutos, respectivamente. Las lecturas de fuerza de gel muestran la tendencia del lodo a formar un gel después un extenso periodo de tiempo (Leong Dong Guo & Darul Ridzuan, 2013).

## **1.2. Funciones Principales de los Fluidos de Perforación**

Los fluidos de perforación se encuentran a cargo de varias funciones importantes durante la etapa de perforación de un pozo para garantizar la seguridad y éxito de la operación. Algunas de sus principales funciones son:

### **1.2.1. Capacidad de Transporte**

Durante la etapa de perforación, la broca rompe la formación, generando recortes o ripios que caen de las paredes del pozo y se acumulan en el fondo (Hernández & Miranda, 2020), complicando el avance de la broca y, por tanto, es necesario retirarlos del pozo a medida que se generan. Para este propósito, se hace circular el fluido de perforación de forma normal o inversa, permitiendo arrastrar los recortes hacia la superficie y posteriormente hacia los equipos de limpieza y tratamiento. La efectividad del transporte de los recortes depende de varios factores, como la

densidad, la viscosidad y el punto cedente del fluido de perforación, así como la velocidad de circulación (Instituto Americano del Petróleo, 2001). Estos parámetros permiten garantizar un adecuado transporte de los recortes fuera del pozo. Es importante mantener los recortes suspendidos en el fluido cuando no está circulando, de manera que no se depositen en el fondo del pozo (Maria & Bautista, 2006). Si el transporte de los recortes no se realiza de manera eficiente, pueden acumularse en el espacio, lo cual ocasiona problemas durante la perforación. Estos problemas pueden resultar en tiempos no productivos (NPT) y retrasos en el avance de la operación.

### ***1.2.2. Enfriamiento y Lubricación***

Mientras se está bajando a perforar, se produce fricción entre la broca y la formación rocosa, lo que a su vez genera calor que debe ser controlado para evitar problemas y daños en el pozo. El fluido de perforación cumple un papel fundamental como lubricante en este sentido, reduciendo la fricción que se genera y permitiendo distribuir el calor generado en todo el pozo. Esto se logra mediante la circulación continua del fluido a lo largo de la columna de perforación, la cual la enfría hasta temperaturas más bajas que la temperatura de fondo. Es importante tener en cuenta la lubricidad del fluido de perforación, medida a través del coeficiente de fricción. Este coeficiente depende del tipo de base del lodo utilizado. La lubricidad adecuada del fluido de perforación garantiza una reducción eficiente de la fricción y, por lo tanto, un control efectivo del calor generado durante la perforación (Instituto Americano del Petróleo, 2001).

### ***1.2.3. Formación de Revoque***

Para prevenir problemas de derrumbe y atascamiento de la tubería en formaciones permeables durante la perforación, es necesario formar una cubierta o revoque en la pared del pozo (PDVSA, 2002). Al momento de definir la composición del fluido, es importante considerar

propiedades claves como el espesor, la tenacidad, el coeficiente de fricción y la permeabilidad. Estas propiedades aseguran la formación de un buen revoque, ya que cualquier deficiencia en su formación puede permitir la invasión de filtrado hacia la formación, lo que puede resultar en daños a la formación y problemas operativos (Cake, s. f.). En el diseño del fluido de perforación, se utilizan aditivos específicos para mejorar la formación del revoque y prevenir un filtrado excesivo. Estos aditivos incluyen la bentonita, que es una arcilla que ayuda a formar una barrera impermeable en la cara del pozo. También se utilizan polímeros, asfalto, gilsonita y aditivos defloculantes (Instituto Americano del Petróleo, 2001).

#### ***1.2.4. Control de las presiones***

Es crucial tener un control adecuado de las presiones involucradas en la operación de perforación. Una de estas presiones es la presión de formación, que aumenta a medida que se profundiza en el pozo (Maria & Bautista, 2006). Para contrarrestar y controlar esta presión y prevenir reventones, el fluido de perforación debe ejercer una presión equilibrada basada en la altura vertical del pozo (TVD) y la densidad del fluido, la cual se puede modificar y controlar mediante el uso de agentes densificante como la barita para evitar que los fluidos de la formación fluyan hacia el pozo y en el peor de los casos a superficie (Instituto Americano del Petróleo, 2001). Esta presión ejercida por el fluido de perforación se conoce como presión hidrostática y se puede calcular tal como se presenta en la ecuación 8.

$$PH = 0.052 * MW * TVD \quad (8)$$

$PH$  = Presión Hidrostática (psi)

$MW$  = Peso del lodo (lpg)

$TVD$  = Profundidad vertical verdadera (ft)

El 0.052 proviene de la necesidad de convertir las unidades del peso del lodo de lpg a psi (Rodríguez & Francisco, 2002).

Es importante asegurarse que la presión hidrostática sea igual o superior a la presión de la formación en otras palabras esta presión debe estar en sobre balance. De esta manera, se evita el flujo no controlado de los fluidos de la formación hacia el pozo, lo que podría ocasionar problemas graves. También se debe controlar el peso del lodo hasta un punto máximo, un punto en el cual no se llegue a la presión de fractura (Rodríguez & Francisco, 2002). La presión de fractura depende entre otras variables de: Tipo de roca, composición química, profundidad, porosidad, grado de compactación y fluidos contenidos.

#### ***1.2.5. Capacidad de Suspensión***

Como se mencionó anteriormente, cuando se interrumpe la circulación del fluido de perforación, es importante que el fluido tenga la capacidad de generar una fuerza que mantenga en suspensión los recortes generados durante la perforación. Esta capacidad se conoce como resistencia o fuerza de gel, que es una propiedad reológica del fluido. Esta propiedad hace referencia a la capacidad para retener las partículas sólidas en suspensión cuando se deja de circular. Esta propiedad es crucial para evitar que los sólidos se asienten rápidamente en el fondo del pozo (PDVSA, 2002), y facilitar la posterior circulación y extracción de los recortes cuando se reanuda la operación de perforación.

#### ***1.2.6. Aportar Flotabilidad***

El factor de flotación, también conocido como boyanza, es un fenómeno que ocurre cuando la sarta de perforación o la tubería de revestimiento se introducen en el pozo. Se produce una reducción en el peso efectivo de la sarta o la tubería debido a la presión ejercida por el fluido circundante y ayuda a contrarrestar y soportar los grandes pesos a los que está sometida la torre de

perforación (Maria & Bautista, 2006). Este factor depende principalmente de la densidad o peso del fluido de perforación utilizado (PDVSA, 2002), como se puede apreciar en la ecuación 9:

$$FB = 1 - \frac{MW}{\text{Densidad del acero}} \quad (9)$$

$MW$  = Peso del lodo (lpg)

### ***1.2.7. Estabilidad de la Formación***

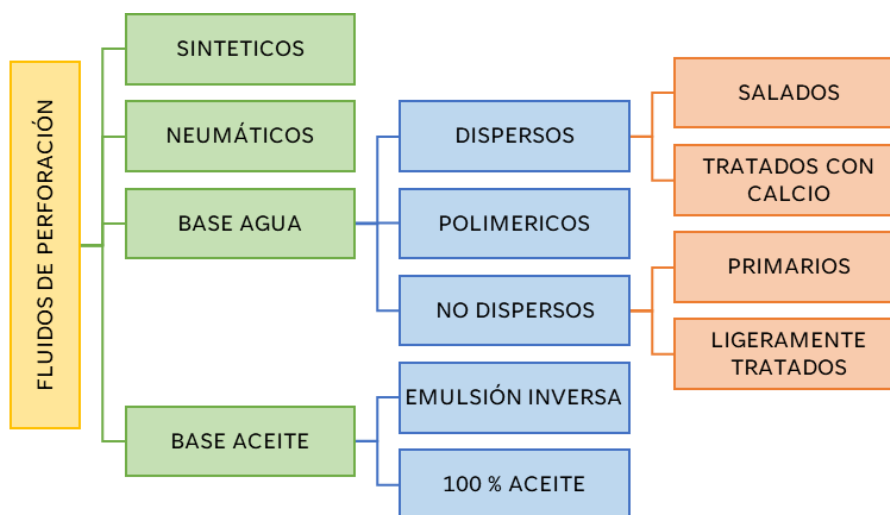
La estabilidad de las formaciones permeables y las formaciones impermeables se logra mediante diferentes enfoques. En el caso de las formaciones permeables, se busca obtener estabilidad mediante el uso de peso adecuado en el fluido de perforación y un revoque de calidad. El peso del fluido de perforación, determinado por su densidad, ayuda a contrarrestar la presión de formación y mantener la integridad de la formación permeable. Además, se aplica un revoque de calidad, que consiste en un revestimiento o recubrimiento en la cara del pozo para prevenir el colapso de la formación y garantizar su estabilidad (PDVSA, 2002). Por otro lado, en el caso de las formaciones impermeables, se utilizan diferentes enfoques dependiendo de la naturaleza de la lutita. Para las lutitas presurizadas, se emplea peso en el fluido de perforación para equilibrar la presión de formación y evitar problemas de inestabilidad. En el caso de las lutitas reactivas, se utiliza un fluido de perforación basado completamente en aceite. Esto se debe a que las lutitas reactivas pueden ser sensibles a la interacción con el agua presente en el fluido de perforación base agua, por lo que un fluido 100% aceite evita estas reacciones y preserva la estabilidad de la formación (PDVSA, 2002). El objetivo en ambos casos es mantener la estabilidad de las formaciones permeables e impermeables durante la perforación, garantizando un entorno seguro y eficiente para la operación.

### 1.3. Clasificación de los Fluidos de Perforación

Los fluidos de perforación se pueden clasificar en varias categorías según su fase líquida, reología, densidad, composición química y respectiva aplicación. En el caso de su fase líquida o base, existen tres categorías principalmente, como se presenta en la Figura 2.

**Figura 2**

*Clasificación de los fluidos de perforación*



*Nota:* Modificado por los autores. Tomado de: World Oil 98.

Cada una de estas categorías tiene sus propias características y aplicaciones específicas.

#### 1.3.1. Fluidos Base Agua

Estos fluidos utilizan agua como su componente principal y suelen incluir aditivos para mejorar sus propiedades reológicas, de lubricación y de control de sólidos (Hernandez & Manrique, 2018a). Los fluidos a base de agua son comunes en muchas operaciones de perforación debido a su disponibilidad y costo relativamente bajo (Hernández & Miranda, 2020). Pueden ser efectivos en la mayoría de las formaciones, pero pueden tener limitaciones en presencia de arcillas expansivas o en formaciones sensibles al agua. Los fluidos de perforación a base de agua también

pueden ser clasificados según su densidad, como fluidos a base de agua fresca, salina o saturada (Hernandez & Manrique, 2018a).

### ***1.3.2. Fluidos Base Aceite***

Los fluidos de perforación mencionados en el texto utilizan aceite, que puede ser aceite sintético o derivado del petróleo, como la fase continua del fluido. Estos fluidos se emplean en situaciones en las que los fluidos a base de agua pueden causar daño a la formación geológica o no ser efectivos debido a la presencia de arcillas reactivas o en pozos de alta temperatura (González Michael & Reyes, 2020). Los fluidos basados en aceite ofrecen ventajas como mayor estabilidad en formaciones problemáticas y una mejor lubricación de la broca. También tienen la capacidad de resistir la intrusión de agua en ciertas formaciones. Sin embargo, su costo suele ser más elevado que el de los fluidos a base de agua (Maria & Bautista, 2006). Estos fluidos a base de aceite se pueden clasificar en varias categorías, como fluidos de emulsión firme, filtrado relajado, 100% aceite y alto contenido de agua (Baroid, 1999).

### ***1.3.3. Fluidos Base Gas o Neumáticos***

Estos fluidos utilizan un gas, como aire, nitrógeno o dióxido de carbono, como fase continua. Los fluidos a base de gas son utilizados en operaciones especiales, como la perforación direccional o la perforación en formaciones inestables (González Michael & Reyes, 2020). El sistema neumático causa un mínimo de daño a la formación, aumenta la rata de penetración, ayuda a enfriar la broca y detecta hidrocarburos, pero como principal desventaja esta que no ayuda a controlar el pozo adecuadamente debido a que no hay presión hidrostática sobre el (Olea-González et al., 2007).

#### **1.3.4. Fluidos Poliméricos**

Los fluidos mencionados consisten en una cantidad mínima de bentonita y polímeros de cadena larga con alto peso molecular (Olea-González et al., 2007). Entre sus ventajas se destaca su estabilidad a altas temperaturas y su capacidad de ajustarse a cualquier densidad deseada (Silva, 2019). Estos polímeros se recomiendan en general para perforar formaciones agotadas o con presiones inferiores a la normal, y se consideran una alternativa a los fluidos a base de aceite (Gonzalo et al., 2001). Según los autores citados anteriormente, el uso de estos fluidos se justifica en gran medida por su contribución a la mitigación de los impactos ambientales asociados con los fluidos a base de aceite. Los lodos poliméricos ofrecen un amplio margen de estudio que permite analizar la eficacia de cada uno de ellos en diversas aplicaciones.

#### **1.4. Propiedades Físicas, Químicas y Térmicas de los Fluidos de Perforación**

Los fluidos de perforación son sustancias con propiedades intrínsecas que deben ser rigurosamente controladas para garantizar su rendimiento óptimo (Martínez, 2012). Estas propiedades se pueden dividir en dos categorías principales: propiedades físicas y propiedades químicas (Rivas & Carvajal, 2011). Algunas de las propiedades físicas más cruciales que definen los lodos de perforación incluyen la densidad, viscosidad, pérdida de fluido, espesor del revoque, porcentaje de sólidos y líquidos, contenido de arena, sólidos corregidos totales, temperatura, gravedad específica promedio del sólido y estabilidad eléctrica. Propiedades como la viscosidad, densidad y temperatura son especialmente esenciales, ya que tienen un impacto directo en la eficacia del fluido de perforación (Leguizamo, 2018).

Por otro lado, las propiedades químicas desempeñan un papel fundamental en la supervisión y mitigación de problemas operativos. Estas propiedades químicas se originan en la composición inherente de los fluidos de perforación. Algunas de estas propiedades químicas

incluyen la concentración de cloruros, alcalinidad del fluido, capacidad de filtración, nivel de acidez o alcalinidad (pH), prueba del azul de metileno, exceso de aporte calizo y concentración salina (Leguizamo, 2018).

En este contexto, también es importante mencionar otras propiedades relevantes para la simulación que se llevará a cabo en este trabajo de investigación, como la conductividad térmica y el calor específico. La conductividad térmica, según la definición de Cengel & Ghajar, 2020, se refiere a la tasa de transferencia de calor a través de un material de espesor unitario por unidad de área y por unidad de diferencia de temperatura. Es una propiedad termo física fundamental que influye en todos los procesos de transferencia de calor (B. García et al., 2021a). La conductividad térmica se simboliza comúnmente como " $k$ " y se mide en unidades de  $W / (m \text{ } ^\circ C)$ . El calor específico, por su parte, se define como la cantidad de energía necesaria para elevar la temperatura de una unidad de masa en un grado (Rosero, 2019). Se distingue entre el calor específico a presión constante ( $C_p$ ) y a volumen constante ( $C_v$ ), siendo el primero el más comúnmente utilizado en la literatura y en las operaciones termodinámicas, ya que se mantiene a presión constante, como señala Cengel & Ghajar, 2020, la magnitud del calor específico depende de la variación de entalpía.

### **1.5. Técnicas Empleadas para el Modelamiento de las Propiedades Reológicas del Fluido de Perforación en función de la Temperatura**

Durante la perforación, la medición de las propiedades reológicas del fluido de perforación es un proceso indispensable desarrollado por un especialista en fluidos utilizando la norma API. En muchos casos, donde se presentan condiciones de HPHT se requieren reómetros y equipos especializados que permitan evaluar el fluido a estas mismas condiciones, por lo general, la instalación de un viscosímetro HPHT en el lugar de la operación es poco factible debido a los altos costos relaciones, mantenimiento requerido, calibración y personal requerido exclusivamente para

la operación de este equipo (Karimi Vajargah & van Oort, 2015). Por esta razón, se ha visto la necesidad de desarrollar modelos e implementar técnicas que permitan estimar las propiedades reológicas del fluido en amplias y variadas temperaturas y presiones.

En la literatura, existen una gran variedad de modelos empíricos que relacionan una o más variables de entrada con los diferentes parámetros reológicos y son principalmente derivados utilizando técnicas como el método del factor multiplicativo (MF), el método de lecturas de marcación relativas (RDR), el método de análisis de regresión múltiple (MRA) o el enfoque de regresión no lineal.

### ***1.5.1. Método del Factor Multiplicativo (MF)***

Este método se basa en la suposición de que los datos se pueden descomponer en una tendencia, una componente estacional y un componente residual. El factor multiplicativo se aplica a la tendencia y el componente estacional para proyectar valores futuros. Este método es aplicable a un modelo reológico en específico y la forma general se presenta a continuación:

$$f(P, T) = \exp\left(\frac{A+(BT+C)P}{T}\right) \quad (10)$$

Donde A, B y C son parámetros constantes, T es temperatura y P es la presión.

### ***1.5.2. Método de Lecturas de Marcación Relativas (RDR)***

Este método consiste en realizar mediciones angulares y de distancia entre puntos de referencia utilizando equipos de medición. Estas mediciones se realizan desde diferentes ubicaciones o condiciones y se compara para calcular las coordenadas relativas de los puntos. Este método cuenta con la siguiente forma general:

$$RDR = \frac{\theta_{T,P}}{\theta_{T_0,P_0}} \quad (11)$$

Donde  $\theta$  es la medición angular y  $T_0$  y  $P_0$  son temperatura y presión a esa condición de referencia.

### **1.5.3. Análisis de Regresión Múltiple (MRA)**

Es una técnica utilizada para predecir el valor de una variable dependiente, en función de varias variables independientes. El objetivo principal es encontrar una relación matemática que relacione las variables independientes con la variable dependiente. El modelo asume que la relación entre las variables puede ser aproximada por una función lineal. En la forma más básica, este método cuenta con la siguiente forma:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_n X_n + \varepsilon \quad (12)$$

Donde  $Y$  es la variable dependiente,  $X_1, X_2, \dots, X_n$  son las variables independientes,  $\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_n$  son los coeficientes del modelo, que representan el efecto de cada variable independiente tiene sobre la variable dependiente y finalmente  $\varepsilon$  es el término de error.

### **1.5.4. Enfoque de Regresión no Lineal**

Este método es empleado en casos cuando la relación entre las variables no se puede modelar adecuadamente utilizando una función lineal. A diferencia de la regresión lineal, que asume una relación lineal entre las variables dependientes e independientes, la regresión no lineal permite modelar relaciones más complejas, como curvas, exponenciales o polinomiales. Se utilizan diferentes técnicas, como la regresión polinómica, la regresión logística o los modelos de redes neuronales, para ajustar los datos y encontrar la mejor función no lineal que se ajuste a los datos observados.

La obtención de la información es una parte fundamental en este proceso de modelamiento, los estudios de laboratorio y campo juegan un rol importante y son una fuente de datos confiable. Estos estudios empiezan con el diseño de un programa de fluidos de perforación dirigido por el ingeniero de fluidos, el cual tiene que escoger entre una variedad de aditivos cuales son los más

adecuados para cada etapa de la operación, logrando que el fluido sea estable térmicamente, ambientalmente amigable y económico (Bloys et al., 1994).

## **1.6. Efecto de la Temperatura en las Propiedades Reológicas del Fluido de Perforación**

La evaluación del impacto de la temperatura y su consecuente influencia en las propiedades reológicas de los fluidos de perforación es un campo de investigación en desarrollo en virtud de su significativa relevancia en la fase de planificación de las operaciones de perforación de pozos. Varios investigadores han centrado sus esfuerzos en la realización de investigaciones, en su mayoría a nivel de laboratorio, con el propósito de analizar el comportamiento reológico de fluidos de distintas bases (ya sean a base de agua o aceite) en diversas condiciones de temperatura. En esta sección, se procederá a la presentación y análisis del efecto de la variación de la temperatura en las diferentes propiedades reológicas de los fluidos de perforación.

### ***1.6.1. Viscosidad Plástica (PV)***

La investigación de Amani, 2012, destaca un fenómeno relevante en la reología de fluidos viscoelásticos, específicamente en lo que respecta a la viscosidad plástica. Según sus hallazgos, se observa una disminución sustancial de la viscosidad plástica al aumentar la temperatura del fluido. Este fenómeno se atribuye principalmente a alteraciones en las fuerzas de cohesión entre partículas, el colapso de las estructuras formadas por las partículas, como las arcillas, la pérdida de reticulación en los polímeros y la reducción de la tensión superficial del fluido. La combinación de estos factores conduce a una reducción significativa de la resistencia al flujo del fluido de perforación, lo que reviste una importancia crucial, debido a que es necesario mantener la capacidad para transportar los recortes de roca durante el proceso.

Es esencial destacar que, al abordar el concepto de viscosidad plástica, debemos considerar un factor fundamental: la floculación. La floculación se define como una condición en la que

partículas cargadas, como arcillas o polímeros, se agrupan y forman estructuras conocidas como flóculos (Leguizamo, 2018). Entre las causas más destacadas de la floculación se encuentran los elevados valores de pH, la salinidad y la temperatura, siendo este último un factor especialmente relevante en el caso de las arcillas. Por consiguiente, el monitoreo constante de estas propiedades se convierte en una práctica esencial para evitar complicaciones en la manipulación de lodos. En situaciones donde se produce la floculación, se recurre a tratamientos químicos con el fin de crear un fluido des floculado. Este tipo, según la terminología del (Deflocculated\_mud, s. f.), se define como "Un lodo a base de agua que contiene arcilla cuya viscosidad ha sido reducida mediante un tratamiento químico, a menudo denominado erróneamente lodo 'disperso'". Los agentes químicos utilizados en este proceso son defloculantes, no dispersantes, y suelen ser polímeros aniónicos de bajo peso molecular. Entre los más comunes se encuentran el lignosulfonato, las polifosfatos, el quebracho y ciertos materiales sintéticos (Leguizamo 2018).

En la literatura científica, se pueden encontrar diversos estudios que han investigado el efecto de la temperatura en la viscosidad plástica. Estos estudios proporcionan valiosa información sobre la relación entre la temperatura y las propiedades reológicas de los fluidos viscoelásticos, los cuales se resumen de manera concisa en la tabla que se presenta a continuación.

**Tabla 3**

*Estudios sobre la Influencia de la Temperatura en el Comportamiento de la Viscosidad Plástica*

Referencia	Particularidad	Efecto
<b>Fuhua et al. (2012)</b>	El artículo investiga el impacto de la temperatura en dos tipos de lodos de alta densidad, uno a base de agua y otro compuesto por salmuera.	La viscosidad plástica del fluido base agua disminuyó al aumentar la temperatura, y este mismo comportamiento se observó en el fluido a base de salmuera. Sin embargo, se notó que una vez que la temperatura

---

		superó los 150°C, la viscosidad plástica comenzó a aumentar en el fluido a base de salmuera.
<b>Vasa and Gatlin (1958)</b>	Experimentaron el efecto de la temperatura en las propiedades reológicas de un lodo base aceite.	La viscosidad plástica disminuyó con el aumento de la temperatura del fluido.
<b>Annis (1967)</b>	El Experimento se centró en estudiar las propiedades reológicas de un lodo a base de agua en condiciones de temperatura entre 225 °F y 300 °F.	Se determinó que la viscosidad plástica disminuye a medida que aumenta la temperatura.
<b>Barnes and Nguyen (2001)</b>	Determinaron la viscosidad plástica en un fluido a base de agua.	Concluyeron que la viscosidad plástica disminuye con la temperatura.
<b>Oshea and Tallon (2011)</b>	Realizaron experimentos similares a Barnes and Nguyen (2001), pero empleando otro lodo base agua.	La viscosidad plástica disminuyó
<b>Herzhaft et al. (2001)</b>	Se llevó a cabo un estudio sobre las concentraciones de sólidos en ciertos lodos de perforación.	La conclusión del estudio indicó que la viscosidad plástica del fluido estaba influenciada por la viscosidad de la fase líquida, la concentración de sólidos y el tamaño de estos en el fluido. A medida que aumentaba la concentración de sólidos, la viscosidad plástica del fluido aumentaba, lo que ayudaba a mitigar los efectos adversos de la temperatura.
<b>Igwilo K.C (2017)</b>	Se evaluó el efecto de la temperatura en la viscosidad plástica y el punto de cedencia de un lodo a base de aceite	La viscosidad plástica tendió a disminuir al aumentar la temperatura.

---

---

mediante el uso de un modelo  
polinómico.

---

En la Tabla 3, se ha confirmado la hipótesis inicial que establecía una relación inversa entre la temperatura y la viscosidad plástica. No obstante, es importante destacar que existen casos en los que la viscosidad plástica puede mostrar un comportamiento contrario, es decir, aumentar con el aumento de la temperatura. Esto se debe a la influencia significativa de la composición específica del fluido de perforación en la viscosidad plástica. A diferencia de la viscosidad, que tiende a disminuir de manera generalizada con el aumento de la temperatura, la viscosidad plástica es más dependiente de factores como la concentración de sólidos, los aditivos y otros componentes específicos. Por lo tanto, la relación entre temperatura y viscosidad plástica puede variar considerablemente dependiendo el caso.

### ***1.6.2. Viscosidad***

La viscosidad es una propiedad que generalmente se ve significativamente influenciada por la temperatura. En términos generales, un aumento en la temperatura provoca una disminución en la viscosidad referenciado en los estudios de Mohamed et al., 2021, esta disminución en muchos se debe a la aceleración de las moléculas por el aumento de la temperatura, reduciendo la resistencia al flujo. En el caso de lodos poliméricos se debe a que la temperatura degrada ciertos aditivos causando esta disminución. Los incrementos de temperatura afectan la viscosidad en la fase líquida, y esta influencia es más marcada en los lodos de emulsión inversa en comparación con los lodos a base de agua, como se ha destacado en el trabajo de Leguizamo en 2018.

La Tabla 4 presenta un resumen de los estudios realizados sobre los efectos de la temperatura en la viscosidad, proporcionando una visualización de esta influencia en diversos contextos.

**Tabla 4**

*Estudios sobre la Influencia de la Temperatura en el Comportamiento de la Viscosidad Plástica.*

<b>Referencia</b>	<b>Particularidad</b>	<b>Efecto</b>
<b>Minakov et al. (2022)</b>	Estudio de la influencia de nano aditivos en la dependencia de la temperatura en la viscosidad de lodos base agua con aditivos arcillosos.	Durante la evaluación de dos tipos de lodos arcillosos, se observó que, en ausencia de nanopartículas, la viscosidad disminuía con el aumento de la temperatura. No obstante, al introducir nano aditivos, se registró un incremento en la viscosidad a medida que la temperatura aumentaba. El estudio reveló que los lodos más susceptibles a los cambios de temperatura eran aquellos que contenían óxido de aluminio en su composición.
<b>E I Mikhienkova et al. (2019)</b>	Estudio de la influencia de nano aditivos en la relación entre la viscosidad de lodos base agua con oxido de silicón	Los resultados de este estudio indicaron que, con bajas concentraciones de nanopartículas, la viscosidad tendía a disminuir. Sin embargo, a medida que la concentración de nanopartículas aumentaba, esta tendencia se modificaba.
<b>Amani (2012)</b>	Pruebas en lodo base aceite en condiciones de alta presión y temperatura (600 °F y 40.000 psi)	La viscosidad del fluido siguió la tendencia mencionada anteriormente, es decir, al aumentar la temperatura, esta propiedad tiende a disminuir
<b>Barlett L.E (1967)</b>	Estudiaron el efecto de la temperatura en la viscosidad en un lodo lignosulfonato.	La viscosidad se redujo a la mitad cuando se incrementó la temperatura a 60°F.
<b>B.J. Briscoe (1994)</b>	Se realizaron estudios sobre las propiedades reológicas de múltiples lodos que contenían suspensiones acuosas de bentonita.	La viscosidad siguió la tendencia de disminuir a medida que aumenta la temperatura.

---

<b>Halvorsen et al.</b>  (2019)	Empleo de arcillas con el fin de mejorar la viscosidad de un fluido de perforación base aceite, con la obtención del perfil de viscosidad mediante experimentación.	Se determinó que, al aumentar la temperatura, se produjo una disminución en la viscosidad del fluido de perforación.
<b>Taiwo et al.</b>  (2011)	Estudio de un lodo polimérico propuesto en comparación con 5 muestras de lodos utilizados.	El lodo polimérico experimentó una reducción del 50% en su viscosidad al aumentar la temperatura. Aunque los lodos iniciales tenían una viscosidad baja, la disminución no fue tan marcada, pero se mantuvo la relación inversa entre ambas propiedades

---

De acuerdo con los datos presentados, se pudo confirmar la hipótesis inicial de que la viscosidad generalmente disminuye con el aumento de la temperatura. Sin embargo, se observó una excepción en ciertos lodos tratados con nano aditivos, donde la concentración utilizada desempeña un papel crucial. A bajas concentraciones de nano aditivos, la viscosidad continuó disminuyendo.

### **1.6.3. Viscosidad Aparente (AV)**

En su trabajo, Hernández & Manrique, 2018 postula que la resistencia al flujo en el fluido de perforación se origina principalmente debido a los efectos de adhesión y cohesión, que surgen de la atracción entre las moléculas y su comportamiento en la suspensión.

La temperatura ejerce una influencia significativa en la viscosidad aparente del fluido, como se indica en la investigación de Laurencio Alfonso et al., 2017. En este contexto, la viscosidad aparente tiende a disminuir debido a la reducción en la viscosidad del fluido y también debido al debilitamiento de las estructuras internas del mismo. La literatura científica cuenta con varios trabajos en los que se han realizado mediciones de la viscosidad aparente del fluido y se ha estudiado cómo varía en respuesta a las variaciones de temperatura.

**Tabla 5**

*Estudios sobre la Influencia de la Temperatura en el Comportamiento de la Viscosidad Aparente.*

<b>Referencia</b>	<b>Particularidad</b>	<b>Efecto</b>
<b>Vasan and Gatlin (1958)</b>	Experimentaron el efecto de la temperatura en las propiedades reológicas de un lodo base aceite.	En el estudio realizado, se determinó que la viscosidad aparente del fluido de perforación disminuye a medida que se incrementa la temperatura
<b>B.C Craft et al. (1933)</b>	Estudio del efecto de la temperatura en la viscosidad de diferentes lodos de perforación	El artículo arrojó resultados inesperados en ciertos casos de lodos, ya que, a pesar del aumento de la temperatura, la viscosidad aparente aumentó en lugar de disminuir. Los autores concluyeron que la viscosidad aparente está influenciada por la composición específica del lodo. Esta conclusión se basó en la observación de que un lodo con una densidad de 67 lb/ft <sup>3</sup> experimentó un aumento en la viscosidad aparente al aumentar la temperatura, mientras que algunos lodos más ligeros sí experimentaron una disminución en la viscosidad aparente cuando la temperatura aumentó
<b>Fuhua (2012)</b>	Se llevó a cabo un estudio para investigar los efectos de la temperatura en las propiedades reológicas de dos tipos de lodos: uno a base de agua fresca y otro a base de salmuera.	En el caso del lodo a base de agua fresca, se observó una disminución en su viscosidad aparente al aumentar la temperatura del lodo. Sin embargo, en el lodo a base de salmuera, se registró una disminución de la viscosidad aparente hasta llegar a los 150 °C. A partir de los

---

180 °C, los valores de la viscosidad aparente comenzaron a aumentar, alcanzando finalmente un valor un poco menor que la mitad de la viscosidad aparente inicial. Este comportamiento sugiere una respuesta compleja de la viscosidad aparente a las variaciones de temperatura en el lodo a base de salmuera.

---

#### 1.6.4. Punto de Cedencia (YP)

*El punto de cedencia o Yield Point*, también se ve afectado por la temperatura, mostrando valores más altos a bajas temperaturas y disminuyendo a temperaturas elevadas, como se planteó en el estudio de Amani, 2012. Se destaca que existe una relación estrecha entre esta propiedad y la viscosidad plástica, ya que sus efectos están vinculados a la atracción entre partículas cargadas. La siguiente tabla presenta resultados experimentales que ilustran el cálculo del punto de cedencia y los efectos observados en cada uno de los experimentos.

**Tabla 6**

*Estudios sobre la Influencia de la Temperatura en el Comportamiento del Punto de Cedencia*

Referencia	Particularidad	Efecto
<b>Fuhua (2012)</b>	Se llevó a cabo un estudio para investigar los efectos de la temperatura en las propiedades reológicas de dos tipos de lodos: uno a base de agua fresca y otro a base de salmuera.	En relación con el Yield Point, los resultados presentaron cierta contradicción, ya que este parámetro disminuyó en ambos lodos a medida que aumentaba la temperatura. Sin embargo, a una temperatura de 220 °C, el punto cedente aumentó incluso superando el

---

---

		valor del Yield Point a temperaturas más bajas. Los autores atribuyen este fenómeno a una posible degradación térmica de un aditivo conocido como "GHJ-I".
<b>Amani (2012)</b>	Pruebas en lodo base aceite en condiciones de alta presión y temperatura (600 °F y 40.000 psi)	El lodo experimentó una disminución en su punto de cedencia en todas las condiciones de presión y temperatura, excepto cuando se encontraba a 100 °F y 150 °F a una presión de 10.000 Psi, en estas temperaturas la tendencia fue al alza.
<b>Minakov et al. (2022)</b>	Estudio de la influencia de nano aditivos en la dependencia de la temperatura en la viscosidad de lodos base agua con aditivos arcillosos.	Los resultados de este estudio revelaron una relación directamente proporcional entre el punto de cedencia y la temperatura, lo que significa que esta propiedad aumentó a medida que la temperatura aumentó. Los autores sugieren que esta relación puede estar influenciada por la presencia de ciertos aditivos, especialmente las nanopartículas, con énfasis en el óxido de aluminio, que tienen la capacidad de incrementar estas propiedades.
Igwilo K.C (2017)	Evaluaron el efecto de la temperatura en la viscosidad plástica y el yield point en un lodo base aceite utilizando un modelo polinómico.	El yield point disminuyó al aumentar la temperatura.

---

## 1.7. Dinámica de Fluidos Computacionales (CFD)

El término “Computational Fluid Dynamics” o CFD es una disciplina que combina la física, matemáticas y ciencias computacionales, para el análisis y simulación de los flujos de fluido y sus interacciones con estructuras sólidas. Esto se logra a través de la solución numérica de las ecuaciones de Navier Stokes, las cuales describen la conservación de masa, momento y energía de un fluido. Estas ecuaciones son deducidas de principios fundamentales de la física como la ley de conservación de masa y la segunda ley de movimiento de Newton (Sayma, 2009).

- Conservación de la Masa

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho V) = 0 \quad (13)$$

- Conservación del Momento

$$\left( \frac{\partial \rho V}{\partial t} \right) + \nabla \cdot (\rho V) = -\nabla P + \nabla \cdot (\mu(\nabla V + (\nabla V)T)) + \rho g \quad (14)$$

- Conservación de Energía (Asumiendo un fluido incompresible)

$$\left( \frac{\partial \rho e}{\partial t} \right) + \nabla \cdot (\rho e V) = -\nabla P \cdot V + \nabla \cdot (k \nabla T) + \mu(\nabla V) \cdot (\nabla V) + \rho V \cdot g \quad (15)$$

Dada la complejidad que se requiere para obtener la solución de estas ecuaciones diferenciales de segundo orden de forma analítica, se han desarrollado técnicas numéricas y algoritmos computacionales.

### 1.7.1. Métodos de discretización

La discretización es un procedimiento fundamental que implica dividir el dominio de una ecuación diferencial en intervalos o puntos discretos, seguido por la aproximación de las derivadas de la función desconocida en esos puntos utilizando técnicas numéricas (Shu, 2003). En el panorama actual, se dispone de una variedad de métodos de discretización comúnmente aplicados en ecuaciones diferenciales. Entre ellos se encuentran: Diferencias Finitas, Elementos Finitos,

Volúmenes Finitos, Diferencias Divididas y el Método de Taylor. Dentro del entorno del software ANSYS, se hace uso de manera destacada de los métodos de Volúmenes Finitos y Elementos Finitos para abordar y resolver problemáticas relacionadas con dinámica de fluidos y transferencia de calor, brindando soluciones precisas y eficientes.

El Método de Volumen Finito (**FVM**) consiste en dividir el dominio en volúmenes finitos o malla de celdas, donde se aplican las ecuaciones de conservación tales como masa, momento y energía. Este método se basa en el principio de balance integral, donde se integran las ecuaciones de conservación sobre cada celda de control y se emplea el teorema de Gauss para convertir las ecuaciones diferenciales en ecuaciones algebraicas (Lomax et al., 2002). En la ecuación 16 se presenta la forma general de balance de flujo para una propiedad  $\phi$  (densidad, velocidad o temperatura) en una celda empleando el método FVM.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho\phi V) + \sum_f F_{\phi f} = \dot{m}_{\phi}'' \quad (16)$$

Donde:

$\rho$  = Densidad.

$\phi$  = Propiedad Objetivo.

$V$  = Volumen de la celda.

$F_{\phi f}$  = Flujo de  $\phi$  a través de la cara  $f$  de la celda.

$\dot{m}_{\phi}''$  = Tasa de generación o consumo de  $\phi$  dentro de la celda.

El Método de los Elementos Finitos (FEM) se fundamenta en la subdivisión del dominio en elementos más pequeños y posteriormente resolver las ecuaciones diferenciales en función de las propiedades nodales inherentes a cada uno de estos elementos (Lomax et al., 2002). En este se emplean funciones de forma para generar aproximaciones locales de la solución. De esta manera,

el FEM permite una descripción detallada y precisa de cómo las propiedades varían dentro de cada elemento.

La ecuación general en el FEM para un elemento está dada por la siguiente expresión:

$$\int_{\Omega_e} \nabla \cdot \mathbf{q} dV + \oint_{\partial\Omega_e} \mathbf{q} \cdot \mathbf{n} dA = Q \quad (17)$$

Donde:

$q$  = Flujo de Calor.

$n$  = Vector normal a la superficie del elemento.

$Q$  = Tasa de Generación o Consumo de Calor.

Este método discretiza el dominio de la ecuación diferencial en elementos finitos, como triángulos o tetraedros en problemas bidimensionales o tridimensionales, respectivamente. Luego, se aproxima la solución dentro de cada elemento utilizando funciones de forma, y se obtiene un sistema de ecuaciones algebraicas que se resuelve para encontrar la solución.

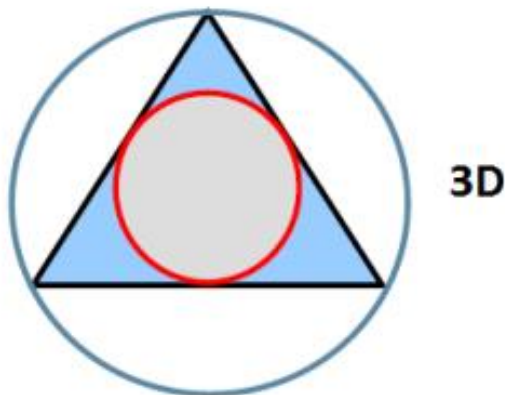
Es importante destacar que la elección del método de discretización estará sujeta a la naturaleza del problema en cuestión. Uno de los factores determinantes es la morfología de la geometría utilizada o definida durante el proceso de mallado del dominio. En situaciones donde se enfrenten geometrías altamente complejas y variadas, se recomienda el uso del método de elementos finitos. La geometría y el tamaño de los elementos desempeñan un papel crucial en este enfoque, por lo que es imperativo evaluar y monitorear la calidad de la malla a través de indicadores de calidad como la Relación de Aspecto (*Aspect Ratio*), la Oblicuidad (*Sesgo*) y la Calidad Ortogonal (*Orthogonal Quality*), debido a su profundo impacto en la precisión, estabilidad y eficiencia de las simulaciones. La calidad ortogonal, en particular, asegura la alineación adecuada de los elementos de la malla con los gradientes de velocidad y presión, mejora la precisión y reduce la difusión numérica, especialmente en flujos turbulentos y condiciones críticas.

Además, promueve la estabilidad numérica, acelerando la convergencia y reduciendo los errores, y contribuye a una representación más precisa de la geometría y ahorro de recursos computacionales. Por su parte, una baja oblicuidad también es fundamental para evitar problemas de convergencia inestable y oscilaciones numéricas, lo que garantiza una simulación exitosa.

En este contexto, la Relación de Aspecto se refiere a la proporción entre dos medidas características de la celda o elemento. En el contexto tridimensional, existen dos opciones: una relacionada con las áreas y la otra relacionada con el radio de una circunscrita en comparación con el radio de una esfera inscrita. Para garantizar una calidad de malla óptima, este parámetro debe mantenerse por debajo de 100 (Ramírez, 2018).

### Figura 3

*Relación de Aspecto 3D*



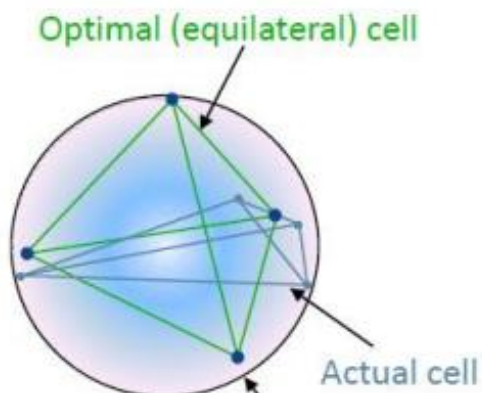
*Nota:* Tomado de: ANSYS® v16.0, 2015: *Intro Meshing L7:15*

Por otro lado, la Ortogonalidad es un parámetro que indica el grado de sesgo presente en los elementos de la malla. Es esencial evitar que los elementos tengan ángulos excesivamente sesgados, es decir, ángulos muy agudos. Una forma de cuantificar este sesgo es mediante la desviación equilateral del volumen (Ramírez, 2018). Un valor cercano a 1 indica una baja calidad de malla, mientras que un valor cercano a 0 sugiere una calidad de malla óptima.

$$Skewness = \frac{\text{optimal cell size} - \text{cell size}}{\text{optimal cell size}} \quad (18)$$

#### Figura 4

*Desviación Equilateral del Volumen*

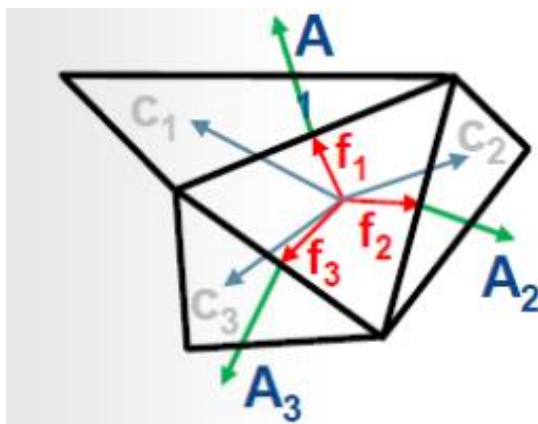


*Nota:* Tomado de: ANSYS® v16.0, 2015: *Intro Meshing L7:13*

Finalmente, la Calidad Ortogonal se deriva directamente de la estrategia de discretización. A diferencia del sesgo, un valor cercano a 1 señala una excelente calidad de malla, mientras que un valor cercano a 0 indica una mala calidad (Ramírez, 2018).

#### Figura 5

*Calidad Ortogonal de una Celda*

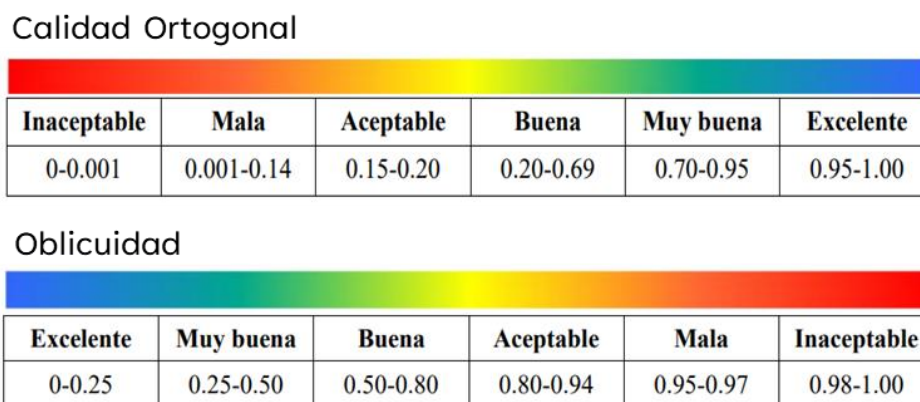


*Nota:* Tomado de: ANSYS® v16.0, 2015: *Intro Meshing L7:13*

En resumen, es esencial mantener una alta calidad de malla como una práctica estándar en la generación de mallas. Una mala calidad de malla puede provocar dificultades en la convergencia de los cálculos numéricos y generar inexactitudes en los resultados finales.

**Figura 6**

*Rangos Aceptables de Calidad de Malla*



*Nota:* Tomado de: Galeano & Aguirre, 2020.

### ***1.7.2. Softwares Comerciales empleados para el análisis de Dinámica de Fluidos Computacional (CFD)***

En la actualidad, se encuentran disponibles diversos sistemas de software que hacen uso de técnicas de discretización y algoritmos computacionales para llevar a cabo análisis de múltiples fenómenos naturales. Estas herramientas se orientan primordialmente hacia la investigación del comportamiento fluido dinámico en una extensa variedad de aplicaciones, abarcando campos tales como la aerodinámica vehicular y aeroespacial, la hidrodinámica marítima y subacuática, la cinética de la combustión en propulsores, así como el estudio de la transferencia de calor en sistemas de enfriamiento, entre otras disciplinas afines. Algunos de los softwares más conocidos que implementan la técnica de CFD son: ANSYS Fluent, OpenFOAM, COMSOL Multiphysics, CFD, STAR-CCM+, CFX, SimScale, NUMECA, Converge CFD.

En la presente investigación, se ha seleccionado el software ANSYS Fluent debido a su amplio rango de aplicaciones y a su accesibilidad. Fluent es una solución de simulación que se basa en la metodología de Dinámica de Fluidos Computacional (CFD) y es desarrollada por ANSYS Inc. Como se mencionó anteriormente, emplea el método de elementos y volúmenes finitos para discretizar el dominio de estudio, permitiendo la resolución de las ecuaciones fundamentales de conservación de masa, momento y energía, también conocidas como ecuaciones de Navier-Stokes-Fourier. Estas ecuaciones son utilizadas para analizar tanto el flujo como la transferencia de calor en el sistema. También dispone de una variedad de modelos para simular y analizar una amplia gama de fenómenos relacionados con el flujo de fluidos y la transferencia de calor en diversas aplicaciones. Entre los modelos empleados en este estudio, se destacan los siguientes:

- Modelos de Turbulencia

Los modelos de turbulencia hacen referencia a los diferentes enfoques matemáticos empleados para simular y modelar el comportamiento de la turbulencia en los flujos de fluidos. Variados modelos, como  $k-\varepsilon$ ,  $k-\omega$ , SST  $k-\omega$ , RANS (Reynolds-Averaged Navier-Stokes) y LES (Large Eddy Simulation), posibilitan la simulación de flujos turbulentos con distintos niveles de detalle y complejidad. El modelo  $k-\varepsilon$  de dos ecuaciones permite calcular la longitud y la escala de tiempo turbulento resolviendo principalmente dos ecuaciones de transporte separadas. El modelo  $k-\varepsilon$  estándar es un ejemplo de esta clase de modelos, ampliamente utilizado en cálculos prácticos de flujo de ingeniería desde su propuesta por Lavado y Spalding en 1972. Este modelo se destaca por su robustez, economía y precisión aceptable en una amplia variedad de flujos turbulentos, lo que lo convierte en una elección popular en la simulación de flujo industrial y transferencia de calor.

El modelo se basa en ecuaciones de transporte para la energía cinética de turbulencia  $k$  (Ecuación 19), la cual se deriva de la ecuación exacta y su tasa de disipación  $\varepsilon$  (Ecuación 20), se obtiene mediante razonamiento físico, aunque tiene poca similitud con su contraparte matemáticamente exacta.

Energía Cinética de Turbulencia

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho k) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho k u_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] + G_k + G_b - \rho \varepsilon - Y_m + S_k \quad (19)$$

Velocidad de Disipación

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \varepsilon) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho \varepsilon u_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu}{\sigma_\varepsilon} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} \right] + C_{1\varepsilon} \frac{\varepsilon}{k} (G_k + C_{3\varepsilon} G_b) - C_{2\varepsilon} \rho \frac{\varepsilon^2}{k} + S_\varepsilon \quad (20)$$

Donde:

$\rho$  = Densidad

$k$  = Energía Cinética Turbulenta

$\varepsilon$  = Tasa de Disipación de la Energía Turbulenta

$\mu$  = Viscosidad

$G_k$  = Generación de turbulencia de energía cinética velocidad

$G_b$  = Generación de turbulencia de energía cinética boyanza

$\sigma_k$  = Numero de Prandtl

$S_k$  = Definido por el usuario

$Y_m$  = Contribución de la fluctuación a la dilatación

Los valores de las constantes usualmente utilizados son:

$$C_{1\varepsilon} = 1.44 \quad C_{2\varepsilon} = 1.92 \quad C_{3\varepsilon} = 0.09 \quad \sigma_\varepsilon = 1.0 \quad \sigma_k = 1.3$$

#### - Modelos de Transferencia de Calor

Diversos modelos permiten analizar la conducción, convección y radiación térmica en sistemas complejos.

#### ***1.7.3. Aplicaciones de CFD en el Campo de los Fluidos de Perforación***

Un enfoque particular de investigación en el campo de los fluidos ha sido dirigido hacia la caracterización de fluidos de perforación. En este contexto, se busca analizar y comprender el comportamiento de estos fluidos en diversos escenarios. Entre las aplicaciones que se destacan se incluyen (R. Wang et al., 2021):

- **Análisis de la capacidad de transporte de recortes:** Durante la perforación, los recortes generados deben ser transportados eficientemente fuera del pozo. Mediante CFD, es posible simular y evaluar la capacidad de transporte de los fluidos de perforación, considerando diferentes parámetros como la velocidad del flujo, la geometría del pozo y las propiedades de los recortes. Esto ayuda a prevenir problemas como la acumulación de recortes en el fondo del pozo y la obstrucción de los equipos de perforación.
- **Evaluación de la eficiencia de los fluidos de perforación:** Los fluidos de perforación desempeñan un papel crucial en el proceso de perforación, proporcionando lubricación, controlando la presión del pozo y transportando los recortes. CFD se utilizó para estudiar el comportamiento de los fluidos de perforación, evaluar su rendimiento en términos de propiedades reológicas, capacidad de limpieza y estabilidad, y optimizar su formulación para maximizar la eficiencia y minimizar los costos operativos.
- **Control de la presión de fondo de pozo:** La CFD puede utilizarse para simular y predecir el comportamiento de los fluidos de perforación en el pozo durante la operación de perforación. Esto incluye el análisis de la presión de fondo de pozo (BHP, por sus siglas

en inglés) y su control mediante el ajuste de los parámetros de flujo, como la velocidad y la densidad del fluido. Estas simulaciones ayudan a los ingenieros a tomar decisiones informadas sobre la gestión de la presión durante la perforación.

- **Análisis de la estabilidad del pozo:** La CFD permite estudiar y predecir los efectos del flujo de fluidos de perforación en la estabilidad del pozo. Esto incluye el análisis de la erosión de la formación, el colapso de las paredes del pozo y la estabilización de las zonas de alta presión. Estos estudios ayudan a mitigar los riesgos asociados con la inestabilidad del pozo y a tomar medidas preventivas adecuadas.

Constituyendo este último aspecto el núcleo esencial de investigación en el presente trabajo, donde se persigue la predicción de la estabilidad del pozo mediante el análisis de las propiedades reológicas en condiciones de alta temperatura.

## **2. Metodología de la Investigación: Modelamiento de la Temperatura del Fluido de Perforación en Yacimientos de Petróleo, Gas y Geotermia**

El presente estudio se encuentra en una fase metodológica que abarca desde una revisión bibliográfica minuciosa hasta el análisis y comprensión del impacto de la temperatura en las propiedades reológicas del fluido de perforación. Con el propósito de lograr de manera efectiva los objetivos planteados al inicio de este trabajo, se describe en detalle la siguiente metodología.

### **2.1. Análisis del Efecto de la Temperatura en las Propiedades Reológicas de los Fluidos de Perforación: Técnicas, Correlaciones y Modelos**

En esta fase inicial, se lleva a cabo una revisión bibliográfica con el objetivo de analizar y evaluar diversas metodologías, modelos matemáticos y correlaciones que se emplean en la modelación y caracterización de las propiedades reológicas del fluido de perforación en una

variedad de rangos de temperatura. Se investiga la literatura científica y técnica relacionada con la reología de los fluidos de perforación, centrándose en cómo la temperatura afecta sus propiedades clave, como la viscosidad, densidad y otras propiedades reológicas relevantes.

En la Tabla 7 se presenta un listado detallado de los trabajos previamente realizados en esta área, lo cual proporciona un contexto relevante para el estudio en curso.

### Tabla 7

*Listado de Trabajos Enfocados en el Modelamiento de las Propiedades de los Fluidos de Perforación en Relación con la Temperatura.*

Referencia	Método	Tipo de Fluido	Parámetros de entrada (I) y salida (O)	Modelo / Constantes Paramétricas
<b>McModie et al. (1975)</b>	MF	OBM	I: Temperatura, presión O: Esfuerzo de Corte	$\ln \tau = \ln K' + n \ln \gamma + AP + B/T$ <p>Donde <math>K'</math> es el índice de consistencia y <math>n</math> es el índice de comportamiento del flujo, <math>T</math> = Temperatura, <math>P</math> = Presión, <math>\tau</math> = Esfuerzo de corte, <math>\gamma</math> = Tasa de corte.</p>
<b>Politte (1985)</b>	Regresión	OBM	I: Temperatura, Presión O: Viscosidad Plástica (PV), Punto de cedencia (YP)	$\mu = P(TP)^{C_2} 10^{(A_2 + B_2 T + D_2 TP + E_2 P + F_2 \rho + \frac{G_2}{\rho})}$ $\rho = A_1 + B_1 PT + C_1 P + D_1 P^2 + E_1 T + F_1 T^2$ <p><b>Para 6.895 MPa ≤ P ≤ 103.42 MPa; 24 °C ≤ T ≤ 149°C.</b> Donde <math>A_1 = 0.8807</math>, <math>B_1 = 1.5235E-09</math>, <math>C_1 = 1.2806E-06</math>, <math>D_1 = 1.0719 E-10</math>, <math>E_1 = -0.00036</math>, <math>F_1 = -5.1670 E-08</math></p> <p><math>A_2 = -23.1888</math>, <math>B_2 = -0.00148</math>, <math>C_2 = -0.9501</math>, <math>D_2 = -1.9776 E-08</math>, <math>E_2 = 3.3416 E-05</math>, <math>F_2 = 14.6767</math>, <math>G_2 = 10.9973</math></p> $YP_T = YP_{TS} \frac{-0.186 + 145.054T^{-1} - 3410.322T^{-2}}{-0.186 + 145.054T_S^{-1} - 3410.322T_S^{-2}}$ <p>Donde <math>YV_T</math> = Punto de cedencia a una temperatura dada,</p>

---

				<p><math>YV_{TS}</math> = Punto de cedencia a la temperatura de la superficie,  <math>T</math> = Cualquier temperatura, <math>T_S</math> = Temperatura de superficie.</p> <p><b>Aplica para <math>32\text{ }^{\circ}\text{C} \leq T \leq 149\text{ }^{\circ}\text{C}</math>.</b></p>
<b>Houwen y Geehan (1986)</b>	MF	OBM	<p>I: Temperatura, Presión</p> <p>O: PV</p>	$PV(P, T) = A \exp\left(\frac{E}{RT} + \frac{YPV_a}{RT}\right)$ <p>Donde <math>A</math> = Constante de Arrhenius, <math>R</math> = Constante de los gases, <math>YP</math> = Punto de cedencia, <math>T</math> = Temperatura, <math>E</math> = Energía de activación, <math>V</math> = Volumen.</p>
<b>Minton and Bern (1988)</b>	Regresión No Lineal	OBM	<p>I: Viscosidad inicial del fluido, Temperatura, Presión</p> <p>O: Viscosidad</p>	$\mu(T, P) = \mu_0 e^{ \alpha(T - T_0) + \beta(P - P_0) }$ <p>Donde <math>\mu_0</math> = Viscosidad a condiciones dadas, <math>T_0</math> = Temperatura a condiciones dadas, <math>P_0</math> = Presión a condiciones dadas.</p>
<b>Rommetveit y Bjorkevoll (1997)</b>	MF	OBM	<p>I: Temperatura, Presión, Tasa de corte</p> <p>O: Reología del Fluido</p>	$f(P, T, \gamma) = e^{g^1(P, T)} \gamma + e^{g^2(P, T)}$ <p>Donde <math>f(P, T, \gamma)</math> = Factor que multiplica los esfuerzos de corte a condiciones estándar a la tasa de corte actual. Las constantes de la función <math>g^1(P, T)</math> y <math>g^2(P, T)</math> son determinadas por un mejor ajuste a los datos medidos.</p>
<b>Santoyo et al. (2001)</b>	Regresión	OBM	<p>I: Temperatura</p> <p>O: Viscosidad</p>	$\mu = 15.7688 - 0.0420576T - 8.033819 * 10^{-5} T^2$ <p><b>Aplica para <math>25\text{ }^{\circ}\text{C} \leq T \leq 180\text{ }^{\circ}\text{C}</math>.</b></p> $\mu = 9.2833 - 0.0498734T + 2.84197 * 10^{-4} T^2$ <p><b>Aplica para <math>25\text{ }^{\circ}\text{C} \leq T \leq 180\text{ }^{\circ}\text{C}</math>.</b></p> $\mu = 3.1367 - 0.0480416T + 2.01353 * 10^{-4} T^2$ <p><b>Aplica para <math>25\text{ }^{\circ}\text{C} \leq T \leq 150\text{ }^{\circ}\text{C}</math>.</b></p> $\mu = 6.9439 - 0.0220237T + 6.71697 * 10^{-5} T^2$ <p><b>Aplica para <math>25\text{ }^{\circ}\text{C} \leq T \leq 180\text{ }^{\circ}\text{C}</math>.</b></p> $\mu = 4.3506 - 0.0275101T + 6.69566 * 10^{-5} T^2$ <p><b>Aplica para <math>25\text{ }^{\circ}\text{C} \leq T \leq 180\text{ }^{\circ}\text{C}</math>.</b></p> $\mu = 13.6045 - 0.021830T + 7.23175 * 10^{-4} T^2$

---

---

				<b>Aplica para 25 °C ≤ T ≤ 180°C.</b>
				$\mu = 11.2084 - 0.0748142T + 5.86817 * 10^{-4}T^2$
				<b>Aplica para 25 °C ≤ T ≤ 180°C.</b>
				$\mu = 7.3834 - 0.0442881T + 1.74367 * 10^{-4}T^2$
				<b>Aplica para 25 °C ≤ T ≤ 180°C.</b>
				$\mu = 9.1839 - 0.0807539T + 4.51417 * 10^{-4}T^2$
				<b>Aplica para 25 °C ≤ T ≤ 180°C.</b>
				$\mu = 15.20036 - 0.1967140T + 1.22286 * 10^{-4}T^2$
				<b>Aplica para 37 °C ≤ T ≤ 100°C.</b>
				$\mu = 1.2691 + 0.1262360T - 6.44358 * 10^{-4}T^2$
				<b>Aplica para 100 °C ≤ T ≤ 180°C.</b>
				$\mu = 8.7342 - 0.0713110T + 5.78238 * 10^{-4}T^2$
				<b>Aplica para 25 °C ≤ T ≤ 180°C.</b>
<b>Lomba et al.</b>	No	Format	I: Tasa de corte a la	
<b>(2002)</b>	reportado	e Based	temperatura de	$\frac{\tau}{\tau_o} = \left( \left( a * \exp \left( b. \frac{T_o}{T} \right) \right)^e + \left( c. \exp \left( d. \frac{T_o}{T} \right) \right)^{1/e} \right)$
		Mud	referencia, Temperatura	Donde $a = 2.7712 * 10^7. \gamma^{-2.0713}$ ; $b = -23.186 * \gamma^{-2.0713}$ ; $c$
			Absoluta, Temperatura	$= 0.0404$ ; $d = 3.3205$ ; $e = 10$ .
			absoluta de referencia	$\frac{\tau}{\tau_o} = c. \exp \left( d. \frac{T_o}{T} \right)$
			O: Reología del Fluido	Donde $T_o =$ Temperatura absoluta de referencia en Kelvin,
				$\tau_o =$ Esfuerzo de corte a temperatura de referencia en Pascal.
<b>Ibeh</b>	Regresión	OBM	I: Temperatura, Presión	$PV = 9.10748 + 0.24998P^{0.5} + 6.54 * 10^{20}T^{-8} +$
<b>(2007)</b>	No Lineal		O: PV	$1.479906P^2T^{-3}$
				<b>Aplica para 69 MPa ≤ P ≤ 207 MPa y 149 °C ≤ T ≤</b>
				<b>260°C.</b>
<b>Zhao et al.</b>	Regresión	OBM	I: Temperatura, Presión	$f(P, T) = f(P_o, T_o) \exp[A(T - T_o) + B(P - P_o) +$
<b>(2008)</b>	No lineal		O: PV	$C(T - T_o)(P - P_o) + D(T - T_o)^2]$

---

				Donde $T$ = Temperatura en °C; $P$ = Presión en Pa; $f(P, T)$ = Viscosidad aparente; $f(P_o, T_o)$ = Viscosidad aparente a $T_o = 23.9$ °C, $P_o = 0$ Pa.
<b>API (2010)</b>	No reportado	Pozos HPHT	I: Viscosidad Efectiva @T1; P1, Temperatura, Presión O: Viscosidad Efectiva	$\mu_e(T_2) = \mu_e(T_1) \exp \left[ \alpha \left[ \frac{T_2 - T_1}{T_1 - T_2} \right] \right]$ <p>Donde <math>\mu_e(T_1)</math> y <math>\mu_e(T_2)</math> son viscosidades efectivas a la temperatura <math>T_1</math> y <math>T_2</math> respectivamente, <math>\alpha</math> = Constante de temperatura.</p>
<b>API (2010)</b>	No reportado	Pozos HPHT	I: Temperatura, Presión, Viscosidad aparente del fluido a temperatura ambiente O: Viscosidad Aparente (AV)	$(AV)_{T,P} = AV_o \exp[aT + bP]$ <p>Donde <math>T</math> = Temperatura en °C; <math>P</math> = Presión constante (6.895 MPa); <math>AV_o</math> = Viscosidad aparente a 23.9 °C; <math>a</math> y <math>b</math> son constantes caracterizadas.</p>
<b>Makinde et al. (2011)</b>	Análisis de Regresión	WBM	I: Tiempo y Temperatura de Envejecimiento O: PV, AV	$\mu_p = 7.339696 - 0.04911\theta - 0.21749t$ $\mu_e = 16.0996738 - 0.1053571\theta - 0.5350361t$ <p>Donde <math>t</math> = Tiempo de envejecimiento, <math>\theta</math> = Temperatura.</p>
<b>Oriji y Dosunmu (2012)</b>	MRA	NR	I: Temperatura, Presión O: PV y AV	$PV = A_o - A_1P^{-0.5} + A_2P^{-4} - A_3P^2T^{-3}$ $AV = D_o - D_1 \text{Log}P + D_2 \text{Log}T - D_3P^2T^{-3}$
<b>Bu et al. (2013)</b>	Método de Regresión	Fluido con Terpolymer	I: Temperatura, Presión O: AV	$(AV)_{T,P} = AV_o \exp \left[ \frac{A}{T} + BP \right]$ <p>Donde <math>T</math> = Temperatura; <math>P</math> = Presión; <math>AV_o</math> = Viscosidad aparente a la temperatura y presión de cabeza de pozo; <math>A</math> y <math>B</math> son constantes de fluido.</p>
<b>Hermoso et al. (2014)</b>	NR	OBM	I: Presión, Temperatura O: PV	$\eta_{(P,T)} = \eta_a 10^{\left( \frac{c_1(T-T_o)}{c_2+(T-T_o)} \right) e^{[\beta(T)(P-P_o)]}}$ <p>Donde <math>\beta</math> = Coeficiente piezo-viscoso; <math>c_1</math> y <math>c_2</math> son constantes empíricas, <math>\beta(T) = \beta_o + \beta_1(T - T_o)</math>; <math>\eta</math> = Viscosidad</p>

plástica;  $P_o$  = Presión atmosférica;  $T_o$  = Temperatura de referencia (40°C);  $\eta_a$  = Viscosidad plástica a presión atmosférica.

**Oliverira (2016)**      Regresión no Lineal      OBM      I: Presión, Temperatura

$$\mu = -21609 + \frac{386.70}{P^{0.037119}} + \frac{0.00067988P^{1.9646}}{T^{1.4514}} + \frac{16344}{T^{0.037333}} + \frac{3.5032P^{0.68612}}{\gamma^{1.2339}} + \frac{8355.5}{\gamma^{0.028160}} + 47.852T^{0.37947}\gamma^{0.16185}$$

Donde T = Temperatura; P = Presión;  $\gamma$  = Tasa de corte.

**Xu et al. (2017)**      RDR      WBM      I: Temperatura, presión  
O: Reología del fluido  
HPHT

$$RDR(T) = C_1 \exp C_2(T)/T$$

$$C_1(P) = a_1 + b_1p + c_1p^2 + d_1p^3$$

$$C_2(P) = a_2 + b_2p + c_2p^2 + d_2p^3$$

Donde:

$$a_1 = (1.32073 + 0.02104\gamma)^{\frac{1}{1.06571}}$$

$$b_1 = -0.00065 + 0.00012 \ln(\gamma + 5.37232)$$

$$c_1 = (-1.1431 * 10^{-7}) - 2.1299 * 10^{-8}(\gamma + 6.18217)$$

$$d_1 = (-6.3934 * 10^{-12}) - 2.1299 * 10^{-8}(\gamma + 11.02309)$$

$$a_2 = 6.80525 + 7.38181 \ln(\gamma - 3)$$

$$b_2 = 0.013 + 0.004351 \ln(\gamma - 3)$$

$$c_2 = -2.3171 * 10^{-6} + 7.6818 * 10^{-7} \ln(\gamma - 3)$$

$$d_2 = -1.5396 * 10^{-10} + 3.7431 * 10^{-11} \ln(\gamma - 3)$$

Modificado por los autores. Tomado de: (Agwu et al., 2021a). *A comprehensive review of laboratory, field, and modelling studies on drilling mud rheology in high temperature high pressure (HTHP) conditions.*

La Tabla anterior, presenta un listado de los diversos modelos documentados en la literatura científica y se detalla tanto la metodología como la técnica empleada, así como el tipo de fluido en consideración, los parámetros que sirvieron como insumo y los resultados obtenidos. Asimismo, se presenta el modelo desarrollado junto con sus parámetros inherentes y las consideraciones

pertinentes. Destaca que la regresión no lineal emerge como el enfoque preeminente en virtud de su versatilidad, precisión y habilidad para modelar con eficacia relaciones no lineales y fenómenos intrincados. Sin embargo, se pone de manifiesto una notable limitación en cuanto a la aplicabilidad del modelo, pues se restringe a proyectar valores exclusivamente dentro del espectro abarcado por los datos utilizados durante su construcción. En relación con la tipología de fluidos, la mayoría de las investigaciones se centran en Fluidos de Perforación de Base Aceite (OBM), debido a su resistencia a la degradación térmica. Esta cualidad permite el análisis del comportamiento de las propiedades en condiciones térmicas elevadas, en contraste con los Fluidos de Perforación Base Agua (WBM). No obstante, un grupo de investigadores (Bu et al., 2013; Lomba et al., 2002) ha dirigido su atención hacia la implementación de nuevos fluidos, incorporando polímeros y otras bases. Esta estrategia persigue la potenciación de la resistencia a la degradación y la expansión del espectro de aplicabilidad de los fluidos de perforación en contextos caracterizados por altas presiones y temperaturas.

## **2.2. Metodología de Diseño y Configuración para la Generación del Perfil de Temperatura de un Fluido mediante Fluent**

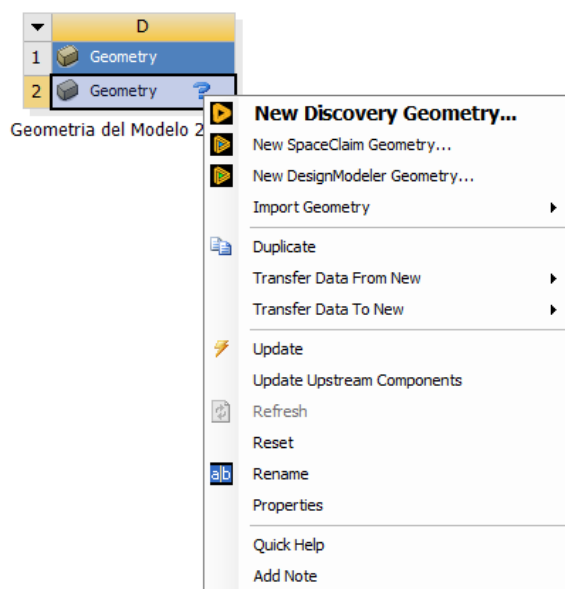
Una vez completada la revisión bibliográfica, se procede con el desarrollo de una metodología práctica, la cual se basa en el uso del software ANSYS Fluent y está especialmente diseñada para lograr una determinación precisa de la distribución de la temperatura en el fluido de estudio. Se delinean los pasos y procedimientos esenciales para llevar a cabo la simulación numérica, tomando en consideración las condiciones de contorno pertinentes, puntos de muestreo y los parámetros del modelo. Asimismo, se establecen los criterios de convergencia y precisión necesarios para garantizar la obtención de resultados confiables.

### 2.2.1. Diseño o Carga de la Geometría del Modelo 2D/3D

En la fase inicial de cualquier simulación numérica, se realiza la recolección y revisión de la información necesaria para asegurar la coherencia de acuerdo con el fenómeno estudiado y las unidades del sistema de medición elegido o del software. Luego se procede a crear y parametrizar la geometría del problema utilizando herramientas como DesignModeler o SpaceClaim. Si la geometría ya está creada en otra herramienta de diseño, es necesario importarla y verificar previamente los formatos de archivo aceptados por el programa.

**Figura 7**

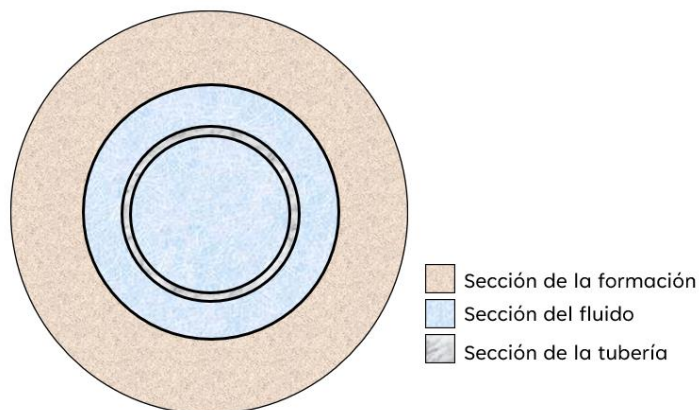
*Sistema de Componente Geométrico*



Posteriormente, se procede a subdividir el dominio en tres secciones, basadas en las propiedades particulares de cada una: **Formación**, **Tubería** y **Fluido**. En caso de considerar elementos adicionales como revestimientos o ensambles de tubería específicos, como Drill pipe, Drill collar, Drill Bit, se recomienda agregar más secciones conforme a las propiedades individuales de cada elemento.

**Figura 8**

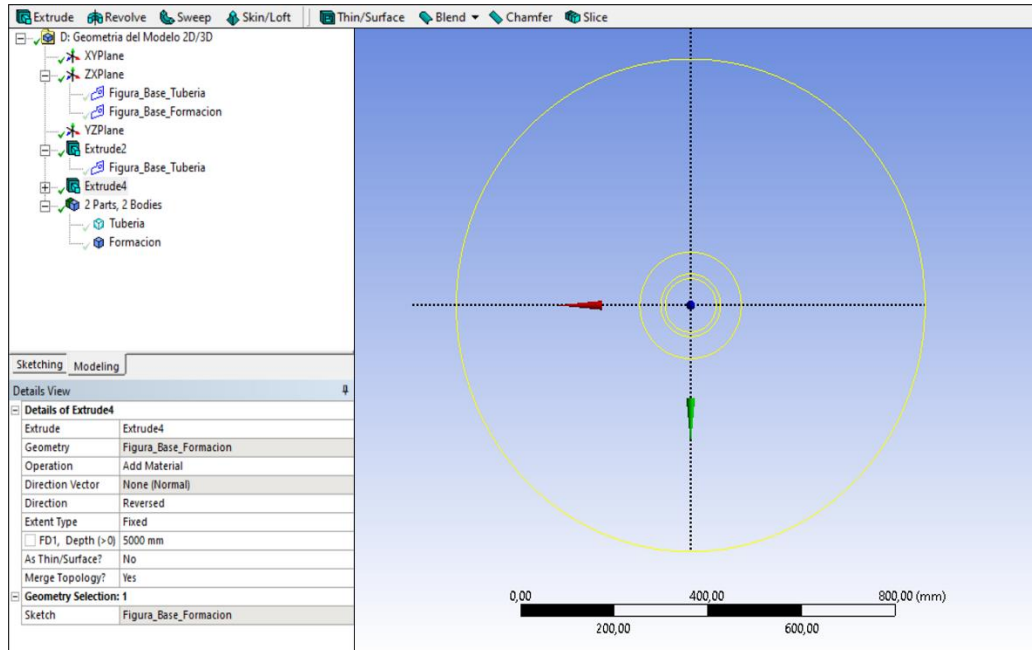
*Esquema de la Vista Superior del Sistema del Pozo*



Para la creación de las secciones **Formación** y **Tubería**, se aborda la concepción de sistemas de tubos concéntricos con diferentes diámetros y características, tal como se presenta en la Figura 8. Aunque difieren en naturaleza, el proceso para su generación es análogo. Primeramente, se elige un plano y se dibuja una figura base, en este contexto un círculo con un espesor predeterminado. A continuación, se utiliza la herramienta "*Extruir*" para proyectar la figura desde el plano creado hasta alcanzar la profundidad deseada, que en esta situación corresponde a la profundidad del pozo y la tubería.

**Figura 9**

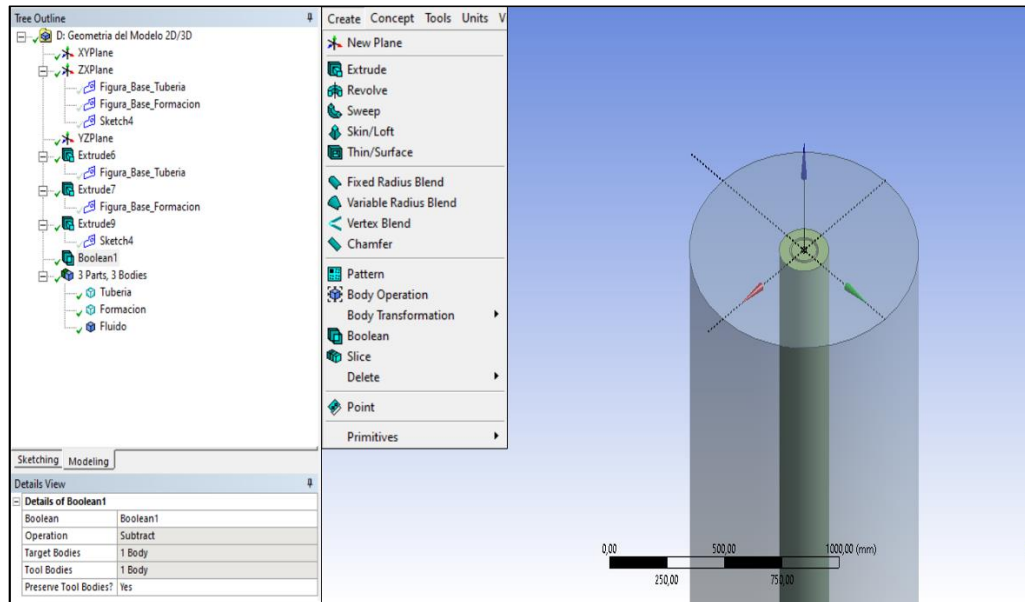
*Esquema Base para la Creación de la Sección de la Tubería y Formación*



Con relación a la sección **Fluido**, se emplea la herramienta "**Boolean**", ubicada en la pestaña Crear. Esta herramienta permite la unión, sustracción o intersección de diversos cuerpos. Dado que la sección **Formación** carece de permeabilidad y porosidad, el volumen ocupado por el **Fluido** se limita al diámetro interno de esta. Se traza un esbozo en forma de círculo sin espesor y nuevamente se utiliza la herramienta "**Extruir**" para extenderlo hasta la profundidad del pozo, que actúa como límite inferior del modelo. Dado que el **Fluido** no penetra las paredes de la **Tubería**, se recurre a la herramienta "**Boolean**", esta vez empleando la función de "**Sustraer**". Seleccionando la sección **Fluido** como objetivo y la sección **Tubería** como cuerpo a restar.

**Figura 10**

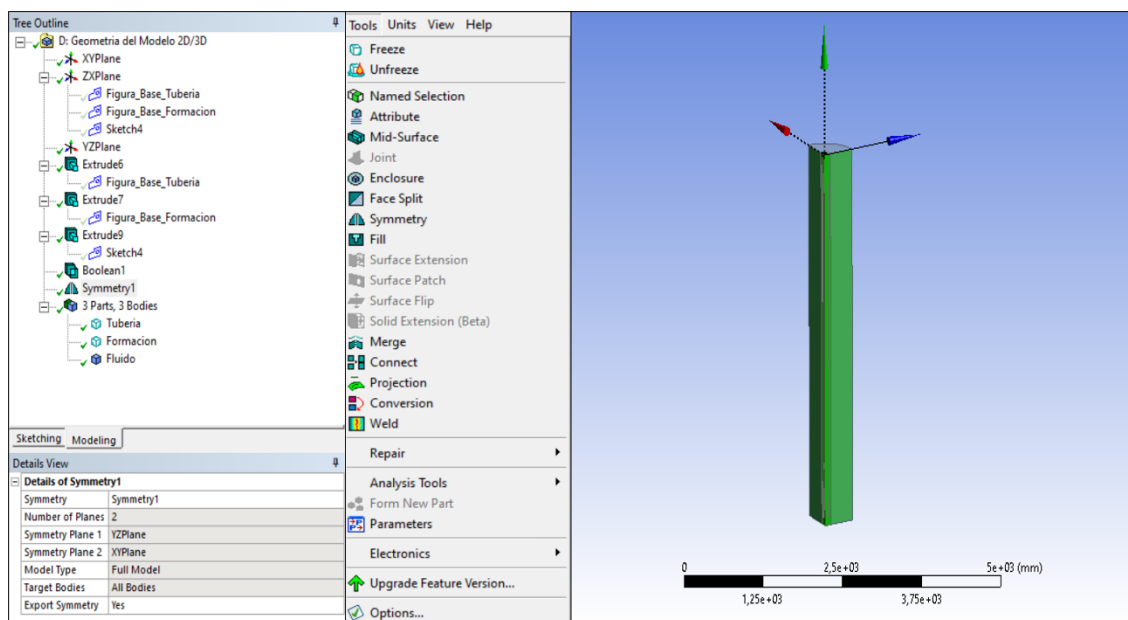
*Visualización de la Interfaz de Diseño del Modelo*



Al seguir esta metodología, se logra efectivamente generar las tres secciones del modelo, como se puede apreciar en la Figura 10. Además, si se decide realizar el análisis utilizando solo una fracción del modelo en lugar de la versión completa generada, con el propósito de reducir la carga computacional, se procede a utilizar la función "*Simetría*". Esta función, mediante el uso de planos, genera diversas particiones del modelo.

**Figura 11**

*Esquema de un Cuarto del Modelo Utilizando la Herramienta de Simetría*



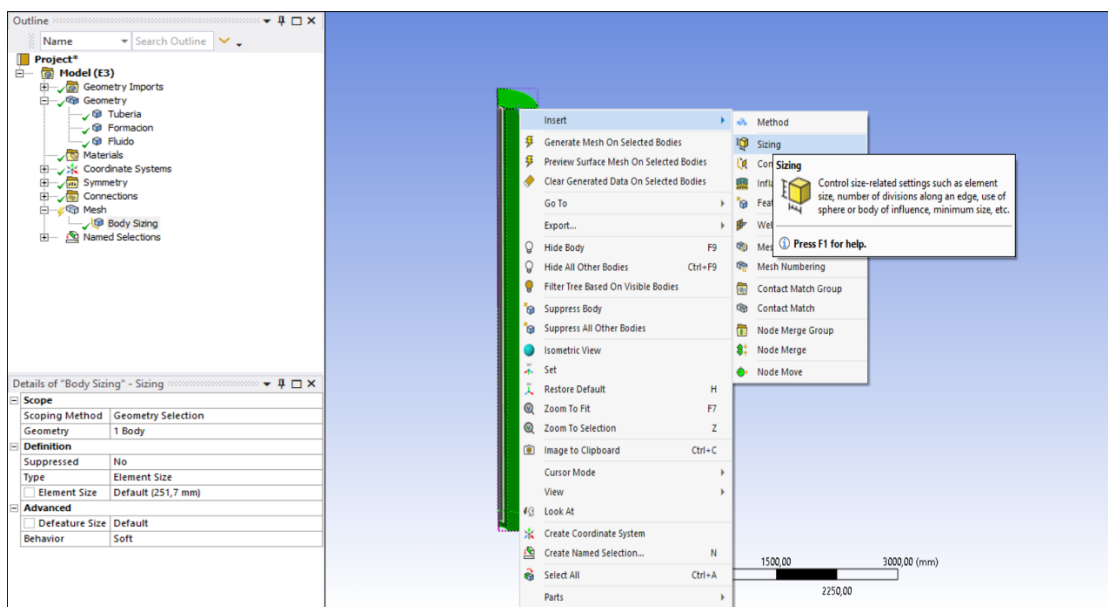
### 2.2.2. Mallado y Discretización

El proceso de generación de malla se lleva a cabo dentro de ANSYS Meshing y desempeña un papel crucial en la simulación. Esto se debe a que resulta fundamental garantizar una discretización óptima del dominio, utilizando el método de elementos o volúmenes finitos, para capturar con precisión el fenómeno en las zonas de interés y lograr la convergencia en los resultados. En este contexto, al enfocarnos en la zona del dominio denominada **Fluido**, es necesario implementar una malla de mayor refinamiento en comparación con las demás secciones. Para lograr este refinamiento específico, optamos por llevar a cabo una generación de malla individual en lugar de aplicar un proceso generalizado.

Durante el procedimiento de mallado para cada sección en el dominio, recurrimos a la herramienta "Sizing". Para acceder a esta, nos dirigimos a la sección "Mesh" y, en la ventana de visualización, hacemos clic derecho sobre el cuerpo correspondiente y seleccionamos la opción "Insertar".

Figura 12

Proceso de Mallado mediante la Herramienta de Dimensionamiento (Sizing)

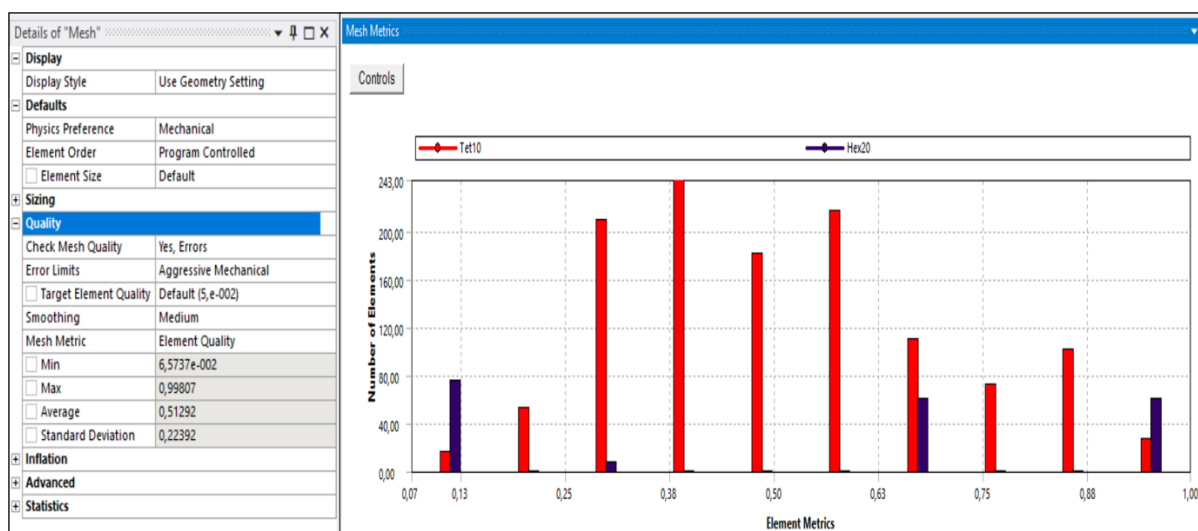


Esta herramienta posibilita la definición del tamaño y el comportamiento de los elementos de manera versátil, permitiendo su configuración constante o adaptativa conforme a las condiciones de la simulación. Esta funcionalidad resulta especialmente beneficiosa para mantener uniformidad en el tamaño de los elementos a lo largo de todo el dominio o para ajustarlos de manera específica en áreas que demanden dicho ajuste. Este procedimiento se replica para cada entidad, con la variación de tamaños de elementos hasta lograr una malla de calidad satisfactoria, cuya verificación se efectúa en la sección denominada "*Quality*". En esta sección, se lleva a cabo la supervisión y evaluación de la calidad de la malla a través de los parámetros de calidad discutidos al final de la sección de métodos de discretización. Esto se realiza mediante la observación de los valores mínimos, máximos y promedio de la malla en su conjunto o en secciones específicas, tales como *Formación*, *Tubería* y *Fluido*. Además, es posible evaluar la calidad de la malla mediante gráficos de barras que representan la distribución de los parámetros

de calidad en relación con el número de elementos en el dominio. Esta representación gráfica facilita la identificación de áreas que requieren mejoras en la malla.

### Figura 13

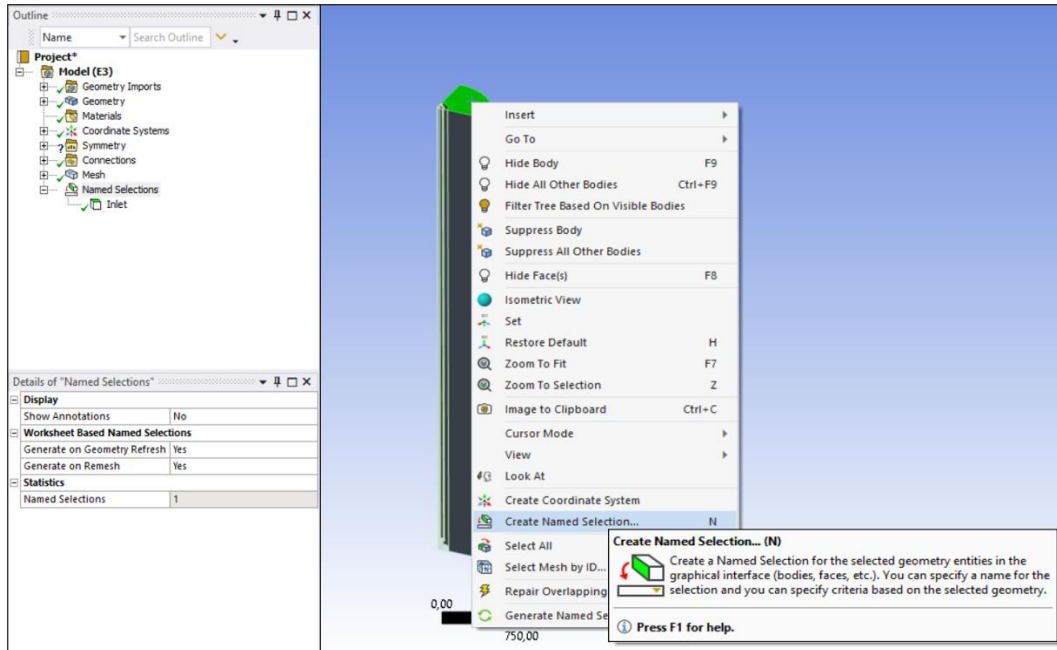
#### *Interfaz de Control y Visualización de los Parámetros de Calidad de la Malla*



Una vez que se definen los tamaños de elementos óptimos, se procede a identificar las zonas en el dominio, como las entradas del fluido, las salidas y las condiciones de frontera. Esto se hace usando la opción "*Create Name Selection*", ubicada en la ventana que se despliega al hacer clic derecho sobre la ventana de visualización.

**Figura 14**

*Identificación de Áreas Fronterizas, Puntos de Entrada y Salida*



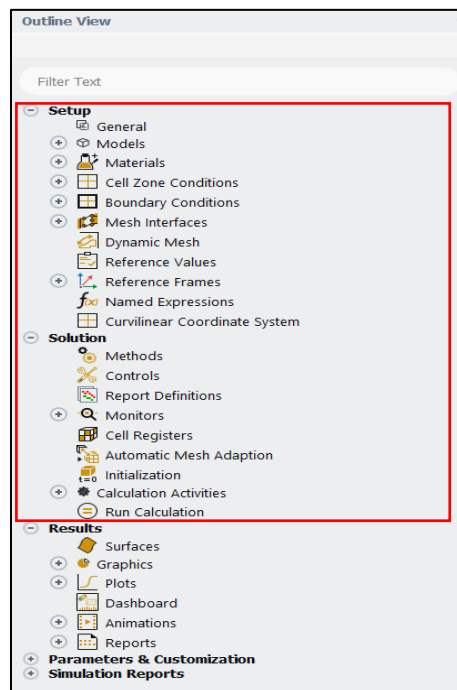
Finalmente, la malla generada se convierte en un formato compatible con ANSYS Fluent para continuar con el análisis.

### **2.2.3. Preparación del Escenario**

Durante esta etapa, se debe introducir y ajustar la malla del modelo dentro de ANSYS Fluent con el objetivo de llevar a cabo el análisis numérico correspondiente. Para efectuar este procedimiento, Fluent se estructura principalmente en tres módulos esenciales: Configuración, Solución y Resultados. En este segmento, nuestra atención se centrará exclusivamente en los dos primeros módulos, tal como se presenta en la Figura 15.

**Figura 15**

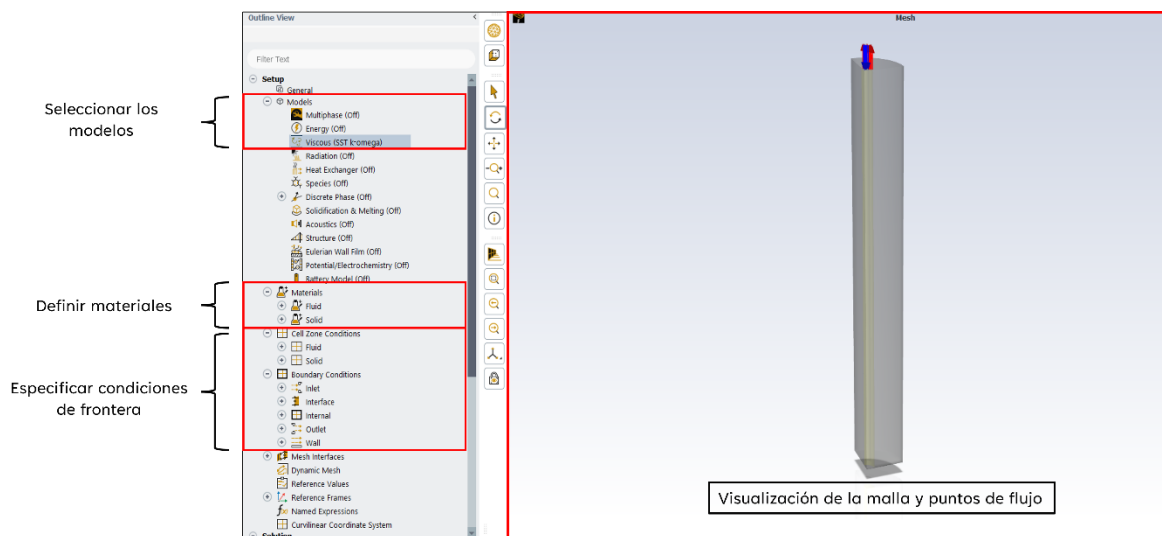
*Interfaz de visualización de los módulos disponibles en Fluent*



En el primer módulo, se requiere llevar a cabo una serie de configuraciones esenciales para definir la solución de flujo de la simulación, ya sea Estacionario o Transitorio. Además, es necesario habilitar el Modelo de Energía y Turbulencia, previamente especificados en la sección "*Modelos disponibles en Fluent*", con el propósito de asegurar una captura precisa y realista del fenómeno en cuestión. También, se debe establecer las propiedades físicas y térmicas para cada una de las secciones, así como configurar las condiciones iniciales y de frontera inherentes al sistema. Dentro de estas configuraciones, se incluye la temperatura en la superficie y la descripción de la interacción del fluido con dicha superficie. Asimismo, se deben establecer las condiciones de contorno relacionadas con la temperatura, que pueden abarcar desde temperaturas constantes hasta perfiles de temperatura y transferencia de calor convectiva, entre otras opciones.

**Figura 16**

*Interfaz de visualización y navegación del módulo de configuración*



En la sección "*Solution*", se definen y controlan los parámetros y opciones relacionados con la simulación numérica y el proceso de resolución del problema. A continuación, se detallan algunos de los módulos claves de esta sección:

1. **Método de Solución:** En esta sección, Fluent ofrece una variedad de métodos numéricos para resolver las ecuaciones de Navier-Stokes. Pueden configurar el método de solución según las necesidades de la simulación y ajustar los parámetros relacionados con la convergencia.
2. **Control de Monitorización y Convergencia:** Esta sección permite configurar monitorizaciones para supervisar el progreso de la simulación y garantizar que alcance a la convergencia adecuada. Se puede guardar datos de convergencia para analizar el comportamiento del solucionador a lo largo del tiempo. Es útil para identificar posibles problemas de convergencia y ajustar la configuración en consecuencia. Además, dentro de

esta sección se crearán monitores que reportan la evolución de la temperatura en una ubicación particular.

3. Inicialización: ANSYS Fluent requiere una inicialización adecuada antes de comenzar la simulación. Se debe proporcionar una "suposición" inicial para el campo de flujo de solución. En muchos casos, se debe tener especial cuidado para proporcionar una solución inicial que permita alcanzar la solución final y obtener el perfil de temperatura del fluido en el dominio.

Existen dos métodos para inicializar la solución:

- Inicializar todo el campo de flujo (en todas las celdas), esto se puede hacer a través de tres métodos disponibles: Inicialización Estándar, Inicialización de FMG e Inicialización Híbrida.
  - Valores de parche o funciones para variables de flujo seleccionadas en zonas de celdas o registros de celdas seleccionadas. Aquí se debe establecer los valores de temperatura de inicialización de las zonas del dominio a partir de la temperatura de la formación.
4. Run Calculation: En esta sección, se puede configurar el número de iteraciones deseadas que el solucionador debe realizar antes de considerar que la simulación ha convergido. En cada iteración, Fluent ajustará los valores de las propiedades en el dominio para acercarse a una solución precisa.

#### ***2.2.4. Análisis y Visualización de los Resultados***

Después de finalizar la solución, el siguiente paso es el postprocesamiento y visualización de los resultados. En este proceso, se extraen datos relevantes como las distribuciones de la

temperatura y se utilizan diversas herramientas para analizar y presentar estos datos de manera efectiva. A continuación, se describen algunas de las herramientas clave utilizadas:

- Superficies

Esta herramienta permite crear puntos, líneas y planos de monitoreo con coordenadas específicas en la zona de interés. Estos puntos de muestreo se utilizan en la sección “*Control de Monitorización y Convergencia*” para obtener informes de temperatura en cada iteración o paso de flujo en áreas específicas del dominio.

- Gráficos

En esta herramienta, se puede crear gráficos de contornos y vectores que permitir visualizar de manera efectiva la temperatura en función del tiempo. Los gráficos de contorno muestran la distribución espacial de la temperatura, mientras que los gráficos de vectores indican la dirección y magnitud de las propiedades de flujo.

- Graficas XY

La herramienta permite generar graficas que representan la distribución radial de la temperatura a lo largo de una línea de muestreo específica.

- Animaciones

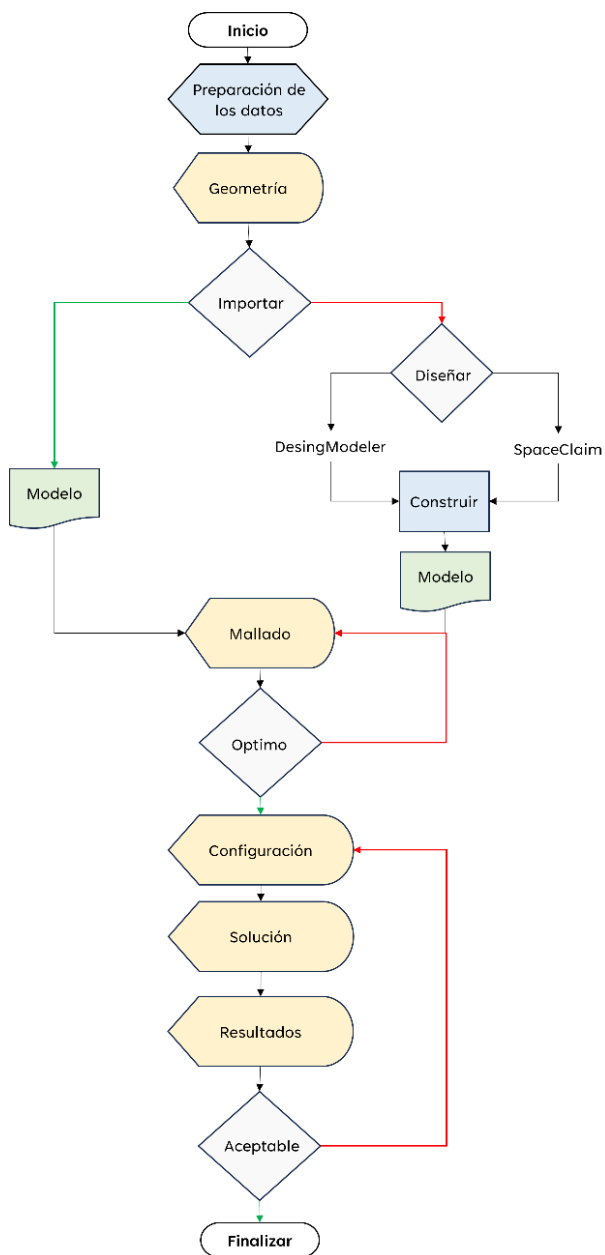
Esta herramienta va a usar el grafico creado a partir de la herramienta “Graficas” y va a ir reportando imágenes en los números de iteraciones o flujo establecido, esto es muy útil si queremos analizar de forma general la distribución de la temperatura en el pozo.

Finalmente, los resultados obtenidos a partir del uso de las diferentes herramientas se comparan con datos experimentales o teóricos, si están disponibles, para validar el modelo de simulación. Esta validación es esencial para verificar la precisión del modelo y su capacidad para representar de manera adecuada el fenómeno de transferencia de calor en el pozo.

El diagrama de flujo presentado en la Figura 17, resume el proceso paso a paso para obtener el perfil de temperatura de un fluido de perforación, desde la configuración de la simulación hasta la visualización y la validación de los resultados.

### Figura 17

*Flujo de Trabajo para la Generación de Perfiles de Temperatura empleando Fluent*



### 2.3. Implementación y Validación de la Metodología

Una vez que la metodología práctica ha sido desarrollada, se procede a su implementación y ejecución. Se realiza una búsqueda minuciosa en la literatura de casos de estudio pertinentes y aplicables al contexto de la investigación. Dentro de esta búsqueda se logró revisar diferentes investigaciones relacionadas con el estudio de las propiedades de los fluidos de perforación base agua y aceite y adicionalmente, la implementación de materiales o nanopartículas para mejorar las propiedades térmicas y reológicas de los fluidos.

La elección de utilizar el trabajo desarrollado por Addelhafiz en 2021 como caso de estudio, se debe a que este presenta un enfoque interesante y relevante para la investigación actual. Este trabajo consiste en modelar la temperatura del fluido de perforación de un pozo geotérmico teniendo en cuenta los periodos de cierre y circulación.

A continuación, en la Tabla 8 se presentan los datos empleados para la generación de la geometría del pozo.

**Tabla 8**

*Parámetros Geométricos del Modelo de Simulación (Abdelhafiz et al., 2021).*

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Profundidad del Pozo	5	m
Diámetro del Modelo	1	m
Diámetro de la Broca	0.216	m
Tubería OD	0.127	m
Tubería ID	0.1084	m
Profundidad de la Tubería	4.9	m

Dado que el modelo exhibe simetría radial, la transferencia de calor se manifiesta de manera uniforme en cualquier dirección del diámetro del modelo a una determinada profundidad. Esta homogeneidad posibilita la realización de un análisis simplificado mediante la implementación de dos ejes de simetría, conforme se detalla en la metodología. En consecuencia, se logra desarrollar un modelo que representa únicamente una cuarta parte del modelo original. Ahora se procede a realizar el proceso de mallado del dominio, para esta parte se plantearon diferentes modelos de malla, a partir del tamaño de los elementos de cada sección. En la Tabla 9, se presentan los modelos planteados de malla y sus respectivos parámetros de calidad.

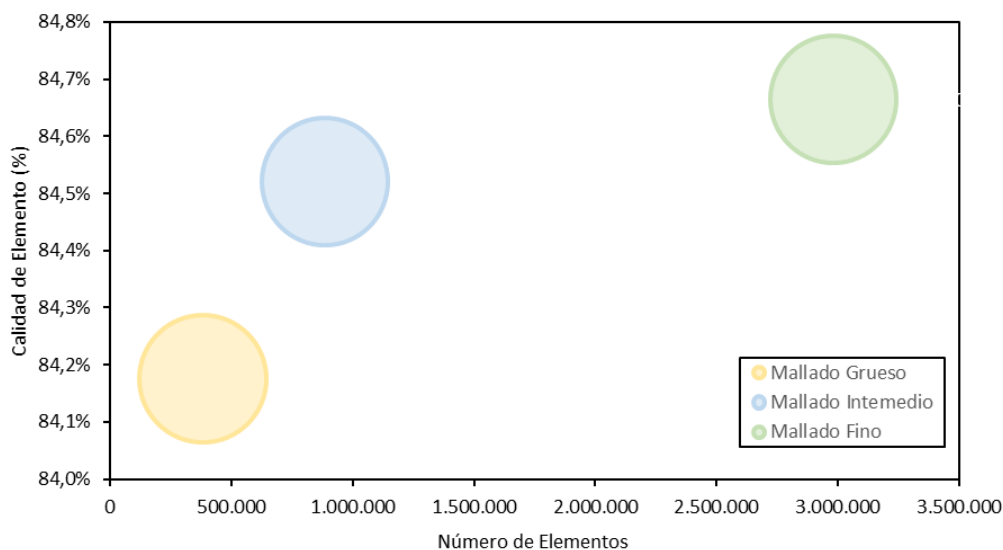
**Tabla 9**

*Parámetros de Calidad de los Modelos de Mallado*

<b>Mallado</b>	<b>Formación</b>	<b>Tubería</b>	<b>Fluido</b>	<b>Número de nodos</b>	<b>Número de Elementos</b>	<b>Calidad de elemento</b>	<b>Calidad Ortogonal</b>	<b>Ortogonalidad</b>
<b>Grueso</b>	40	20	10	99981	381535	84.2%	78.6%	21.5%
<b>Intermedio</b>	30	15	7.5	214286	885196	84.5%	79.0%	21.0%
<b>Fino</b>	20	10	5	685014	2980667	84.7%	79.2%	20.8%

**Figura 18**

*Gráfico de Burbuja de la Influencia del Número de Elementos en los Parámetros de Calidad*



Además, se ilustra gráficamente la influencia del número de elementos en cada uno de los parámetros de calidad. En el eje de las ordenadas, se evalúa la calidad del elemento, mostrando un rango estrecho que varía de 84% a 84,8%. Esto indica que este parámetro no se ve significativamente afectado por el número de elementos. En el eje de las abscisas, se presenta el número de elementos, el cual presenta un rango más amplio debido a las variaciones en los tamaños de elementos utilizados en cada modelo especificadas en la Tabla 5. El tamaño de los círculos representa la Calidad Ortogonal, y al igual que la calidad del elemento, muestra un rango reducido que varía aproximadamente de 78% a 79%. A partir de estos resultados, se puede concluir que el tamaño de los elementos no tiene un impacto significativo en los parámetros de calidad para este caso. Además, se observa que el modelo denominado "*Grueso*" es una elección adecuada, ya que utiliza menos elementos, lo que se traduce en menores costos computacionales y un menor tiempo de simulación.

Siguiendo la metodología establecida, procedemos a configurar el escenario de simulación utilizando los datos proporcionados en la Tablas 10 y 11.

**Tabla 10**

*Información Requerida para la Preparación del Escenario de Simulación I* (Abdelhafiz et al., 2021).

<b>Material</b>	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
<b>Fluido</b>	Conductividad Térmica	0.6	W / (m - °C)
	Calor Especifico	1196.4	J / (kg - °C)
	Densidad	998.2	Kg / m <sup>3</sup>
	Temperatura de Entrada	15	°C
<b>Tubería</b>	Conductividad Térmica	1.75	W / (m - °C)
	Calor Especifico	910	J / (kg - °C)
	Densidad	2872	Kg / m <sup>3</sup>
<b>Formación</b>	Conductividad Térmica	16.27	W / (m - °C)
	Calor Especifico	502.48	J / (kg - °C)
	Densidad	8030	Kg / m <sup>3</sup>
	Temperatura de la Superficie	15	°C
	Temperatura de Inicialización	40	°C
	Tasa de Flujo	25.6	Kg / min
	$\Delta t$	0.1 – 1	segundos
Tiempo de Fujo	3600	segundos	

**Tabla 11**

*Información Requerida para la Preparación del Escenario de Simulación II* (Abdelhafiz et al., 2021).

<b>Sección</b>	<b>Parámetro</b>	<b>Tipo 1</b>	<b>Tipo 2</b>
General	Solución del Flujo	Transitorio	
Modelos	Modelo de Turbulencia	k- $\epsilon$	Estándar
	Modelo de Energía	On	
Solución	Inicialización	Hibrida	

Una vez completada la preparación del escenario, procedemos a crear los puntos de muestreo en las diversas secciones utilizando la herramienta "*Superficie*". Se crean dos tipos que son principalmente puntos y líneas, tal como se presenta en la Tabla 12.

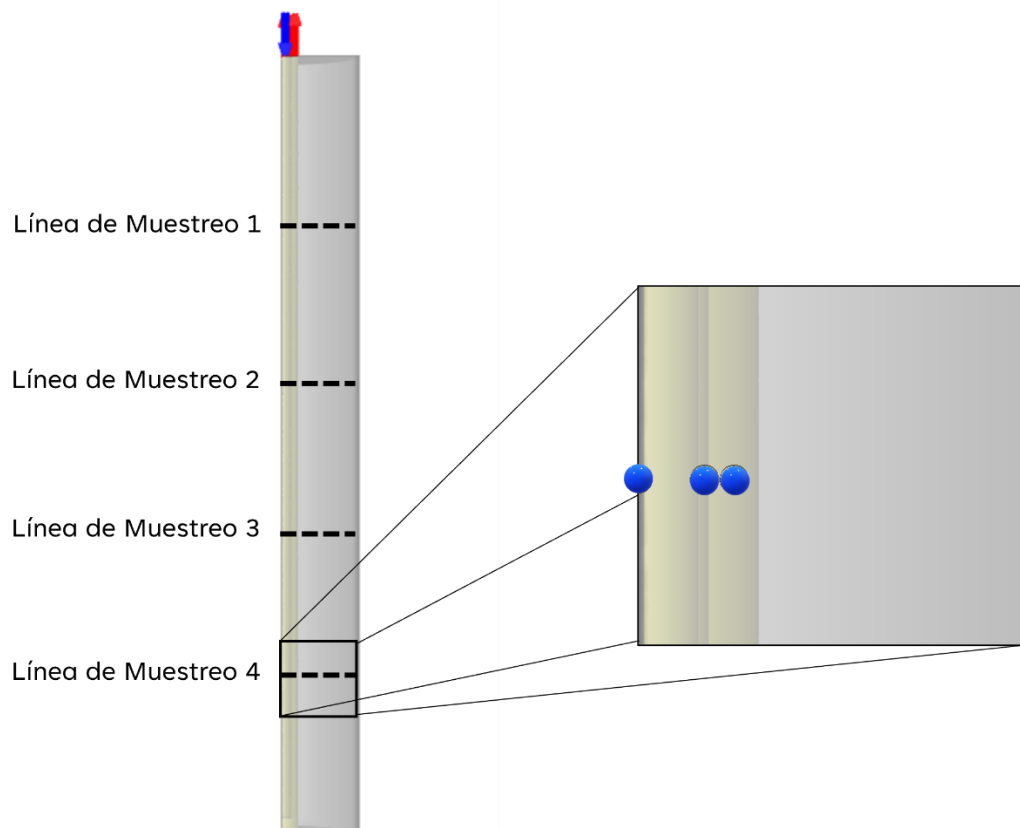
**Tabla 12**

*Coordenadas Cartesianas de los Puntos de Muestreo*

<b>Tipo de Superficie</b>	<b>Punto de Muestreo</b>	<b>X1 (m)</b>	<b>X2 (m)</b>	<b>Y (m)</b>	<b>Z (m)</b>
Punto	Anular	0.05885	0.05885	- 4	0.02
	Pared	0.08575	0.08575	- 4	0
	Tubería	4.27	4.27	- 4	0.02
Línea	Muestreo 1	- 0.5	0.5	- 1	0
	Muestreo 2	- 0.5	0.5	- 2	0
	Muestreo 3	- 0.5	0.5	- 3	0
	Muestreo 4	- 0.5	0.5	- 4	0

**Figura 19**

*Ilustración de la Ubicación de los Diferentes Puntos de Muestreo*



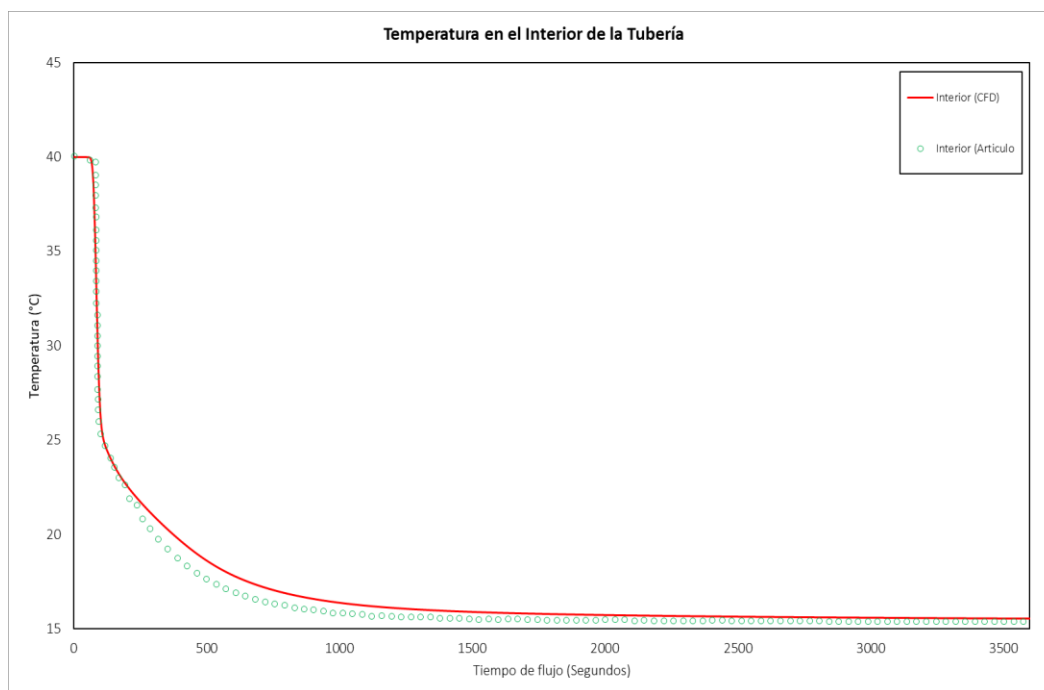
Una vez finalizado el diseño y la configuración del modelo, se procedió a la ejecución de la simulación, que involucró la realización de dos escenarios para cada modelo de malla previamente seleccionado, denominados "*Grueso*" e "*Intermedio*". En el primer escenario, se varió el tamaño del paso de tiempo, estableciéndolo en 0.1 segundos, mientras que en el segundo escenario se optó por un paso de tiempo de 1 segundo. Cada simulación se prolongó durante un período de flujo de 1 hora, lo que resultó en aproximadamente de 3.5 horas (primer escenario) a 8 horas (segundo escenario) de tiempo físico de cómputo.

A medida que se obtienen los resultados de la simulación, se procede a realizar la validación correspondiente de la metodología, como se muestra en las Figuras 20 a 23. Esta

validación implica la comparación de las temperaturas registradas en los puntos de muestreo ubicados en el interior de la tubería, en la pared de la tubería y en la región anular con los resultados previamente establecidos por Abdelhafiz et al. en su modelo del año 2021.

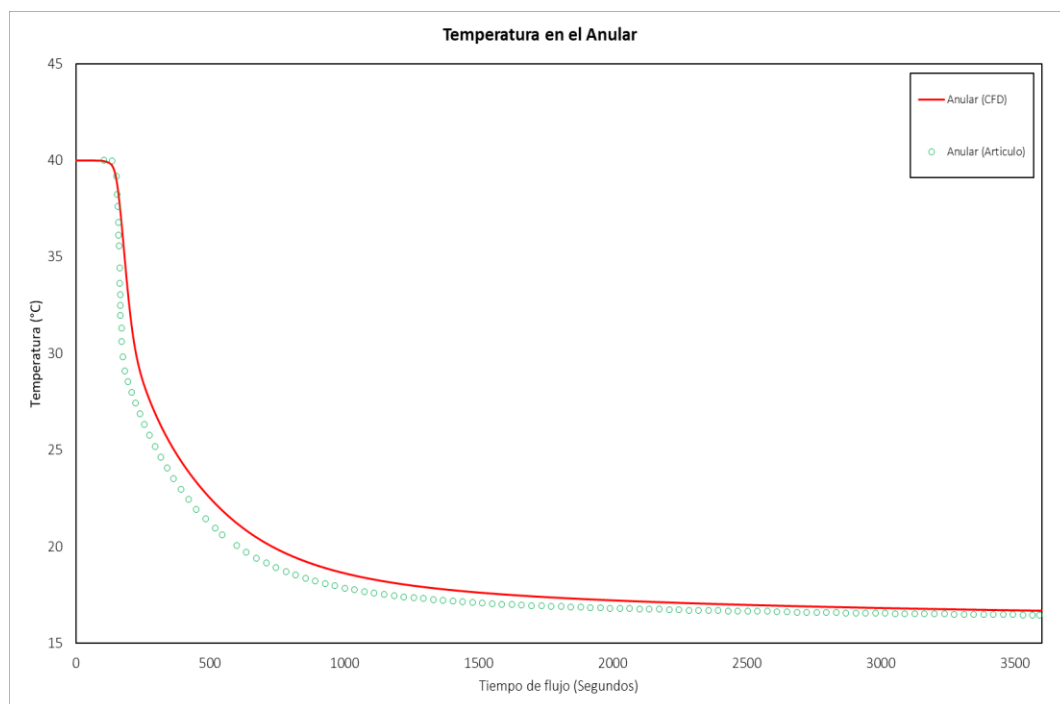
### Figura 20

*Comparativa entre el Modelo "Grueso" y el Modelo CFD de (Abdelhafiz et al., 2021) para Cambios Transitorios de Temperatura en el Interior de la Tubería.*



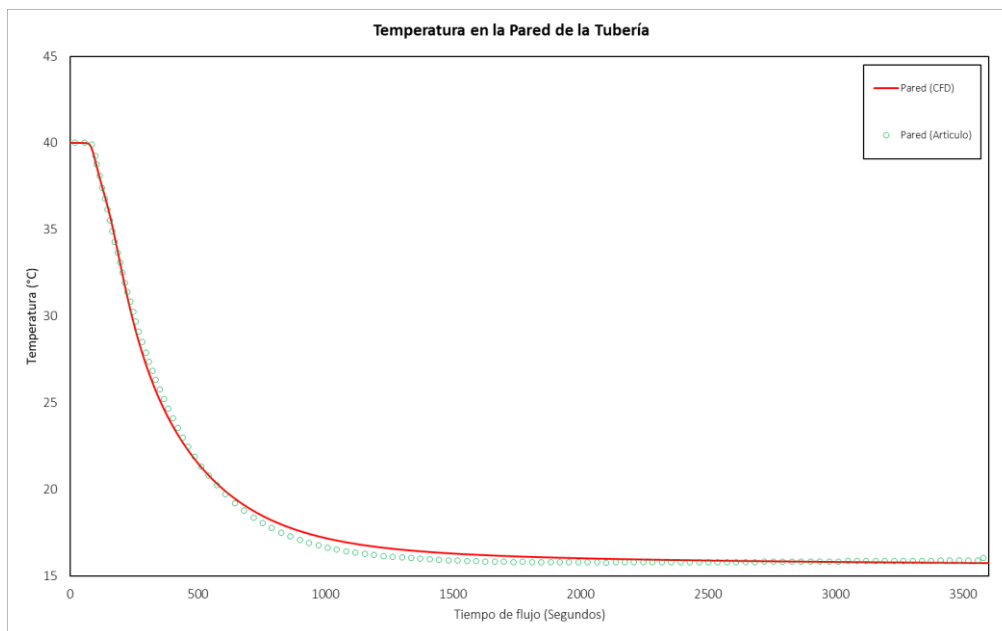
**Figura 21**

*Comparativa entre el Modelo "Grueso" y el Modelo CFD de (Abdelhafiz et al., 2021) para Cambios Transitorios de Temperatura en el Anular.*



**Figura 22**

*Comparativa entre el Modelo "Grueso" y el Modelo CFD de (Abdelhafiz et al., 2021) para Cambios Transitorios de Temperatura en la Pared de la Tubería*



Como se evidencia en las representaciones gráficas, el modelo "Grueso" exhibe una sólida concordancia con los resultados previamente reportados por Abdelhafiz et al. en su trabajo de 2021. Además de la evaluación visual, se llevó a cabo un cálculo de la Raíz del Error Cuadrático Medio (RMSE) para cada conjunto de datos generados por la simulación en CFD, siguiendo la metodología propuesta por (Willmott, 1982). Este enfoque, aunque no se utiliza como una medida definitiva para validar un modelo, sí se emplea como un índice comparativo que permite evaluar qué tan distantes están los datos simulados de los valores reales u observados. Conforme a la aclaración proporcionada por Soto-Bravo y González-Lutz en 2019, es importante señalar que el error cuadrático no se utiliza como un criterio único para la validación y verificación de un modelo (Soto-Bravo & González-Lutz, 2019). Sin embargo, el RMSE proporciona una métrica útil para

comparar la discrepancia entre los datos generados por la simulación y los valores observados o reales. La expresión que define el RMSE es la siguiente:

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (y_i - y_o)^2}{n}} \quad (21)$$

Donde  $n$  es el número de datos,  $y_i$  es el valor real u observado, y  $y_o$  es el valor obtenido mediante la simulación. Entre más cercano sea el valor de 0, tendrá una mejor respuesta y el modelo se acoplará mejor a los valores reales.

Se determino el cálculo del RMSE para los modelos propuestos en este trabajo de investigación teniendo como resultados los siguientes valores.

**Tabla 13**

*Valores de RMSE Calculados para el Modelo Desarrollado*

<b>Zona</b>	<b>Raíz del error cuadrático medio</b>
Pared	0.33
Anular	1.70
Inferior	1.43

Según el cálculo efectuado, se evidencia que la región de la pared exhibe la mejor concordancia entre los datos simulados y los datos observados, ya que el valor de la Raíz del Error Cuadrático Medio (RMSE) alcanza un valor de 0.33. Estos valores cercanos a cero denotan una calidad sobresaliente en la adecuación del modelo a los datos empíricos en esta región. Por contrapartida, en las regiones del anular y la zona inferior, los resultados revelan RMSE superiores a 1. A pesar de no acercarse a valores cercanos a cero, estos resultados señalan que el modelo aún

conserva utilidad y capacidad funcional, puesto que no se desvía de manera significativa de la correspondencia ideal representada por un RMSE igual a cero.

Adicionalmente, se llevó a cabo un análisis estadístico de la varianza entre los conjuntos de datos, conocido como ANOVA. La hipótesis planteada en este análisis era que los datos generados por esta metodología no diferían significativamente de los datos proporcionados en el artículo de prueba. Los resultados se presentan a continuación:

**Tabla 14**

*Resultados del Análisis Estadístico (ANOVA) en el Interior de la Tubería*

<b>ANÁLISIS DE VARIANZA INTERIOR</b>				
<b>Origen de las variaciones</b>	Grados de libertad	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	1	0,000207361	0,988522126	3,87832973
Dentro de los grupos	254			
<b>Total</b>	255			

**Tabla 15**

*Resultados del Análisis Estadístico (ANOVA) en la Pared de la Tubería*

<b>ANÁLISIS DE VARIANZA PARED</b>				
<b>Origen de las variaciones</b>	Grados de libertad	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	1	0,0067513	0,9345835	3,8808272
Dentro de los grupos	238			
<b>Total</b>	239			

**Tabla 16**

*Resultados del Análisis Estadístico (ANOVA) en el Anular*

<b>ANÁLISIS DE VARIANZA ANULAR</b>				
<b>Origen de las variaciones</b>	Grados de libertad	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	1	1,3278945	0,2503764	3,8822073
Dentro de los grupos	230			
<b>Total</b>	<b>231</b>			

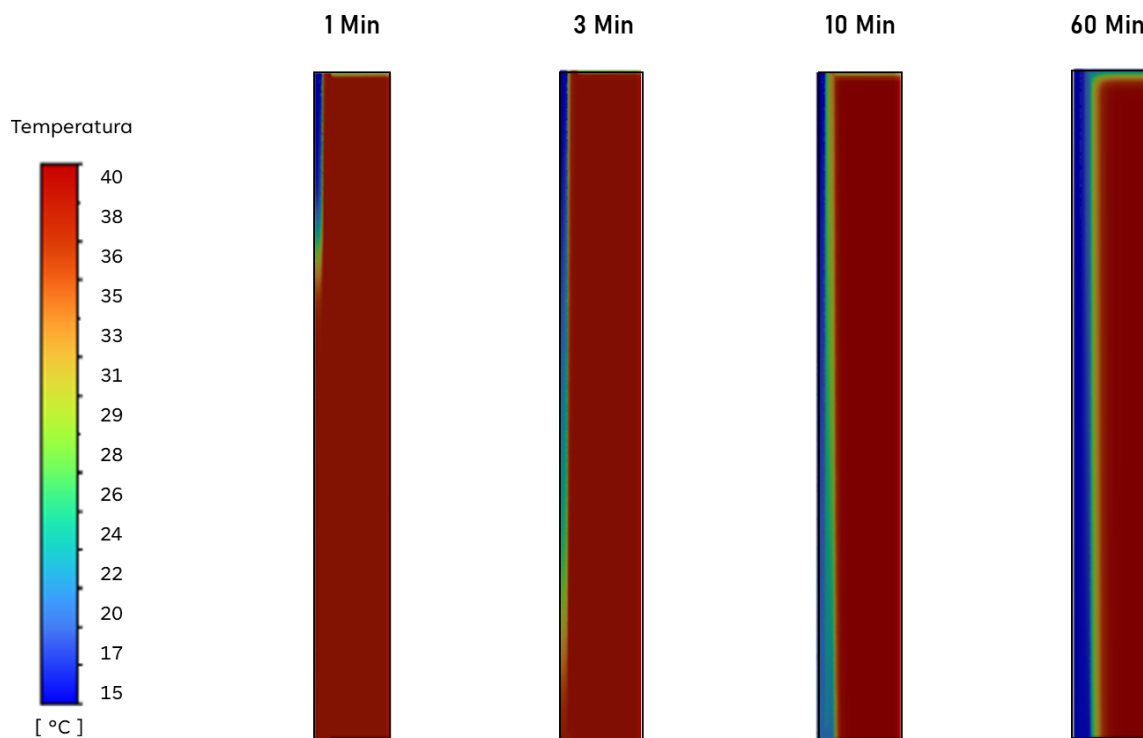
Los resultados obtenidos respaldan la validez del modelo, ya que, en los tres conjuntos de datos, los valores de F fueron inferiores al valor crítico, y las probabilidades fueron mayores al 5%. Esto indica que los modelos carecen de diferencias estadísticamente significativas, lo que permite catalogar los resultados como confiables.

#### **2.4.Análisis de Resultados**

En esta fase final, se realiza un análisis detallado de la distribución de la temperatura del fluido en el pozo, tanto en términos temporales como radiales.

**Figura 23**

*Distribución de la Temperatura a lo Largo del Modelo Empleando la Herramienta de Contorno*

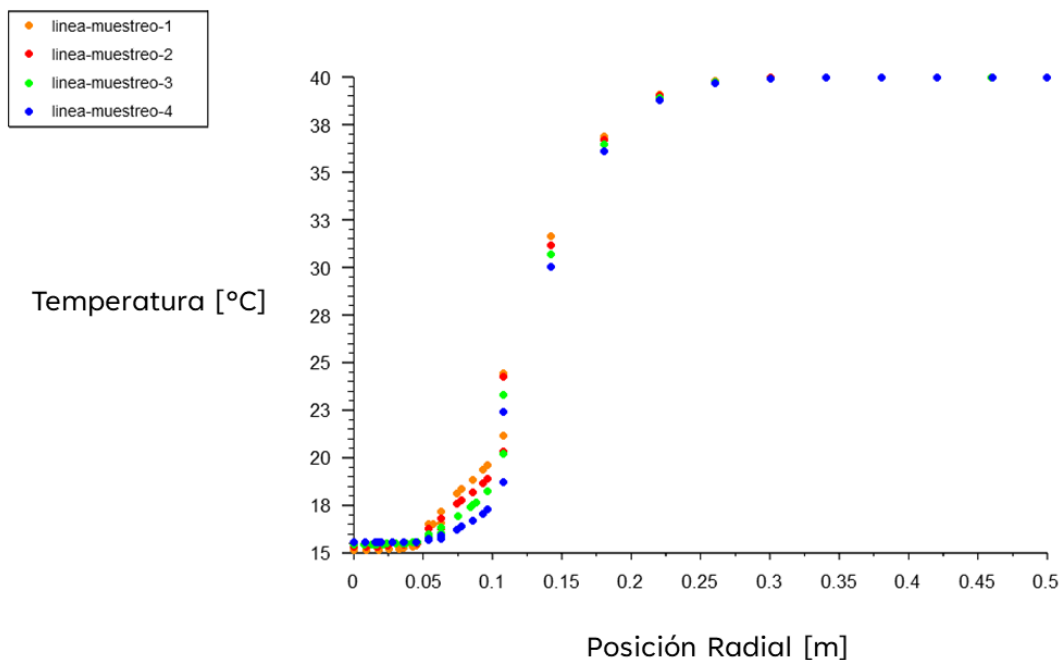


La Figura 23 presenta una representación visual mediante un gráfico de contornos que ilustra cómo cambia la temperatura en el sistema pasada 1 hora de flujo. Inicialmente, el sistema se encuentra inicializado a una temperatura de 40°C. Con el paso del tiempo, se desarrolla un perfil de temperatura, primero en el interior de la tubería. Cerca de la media hora, se puede observar que el sistema ha alcanzado una temperatura estabilizada de alrededor de 15°C, que coincide con la temperatura de entrada del fluido. Al finalizar el proceso, se nota que la temperatura en la formación se ve afectada en las áreas cercanas a la cara de la formación, incluso sin tener en cuenta la filtración del fluido.

## Figura 24

*Variación de la Temperatura de Forma Radial al Final de la Simulación en los Diferentes*

*Puntos de Muestreo*



En la figura anterior, se puede observar la distribución radial de la temperatura a una profundidad de 1 a 4 metros. En la zona que corresponde al interior de la tubería y al espacio anular, se aprecia que no hay cambios significativos debido a la mencionada estabilización de la temperatura en el sistema. Sin embargo, a medida que se supera un radio de 0.05 metros, se comienza a notar una variación de la temperatura de manera pronunciada. Esta variación culmina en una temperatura de 40°C, que corresponde a las áreas que no fueron afectadas por el proceso.

### 3. Aplicación del Modelo Desarrollado para Analizar el Efecto de la Temperatura en la Viscosidad del Fluido

En esta sección, se empleará el modelo de pozo previamente desarrollado y validado para investigar el efecto de la temperatura en la viscosidad del fluido de perforación. Como caso de estudio, se utilizará la investigación realizada por (Nooripoor & Hashemi, 2020), que se centra en analizar los efectos de dos tipos de nanoarcilla en los fluidos de perforación de base aceite: la nanoarcilla modificada (MNC) CLOISITE 5 y la nanoarcilla no funcionalizada Grafeno (NG). Este estudio evaluó sus impactos en las propiedades reológicas, la estabilidad eléctrica de la emulsión y la capacidad de control de filtración, todas estas propiedades cruciales en el contexto de los fluidos de perforación. En la metodología del estudio, se realizaron mediciones de las propiedades reológicas y la estabilidad eléctrica de todos los fluidos preparados a tres temperaturas distintas: 90°F, 140°F y 180°F. Además, se calculó la energía de activación utilizando el modelo de Arrhenius, y los resultados revelaron que la nanoarcilla modificada (MNC) fue más efectiva que la nanoarcilla no funcionalizada (NG) en reducir la sensibilidad de las viscosidades aparente y plástica del fluido base a los cambios de temperatura.

Con relación a la simulación, se llevarán a cabo múltiples ejecuciones iniciales con el propósito de validar el modelo utilizando los valores de viscosidad obtenidos en el artículo de referencia mencionado anteriormente. Es fundamental intentar replicar las mismas condiciones de la prueba de laboratorio. Por lo tanto, se definirán las propiedades del fluido y las condiciones del modelo basándonos en los datos proporcionados en la Tabla 13. Además, se incorporarán los valores de energía de activación, que representan la relación entre la viscosidad y la temperatura. En este contexto, se registrarán valores de 10038.320 J/mol para la viscosidad aparente. Una vez que se haya confirmado la eficacia del modelo desarrollado, se procederá a probar este mismo fluido, pero variando la temperatura a 249 °C, que corresponde a las condiciones encontradas en la Cuenca YQ al Sur de China (Agwu et al., 2021a). Esto se llevará a cabo con el objetivo de

analizar el comportamiento de la viscosidad del fluido de perforación bajo las mismas condiciones térmicas de un pozo de alta presión y temperatura (HPHT).

**Tabla 17**

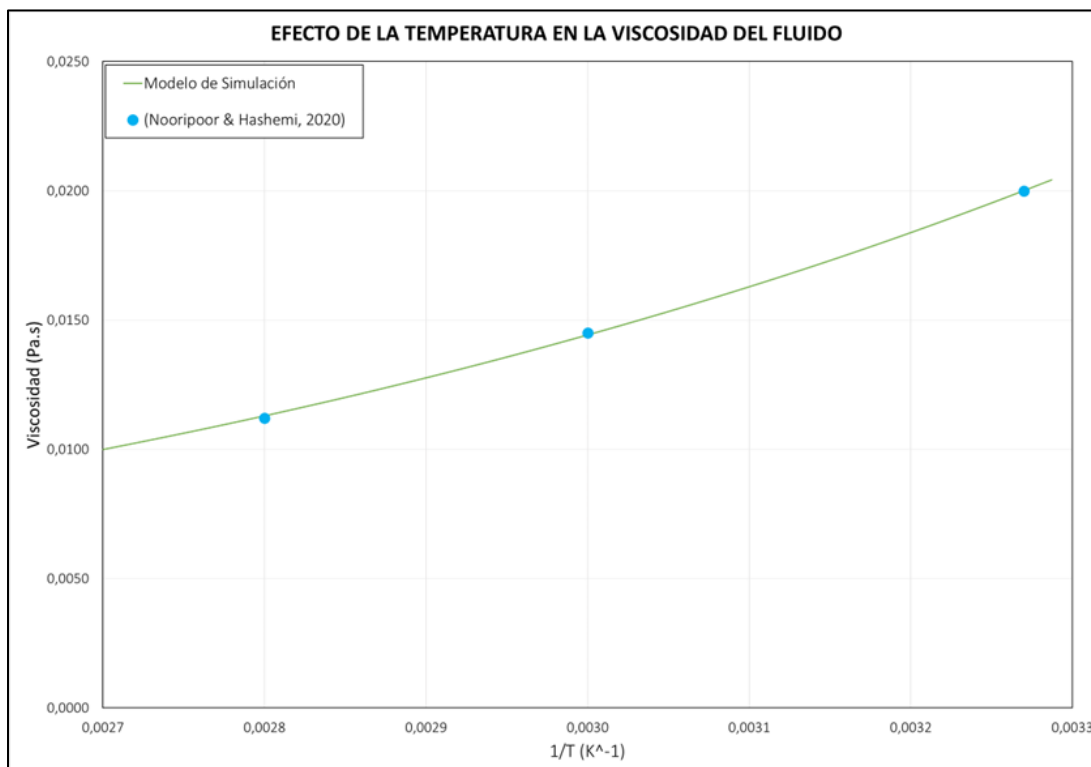
*Datos Necesarios y Parámetros Considerados en la Simulación (Nooripoor & Hashemi, 2020).*

Fluido	Modelo Reológico	Constantes			Temperatura (°C)		
		k	n	t	Referencia	Entrada	Preparación
Base	HB	0.09463	0.752	2.923	32.2	30	200 / 250
MNC (0.25%)	HB	0.09031	0.7718	3.400	32.2	30	250
NG (0.25%)	HB	0.09295	0.7632	2.904	32.2	30	250

En el proceso de validación del modelo para la predicción acertada de la viscosidad del fluido, se tomaron como datos base las tres mediciones tomadas en el laboratorio a diferentes temperaturas, tal como se presenta en la Figura 25. Estas mediciones coinciden de manera aproximada con la línea de color verde, que representa los resultados obtenidos a través del modelo de simulación. Esta concordancia nos permite llevar a cabo análisis de diversos fluidos de perforación en diferentes condiciones. Para lograr esto, es fundamental contar con la información requerida para configurar el material, como se explica en la sección 2.2 del presente trabajo.

## Figura 25

*Comparación y Validación de los Valores de Viscosidad Aparente Obtenidos en las Pruebas de Laboratorio y en el Modelo Desarrollado.*



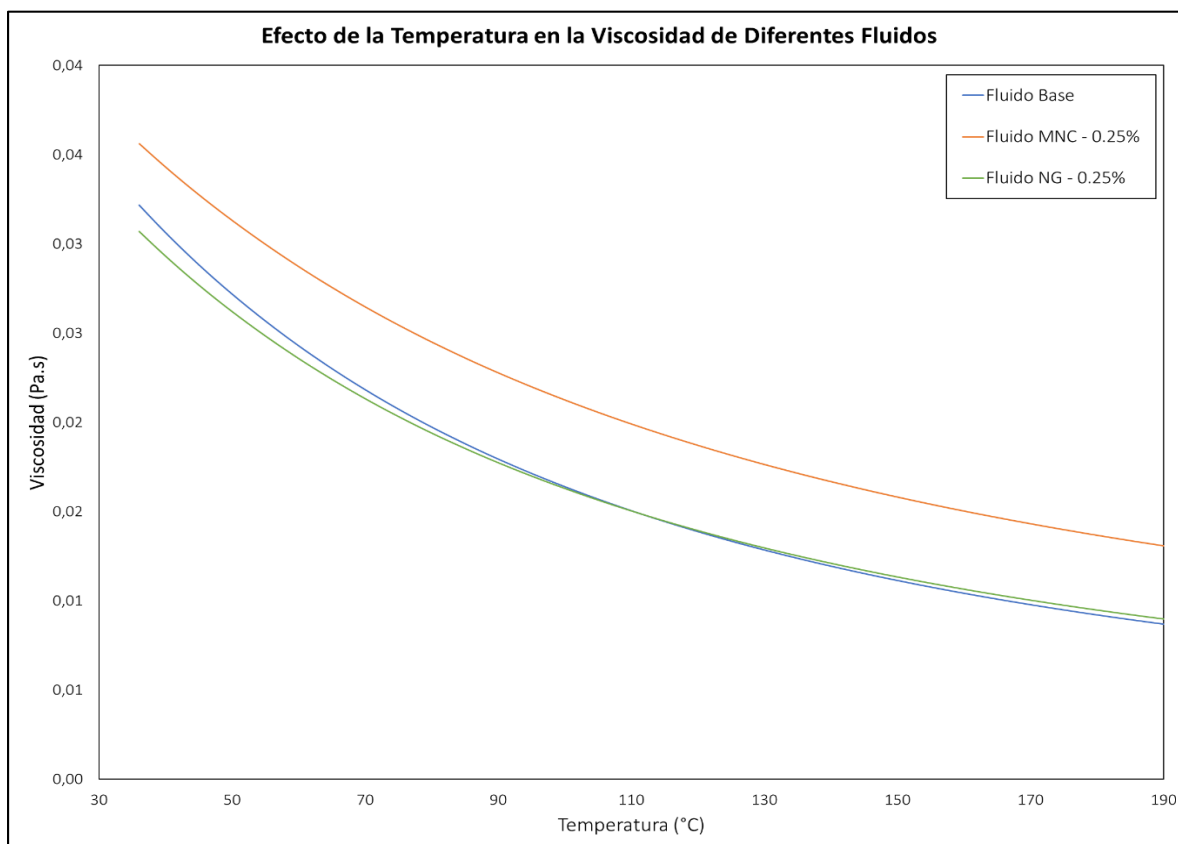
Siguiendo el mismo enfoque metodológico utilizado previamente en el cálculo del RMSE, se obtiene un valor de 0.00005 para la viscosidad, lo cual representa una proximidad cercana a cero. Este resultado indica la capacidad sobresaliente del modelo propuesto para reproducir la tendencia de los valores documentales en la literatura y su excepcional adaptación a la metodología establecida. Un RMSE tan cercano a cero, evidencia una concordancia entre los datos simulados y las referencias, lo que fundamenta sólidamente la validez y la precisión del modelo en la estimación de la viscosidad en comparación con los datos previamente observados en la literatura.

En el estudio de Nooripoor & Hashemi, 2020, se llevaron a cabo diferentes formulaciones de lodo mediante la adición de distintas concentraciones de adiciones con el fin de mejorar las

propiedades, especialmente el comportamiento de la viscosidad, la cual, desempeña un papel crucial en la limpieza y estabilidad del pozo.

### Figura 26

*Comparación del Comportamiento de la Viscosidad Aparente de Diferentes Fluidos de Perforación.*



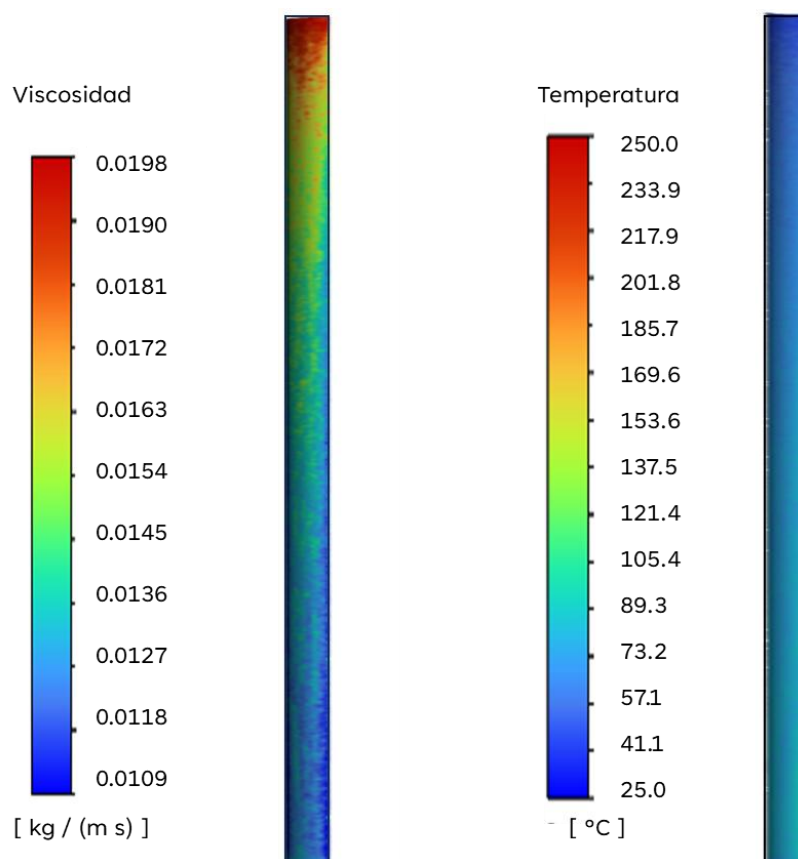
La validación del modelo permite analizar el impacto de la temperatura en el comportamiento de la viscosidad de tres fluidos diferentes, donde dos son fluidos modificados. Se observó que el fluido MNC (0.25%) sobresale al mantener valores de viscosidad en un rango más elevado que los demás. Este modelo facilita y agiliza la evaluación y selección del fluido más óptimo cuando se requiere que funcione de manera eficiente y permita una limpieza en condiciones críticas.

#### 4. Análisis y Discusión de Resultados

Con el propósito de analizar y comprender de manera más precisa cómo responde la viscosidad del fluido ante condiciones extremas de temperatura, se utiliza el modelo de simulación en concordancia con las condiciones encontradas en la Cuenca YQ al Sur de China. A continuación, se expondrán los resultados obtenidos haciendo uso de las diferentes herramientas de análisis que cuenta Fluent en su portafolio.

#### Figura 27

*Distribución de la Viscosidad a lo Largo de la Cara de la Formación Pasada una 1 hr de Flujo.*



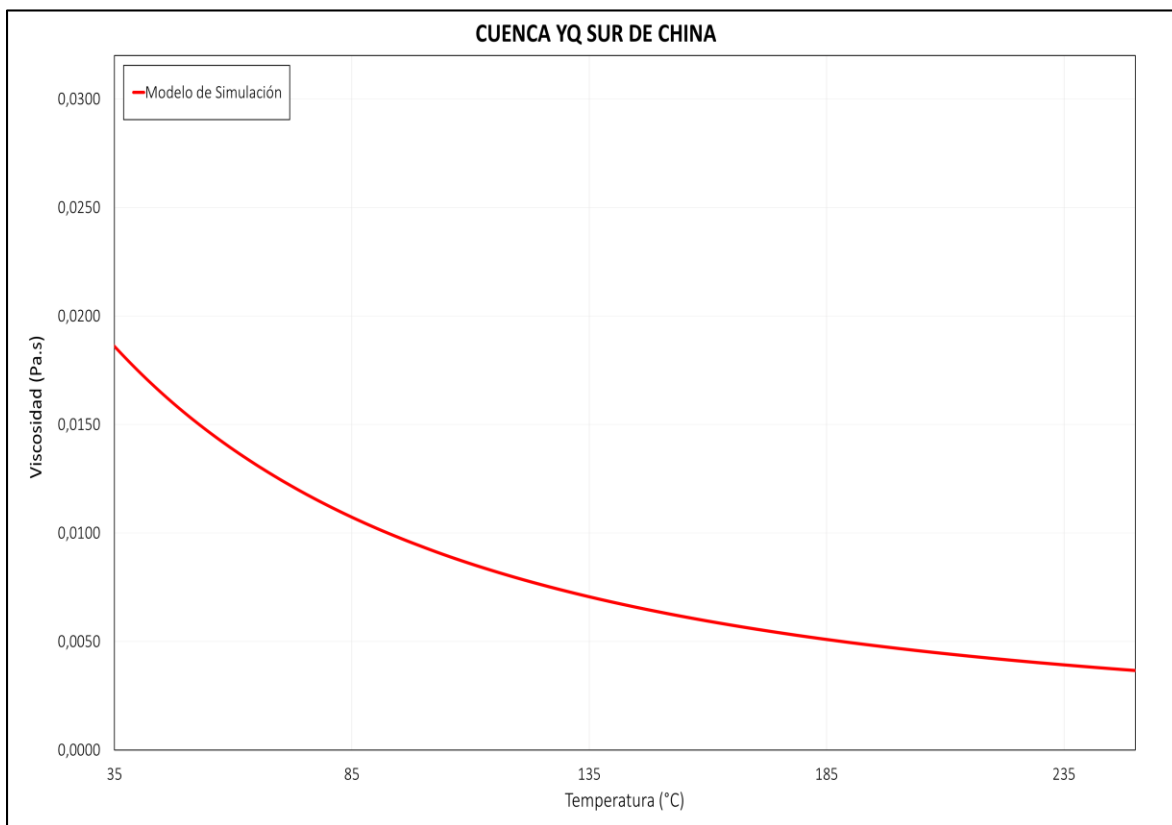
En la Figura 26, se ilustra el comportamiento de la viscosidad del fluido en la cara de formación al alcanzar el final del flujo. Se evidencia que los valores más elevados se sitúan en la

parte superior del pozo, alcanzando aproximadamente 0.0198 Pa. s, mientras que los valores mínimos se registran cerca de 0.0109 Pa. s. Estos valores elevados en la viscosidad están directamente relacionados con las variaciones de temperatura en el pozo, ya que las temperaturas en el fondo del pozo son superiores a las de la parte superior, lo que impacta significativamente en la disminución de la viscosidad. Como se mencionó en secciones anteriores, la viscosidad es una propiedad de importancia crítica en la limpieza del pozo, ya que el fluido debe tener la viscosidad adecuada para mantener en suspensión los sólidos y los recortes generados durante la perforación. En este contexto, es necesario verificar si estos valores de viscosidad permiten una suspensión adecuada y, posteriormente, la limpieza eficiente del pozo. Para esto se puede recurrir a la literatura, donde diferentes autores se han dedicado al diseño de formulaciones de lodo que permitan optimizar la limpieza del pozo. Por ejemplo, en el estudio realizado por Hernández y Manrique en 2018, se presenta una matriz de selección de fluido de perforación que evalúa varios parámetros, y en ese contexto, los rangos óptimos de viscosidad se encuentran entre 0.014 y 0.022 Pa. s. Sin embargo, es crucial destacar que estos rangos pueden variar según la etapa de la perforación y las condiciones específicas del pozo.

En la Figura 27, se presenta un gráfico que muestra la relación entre la viscosidad y la temperatura. En el cual, se puede observar cómo la viscosidad disminuye a medida que la temperatura aumenta, lo cual coincide con lo mencionado por varios autores en la sección "Efecto de la Temperatura en las Propiedades Reológicas de los Fluidos de Perforación".

**Figura 28**

*Efecto de la Temperatura en el Comportamiento de la Viscosidad del Fluido a Condiciones de Alta Temperatura: Cuenca YQ Sur de China.*



En campo, comprender el comportamiento de la viscosidad a diferentes temperaturas suele ser complicado de lograr a través de pruebas directas. En tales casos, se recurre a técnicas, modelos o correlaciones de la literatura. No obstante, estas aproximaciones a menudo no logran replicar con precisión el comportamiento de la viscosidad debido a las diferencias en la composición del fluido utilizado en el estudio y el fluido real empleado en operaciones. Para abordar estas situaciones, la simulación mediante técnicas de Dinámica de Fluidos Computacionales (CFD) se convierte en una solución ingenieril, con herramientas poderosas que permiten una comprensión más precisa y eficiente del comportamiento reológico del fluido de perforación.

Es importante destacar que el estudio del impacto de la temperatura en la reología del fluido de perforación utilizando CFD es un área de investigación relativamente reciente, especialmente en lo que se refiere al estudio de la viscosidad. Actualmente, no se encuentran trabajos que se centren en una aplicación tan específica como la que se presenta en el estudio actual, lo que resalta la importancia de este estudio y crea oportunidades para futuras investigaciones que contribuyan al avance del conocimiento en la reología de los fluidos de perforación y su comportamiento en diversas condiciones operativas.

## 5. Conclusiones

1. El estudio actual se destaca por su enfoque en una aplicación específica que carece de investigaciones previas, lo que subraya su importancia y crea oportunidades para futuras investigaciones en el campo de la reología de los fluidos de perforación y su comportamiento en diversas condiciones operativas.
2. El uso de bases de datos generadas a partir de la revisión de la literatura científica relacionada con el impacto de la temperatura en diversas propiedades reológicas se reconoce como fundamental para enriquecer el conocimiento y proporcionar recursos esenciales para investigadores y profesionales interesados en este campo.
3. La metodología presentada en este estudio es altamente eficiente y tiene la capacidad de predecir con precisión la temperatura y la viscosidad en tiempo real en entornos geotérmicos, con la posibilidad de ser aplicada en yacimientos de petróleo y gas. Esto proporciona a los ingenieros y al personal involucrado una herramienta poderosa que ayuda en la comprensión de la relación entre la temperatura, un parámetro de gran importancia, y el comportamiento reológico del lodo. Como resultado, se pueden mitigar aumentos en los costos operativos, periodos de suspensión de operaciones (NPT) y minimizar el impacto en el medio ambiente y la seguridad del personal.
4. El análisis estadístico, basado en el cálculo del RMSE (Root Mean Square Error) y ANOVA, confirma la robustez y confiabilidad tanto de la metodología como del modelo propuestos en este estudio. Estas herramientas simplifican la toma de decisiones, lo que permite a ingenieros y equipos responsables tomar decisiones inmediatas y asegurar una formulación óptima para mantener la limpieza y la estabilidad adecuada del pozo. Es relevante destacar que algunos valores de RMSE que superaron el umbral de 0 en las

predicciones de temperatura pueden estar vinculados a una ligera sobreestimación por parte del modelo propuesto en esta investigación en comparación con los datos de referencia de los artículos utilizados para su validación. Esto se observa en las Figuras 20 y 21, y al analizar la varianza, se confirma que, en general, no hubo una variación significativa en los datos, pero se aprecia una tendencia a que las predicciones superen ligeramente a los valores de referencia. Esta discrepancia es un aspecto importante por considerar en futuras implementaciones de la metodología, ya que sugiere que el modelo tiende a estimar temperaturas ligeramente más altas en comparación con los datos de referencia.

5. En esta investigación, se han analizado los resultados de la viscosidad del lodo de perforación, y se ha reafirmado la estrecha relación entre la temperatura y la viscosidad. Esta relación conlleva a una disminución de la viscosidad a medida que aumenta la temperatura. Estos hallazgos tienen implicaciones significativas en el transporte de recortes de perforación dentro del pozo.

## 6. Recomendaciones

Luego de completar exitosamente la presente investigación, se formulan las siguientes recomendaciones con el propósito de avanzar y profundizar en el estudio del comportamiento de los fluidos de perforación y contribuir a un entendimiento más completo de los fenómenos térmicos y de flujo en la perforación de pozos:

1. Se recomienda explorar el efecto de utilizar un  $\Delta t$  más reducido para evaluar si esto conduce a una mejora en la precisión de los resultados obtenidos en las simulaciones.
2. Se recomienda considerar la implementación de un modelo de fluido multifásico que involucre tanto líquido como sólido, junto con la presencia de una formación porosa que permita la entrada del fluido. Esto permitiría investigar en profundidad el impacto del proceso de filtrado en la zona afectada y sus implicaciones en el comportamiento térmico.
3. Se recomienda emplear un modelo más robusto que abarque profundidades mayores, superiores a 10.000 ft, y que incluya un programa de cementación. Esto posibilitaría no solo el análisis de la temperatura del fluido de perforación, sino también la evaluación de la temperatura del cemento. Además, se podría considerar el estudio del aporte de calor proveniente de diferentes formaciones geológicas, lo que enriquecería aún más el análisis térmico del proceso.
4. Se recomienda incluir una parte práctica que involucre pruebas de laboratorio para analizar diversas formulaciones de lodos y posteriormente comparar los resultados obtenidos con los datos generados por el modelo de simulación. La combinación de datos empíricos y simulación numérica proporciona una base sólida para comprender y predecir el comportamiento de los lodos en condiciones reales, lo que mejora la precisión, la validación y la aplicabilidad de los resultados.

### Referencias bibliográficas

- Abdelhafiz, M. M., Hegele, L. A., & Oppelt, J. F. (2021). Temperature modeling for wellbore circulation and shut-in with application in vertical geothermal wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 204. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108660>
- Abduo, M. I., Dahab, A. S., Abuseda, H., AbdulAziz, A. M., & Elhossieny, M. S. (2016). Comparative study of using Water-Based mud containing Multiwall Carbon Nanotubes versus Oil-Based mud in HPHT fields. *Egyptian Journal of Petroleum*, 25(4), 459–464. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2015.10.008>
- Aguinaga, A. (2019). *SIMULACIÓN TÉRMICA EN ESTADO TRANSITORIO DEL FLUJO DE GAS EN LÍNEAS DE FLUJO “RISER” EN POZOS REPRESENTATIVOS DEL CAMPO AMISTAD*.
- Agwu, O. E., Akpabio, J. U., Ekpenyong, M. E., Inyang, U. G., Asuquo, D. E., Eyoh, I. J., & Adeoye, O. S. (2021). A comprehensive review of laboratory, field and modelling studies on drilling mud rheology in high temperature high pressure (HTHP) conditions. In *Journal of Natural Gas Science and Engineering* (Vol. 94). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104046>
- Agwu, O. E., Akpabio, J. U., Ekpenyong, M. E., Inyang, U. G., Asuquo, D. E., Eyoh, I. J., & Adeoye, O. S. (2021). A critical review of drilling mud rheological models. In *Journal of Petroleum Science and Engineering* (Vol. 203). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108659>
- Al-Khdheawi, E. A., & Mahdi, D. S. (2019). Apparent viscosity prediction of water-based muds using empirical correlation and an artificial neural network. *Energies*, 12(16). <https://doi.org/10.3390/en12163067>

- Alsabaa, A., Gamal, H. A., & Abdulraheem, A. (2019). *Real-Time Prediction of Rheological Properties of All-Oil Mud Using Artificial Intelligence*.
- Amani, M. (2012). *An Experimental Investigation of the Effects of Ultra-High Pressure and Temperature on the Rheological Properties of Water-Based Drilling Fluids and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*.
- Amani, M. (2012). The Rheological Properties of Oil-Based Mud Under High Pressure and High Temperature Conditions. *Advances in Petroleum Exploration and Development*, 3(2), 21–30. <https://doi.org/10.3968/j.aped.1925543820120302.359>
- Amaro, G. (2001). *Estudio térmico durante la perforación de pozos geotérmicos considerando efectos reológicos de los fluidos de perforación*.
- Andrés, C., Medina, C., Jairo Sánchez Martínez, J., León, E. A., & Boada, W. M. (2013). ANÁLISIS REOLÓGICO PARA PREDECIR Y MEJORAR EL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DURANTE LA PERFORACIÓN DE UN POZO. In *Revista Fuentes: El Reventón Energético* (Vol. 11).
- Araujo, J., Kaotun, K., Dumrongthai, P., & Adrian, A. (2014). *Efficient Drilling of Ultra-HPHT Wells in the Gulf of Thailand*. <http://onepetro.org/OTCONF/proceedings-pdf/14OTC/3-14OTC/D031S037R006/1506105/otc-25392-ms.pdf/1>
- Ayala, D., Torres, H., Valencia, R., & Loaiza, M. (2017). Impacto del Tiempo no Productivo en Operaciones de Perforación y Análisis de los Datos Mediante la Prueba de Chicuadrado. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 14(2), 5–18. <https://doi.org/10.18273/revfue.v14n2-2016001>
- Bailey, W. J., & Weir, I. S. (1998). Investigation of methods for direct rheological model parameter estimation. In *Journal of Petroleum Science and Engineering* (Vol. 21).

- Balhoff, M. T., Lake, L. W., Bommer, P. M., Lewis, R. E., Weber, M. J., & Calderin, J. M. (2011). Rheological and yield stress measurements of non-Newtonian fluids using a Marsh Funnel. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 77(3–4), 393–402. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.04.008>
- Baroid. (1999). *Manual de Fluidos*.
- Baroutian, S., Eshtiaghi, N., & Gapes, D. J. (2013). Rheology of a primary and secondary sewage sludge mixture: Dependency on temperature and solid concentration. *Bioresource Technology*, 140, 227–233. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2013.04.114>
- Bassam, A., Santoyo, E., Andaverde, J., Hernández, J. A., & Espinoza-Ojeda, O. M. (2010). Estimation of static formation temperatures in geothermal wells by using an artificial neural network approach. *Computers and Geosciences*, 36(9), 1191–1199. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2010.01.006>
- Bloys, B., Davis, N., Samolen, B., & Bailey, L. (1994). *Designing and Managing Drilling Fluid*.
- Briscoe, B. J., Luckham, P. F., & Ren, S. R. (2015). *The properties of drilling muds at high pressures and high temperatures*.
- Bu, H., Sun, J., Wang, C., & Bu, P. (2013). *RHEOLOGICAL PROPERTIES OF POLYMER-GEL DRILLING FLUIDS AT HIGH TEMPERATURE AND PRESSURE* (Vol. 48, Issue 6).
- Cardenas, A., Sánchez, J., & Ariza, E. (2013). ANÁLISIS REOLÓGICO PARA PREDECIR Y MEJORAR EL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DURANTE LA PERFORACIÓN DE UN POZO. In *Revista Fuentes: El Reventón Energético* (Vol. 11).
- Carreau, P. J. (1972). RHEOLOGICAL EQUATIONS FROM MOLECULAR NETWORK THEORIES. *Trans Soc Rheol*, 16(1), 99–127. <https://doi.org/10.1122/1.549276>

- Carrera, Y., Avila-de la Rosa, G., Vernon-Carter, E. J., & Alvarez-Ramirez, J. (2017). A fractional-order Maxwell model for non-Newtonian fluids. *Physica A: Statistical Mechanics and Its Applications*, 482, 276–285. <https://doi.org/10.1016/j.physa.2017.04.085>
- Cengel, Y., & Ghajar, A. (2020). *TRANSIENT HEAT CONDUCTION*.
- Craft, B. C., & Exner, J. D. (1933). *Effects of Temperature on the Viscosity of Some Gulf Coast Drilling Muds*. <http://onepetro.org/TRANS/article-pdf/103/01/112/2177628/spe-933112-g.pdf/1>
- Downs, J. (2023). *Life Without Barite: Ten Years of Drilling Deep HPHT Gas Wells With Cesium Formate Brine*. <http://onepetro.org/SPEMEDT/proceedings-pdf/11MEDT/All-11MEDT/SPE-145562-MS/1706140/spe-145562-ms.pdf/1>
- El-Halwagi, M., & Noynaert, S. (2016). *LONG-RANGE DESCRIPTION OF RHEOLOGICAL PROPERTIES OF A HIGH-PRESSURE HIGH-TEMPERATURE OIL-BASED DRILLING FLUID*.
- Espinoza-Ojeda, O. M., Santoyo, E., & Andaverde, J. (2011). A new look at the statistical assessment of approximate and rigorous methods for the estimation of stabilized formation temperatures in geothermal and petroleum wells. *Journal of Geophysics and Engineering*, 8(2), 233–258. <https://doi.org/10.1088/1742-2132/8/2/010>
- Fitzgerald B. L., & McCourt, A. J. (2000). *Drilling Fluid Plays Key Role in Developing the Extreme HTHP, Elgin/Franklin Field*.
- García, A., & Manjarres, F. (2017). *EVALUACIÓN TÉCNICA DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA UTILIZANDO COMO ADITIVO NANO-PARTÍCULAS DE ÓXIDO DE GRAFENO A ESCALA DE LABORATORIO PARA LA INHIBICIÓN DE LUTITAS EN LOS CAMPOS CASTILLA Y CHICHIMENE DE ECOPETROL S.A.*

- García, B., Paúl Gutiérrez Mena, F., Fernando, I., Páez Flor, I., & Marcelo, N. (2021). *Diseño y construcción de un equipo para medir la conductividad térmica de un fluido.*
- González, J. (2018). *ESTUDIO EXPERIMENTAL DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN PARA SITIOS GEOTÉRMICOS DE BAJA ENTALPÍA Y POZOS DE AGUA.*
- González Michael, & Reyes, K. (2020). *EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA UTILIZANDO COMO DENSIFICANTE UN ADITIVO NO CONVENCIONAL MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO.*
- Gonzalo, R., Zea, S., & Gallegos Orta, R. (2001). *OPTIMIZACION DEL USO DE POLIMEROS PARA PERFORAR POZOS EN CAMPOS MARGINALES DEL ORIENTE ECUATORIANO.*
- Halvorsen, H., Blikra, H., & Grelland, S. (2019). *Viscosity of oil-based drilling fluids.*
- Hermoso, J., Martínez-Boza, F., & Gallegos, C. (2014). Combined effect of pressure and temperature on the viscous behaviour of all-oil drilling fluids. *Oil and Gas Science and Technology*, 69(7), 1283–1296. <https://doi.org/10.2516/ogst/2014003>
- Hernandez, M., & Manrique, A. (2018a). *FORMULACION DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO RENDIMIENTO POLIMERICO EN BASE AGUA PARA EL BLOQUE CPO-05 DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.*
- Hernández, M., & Miranda, N. (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.*
- Houwen, O. H., Research, C., Geehan, T., & Forex, S. (1986). *Rheology of Oil-Base Muds.* <http://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-pdf/86SPE/All-86SPE/SPE-15416-MS/3245016/spe-15416-ms.pdf/1>

- Igwilo, K. C., Ikoru, G., Okoli, N., Osueke, G. O., Odo, J., & Anawe, P. A. L. (2017). Modeling the Effects of Temperature on Oil Base Mud Viscosity Using Polynomial equation. *International Journal of Petroleum and Petrochemical Engineering*, 3(2). <https://doi.org/10.20431/2454-7980.0302003>
- Instituto Americano del Petróleo. (2001). *Manual MI*.
- Joel, O., Taiwo, A., F, J. O., & Kazeem, A. A. (2011). *Investigation of Local Polymer (Cassava Starch) as a Substitute for Imported Sample in Viscosity and Fluid Loss Control of Water Based Drilling Mud, PAKISTAN. INVESTIGATION OF LOCAL POLYMER (CASSAVA STARCHES) AS A SUBSTITUTE FOR IMPORTED SAMPLE IN VISCOSITY AND FLUID LOSS CONTROL OF WATER BASED DRILLING MUD*. 6(12). [www.arpnjournals.com](http://www.arpnjournals.com)
- Johnson, D., Herman, S., & Co USA, E. (1994). *Well Design and Equipment Installation for Mobile Bay Completions*. <http://onepetro.org/OTCONF/proceedings-pdf/94OTC/All-94OTC/OTC-7571-MS/1970285/otc-7571-ms.pdf/1>
- Kabir, C., & Ameen, M. (1996). *Determining Circulating Fluid Temperature in Drilling, Workover, and Well Control Operations*. <http://onepetro.org/DC/article-pdf/11/02/74/2600456/spe-24581-pa.pdf/1>
- Karimi Vajargah, A., & van Oort, E. (2015). Determination of drilling fluid rheology under downhole conditions by using real-time distributed pressure data. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 24, 400–411. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.04.004>
- Laurencio Alfonso, H., Gilbert Hernández, A., Rodríguez, S., & El Ejido Sector San Felipe Latacunga -Ecuador, B. (2017). Modelado de la viscosidad aparente de un petróleo crudo de 11°API con comportamiento no newtoniano Modeling of apparent viscosity of a 11° API crude oil with non-Newtonian behavior. In *Revista chilena de ingeniería* (Vol. 25, Issue 4).

- Lavrov, A. (2022). Robertson-Stiff rheological model in fracture flow. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 217. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110935>
- Leong Dong Guo, B., & Darul Ridzuan, P. (2013). *Study of the Rheological Properties of Various Oil-Based Drilling Fluids*.
- Liu, H., Li, Z., Huang, Y., Fang, M., & Liu, Z. (2016). *Deepwater HTHP Drilling Fluid Development and Field Applications in Western South China Sea*. <http://onepetro.org/SPEAPOG/proceedings-pdf/16APOG/All-16APOG/SPE-182429-MS/1373737/spe-182429-ms.pdf/1>
- Lomax, H., Pulliam, T., Zingg, D., & Kowalewski, T. (2002). Fundamentals of Computational Fluid Dynamics. *Applied Mechanics Reviews*, 55(4), B61–B61. <https://doi.org/10.1115/1.1483340>
- Lomba, R. F. T., De Sá, C. H. M., & Brandão, E. M. (2002). A new approach to evaluate temperature effects on rheological behavior of formate-based fluids. *Journal of Energy Resources Technology, Transactions of the ASME*, 124(3), 141–145. <https://doi.org/10.1115/1.1485293>
- lu, Y., Song, G., Zeng, H., Zhang, L., & li, J. (2014). Characterizing factors affecting the hot liquid penetration performance of fabrics for protective clothing. *Textile Research Journal*, 84(2), 174–186. <https://doi.org/10.1177/0040517513485625>
- Makinde, F. A., Adejumo, A. D., Ako, C. T., & Efevbokhan, V. E. (2011). MODELLING THE EFFECTS OF TEMPERATURE AND AGING TIME ON THE RHEOLOGICAL PROPERTIES OF DRILLING FLUIDS. *Petroleum & Coal*, 53(3), 167–182. [www.vurup.sk/petroleum-coal](http://www.vurup.sk/petroleum-coal)

- Mantenimiento, D. E., Workover, Y., El, E. N., & Apiay, C. (2008). *ESTUDIOS DE CONTROL DE POZOS DURANTE LAS OPERACIONES*.
- 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*.
- Martínez, R. (2012). *ANÁLISIS DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AMINA, PHPA Y GLICOL PARA DETERMINAR LA EFECTIVIDAD DE LA TRIETANOLAMINA COMO CONTROLADOR DE PH*.
- McMordie W.C, & Bennett R.B.Bland R.G. (1975). *The Effect of Temperature and Pressure on the Viscosity of Oil-Base Muds*. <http://onepetro.org/JPT/article-pdf/27/07/884/2225369/spe-4974-pa.pdf/1>
- Mikhienkova, E. I., Minakov, A. V., Matveev, A. V., & Pryazhnikov, M. I. (2019). Experimental study of temperature dependence of drilling fluids viscosity with nanoparticles. *Journal of Physics: Conference Series*, 1359(1). <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1359/1/012110>
- Minton, R. C., & Bern P.A. (1988). *Field Measurement and Analysis of Circulating System Pressure Drops With Low-Toxicity Oil-Based Drilling Fluids*. <http://onepetro.org/SPEDC/proceedings-pdf/88DC/All-88DC/SPE-17242-MS/3220550/spe-17242-ms.pdf/1>
- Mohamed, A., Salehi, S., & Ahmed, R. (2021). *Significance and Complications of Drilling Fluid Rheology in Geothermal Drilling: A Review*. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0375650521000262>
- Nooripoor, V., & Hashemi, A. (2020). Effect of a modified nano clay and nano graphene on rheology, stability of water-in-oil emulsion, and filtration control ability of oil-based drilling

- fluids: A comparative experimental approach. *Oil and Gas Science and Technology*, 75.  
<https://doi.org/10.2516/ogst/2020032>
- Nwagu, C. (2015). *Case Study: Planning and Execution of a Subsea Hph Well in the Niger-Delta*.  
<http://onepetro.org/SPENAIC/proceedings-pdf/15NAIC/All-15NAIC/SPE-178395-MS/1463409/spe-178395-ms.pdf/1>
- Olea-González, U., Vázquez-Rodríguez, A., García-Gutiérrez, A., & Anguiano-Rojas, P. (2007).  
*ESTIMACIÓN DE TEMPERATURAS DE FORMACIÓN EN YACIMIENTOS: MÉTODO INVERSO ESTIMATION OF FORMATION TEMPERATURES IN RESERVOIRS: INVERSE METHOD* (Vol. 6, Issue 1).
- Oriji, A. B., & Dosunmu, A. (2012). *Design and Application of Drilling Fluids for HPHT Well-A Case Study of Mafia Field*. <http://onepetro.org/SPENATC/proceedings-pdf/12NATC/All-12NATC/SPE-151642-MS/1629826/spe-151642-ms.pdf/1>
- Pascual, E. (2016). *ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE UN FLUIDO REO-ESPESANTE*.
- PDVSA. (2002). *Manual de Fluidos de Perforación PDVSA*.
- Phi, T., & Elgaddafi, R. (2019). *Well Integrity Issues: Extreme High-Pressure High-Temperature Wells and Geothermal Wells a Review* (Vol. 2). <http://onepetro.org/SPETWID/proceedings-pdf/19TWID/3-19TWID/D031S007R001/1119614/spe-198687-ms.pdf/1>
- Politte, M. D. (1985). *Invert Oil Mud Rheology as a Function of Temperature and Pressure SPE Member*. <http://onepetro.org/SPEDC/proceedings-pdf/85DC/All-85DC/SPE-13458-MS/3247279/spe-13458-ms.pdf/1>
- Popov, S. (2017). *HHP Operations Pose Escalating Challenges for Operators, Suppliers. Drilling Contractor*.

- Power, D., & Zamora, M. (2003). *Drilling Fluid Yield Stress: Measurement Techniques for Improved Understanding of Critical Drilling Fluid Parameters.*
- Ramírez, J. (2018). *Análisis aerodinámico de una hélice bipala 17x5 (17" de diámetro y 5" de paso de avance) de un Vehículo Aéreo No Tripulado del tipo cuadricóptero para incrementar la eficiencia de vuelo vertical.* <https://doi.org/10.32>
- Rivas, N., & Carvajal, E. (2011). *DETERMINACIÓN DE LA GRANULOMETRÍA ADECUADA DEL CARBONATO DE CALCIO PARA OPTIMIZAR EL PUENTE DE LODO EN ZONAS PRODUCTORAS DEL CAMPO EDÉN-YUTURI.*
- Rodríguez, F., & Francisco, A. (2002). *ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LAS ESTRUCTURAS DE GEL Y PUNTO CEDENTE, EN PRESENCIA DE CONTAMINANTES INERTES Y NO INERTES EN FLUIDOS DE PERFORACION BASE ACEITE.*
- Rommetveit, R., & Bjorkevoll, S. (1977). *Temperature and Pressure Effects on Drilling Fluid Rheology and EDC in Very Deep Weels.*
- Ronningsen, H. P. (1992). Rheological behaviour of gelled, waxy North Sea crude oils. In *Journal of Petroleum Science and Engineering* (Vol. 7).
- Rosero, J. (2019). *SIMULACIÓN TÉRMICA EN ESTADO TRANSITORIO DEL FLUJO DE GAS EN LÍNEAS DE FLUJO "RISER" EN POZOS REPRESENTATIVOS DEL CAMPO AMISTAD.*
- Santoyo, E., Santoyo-Gutiérrez, S., Garcõa, A., Espinosa, G., & Moya, S. L. (2001). *Rheological property measurement of drilling fluids used in geothermal wells.* [www.elsevier.com/locate/apthermeng](http://www.elsevier.com/locate/apthermeng)
- Sayma, A. (2009). *COMPUTATIONAL FLUID DYNAMICS.*

- Shu, C. W. (2003). High-order finite difference and finite volume WENO schemes and discontinuous galerkin methods for CFD. *International Journal of Computational Fluid Dynamics*, 17(2), 107–118. <https://doi.org/10.1080/1061856031000104851>
- Silva, E. (2019). *Optimización de los Fluidos de Perforación con el Uso de Polímeros en Operaciones Noroeste*.
- Soto-Bravo, F., & González-Lutz, M. I. (2019). Analysis of statistical methods to evaluate the performance of simulation models in horticultural crops. *Agronomía Mesoamericana*, 30(2), 517–534. <https://doi.org/10.15517/am.v30i2.33839>
- Villegas, R. (2017). *La Química de los lodos de perforación ejemplos y aplicaciones en Ciencias de la Tierra*.
- Wang, F., Tan, X., Wang, R., Sun, M., Wang, L., & Liu, J. (2012). High temperature and high pressure rheological properties of high-density water-based drilling fluids for deep wells. *Petroleum Science*, 9(3), 354–362. <https://doi.org/10.1007/s12182-012-0219-4>
- Wang, R., Kuru, E., Yang, X., Yan, Y., & Yan, X. (2021). Prediction of transient wellbore cement circulating temperature distribution using CFD simulation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107912>
- Willmott, C. J. (1982). *Some Comments on the Evaluation of Model Performance*.
- Xu, L., Gao, H., Xu, M. B., You, F. C., & Wang, X. L. (2017). RDR application: An accurate HTHP rheological modeling for the sulphonated water-based drilling fluid. In *Open Petroleum Engineering Journal* (Vol. 10, pp. 251–262). Bentham Science Publishers B.V. <https://doi.org/10.2174/1874834101710010251>
- Yang, M., Xie, R., Liu, X., Chen, Y., Tang, D., & Meng, Y. (2019). A novel method for estimating transient thermal behavior of the wellbore with the drilling string maintaining an eccentric

position in deep well operation. *Applied Thermal Engineering*, 163.  
<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.114346>

Yin, Q., Yang, J., Huang, Y., China Ltd, C., Sun, T., Hou, X., Wu, X., & Wang, J. (2018).  
*Operational Designs and Applications of MPD in Offshore Ultra-HTHP Exploration Wells*.  
<http://onepetro.org/SPEAPDT/proceedings-pdf/18APDT/3-18APDT/D032S006R007/1211981/spe-191060-ms.pdf/1>

York, P., Int', W., Pritchard, D., Dodson, J. K., Dodson, T., Dodson Company, J., Rosenberg, S.,  
Gala, D., Utama, B., & Int, W. (2009). *Eliminating Non-Productive Time Associated with  
Drilling Trouble Zones*.