

Impacto de la temperatura en el comportamiento mecánico de las rocas, usando modelos constitutivos. Aplicación offshore

Andrés David Ortiz Pinilla, Andrés Felipe Mora Matallana

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

Directora

Zuly Himelda Calderón Carrillo

PhD. en Ingeniería Química

Codirector

Diego Armando Vargas Silva

MSc. en Geofísica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

A mis padres Sandra Pinilla y Edgar Ortiz

por su incondicional apoyo, a cada uno de esos compañeros que en los días que el estrés y zozobra, siempre tuvieron palabras y ánimo para impulsarme a seguir trabajando, a todo aquel que motivo y prendió la chispa de la curiosidad en mi para la exitosa culminación de este trabajo de grado.

A María Oliva Jaimes y Libardo Pinilla

para quienes siempre fui el mejor de los mejores, los que nunca dudaron de mi ni mis capacidades y, por último, pero no menos importante a Dios, que por sobre todas las cosas me permite estar vivo para dar un paso más en mi vida.

A mi sis papa, que siempre fue motivación para estudiar a su lado y apoyarme con sus chistes y buenos momentos.

A Angy Valenzuela por ser la motivación incesante en la realización de este trabajo, y el escape a la realidad en los días tormentos, a María Camila Prada por su guía y conversación que despejo el camino cuando este se tornaba oscuro, a todo aquel que en su sincero deseo me ha transmitido su intención de verme cosechar cada día más logros

A Hernán Leonardo Vera

con quien a lo largo de estos 12 años he compartido mis éxitos y decepciones y siempre supo ser la distracción a los problemas.,

Andrés David Ortiz Pinilla

Dedicatoria

Este trabajo de investigación se lo dedico primeramente a Dios, al que en muchas ocasiones me ha bendecido y me ha dado luz en las situaciones más oscuras.

A mi papa Jorge Luis Mora, quien siempre ha sido mi ejemplo para seguir en la vida, quien siempre ha creído verdaderamente en mis capacidades y me ha brindado el apoyo necesario para seguir adelante y superar cualquier inconveniente, para quien solo tengo palabras de cariño y amor. Te amo y te adoro.

A mi mama Carolina Matallana Torres, quien siempre me brindo amor y cariño, quien siempre estuvo detrás de mí para cuidarme y apoyarme, quien siempre me ha recordado lo importante y valioso que soy como persona, quien me ha aguantado rabietas y pataletas, y a pesar de todo siempre me ha amado, para ti mama, te amo y te adoro.

A mi hermanita Andrea Mora, quien siempre me ha brindado cariño, consejos, risas, y a pesar de algunas peleas de hermanos, siempre ha estado para mí en los momentos más difíciles, brindándome su apoyo y su cariño, te amo mucho Andreita.

A mi difunto abuelo Olinto Mora, del cual solo tengo palabras de admiración y orgullo, que en vida solo tuvo actos de cariño y amor para con nosotros, quien nos brindaba su sabiduría adquirida con el pasar de los años, siempre te admire y siempre lo seguiré haciendo hasta el final.

A mi abuela Emma Matallana, a quien siempre tendré en mi corazón por el cariño que me brinda y por el amor que me tiene, más que ser mi abuela, fue, es y será siempre como mi segunda mama.

Andrés Felipe Mora Matallana

Agradecimientos

Los autores expresan sus más sinceros agradecimientos a la Doctora Zuly Himelda Calderón y el Magister Diego Armando Vargas y por supuesto a todos los integrantes del grupo de investigación de estabilidad de pozos, piedras angulares para la exitosa culminación de este trabajo, al profesor Freddy Escobar de la universidad Sur Colombiana quien favoreció la obtención y comprensión de resultados, a Néstor Corzo por su ayuda y acompañamiento, en las fases finales de este trabajo y sus aportes en la comprensión de la geomecánica, a Eduardo Muñoz por su mentoría a lo largo de los últimos semestres, al equipo de ingeniería y producción del área casabe, por sus consejos, charlas e información que permitieron contribuir a este proyecto. A Samuel Pinilla por sus consejos y guías en la redacción del trabajo. A nuestros padres y hermana, por siempre darnos fuerza y ánimos para llegar lejos.

A la Universidad industrial de Santander por ser el lugar donde pasamos unos años dulces y amargos y por brindarnos la oportunidad de ser profesionales.

A la escuela de ingeniería de petróleos por formarnos como futuros profesionales íntegros.

Resumen

Título: Impacto de la Temperatura en el Comportamiento Mecánico de las Rocas, Usando Modelos Constitutivos. Aplicación Offshore*

Autor: Andrés David Ortiz Pinilla, Andres Felipe Mora Matallana**

Palabras clave: Offshore, Temperatura, Efecto Térmico, Modelo poro-termo-elástico, Estabilidad de Pozos.

Descripción:

Actualmente el estudio mecánico de las rocas que se le realiza a la mayoría de los pozos offshore es similar al realizado en un pozo on-shore, esto puede incurrir en inexactitudes generadas por omitir el efecto de la temperatura, ya sea de calentamiento o de enfriamiento, teniendo en cuenta que el elevar la temperatura de formación en 1 °C puede generar esfuerzos de 0.4 MPa para rocas medio duras y de 1.0 MPa para rocas duras.

El presente estudio tiene como finalidad la cuantificación del impacto de la temperatura sobre la mecánica de las rocas. Se presenta un procedimiento matemático que incluye la temperatura en el análisis geomecánico, el cual permite construir los perfiles de temperatura en cualquier operación offshore, utilizando un modelo de transferencia de calor para obtener las distribuciones de temperatura en la cara del pozo y de la formación por medio de diferencias finitas. La temperatura calculada se convierte en condición inicial del modelo poro-termo-elástico para realizar un análisis geomecánico que tenga en cuenta los efectos térmicos de enfriamiento y calentamiento. Se presenta la comparación entre los esfuerzos en la cara del pozo obtenidos de un modelo elástico y uno poro-termo-elástico.

Este análisis es útil para identificar posibles problemas en las operaciones de perforación y completamiento, ya que se podrán predecir fracturas o colapsos no considerados en los modelos clásicos de estabilidad. Esta investigación se llevó a cabo por medio de una revisión bibliográfica en la que se analizaron diferentes modelos de transferencia de calor, poro-elásticos y poro-termo-elásticos, de los cuales se eligieron aquellos que dependían de parámetros operativos de fácil obtención. Se eligió el software licenciado Matlab como herramienta para la solución del modelo de transferencia de calor por su amplia utilización en la academia y sus herramientas de solución integradas.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directora: Zuly Himelda Calderón Carrillo, PhD. en Ingeniería Química. Codirector: Diego Armando Vargas Silva, MSc. en Geofísica.

Abstract

Title: Impact of the Temperature on the Mechanical Behavior of the Rocks, Using Constitutive Models. Offshore Application*

Author: Andrés David Ortiz Pinilla, Andrés Felipe Mora Matallana**

Keywords: Offshore, Temperature, Thermal effect, Porothermoelastic model, Well stability.

Description:

Currently, the mechanical study of the rocks that is done on most of the offshore wells is like that performed on an on-shore well, this may incur inaccuracies generated by omitting the effect of temperature, either heating or cooling, taking into account that raising the formation temperature by 1 ° C can generate efforts of 0.4 MPa for medium hard rocks and 1.0 MPa for hard rocks.

The purpose of this study is to quantify the impact of temperature on rock's mechanic. A mathematical procedure is presented that includes the temperature in the geomechanical analysis, which allows the construction of the temperature profiles in any offshore operation, using a heat transfer model to obtain the temperature distributions in the face of the well and the formation by means of finite differences. The calculated temperature becomes the initial condition of the poro-thermo-elastic model to perform a geomechanical analysis that considers the thermal effects of cooling and heating. The comparison between the stresses in the face of the well obtained from an elastic model and a poro-thermo-elastic model is presented.

This analysis is useful to identify possible problems in drilling and completion operations, since fractures or collapses can be predicted that you do not consider in classical stability models. This research was carried out through a literature review in which different heat transfer models, poro-elastic and poro-thermo-elastic, were analyzed, from which those that depended on easy to obtain operational parameters were chosen. Matlab licensed software was chosen as a tool for the solution of the heat transfer model due to its wide use in the academy and its integrated toolboxes.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directora: Zuly Himelda Calderón Carrillo, PhD. en Ingeniería Química. Codirector: Diego Armando Vargas Silva, MSc. en Geofísica

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	19
1. Generalidades.....	21
1.1 Generalidades de la exploración y perforación costa afuera en Colombia	21
1.1.1 Ubicación de las cuencas Off-Shore de Colombia	22
1.1.2 Desarrollo y exploración en el Caribe colombiano.....	24
1.1.3 Perforación costa afuera.....	25
1.2 Modelamiento termodinámico de la temperatura a lo largo del pozo	26
1.2.1 Ramey (1962) modelo de temperatura para el fluido en el Wellbore	27
1.2.2 Willhite (1967) función para describir el intercambio de calor global	28
1.2.3 Shoenberger & Bennett (1971) y Keller, et al. (1973)	29
1.2.4 Hasan, et al. (1996) y Kabir, et al. (1996).....	31
1.2.5 Calvert & Griffin (1998)	32
1.2.6 Cheng & Novotny (2003)	33
1.2.7 Dokhani, et al (2016)	34
1.2.8 Balance de calor para la predicción de temperaturas	35
1.3 Efecto de la temperatura en la aparición de fracturas inducidas durante la perforación	38
1.3.1 Efectos cuantificados de la temperatura en las propiedades mecánicas de la roca.....	39
2. Modelos geomecánicos para calcular los esfuerzos incluyendo la temperatura.....	42
2.1 Antecedentes	43

IMPACTO DE LA TEMPERATURA EN LA CARA DEL POZO	10
2.2 Poro-mecánica.....	44
2.3 Ecuaciones constitutivas	44
2.3.1 Poro-termoelasticidad	44
2.4 Medio isotrópico	45
2.5 Descomposición del problema geomecánicos de esfuerzos	45
2.5.1 Suposiciones del problema	47
2.5.1.1 Condiciones iniciales y límites del problema	47
2.5.2 Desarrollo de los modelos geomecánicos	48
2.5.2.1 Cálculo de esfuerzos para el Problema I, caso 1.....	48
2.5.2.2 Cálculos para el Problema I, caso 2	48
2.5.2.3 Cálculos para el Problema I, caso 3	49
2.5.3 Sistema solución del Problema I.....	49
2.5.4 Modelo solución para el Problema II.....	50
2.5.5 Modelo Solución para el Problema general	50
3. Metodología	51
3.1 Condiciones iniciales	52
3.2 Condiciones de la perforación	53
3.2.1 Esquema del pozo	54
3.2.2 Datos iniciales de la perforación y el lodo de circulación	54
3.3 Desarrollo del modelo constitutivo (temperatura y geomecánica)	55
3.3.1 Sistema de perforación Offshore	57
3.3.2 Asunciones y consideraciones de cálculo	59
3.4 Balances y ecuaciones utilizados en el modelo final	59

IMPACTO DE LA TEMPERATURA EN LA CARA DEL POZO	11
3.5 Comparación del modelo matemático	63
4. Resultados y discusión	63
4.1 Perfiles de temperatura obtenidos	63
4.1.1 Perfil de temperatura en dominio de la profundidad	65
4.1.2 Perfil de temperatura obtenido en el dominio radial.....	68
4.2 Obtención de los esfuerzos geomecánicos.....	71
4.3 Herramientas informáticas utilizadas.....	82
4.3.1 Predicción de la temperatura para distintas profundidades.....	83
4.3.2 Predicción de las temperaturas en función radial	85
4.3.3 Obtención de los esfuerzos geomecánicos.....	87
5. Conclusiones.....	89
6. Recomendaciones	90
Referencias Bibliográficas	92

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1. Áreas disponibles en el Caribe Colombiano	23
Figura 2. Áreas disponibles en el Pacífico Colombiano	24
Figura 3. Distribución de la temperatura en un completamiento anular típico.....	28
Figura 4. Esquema del lodo circulante.....	30
Figura 5. Diagrama esquemático de la circulación del lodo de perforación y el proceso de intercambio de calor.....	36
Figura 6. Descomposición del problema geomecánico	46
Figura 7. Subdivisión del problema I.....	46
Figura 8. Metodología general para la realización del proyecto.....	51
Figura 9. Esquema general del caso de estudio	54
Figura 10. Zonas del pozo perforado	58
Figura 11. Simulación de la temperatura radial.....	62
Figura 12. Comparación cualitativa del perfil de temperatura calculado vs datos del ICP	64
Figura 13. Temperatura para el dominio de la profundidad.	65
Figura 14. Perfil de temperatura anular para un pozo M del mar de china.....	67
Figura 15. Línea de tendencia para diferentes temperaturas de la cara del pozo, a diferentes tiempos de circulación.....	68
Figura 16. Variación de temperatura en función del radio	69
Figura 17. Conducción de calor y temperaturas en coordenadas cilíndricas. [°F].	70

Figura 18. Esfuerzo adicional en función radial con aumento de temperatura.....	73
Figura 19. Esfuerzo adicional en función radial con disminución de temperatura.....	73
Figura 20. Magnitud del esfuerzo tangencial durante un enfriamiento obtenido por superposición, y de manera directa, respecto al puramente elástico.....	75
Figura 21. Distribución de los esfuerzos en la cara del pozo.....	76
Figura 22. Magnitud del esfuerzo tangencial respecto al ángulo durante un calentamiento, obtenido por superposición, y de manera directa, respecto al puramente elástico.	77
Figura 23. Magnitud del esfuerzo tangencial en la cara del pozo durante un calentamiento, obtenido por superposición, y de manera directa, respecto al puramente elástico.	78
Figura 24. Efecto de la temperatura en la resistencia de la roca.....	81
Figura 25. Esfuerzo tangencial vs UCS para distintas rocas.	82
Figura 26. Inestabilidad presentada en la obtención de las temperaturas utilización métodos implícitos de solución sin criterios de estabilidad.	83
Figura 27. Guía de interfaz de usuario propuesta	84
Figura 28. Ingreso de parámetros de entrada para la estimación radial de la temperatura	86
Figura 29. Interfaz de resultados 2D y 3D obtenidas por la herramienta	87

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1. Pozos perforados en el Off-Shore colombiano	25
Tabla 2. Efectos en el comportamiento de la roca a distintas temperaturas.	40
Tabla 3. Datos del pozo simulado.....	54
Tabla 4. Condiciones iniciales para cada tiempo de circulación	70
Tabla 5. Datos geomecánicos de la formación	72
Tabla 6. Esfuerzos en la cara del pozo [MPa]	79
Tabla 7. UCS para distintos Tipos de roca.	79

Lista de Apéndices

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

Apéndice A. Constantes matemáticas para el modelo de transferencia de calor

Apéndice B. Ejecutable de Matlab, Temperaturas_Formación_Corroborado

Apéndice C. Hoja de Excel para visualización de perfiles y esfuerzos, Geomecánica Avanzada

Apéndice D. Ejecutable de Matlab, Difusión_Temperatura_Radial

Nomenclatura

$$\alpha^S = \text{Expansión termica de la roca} \left[\frac{1}{^\circ F} \right]$$

$$A_A = \text{area transversal a la dirección del flujo en el espacio anular} [Ft^2]$$

$$A_D = \text{Area perpendicular a la dirección del flujo dentro del drillpipe} [Ft^2]$$

$$C_p = \text{Calor especifico del fluido de perdoración} \left[\frac{Btu}{lbm^\circ F} \right]$$

$$E = \text{Modulo de Young} [PSI]$$

$$G_{pp} = \text{Gradiente de presión de poro} \left[\frac{psi}{ft} \right]$$

$$G_t = \text{Gradiente geotermico de formación} \left[^\circ \frac{F}{Ft} \right]$$

$$h_{di} = \text{Conductividad termica del lodo de perforación} \left[\frac{BTU}{^\circ F - Lbm - hr} \right]$$

$$k_{fm} = \text{Conductividad de la formación} \left[\frac{Btu}{^\circ F - Lbm - hr} \right]$$

$$K_w = \text{Conductividad termica del agua de mar} \left[\frac{BTU}{ft - ^\circ F - hr} \right]$$

$$\phi = \text{porosidad de la formación} [\%]$$

$$\sigma_h = \text{Esfuerzo horizontal minimo}$$

$$\sigma_H = \text{Esfuerzo horizontal maximo}$$

$$\sigma_\theta = \text{Esfuerzo tangencial} \left[\frac{MPa}{ft} \right]$$

$$\sigma_r = \text{Esfuerzo radial} \left[\frac{MPa}{ft} \right]$$

$$\sigma_z = \text{Esfuerzo vertical} \left[\frac{MPa}{ft} \right]$$

$$\rho_{fm} = \text{Densidad de la formación} \left[\frac{Lbm}{ft^3} \right]$$

$$\rho_m = \text{Densidad del lodo de perforación} \left[\frac{lbm}{ft^3} \right]$$

$$Q = \text{Caudal de circulación} \left[\frac{Lbm}{hr} \right]$$

$$r = \text{Radio investigado dentro de la formación} [FT]$$

$$r_{Di} = \text{Radio interno del drill pipe} [ft]$$

$$r_{out} = \text{Radio lo suficientemente lejano dentro de la formación} [Ft]$$

$$r_{wb} = \text{Radio del pozo}$$

$$\delta = \text{Coeficiente de lamina} \left[\circ \frac{F}{S} \right]$$

$$t = \text{Tiempo de circulación} [hr]$$

$$T_A = \text{Temperatura del fluido en el espacio anular} [^{\circ}F]$$

$$T_{AD} = \text{Tiempo adimensional}$$

$$T_D = \text{Temperatura en el fluido dentro del drill pipe} [^{\circ}F]$$

$$T_f = \text{Temperatura de la formación} [^{\circ}F]$$

$$T_{surf} = \text{Temperatura de la superficie en el lecho marino} [^{\circ}F]$$

$$T_{s(z)} = \text{Temperatura del agua en función de la profundidad} [^{\circ}F]$$

$$UCS = \text{Resistencia de la roca} [MPa]$$

$$\nu = \text{modulo de Poisson}$$

$$V_D = \text{Velocidad del lodo dentro del drillpipe} \left[\frac{Ft}{hr} \right]$$

$z = \textit{Profundidad total del pozo [FT]}$

Introducción

La estabilidad mecánica de los pozos durante la perforación puede ser un factor fundamental en la viabilidad técnica y financiera de un proyecto, pues la errada selección de pesos del lodo o prácticas de perforación puede generar colapsos o fracturas en los pozos que se pueden traducir en un aumento de tiempos no productivos debido a las pérdidas de fluido, atrapamiento de la tubería de perforación, influjos, y en casos extremos reventones en superficie. Lo anterior sumado a un ecosistema altamente sensible como las aguas oceánicas, donde se lleva a cabo la perforación costera, se hace mandatorio el desarrollo de prácticas y análisis de mitigación del riesgo en la operación.

En ese contexto y realizando una comparación respecto a la perforación continental, es evidente que el reto técnico que primero debe enfrentarse es la columna de agua que debe ser superada para si quiera empezar a realizar el primer pie de perforación, de allí el interés de identificar como dicha lámina de agua afecta la operación y subsecuentemente la estabilidad del pozo.

Mientras que efectos como la alta presión o la comunicación de fluidos con el océano pueden ser controlados con la utilización de tubería y equipos especializados, la baja temperatura de los lechos marinos no puede ser controlada, por lo que se identificó la oportunidad de evaluar y determinar el impacto de dicho parámetro en la estabilidad del pozo, pues el lodo de perforación puede disminuir su temperatura considerablemente y generar un intercambio de calor significativo con la formación, afectando los esfuerzos de la misma.

En el primer capítulo, se realiza una revisión bibliográfica de los distintos aportes por expertos de la materia para la comprensión del sistema de transferencia de calor en un pozo y su nivel de afectación a la temperatura del lodo o fluido de circulación.

En el segundo capítulo se hace una recopilación de distintos efectos evidenciados en las rocas al modificar su temperatura, demostrando así las implicaciones que esto tiene en las propiedades de la roca y a su vez la importancia de no despreciar este término en los cálculos geomecánicos, pues la temperatura termina afectando los fluidos saturantes como el cuerpo del medio porosos que los contiene.

En el tercer capítulo se presenta la metodología seguida a partir de la información recopilada de capítulos anteriores, para poder obtener tanto los perfiles de temperatura en función del tiempo para un pozo, así como los esfuerzos de la cara de este a una profundidad de interés, y evaluar así el impacto de la temperatura en la estabilidad.

En el cuarto capítulo se presentan los resultados obtenidos en forma de perfiles de temperatura para un pozo de estudio en dominio de la profundidad y el radio además de gráficos de esfuerzo alrededor del pozo para condiciones de enfriamiento y calentamiento comparados con el esfuerzo compresivo de la roca. Adicionalmente se presentan las herramientas informáticas que permitirá llevar a cabo dichos cálculos para distintos casos de análisis de manera sistemática.

El resultado de este proyecto, basado en el desarrollo de los modelos térmicos y de esfuerzo y condensados en los resultados y análisis del capítulo cuatro, se convierten en la base fundamental para concluir que, en condiciones normales, el efecto de enfriamiento afecta de manera positiva la estabilidad del hueco previniendo los derrumbes, pero aumenta la posibilidad de fracturar la roca, debido a la contracción sistemática de la misma.

1. Generalidades

1.1 Generalidades de la exploración y perforación costa afuera en Colombia

Aunque los campos de gas Chuchupa-Ballenas localizados frente a las costas del departamento de la Guajira son uno de los yacimientos más icónicos del país, por ser prácticamente los únicos campos comerciales con una lámina de agua de mar presente, “la perforación costa afuera en Colombia sigue siendo limitada aun cuando grandes compañías transnacionales como Anadarko han desarrollado campañas agresivas de adquisición de datos sísmicos que superan las sísmicas 2D realizadas en todo nuestro territorio continental” (Campetrol, 2018). Durante los últimos años se han desarrollado campañas exploratorias puntuales a través de la perforación de pozos en aguas someras con compañías como Ecopetrol, Repsol, Petrobras y Anadarko obteniéndose en algunos casos, hallazgos que merecen una mejor evaluación en cuanto a comerciabilidad y viabilidad del proyecto sobre todo debido a la naturaleza del hidrocarburo gaseoso encontrado en estos yacimientos.

A la luz del contexto petrolero nacional es evidente que se necesita incrementar las reservas de hidrocarburos líquidos y gaseoso con el fin de eliminar la posibilidad de incurrir en la importación de dicho recurso, pero también es cierto que la producción de hidrocarburos de origen costa fuera y en especial los de tipo gaseoso –encontrados en los pozos perforados en Colombia- merecen una doble revisión debido a los altos niveles de inversión que se requieren para su producción sumado con los actuales precios de este recurso en el mercado local e internacional. Esto impulsa que procesos investigativos que resulten en optimización de las operaciones y comprensión de

fenómenos como el desarrollado en la presente investigación, contribuyan en la mitigación de la incertidumbre que acompaña los proyectos de perforación costa afuera.

Para la junta de expertos de la cámara colombiana de bienes y servicios petroleros, el reto actual en este segmento del mercado es como seguir siendo competitivo aun cuando países como Argentina, Perú, México y Brasil son una realidad con un portafolio de apertura energética mundial que está trayendo a grandes jugadores y operadores internacionales,

En orden de mejorar la exploración off-shore es imperativo continuar con la sísmica y la exploración de yacimientos en cuencas consideradas fronteras como es el caso de los yacimientos Costa fuera del Caribe colombiano y asegurar así el incremento de reservas.

1.1.1 Ubicación de las cuencas Off-Shore de Colombia. Colombia cuenta con dos grandes sectores off shore, el Atlántico y el Pacífico ubicados al norte y oeste de la placa continental respectivamente. En 1969 comenzó la exploración costa fuera en el caribe colombiano y a partir de entonces se han perforado más de 50 pozos dejando como resultados en el año 1957 el campo Riohacha y en 1973 el descubrimiento del campo Chuchupa-Ballena .

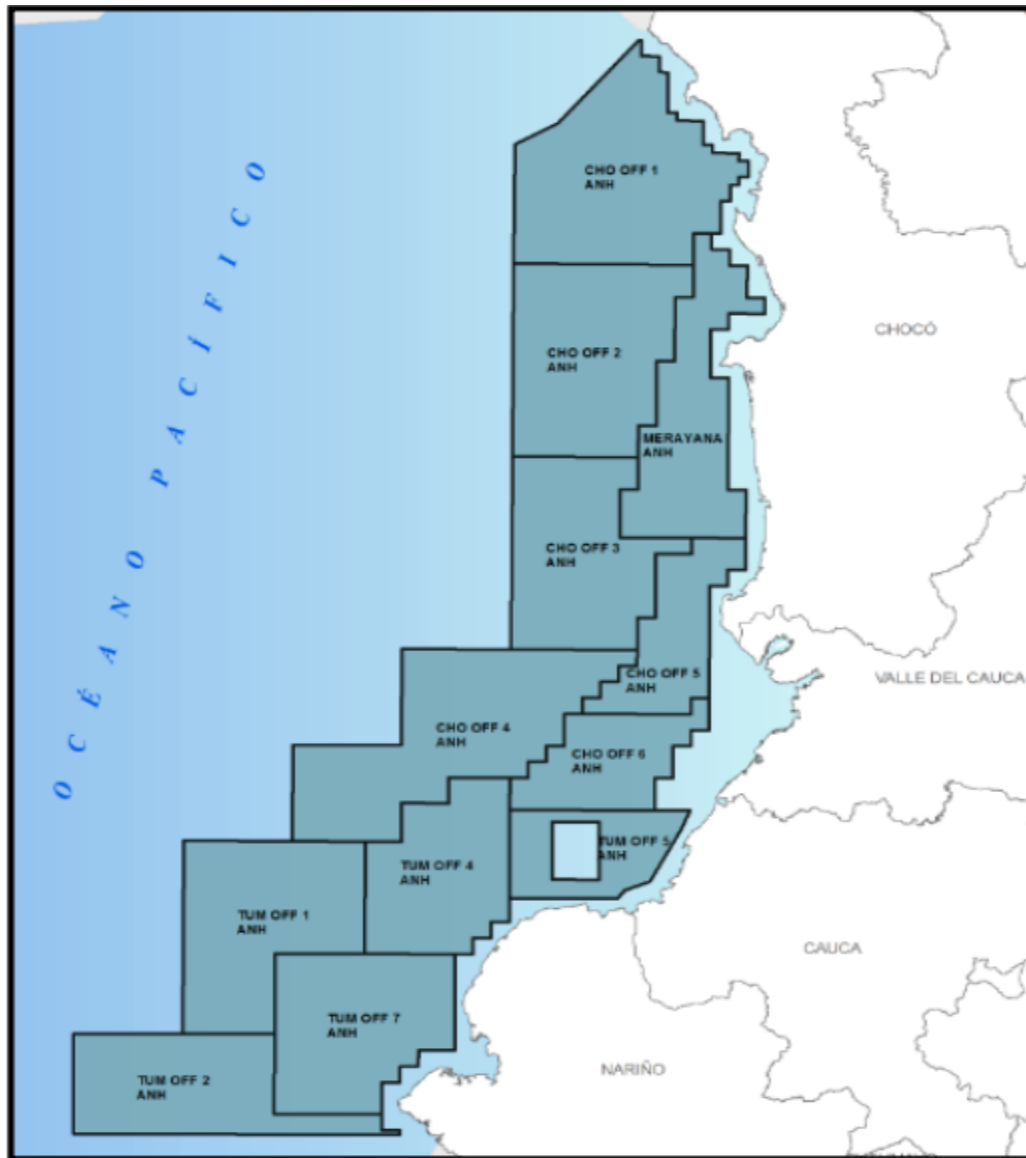


Figura 1. Áreas disponibles en el Pacífico Colombiano. Adaptado de Mejía, N. (2015). *Indicadores y estrategias de Crecimiento del sector Hidrocarburos Colombiano*. Agencia Nacional de Hidrocarburos “ANH”, p. 12. Recuperado de: <http://www.alame.org/images/DOCS/MEMORIASOILGAS/BQ2015/NICOLASMEJIA.pdf>

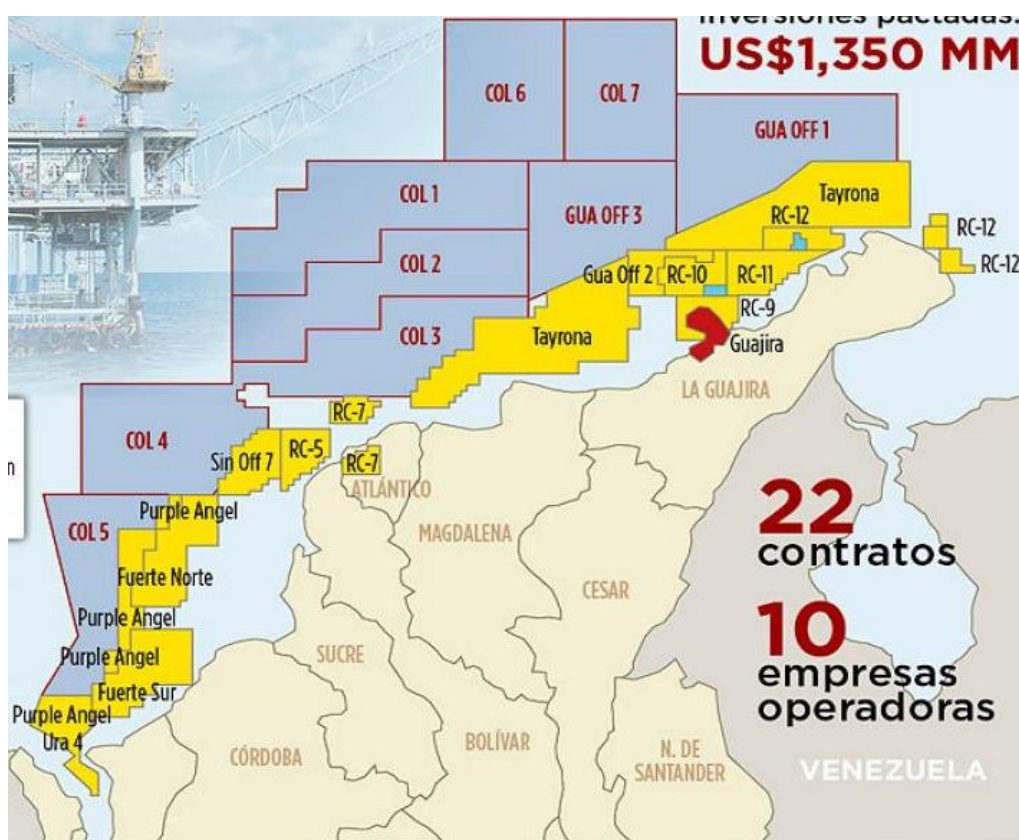


Figura 2. Áreas disponibles en el Caribe Colombiano. Adaptado de Mouthón, L. (13 de noviembre de 2016). Infografía: Áreas de operaciones offshore en la Costa Caribe. *El Heraldo*, p. 10. Recuperado de: <http://www.alame.org/images/DOCS/MEMORIASOILGAS/BQ2015/NICO LASMEJIA.pdf>

1.1.2 Desarrollo y exploración en el Caribe colombiano. Desde el año 2003 con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) se firmaron los contratos Tayrona 2004, Fuerte Norte y Fuerte Sur en 2006. A partir de 2007 en adelante la exploración se ha pactado a través de las rondas mediante la adjudicación de contratos de evaluación técnica y de exploración y producción (E&P).

Bayón (2018) Citado en Campetrol (2018), afirma que “El off Shore a significado uno de los mayores éxitos para Ecopetrol en los últimos años por lo tanto este seguirá presente en las actividades de la empresa en el Caribe colombiano”. Actualmente Ecopetrol trabaja en la

evaluación y el futuro de una nueva provincia gasífera con los descubrimientos en los pozos Kronos, Gorgón y Purple Angel. "también estamos concentrados con un grupo de socios en delimitar y desarrollar otro descubrimiento en la parte norte del Caribe específicamente en el pozo Orca cerca de los campos de gas de la Guajira"(Bayón, 2018 Citado en Campetrol, 2018). Las recientes actividades de perforación exploratoria se han enfocado en la cuenca caribe por lo que a continuación se presentan los principales desarrollos perforatorios realizados.

Tabla 1.

Pozos perforados en el Off-Shore colombiano

Pozo	Compañía*	Lámina de agua (m)	Formación (m)	Bloque	Año
Orca-1	PB, ECP, RPL	650	4240	Tayrona	2014
Purple Angel-1	ADKO, ECP	1835	2960	Purple Angel	2017
Gorgon-1	ADKO, ECP	2316	2259	Purple Angel	2017
Kronos-1	ADKO, ECP	1584	2136	Fuerte Sur	2015

*Nota: *PB, Petrobras, Ecp, Ecopetrol ADKO, Anadarko. Elaborado por los autores, adaptado de Ecopetrol S.A. (2014). Primer hallazgo de hidrocarburos en aguas profundas del Caribe colombiano; Ecopetrol S.A. (2017). Pozo Purple Angel-1 encuentra gas en aguas profundas del Caribe Colombiano; Ecopetrol S.A. (2017). Éxito exploratorio en Gorgon confirma nueva provincia gasífera en aguas profundas del Caribe colombiano.*

Adicionalmente la exploración costa afuera colombiana se adentró en aguas internacionales como proyectos en el golfo de México en los Estados Unidos donde ya se cuenta con una producción superior a los 12000 barriles diarios a través de la filial internacional de Ecopetrol y adicionando recientemente la adquisición de proyectos en el “Pre-sal” de Brasil.

1.1.3 Perforación costa afuera. Las técnicas y herramientas para la perforación de pozos costa fuera conservan los principios y fundamentos de aquellas utilizadas en la perforación continental.

Las diferencias entre ellas radican en la estructura de la torre de perforación que en otras palabras es el equipo que se utiliza para soportar la sarta de tubería y permitir llevar a cabo la perforación del pozo en condiciones seguras hasta la formación de interés. En adición, existen métodos particulares para llevar a cabo las operaciones intrínsecas a la perforación los cuales tienen que ser adaptados a los requerimientos dictados por las condiciones ambientales extremas y espacios reducidos. Subsecuentemente la operación implicará mayores costos debido a las facilidades y plantas para el desarrollo del yacimiento. Un elemento que diferencia los dos tipos de perforación mencionados es el tubo tipo “riser” que proporciona un conducto para operar la tubería de perforación y demás herramientas al interior del pozo y evitar la comunicación de los fluidos del pozo y los recortes con el medio marino, éste debe estar diseñado de tal forma que resista los efectos del oleaje y las vibraciones (Macini, 2010).

1.2 Modelamiento termodinámico de la temperatura a lo largo del pozo

Diferentes autores integrando áreas transversales del conocimiento como la dinámica de fluidos, la termodinámica y la ingeniería, desarrollaron expresiones matemáticas que modelan los perfiles de temperatura a lo largo de un pozo, tanto para los perforados en la placa continental, como para aquellos desarrollados en el lecho marino, que permitieron seleccionar los modelos finales de temperatura que se presentaran en capítulos posteriores. Dichos modelos permiten obtener perfiles de temperatura en función del tiempo y la profundidad entregando condiciones iniciales posteriormente utilizadas en las ecuaciones geomecánicas de esfuerzos.

A continuación, se presenta la síntesis de los principales autores que aportaron información para el desarrollo del modelo de transferencia de calor.

1.2.1 Ramey (1962) modelo de temperatura para el fluido en el Wellbore. Planteó que mientras los fluidos se mueven a través del wellbore, existe una transferencia de calor identificada entre el fluido y la formación debido a la diferencia de temperatura entre ellos. Este tipo de transmisión de calor está implícita en la perforación y todas las operaciones de producción. Determinó que a ciertos caudales de operación era mandatorio obtener un análisis cuantitativo de la temperatura en la cara del pozo.

El análisis que utilizó Ramey se fundamentó en el interés creciente en la inyección de fluidos calientes a la formación como método de recobro y buscaban evaluar el comportamiento de la temperatura del fluido en función del tiempo y la profundidad el cual estaría en contacto con la formación tanto en procesos de inyección como de producción. El modelo de Ramey considera una inyección por la sarta de producción en un pozo revestido en el intervalo inyector asumiendo una tasa de inyección constante. Desarrolló las siguientes ecuaciones para la transferencia de calor entre el fluido inyectado y la profundidad:

$$T(z, t) = aZ + b - aA + (To + aA - B)e^{-\frac{z}{a}} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

$$A = \frac{(Wc(K+r1*Uf(t)))}{2*pi*r1*U*K} \quad \text{Ecuación 2}$$

Las ecuaciones asumían que las propiedades físicas y térmicas de la roca no cambian al modificar la temperatura, donde el calor se transportaría radialmente en la tierra, y de manera inmediata alrededor del pozo.

1.2.2 Willhite (1967) función para describir el intercambio de calor global. De manera análoga a Ramey (1962), Willhite aprovechó la operación de inyección de fluidos a alta temperatura para dar un desarrollo más detallado a la variable de intercambio de calor global (U), donde hacía hincapié en que la mayoría de los estudios realizados anteriormente enfocaban sus esfuerzos para la predicción de la temperatura de los fluidos inyectados, las pérdidas de calor y la temperatura del revestimiento si el coeficiente de transmisión de calor global (U) era conocido.

Para ello sugiere que el factor (U) incluye las pérdidas de temperatura a lo largo del fluido fluyente, la tubería de producción, el anular del revestimiento, la pared del revestimiento y la capa de cemento en contacto con el flujo de calor. La *figura 1* muestra el modelo supuesto para poder derivar el factor (U).

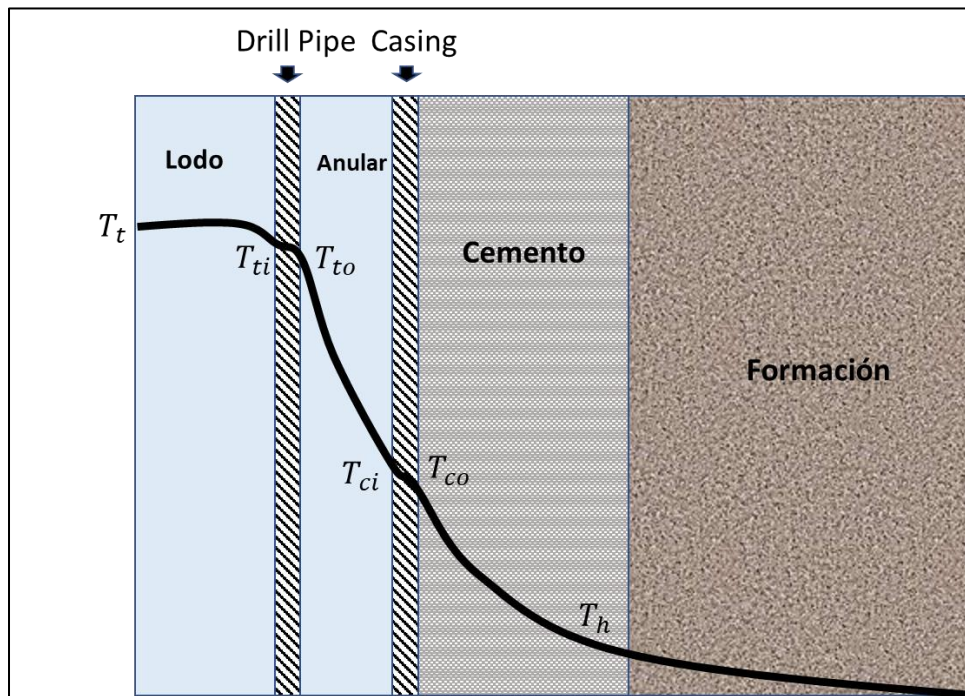


Figura 3. Distribución de la temperatura en un completamiento anular típico. Adaptado de Willhite, G. P. (1967). Over-all heat transfer coefficients in steam and hot water injection Wells. *Journal of Petroleum Technology*, 19(5), p.5. doi:10.2118/ 1449-PA.

1.2.3 Shoepel & Bennett (1971) y Keller, *et al.* (1973). Realizaron una simulación numérica para determinar la distribución de la temperatura en la cara del pozo y la formación mientras se perfora a la profundidad objetivo. Shoppel y Bennet (1971) afirmaron que “Un método fue desarrollado para modelar numéricamente la distribución variante de un fluido de perforación circulando y en la formación que lo rodea”. Para estructurar el método utilizaron un grupo de ecuaciones parciales diferenciales de cuarto orden para describir el flujo de calor debido a la convección forzada en el wellbore y la conducción forzada en la formación adyacente. Para ello utilizaron un modelo implícito de diferencias finitas y las ecuaciones resultantes se resolvieron con un modelo gaussiano de eliminación.

La importancia de conocer la distribución de temperaturas del subsuelo permite a los ingenieros de petróleo diseñar apropiadamente los programas de perforación y tener una mejor interpretación con la lectura de registros de pozo. El objetivo principal de su investigación fue la obtención de un método numérico capaz de modelar con precisión aceptable la distribución no equilibrada de la temperatura en la cara del pozo.

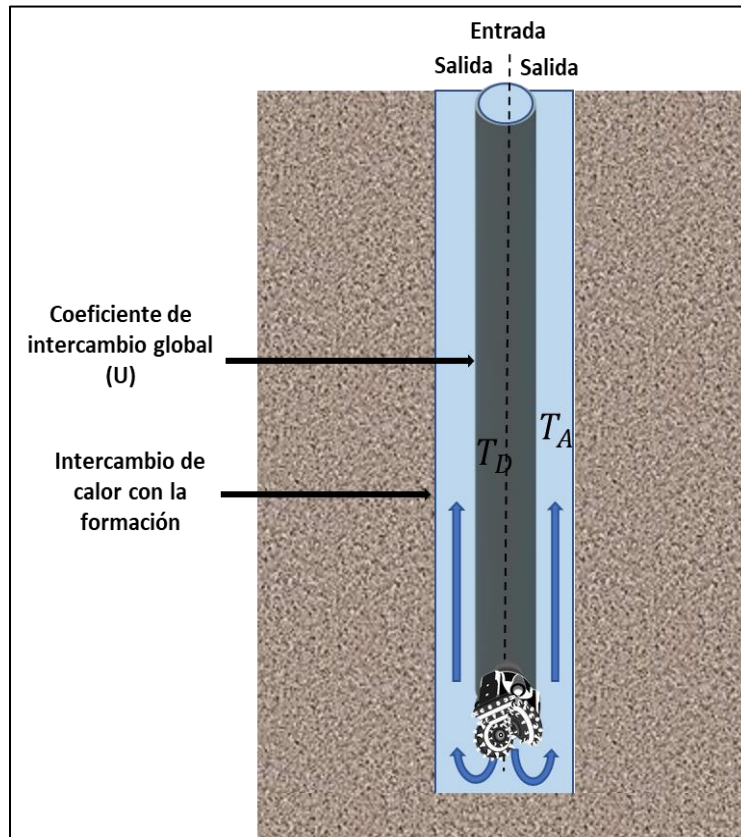


Figura 4. Esquema del lodo circulante. Adaptado de Schoeppel, R. J., & Bennett, R. E. (1971). Numerical Simulation of Borehole and Formation Temperature Distributions While Drilling to Total Depth Total Depth. Society of Petroleum Engineers, p.11. doi: 10.2118/3364-MS.

La figura 4 esquematiza el intercambio de calor que ocurre entre el fluido de circulación dentro de la tubería de perforación, el anular y entre el fluido del anular y la formación alrededor, planteando así un sistema de ecuaciones que asumían que la temperatura del fluido mientras este fluía aguas abajo era determinado por la tasa de intercambio de calor a lo largo de la tubería de perforación, entre la tubería de perforación y el anular y por último el tiempo, mientras que cuando el fluido va a aguas arriba, su temperatura la determina:

- Tasa de convección aguas arriba del anular.
- Tasa de cambio de calor entre el anular y la tubería de perforación.

- Tasa de cambio de calor entre la formación adyacente hacia el anular y el fluido dentro del mismo.
- Tiempo.

Suposiciones adicionales fueron desarrolladas como la omisión del calor generado por la acción de la broca, la despreciabilidad de las pérdidas friccionales, el hecho de que ningún fluido entra o sale de la formación, la transferencia de calor a través del fluido circulante se da debido a la fuerza de la convección y que la transferencia de calor a través del drill pipe y entre la formación ocurre debido a la conducción de calor en la dirección horizontal.

1.2.4 Hasan, *et al.* (1996) y Kabir, *et al.* (1996). Asumieron que la temperatura del fluido dependía de la profundidad y el tiempo de circulación. Enfocados al desarrollo en yacimientos de alta temperatura o yacimientos geotermales donde ocurren intercambios de calor significativos, o cuando los fluidos de trabajo presentan algún tipo de sensibilidad a la temperatura. Utilizaron un modelo analítico para determinar la temperatura del fluido fluyendo en el drillpipe y tubing y los anulares como función de la profundidad y el tiempo de circulación, fundamentado en el balance de energía entre la formación y el fluido tanto en la tubería de perforación como en la tubería de producción que permitió realizar el análisis en dos casos:

- El fluido va hacia abajo por el anular y sube por el drillpipe/tubing.
- El fluido baja por el tubing o tubería de producción y sube por el anular

Para el primer caso, la tasa de transferencia de calor para el fluido en el anular depende de la temperatura de formación y la temperatura del fluido dentro de la tubería de producción (Tubing). La temperatura de entrada del fluido en la cabeza del pozo es conocida y fácilmente determinable,

y puede ser similar a la de la temperatura de la formación en superficie, de todos modos, la temperatura en el fondo del pozo es en general mucho más alta que la temperatura del fluido en el anular, por lo que aguas abajo, el fluido gana calor de la formación. Para el segundo caso cuando el fluido va hacia abajo por la tubería de producción y sube por el anular, la dirección del flujo es reversada, comparada con el caso anterior, pero de igual manera el balance de energía para desarrollar las diferencias finitas se mantiene invariable y se modifican algunos valores debido a las convenciones de los sentidos del flujo. El trabajo realizado sirvió como punto de inicio para Romero & Touboul (1998) que predijeron la temperatura de la lechada de cemento y el fluido de perforación de un pozo en aguas profundas.

1.2.5 Calvert & Griffin (1998). Observaron que usualmente los pozos petroleros tienen temperaturas de transición, es decir que existe un cambio en el gradiente de temperatura debajo de la zona de transición. Los pozos perforados debajo de cuerpos de agua tienen un cambio en la temperatura debido a la forma que esta varía entre el agua y las formaciones terrestres. Usualmente este efecto puede ser relativamente insignificante, excepto en el caso de largas columnas de agua. Por lo cual es prioritario encontrar el efecto de la temperatura teniendo presente el crecimiento de la actividad exploratoria costa afuera como en la costa del golfo de Estados Unidos, Europa del norte, África, Brasil, medio este y este lejano, y así evitar un conglomerado de problemas asociados a que la temperatura del agua decaiga hasta puntos congelantes. Es común encontrar temperaturas en el lecho marino de alrededor de 40°F o menos, y no solo se aprecia la baja temperatura en el agua sino en las formaciones cercanas debajo del lecho marino.

El trabajo realizado describe la temperatura en pozos perforados en aguas profundas usando simulación computacional para la temperatura del wellbore y tomando en consideración el efecto

de algunos factores no tenido en cuenta por las correlaciones API. Algunos ejemplos, la tasa de circulación, el tiempo, la temperatura del fluido inyectado y la temperatura del mar por mencionar algunos pocos. En procesos de cementación que es el foco de estudio de Calvert & Griffin, se parte de los problemas operativos que produciría fallar en consideración correcta de la temperatura, traduciéndose en mayores tiempos de asentamiento del cemento y subsecuentemente mayor retraso en las operaciones de la torre de perforación.

1.2.6 Cheng & Novotny (2003). Intentaron predecir la transición de la temperatura durante la circulación cuando se corrían lechadas de cementación en pozos desviados con gradientes múltiples de temperatura, adicionalmente discutieron el efecto refrigerante de la lámina de agua. El estudio fue desarrollado a partir del modelo de diferencias finitas, el cual es capaz de simular casos desde un pozo “on-shore” común hasta los sistemas costa afuera de pozos sin “riser” donde el lodo retorna al lecho marino.

Las ecuaciones fueron desarrolladas basadas en la ley de conservación de la masa y la energía, mientras que el calor transferido entre el tubing y el anular fue considerado como un flujo de calor estático, caso contrario al flujo de calor entre el anular y la formación que si se consideró variable. La simulación del experimento se corrió bajo las siguientes propiedades:

- Formaciones multicapas
- Propiedades múltiples de los fluidos
- Ratas de flujo diferentes
- Datos de la formación para manejar diferentes propiedades térmicas
- Datos del fluido para su comportamiento tanto base agua como base aceite
- Información del survey del pozo

- Perfiles múltiples de temperatura
- Reportes de utilidad y gráficos de control
- Control de conversión de unidades

Con los parámetros de simulación y las ecuaciones listas, se inició el proceso de estimación y posterior sensibilidad tanto para un caso on shore como un caso offshore y según las mediciones de error realizadas se concluyó que se había logrado una buena predicción de los fenómenos que se quería estudiar como lo era el temperatura de fondo fluyente (BHCT).

1.2.7 Dokhani, *et al.* (2016). Desarrollaron un simulador para calcular la temperatura en la cara de un pozo offshore, la presión durante la circulación y las condiciones estáticas. La simulación incluyó varios efectos operativos como la tasa de penetración, la pérdida de los fluidos y las tasas de circulación.

El análisis de la transferencia de calor en la cara el pozo fue investigada en cuatro regiones, la columna de perforación, el anular, la formación y entre el “riser” y la lámina de agua las siguientes suposiciones son consideradas para simplificar el problema:

- El gradiente de temperatura radial entre el fluido de perforación es despreciado.
- La conducción de calor vertical a lo largo de la columna de perforación y la formación es ignorada.
- Las propiedades de la formación se asumen constantes. El efecto de filtración es Despreciado
- El calor generado por la Broca es ignorado

Todo esto apoyado en lo que afirma Cao, *et al.* (2017) que entre el fluido de perforación y el wellbore siempre hay un cambio o gradiente de temperatura y este no puede ser ignorado en los

análisis de estabilidad de pozos ya que esto afecta la expansión o compresión del fluido en los poros y de la roca sólida.

1.2.8 Balance de calor para la predicción de temperaturas. Sintetizando el trabajo expuesto por los autores recopilados, es consecuente decir que perforar pozos en aguas profundas y comprender el intercambio de calor de pozos offshore es un proceso complicado, que generalmente se puede dividir en Cuatro partes (*figura 5*): fluido de perforación dentro de la tubería de perforación, el cuerpo de la tubería de perforación, el fluido de perforación dentro del anular, y la formación. A su vez, todo el proceso de intercambio de calor se puede dividir en dos secciones: La superior es la sección de agua de mar, en la que el intercambio de calor ocurre entre el agua de mar y el fluido dentro de la tubería de perforación y el anular; la inferior es la sección de formación en la que se produce el intercambio de calor entre la formación y el fluido de perforación en la sarta y el anular. El intercambio de calor de las dos secciones es independiente e interrelacionada, por lo que es necesario establecer ecuaciones de control de intercambio de calor para ambas secciones respectivamente (Holmes & Swift, 1970; Shoepel & Benett, 1971; Chen & Novotny, 2003; Dokhani, *et al.*, 2016; Chen, *et al.*, 2017).

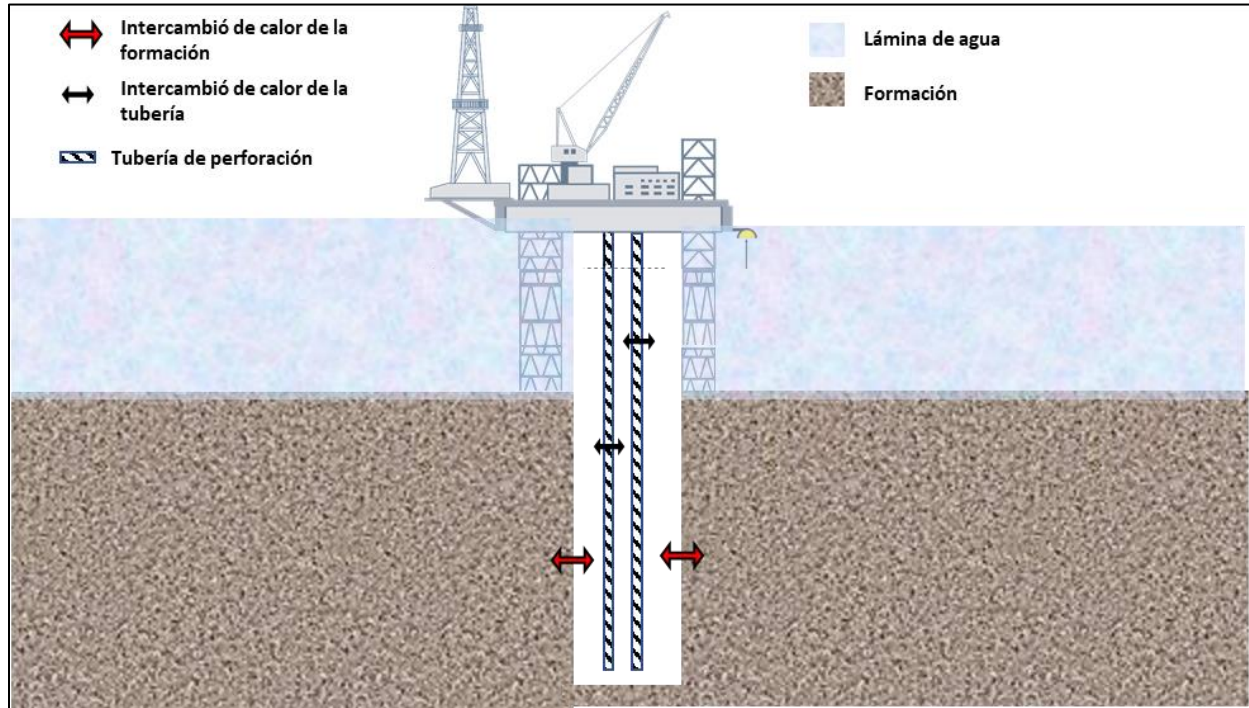


Figura 5. Diagrama esquemático de la circulación del lodo de perforación y el proceso de intercambio de calor.

Mientras el lodo circula dentro de la tubería de perforación, su temperatura la determina la convección de calor a lo largo de la columna de fluido, el cambio entre el fluido dentro del tubo y el cuerpo del tubo, adicionando el término de acumulación o variación respecto al tiempo.

$$A_D \rho_m V_D C_p \frac{\partial T_{D(z,t)}}{\partial z} + 2\pi r_{Di} h_{Di} [T_{D(z,t)} - T_{w(z,t)}] = -\rho_m A_D C_p \frac{\partial T_D}{\partial t} \quad \text{Ecuación 3}$$

Esta ecuación por la naturaleza del fenómeno analizado es indiferente si la tubería de perforación está en la sección de agua de mar o en la sección de formación. La temperatura del cuerpo de la tubería de perforación se afecta por la convección de calor del tubo de perforación, y

el flujo de calor entre el fluido dentro y fuera del tubo. La ecuación que gobierna su temperatura es:

$$K_w \frac{\partial^2 T_{w(z,t)}}{\partial z^2} + \frac{2r_{Do}h_{Do}}{r_{Do}^2 - r_{Di}^2} (T_A - T_w) + \frac{2r_{Di}h_{Di}}{r_{Do}^2 - r_{Di}^2} (T_D - T_w) = \rho_w C_w \frac{\partial T_w}{\partial t} \quad \text{Ecuación 4}$$

Adicionalmente, utilizar el coeficiente de transferencia global de calor (U) permite obviar la estimación de la temperatura del cuerpo de la tubería. Mientras el fluido retorna por el anular en dirección contraria a la perforación, su temperatura está dada por el flujo de calor por convección en el anular, la tasa de cambio de calor entre el fluido de perforación y el cuerpo del tubo y la tasa de cambio de calor entre el fluido de perforación y la formación, o el agua de mar respectivamente, a continuación solo se presenta la expresión para la zona de formación, para la zona de agua de mar se utilizaran las constantes termodinámicas propias de esta sección.

$$A_{AS}\rho_m V_{Af} C_P \frac{\partial T_{A(z,t)}}{\partial z} + 2\pi r_{Do} h_{Do} [T_{w(z,t)} - T_{A(z,t)}] + 2\pi r_B h_f [T_{f(z,t)} - T_{A(z,t)}] = \rho_m A_{AF} C_P \frac{\partial T_{A(z,t)}}{\partial t} \quad \text{Ecuación 5}$$

Para la temperatura en la formación se utiliza la ecuación de dos dimensiones que sigue la ley de Fick. De manera análoga se puede obtener la misma ecuación para la lámina de agua utilizando las constantes propias de este espacio físico.

$$\frac{\partial T_{f(r,z,t)}}{\partial t} = \frac{k_f}{\rho_m C_{pf}} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T_{f(r,z,t)}}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 T_f}{\partial z^2} \right) \quad \text{Ecuación 6}$$

1.3 Efecto de la temperatura en la aparición de fracturas inducidas durante la perforación

Cao, *et al.* (2017) detectaron en gran cantidad de pozos perforados en el mar de china que sus respectivos registros de resonancia magnética nuclear NMR, evidenciaban fallas en la cara del pozo inducidas durante perforación, siendo que estas usualmente se forman cuando el peso del lado es muy alto y hace que el efecto tangencial se convierta en efecto de tensión, situación improbable debido al amplio conocimiento de la cuenca, pues estos pozos eran parte de un yacimiento plenamente caracterizado y ampliamente explorado, por lo que sería difícil explicar porque aparecían fallas de tensión distribuidas en la parte baja de uno pozo incluso cuando existía certeza de cumplir con la ventana segura de lodos. Estudios comparativos entre los distintos pozos perforados arrojaron que una de las variaciones más notorias entre los pozos era la lámina de agua que tenían que atravesar para llegar a la profundidad objetivo por lo que se dieron cuenta que un papel que podía estar jugando un factor importante en la estabilidad del pozo era el efecto de enfriamiento que podía sufrir el fluido debido a la lámina de agua mientras este circulaba por el pozo. Para ello propusieron un estudio sintetizado entre un análisis termodinámico donde se apreciara el comportamiento de la temperatura con la profundidad del pozo y la circulación mancomunado a un modelo geomecánico termo-poro-elástico que incluyera la variable de la temperatura para poder así corroborar o desmentir que la temperatura estaba jugando un papel determinante en la estabilidad del pozo.

Su tesis plantea que una vez el hoyo es perforado y llenado con el fluido de perforación la presión de poro de la formación y la distribución de esfuerzos alrededor del pozo se cambia por acciones hidráulicas y mecánicas. Adicionalmente por existir un gradiente de temperatura entre el fluido y la formación, el intercambio de calor siempre estará presente durante la operación por lo

que la temperatura es un factor que no puede ser ignorado cuando se hace un análisis de estabilidad en un pozo offshore. Ellos determinaron que este comportamiento se veía reflejado a la expansión y a la contracción del fluido en el espacio poroso y de la roca sólida causada por el efecto térmico. En algunos casos de estudio realizados por Maury & Guenot (1995) para un pozo de perforación continental -Donde no existen drásticos cambios en el perfil de temperatura del pozo-, cuantificaron que para un aumento en 1°C en la roca un estrés de 0.4 MPa y 1.0 MPa para una roca media y dura respectivamente, era adicionado al estado de esfuerzo inicial.

Una conclusión temprana hace pensar que los autores hasta la época habían considerado modelos de temperatura e interacción del sistema fluido-roca donde la temperatura del fluido sería unidimensional y constante, mientras que en el presente trabajo se contempla la situación donde la temperatura es bidimensional y cambia en función del tiempo generando así una variación de esfuerzos para un tiempo de circulación determinado.

1.3.1 Efectos cuantificados de la temperatura en las propiedades mecánicas de la roca. Es pertinente aclarar que la presente investigación se enfoca en analizar el comportamiento mecánico de la roca en la cara de un pozo de perforación costa afuera a partir de la integración de modelos termodinámicos y geomecánicos utilizando los parámetros operativos y no de pruebas de laboratorio, sin embargo a continuación se presenta una recopilación de efectos cuantificados y caracterizados en distintas muestras de roca desarrollada en diferentes ámbitos que sustentan la tesis de la importancia de la temperatura en los modelos de estabilidad y cálculo de esfuerzos.

En la *Tabla 2* son presentados algunos autores que enuncian y caracterizan efectos de la temperatura en muestras de rocas según el rango de temperaturas utilizado durante las pruebas:

Tabla 2.

Efectos en el comportamiento de la roca a distintas temperaturas.

Rango de Temperatura [°C]	Autor	Año	Observaciones respecto a la Temperatura
-	Batzle & Wang	1992	Demostraron la dependencia de la velocidad con las condiciones de presión y temperatura en los yacimientos
-	Scott, <i>et al.</i>	1994	El cambio de la permeabilidad debido a la temperatura está fuertemente influenciado por la presión de confinamiento
-	Chalaturnyk & Scott	1995	En procesos de SAGD, muestran la relación entre deformación volumétrica y cambio de la permeabilidad. (Incremento del 30%)
-	Batzle, <i>et al.</i>	2006	Relacionan propiedades del fluido saturante y la temperatura con la velocidad de onda.
-	Zou, <i>et al.</i>	2006	Simulador que predice el comportamiento mecánico de la formación durante la inyección de vapor en el campo Pikes Peak. Canadá
-	Tran, <i>et al.</i>	2008	Analizan el comportamiento de la porosidad a los procesos de recobro térmico. Yacimiento confinado, reducción de porosidad.
-	Doan, <i>et al.</i>	2010	Cuantificaron velocidades de onda para cores de cuarzo arenitas en estado natural y reconstruidas
0-140	Han, <i>et al.</i>	2007	Analizaron la expansión del crudo y del agua saturando un medio porosos. Encontrando fuerte influencia dependiendo del fluido
0-140	Kato, <i>et al.</i>	2008	Determinaron cambios de velocidad de onda en función de la temperatura en yacimientos de crudo pesado
20-250	De Bruyn & Thimus	1996	Analizaron muestras de arcilla. Establecieron una baja influencia de la temperatura en el módulo de Young, pero alta en la cedencia de la roca
20-250	Moustafa, <i>et al.</i>	2008	Encontraron disminución del módulo de Young y la resistencia a la compresión en muestras compuestas por caolinita y cuarzo.
20-250	Araújo, <i>et al.</i>	1997	Publicaron curvas de Esfuerzo vs Deformación, para enfriamiento y calentamiento
20-250	Benzagouta & Amor	2009	Variaron el esfuerzo efectivo y la temperatura logrando reducciones de permeabilidad del 65%

Tabla 2. *Continuación*

Rango de Temperatura [°C]	Autor	Año	Observaciones respecto a la Temperatura
20-250	Hassanzadegan, <i>et al.</i>	2014	Comparan la teoría mecánica y la teoría de cierre de fracturas para evaluar la porosidad de una arenisca
20-250	Kosar	1989	Con pruebas drenadas y no drenadas de arenas bituminosas, encuentran fuerte influencia de la temperatura en el módulo de Young y la resistencia a la compresión
20-250	Zhang, <i>et al.</i>	2012	Desarrollan expresiones analíticas para las propiedades mecánicas en función de la temperatura
20-250	Tanaka, <i>et al.</i>	1997	Encuentran alta dependencia en el aumento del punto de cedencia para muestras con alto contenido de ilita
20-250	Campanella & Mitchell	1968	Después de calentar las rocas, estas no vuelven a su volumen original, pues aparece el fenómeno de irreversibilidad
20-250	Lau, <i>et al.</i>	1991	En rocas ígneas encuentran que a mayor temperatura menor resistencia
250-800	Yu, <i>et al.</i>	2015	Evidencian un aumento del módulo de young en las areniscas hasta 200°C luego este disminuye
250-800	Luo & Wang	2011	Determinan que, en lodolitas, solo existen cambios significativos en el módulo de Young a partir de los 600°C
250-800	Zhang, <i>et al.</i>	2009	Evidenciaron un cambio químico en el cuarzo a partir de los 500°C, disminuyendo módulo de Young y resistencia a la compresión
300-1000	Agar	1984	Analizó la influencia de la saturación del cuarzo y su transformación en los comportamientos de la roca
300-1000	Mobarack & Somerton	1971	Obtuvieron los primeros acercamientos entre los comportamientos mecánicos y la temperatura para el cuarzo.

2. Modelos geomecánicos para calcular los esfuerzos incluyendo la temperatura

Gran parte de los problemas relacionados al desarrollo de las actividades de exploración y explotación de un proyecto petrolero, se pueden analizar y desarrollar desde la caracterización del reservorio o yacimiento de interés, es decir, representados en la mecánica de funcionamiento de los medios porosos o la “Poro-mecánica”, pues una correcta caracterización del mismo en ámbitos como la petrofísica o la geología, incluso su naturaleza misma, facilita y asegura que las distintas etapas de su explotación se lleven a cabo bajo procesos óptimos, seguros y rentables. Si bien es cierto que los análisis al medio porosos de tipo ‘poro-mecánicos’ han demostrado éxito en el desarrollo de la industria hasta hoy*, ciertas actividades que se realizan en condiciones anómalas o extremas, como el caso de estudio de la presente investigación, en exploración y explotación costa afuera, requieren de un menor margen de incertidumbre debido a los altos riesgos financieros y de la operación. Por ello, como se estableció previamente a partir de las evidencias encontradas por autores anteriores referentes en la materia, se hace necesario acoplar una nueva variable cómo la temperatura a la hora estudiar el comportamiento de rocas o yacimientos, limitando el estudio a las etapas de perforación de un pozo exploratorio o de desarrollo cuando se lleva a cabo bajo láminas de agua de espesor considerable, llevando el lodo de perforación a condiciones de temperatura excesivamente bajas. Un análisis ‘poro-termo-elástico’ brindará mayor precisión y entendimiento del comportamiento mecánico de la cara del pozo durante la perforación que se

* Industria petrolera desarrollada en las placas continentales.

traducirá en mayor confiabilidad y seguridad a la hora de realizar actividades posteriores a este, necesarias para su terminación.

2.1 Antecedentes

Mediante una breve revisión del desarrollo de la mecánica del medio poroso y de la inclusión de la temperatura como variable de análisis, ‘poro-termo-mecánica’ se recopilan los antecedentes que ha tenido el estudio poro-mecánico y poro-termo-mecánico hasta llegar a la actualidad.

El estudio de la poro mecánica encuentra sus raíces con el trabajo de Biot, quien propuso la teoría de poro elasticidad lineal (Biot, 1941). Esta teoría se desarrollaba en un medio isotrópico hasta que fue extendida por el mismo Biot para adecuarla a un medio anisotrópico, incluyendo la viscoelasticidad, teniendo en cuenta la propagación de la onda y una poro elasticidad no lineal (Biot. 1955, 1956a, 1956b, 1956c, 1965d, 1962a, 1962b, 1972). Esta teoría fue extendida por varios autores, siguiendo los parámetros y la interpretación de las constantes de materiales poro-elásticos dada por Rice & Cleary (1976).

Una extensión de la teoría de Biot que tuviera en cuenta los efectos termal fue introducida en un modelo poro-termo-elástico por primera vez de la mano de Palciauskas & Domenico (1982). Años más tarde cuando Wang & Papamichos (1994) presentaron una solución analítica transitoria para los cambios de presión de poro y temperatura alrededor del pozo. Bai & Abousleiman (1997) desarrollaron un modelo poro-termo-elástico completamente acoplado y basado en condiciones unidimensionales. Ekbote (2002) expande el estudio poro-mecánico de un pozo anisotrópico acoplado con un gradiente termal y químico. Abousleiman & Ekbote (2005) desarrollan una solución analítica para pozos inclinados en medios isotrópicos transversales.

2.2 Poro-mecánica

La poro-mecánica es descrita como la ciencia que trata de la respuesta tanto directa como indirecta de un medio poroso, parcial o totalmente saturado con uno o más fluidos, a la acción de fuerzas tanto internas como externas (Abousleiman & Ekbote 2005).

2.3 Ecuaciones constitutivas

Las ecuaciones constitutivas relacionan las variables cinemáticas (tensión, variación del contenido de fluido) con las variables dinámicas (esfuerzos, presión de poro, temperatura). A continuación, se presentarán las ecuaciones constitutivas para un modelo poro-termo-elástico totalmente acoplado.

2.3.1 Poro-termoelasticidad. Introduciendo una temperatura de perturbación, de la teoría Poro-elástica de Biot (1941), se puede expresar unas relaciones constitutivas como

$$\sigma_{ij} = 2G\varepsilon_{ij} + \frac{2G\nu}{1-2\nu}\varepsilon\delta_{ij} - \alpha p\delta_{ij} \beta^s T\delta_{ij} \quad \text{Ecuación 7}$$

$$p = M(\zeta - \alpha\varepsilon \beta^{sf} T) \quad \text{Ecuación 8}$$

$$= \frac{3(\nu_u - \nu)}{B(1-2\nu)(1+\nu_u)} \quad \text{Ecuación 9}$$

$$\beta^s = \frac{2G(1+\nu)}{(1-2\nu)} \alpha^s \quad \text{Ecuación 10}$$

$$\beta^{sf} = 3\alpha\alpha^s + (\alpha^f - 3\alpha^s) \phi \quad \text{Ecuación 11}$$

Donde las variables σ_{ij} y ρ , están caracterizadas por el modulo de corte G , la relación de Poisson's ν , la relación sin drenar de Poisson's ν_u , la porosidad ϕ , el módulo de Biot M , el parámetro de Skempton B , el tensor de coeficiente térmico relacionado con el esqueleto solido β^s , el coeficiente térmico relacionado al fluido del poro β^{sf} y el coeficiente de expansión térmica del esqueleto y del fluido del poro, respectivamente α^s y α^f .

2.4 Medio isotrópico

Según Ekbote (2002) “un material isotrópico es aquel que no muestra preferencias direccionales en las propiedades del material”. En otras palabras, el material es caracterizado por planos infinitos de simetría y solo se requieren 2 constantes elásticas.

2.5 Descomposición del problema geomecánico de esfuerzos

El problema de pozo vertical puede ser fácilmente dividido en dos problemas (*figura 6*): Para el presente texto se nombrará el problema de tensión del plano con un campo de presión de poro y temperatura cómo (problema I) y el problema constante del esfuerzo vertical uniaxial sin ninguna presión de poro ni temperatura cómo (problema II).

El problema I se subdivide en 3 casos (figura 7): donde los casos 1 y 2 son ejes simétricos, mientras el caso 3 es asimétrico y por tanto será despreciado. El caso 1 es un problema puramente elástico. En el caso 2 el efecto del calentamiento o enfriamiento del fluido de perforación es aplicado junto con el campo de presión de poro. En el caso 3 la presión de poro es generada debido a la deformación de los sólidos causada por los esfuerzos deviatorios.

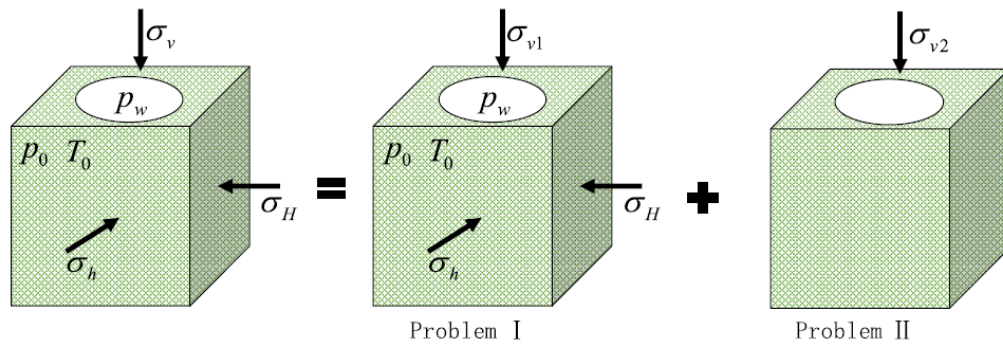


Figura 6. Cao, W., Deng, J., Yu, B., & Liu, W. (2017). Offshore wellbore stability análisis base don fully coupled poro-thermo-elastic theory. *Journal of Geophysics and Engineering*. 14(2).

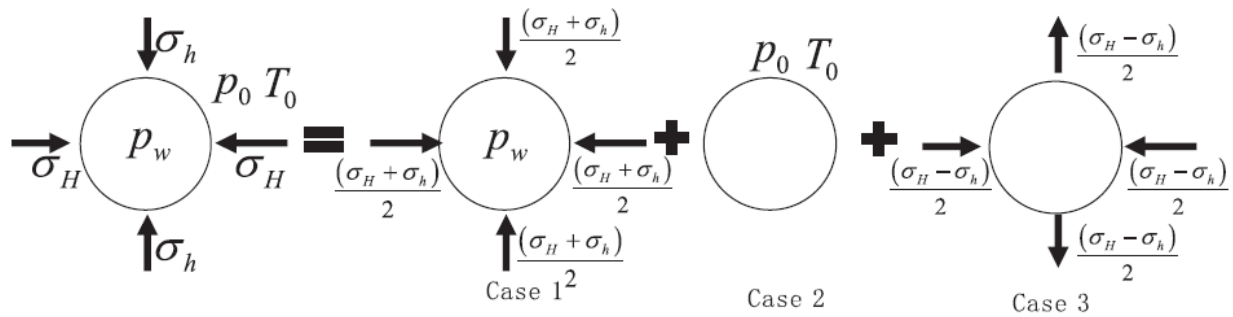


Figura 7. Subdivisión del problema I. Adaptado de Cao, W., Deng, J., Yu, B., & Liu, W. (2017). Offshore wellbore stability análisis base don fully coupled poro-thermo-elastic theory. *Journal of Geophysics and Engineering*. 14(2).

2.5.1 Suposiciones del problema. Para facilitar los cálculos, acotar el alcance del estudio y simplificar la geomecánica desarrollada, se asumen las siguientes condiciones:

- No hay fuentes de fluido y el transporte del fluido es causado por la presión del fluido del poro y el gradiente de temperatura.
- Se ignora cualquier fuerza de inercia.
- El eje z es el eje del pozo y el pozo se puede asumir de longitud infinita.
- El pozo es vertical y en un material isotrópico.
- La inestabilidad ocurre en la cara del pozo.

2.5.1.1 Condiciones iniciales y límites del problema. Las condiciones fronteras para la cara del pozo, a una distancia lo suficientemente lejana se toman de la siguiente manera:

$$\sigma_{xx} = -\sigma_H ; \sigma_{YY} = -\sigma_h ; \sigma_{zz} = -\sigma_z \quad \text{Ecuación 12}$$

$$\tau_{xy} = 0 ; \tau_{yz} = 0 ; \sigma_{xz} = 0$$

$$p = p_0 ; T = T_0$$

Por otra parte, las condiciones fronteras en la cara del pozo son las siguientes:

$$\tau_{r\theta} = \tau_{rz} = 0 ; p = p_w H(t) ; T = T_w H(t) ; qr = q_i H(t) \quad \text{Ecuación 13}$$

$$-\sigma_{rr} = -p_w H(t)$$

Donde P_w es la presión hidráulica del fluido de perforación, T_w es la temperatura del fluido de perforación y $H(t)$ es la función de escalón de Heaviside, donde:

$$H(t) = 0 \text{ si } t \leq 0 \text{ y } H(t) = 1 \text{ si } t > 0. \quad \text{Ecuación 13}$$

2.5.2 Desarrollo de los modelos geomecánicos.

2.5.2.1 Cálculo de esfuerzos para el Problema I, caso 1. El caso 1 es un caso eje simétrico y al ser un problema puramente elástico su solución puede ser dada por la solución elástica de Lamé.

$$\begin{aligned} \sigma_{rr}^{(1)} &= H(t) \left(\frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} - p_w \right) \frac{r_B^2}{r^2} \\ \sigma_{\theta\theta}^{(1)} &= -H(t) \left(\frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} - p_w \right) \frac{r_B^2}{r^2} \end{aligned} \quad \text{Ecuación 14}$$

2.5.2.2 Cálculos para el Problema I, caso 2. El caso 2 es un problema eje simétrico con los campos de presión de poro y temperatura. La solución para este caso se obtiene dentro del dominio de Laplace y puede ser invertida utilizando el algoritmo de Stehfest (Stehfest, 1970).

$$\begin{aligned} s\tilde{T}^{(2)} &= (T_w - T_0)\Phi(\xi_h) \\ s\tilde{p}^{(2)} &= F_2\Phi(\xi_f) + F_3\Phi(\xi_h) \\ s\tilde{\sigma}_{rr}^{(2)} &= \alpha \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) (F_2\Psi(\xi_f) + F_3\Psi(\xi_h)) + \beta^s \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) ((T_w - T_0)\Psi(\xi_h)) \\ s\tilde{\sigma}_{\theta\theta}^{(2)} &= -\alpha \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) (F_2\Omega(\xi_f) + F_3\Omega(\xi_h)) - \beta^s \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) ((T_w - T_0)\Omega(\xi_h)) \end{aligned} \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde Φ , Ψ , Ω , F_2 , F_3 , ξ_f y ξ_h se definen como:

2.5.2.3 Cálculos para el Problema I, caso 3. El caso 3 es un problema asimétrico y su solución

puede ser obtenida con el método utilizado en el caso 2.

$$s\tilde{p}^{(3)} = \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left(\frac{B^2(1-v)(1+v_u)^2}{9(1-v_u)(v_u-v)} C_1 K_2(\xi_f r) + \frac{B(1+v_u)}{3(1-v_u)} C_2 \frac{r_B^2}{r^2} \right) \cos 2(\theta - \theta_r) \quad \text{Ecuación 16}$$

$$s\tilde{\sigma}_{rr}^{(3)} = \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left(\frac{B(1+v_u)}{3(1-v_u)} C_1 \left(\frac{1}{\xi_f r} K_1(\xi_f r) + \frac{6}{(\xi_f r)^2} K_2(\xi_f r) \right) - \frac{1}{1-v_u} C_2 \frac{r_B^2}{r^2} - 3C_3 \frac{r_B^4}{r^4} \right) \\ \times \cos 2(\theta - \theta_r)$$

$$s\tilde{\sigma}_{\theta\theta}^{(3)} = \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left(-\frac{B(1+v_u)}{3(1-v_u)} C_1 \left(\frac{1}{\xi_f r} K_1(\xi_f r) + \left(1 + \frac{6}{(\xi_f r)^2} \right) K_2(\xi_f r) \right) + 3C_3 \frac{r_B^4}{r^4} \right) \\ \times \cos 2(\theta - \theta_r)$$

$$s\tilde{\sigma}_{r\theta}^{(3)} = \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left(\frac{2B(1+v_u)}{3(1-v_u)} C_1 \left(\frac{1}{\xi_f r} K_1(\xi_f r) + \frac{3}{(\xi_f r)^2} K_2(\xi_f r) \right) - \frac{1}{2(1-v_u)} C_2 \frac{r_B^2}{r^2} \right. \\ \left. - 3C_3 \frac{r_B^4}{r^4} \right) \times \sin 2(\theta - \theta_r)$$

2.5.3 Sistema solución del Problema I. La solución general del problema I, se da superponiendo todas las soluciones de los 3 casos anteriores.

$$T^{(I)} = T_0 + T^{(2)} \quad \text{Ecuación 17}$$

$$p^{(I)} = p_0 + p^{(2)} + p^{(3)}$$

$$\sigma_{rr}^{(I)} = \left(-\frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} + \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \cos 2\theta + \sigma_{rr}^{(1)} + \sigma_{rr}^{(2)} + \sigma_{rr}^{(3)} \right)$$

$$\sigma_{\theta\theta}^{(I)} = \left(-\frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} - \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \cos 2\theta + \sigma_{\theta\theta}^{(1)} + \sigma_{\theta\theta}^{(2)} + \sigma_{\theta\theta}^{(3)} \right)$$

$$\sigma_{zz}^{(I)} = \left(\nu(\sigma_{rr}^{(I)} + \sigma_{\theta\theta}^{(I)}) - \alpha(1 - 2\nu)p^{(I)} \right)$$

$$\sigma_{r\theta}^{(I)} = \left(-\frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \sin 2\theta + \sigma_{r\theta}^{(3)} \right)$$

2.5.4 Modelo solución para el Problema II. El problema II es un problema elástico y solo el esfuerzo vertical uniaxial es cargado.

$$\sigma_{zz}^{(II)} = -\sigma_v + \nu(Sx + Sy) - \alpha(1 - 2\nu)p_0 \quad \text{Ecuación 18}$$

2.5.5 Solución para el Problema general. La solución al problema general planteado anteriormente se da superponiendo las soluciones de los problemas I y II teniendo en cuenta que cada término del problema I contara con un término parcial por cada uno de los tres caso, que se obtiene de las ecuaciones 14,15 y 16.

$$T = T^{(I)} \quad \text{Ecuación 19}$$

$$P_p = P_p^{(I)}$$

$$\sigma_{rr} = \sigma_{rr}^{(I)}$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \sigma_{\theta\theta}^{(I)}$$

$$\sigma_{zz} = \sigma_{zz}^{(I)} + \sigma_{zz}^{(II)}$$

$$\sigma_{r\theta} = \sigma_{r\theta}^{(I)} \quad \sigma_{rz} = \sigma_{\theta z} = 0$$

3. Metodología

La *figura 8* presenta una ilustración esquemática de la metodología utilizada en el presente proyecto. La obtención de las temperaturas y esfuerzos, serán ampliamente detalladas en capítulos posteriores.

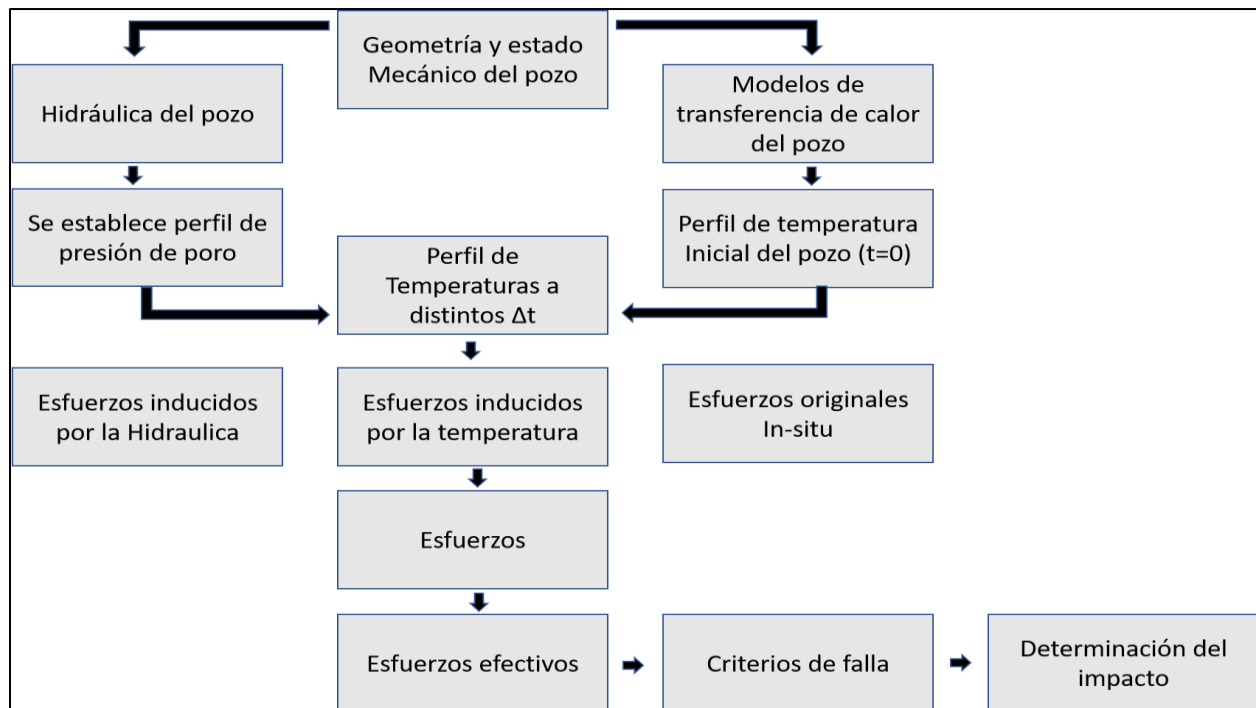


Figura 8. Metodología general para la obtención de las temperaturas y su impacto en los esfuerzos de la cara del pozo.

3.1 Condiciones iniciales

El caso de estudio está desarrollado para una ambiente costa fuera, es decir, se considera la presencia de un espesor de lámina de agua, antes de iniciar a perforar el primer pie de la formación, los principales datos y resultados analizados provienen del Golfo de México, Caribe Colombiano y el mar del sur de China, donde las profundidades oscilan entre los 50 y 2700 metros para Colombia, (Cárdenas, 2013) y un máximo de 5559 metros para China (LaFond, 2018). Para el desarrollo del presente estudio el perfil de temperatura oceánico es primordial como condición inicial para el desarrollo de los modelos, por lo que su obtención es de vital importancia, para ello y auspiciado por las limitadas medidas de temperatura que se cuentan para los diferentes océanos, se utilizó el modelo empírico planteado por Joseph (2010) en la *Ecuación 20* el cual mejora la correlación API-RP13D aplicable solo a bajas latitudes, eliminando así la dependencia de la posición geográfica del sitio de perforación y a su vez no condiciona la temperatura superficial del océano a ningún valor.

$$T_{s(z)} = \frac{T_{surf} * f(z)}{1.485 * 10^{-4} * T_{surf} * z + f(z)} \quad \text{Ecuación 20}$$

Donde, $F(z) = 1 + e^{-0.016 * z} + 1.244$

Para hallar la temperatura de la formación, se utilizará el gradiente geotérmico a conveniencia del sitio de estudio dando la variación de temperatura por cada magnitud de profundidad, usualmente asumido como [15 °F/1000Ft].

$$T_f = T_{surf} + G_t * z \quad \text{Ecuación 21}$$

Es evidente que en las últimas décadas la geomecánica ha visto un crecimiento considerable en distintos ámbitos de la industria petrolera, evidenciado en casos como la perforación del piedemonte llanero, sin embargo, existe una marcada barrera para conseguir alguno de los datos propios de la roca. Esto porque es difícil conseguir los parámetros poro-termo-elásticos a partir de datos de campo o experimentos de laboratorio. Los datos y propiedades de la roca recopilados en trabajos anteriores serán utilizados como referencia para realizar cálculos del efecto térmico y poro-elástico. Para ello a partir de literatura consultada se tomaron valores para el esqueleto de la roca, así como la expansión y contracción del fluido poroso basados en la teoría de la poro-termoelasticidad debido al efecto térmico. El esfuerzo efectivo, es determinado por la redistribución de esfuerzos, la presión de poro y el cambio en el tiempo. Por ende, la falla debido al efecto térmico en el pozo va a ocurrir en un espacio temporal diferente a la de los modelos poro-elásticos. Se comparará el modelo elástico versus el modelo contemplando la temperatura y la porosidad.

3.2 Condiciones de la perforación

Aspectos locativos y de la perforación como la ubicación, profundidad, tamaño de sarta de perforación y revestimiento, así como las propiedades del fluido de circulación usado durante la perforación fueron tomados de los pozos perforados en el territorio del caribe colombiano o el desarrollado por empresas del sector Oíl & Gas de bandera colombiana en otros lugares del planeta como el golfo de México. El caso de estudio representa el final de la perforación hasta la

profundidad de interés sin haber desarrollado ningún tipo de completamiento de revestimientos o cementación, sino más bien un escenario típico de circulación durante la perforación.

3.2.1 Esquema del pozo

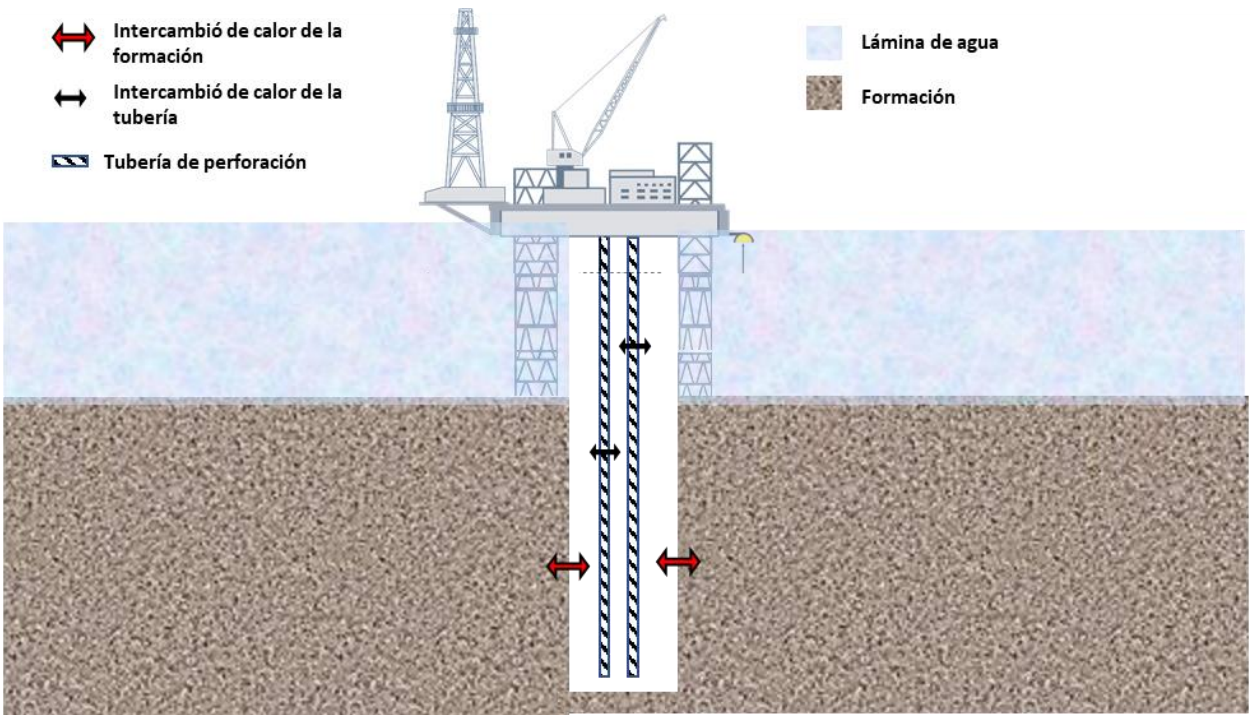


Figura 9. Esquema general del caso de estudio.

3.2.2 Datos iniciales de la perforación y el lodo de circulación

Tabla 3.

Datos del pozo simulado.

Datos iniciales para la simulación, Holmes and Swift & Kabir	
Lámina de agua [ft]	7,000
Profundidad en roca, [ft]	15,000

Tabla 3. *Continuación*

Datos iniciales para la simulación, Holmes and Swift & Kabir	
Drillpipe OD, [in]	6 5/8
Broca, [in]	8 3/8
Caudal de circulación, [bbl/hr]	300
Temperatura de entrada del lodo, [°F]	75
Viscosidad del lodo, [lbm/(ft-hr)]	110
Conductividad térmica, [Btu/(ft-°F-hr)]	1.0
Calor específico del lodo, [Btu/(lbm-°F)]	0.4
Densidad del lodo, [lbm/(gal)]	10
Conductividad térmica de formación, [Btu/(ft-°F-hr)]	1.3
Calor específico de formación, [Btu/(lbm-°F)]	0.2
Densidad de la formación, [lbm/ft ³]	165
Temperatura de la superficie, [°F]	59.5
Gradiente geotérmico, [°F/ft]	0.0127

Nota: *Datos iniciales para el pozo simulado. Adaptado de Holmes, C. S., & Swift, S. C. (1970). Calculation of circulating mud temperatures. *Journal of Petroleum Technology*, 22 (6), p. 671.

La selección de la data está encaminada a la reproducibilidad de resultados de estudios anteriores, y soportan la utilización del modelo de temperaturas que definan el comportamiento en los dos conductos, dentro del drill pipe y en el espacio anular.

Geomecánicamente los parámetros fueron estratégicamente seleccionados, en gradiente, que permita para un pozo arbitrario de estudio, analizar los esfuerzos de numerosas profundidades que cumplan el gradiente seleccionado. Los datos se presentan en la *tabla 5* del capítulo siguiente.

3.3 Desarrollo del modelo constitutivo (temperatura y geomecánica)

El presente estudio a partir de la integración de distintas áreas del conocimiento como lo son la termodinámica, mecánica de fluidos, métodos numéricos, perforación y geomecánica, apoyado en Kabir *et al* (1991), Yan *et al* (2014) y Cao *et al* (2017) aplicó un modelo constitutivo para determinar el impacto de las temperaturas en los esfuerzos que se dan en la cara de los pozos

petroleros, para esto, de manera genérica, el estudio debe lograrse a partir resultados parciales obtenidos a partir de un proceso lógico donde las variables de estudio que permitieron llegar a los análisis y conclusiones presentados sean obtenidas.

- A. Obtención de los perfiles de la temperatura en función de la geometría, el tiempo de circulación, la formación perforada y la profundidad.
- B. Selección de una profundidad de análisis a conveniencia con los datos geomecánicos disponibles en la literatura.
- C. Obtención de un perfil de temperatura para la profundidad seleccionada anteriormente, en función del radio.
- D. Inclusión de la temperatura en las ecuaciones geomecánicas que permiten calcular los esfuerzos en la cara del pozo.
- E. Con los esfuerzos obtenidos determinar la variación en magnitud respecto a la no inclusión de la temperatura.

Para el desarrollo de los modelos se planteó un modelo de solución incondicionalmente estable, es decir un sistema de ecuaciones explícito que permita bajo ciertos criterios de estabilidad la variación de los parámetros de estudio y así favorecer la versatilidad y aplicabilidad del análisis.

Para ello se utilizó el software Matlab, permitiendo el desarrollo de un código que en sus características principales incluye:

- A. Un modelo de Guía de Interfaz para el Usuario (GIU) para el ingreso de datos, fácilmente integrable.
- B. Modelos de transferencia de calor radial y axial en sistema inglés de unidades basados en diferencias finitas.

- C. Criterios de cálculo y estabilidad que aseguran la convergencia y calidad de los resultados sin importar la magnitud de los datos ingresados.
- D. Exportación de los datos en tablas, para análisis posteriores.
- E. Análisis gráfico en profundidad, radio, y 3D en tiempo real.

Permitiendo así que cualquier interesado, pueda de este modo obtener perfiles de temperatura estimados, que sean el punto de partida en diferentes aplicaciones, como diseños de lechadas, estabilidad de hidratos, optimización de la producción e inyección y estudios geomecánicos entre otros.

Adicionalmente para los resultados obtenidos con el algoritmo de Matlab –presentados en la sección siguiente- se corroboró la pertinencia de los modelos seleccionados con un software comercial como ANSYS, para replicar así los comportamientos de los perfiles obtenidos para una geometría y condiciones de perforación igual, aprovechando a su amplio desarrollo y modelos integrados de resolución de ecuaciones de flujo y calor para la validación de los modelos.

Estas temperaturas calculadas para cualquier profundidad y distancia radial desde el eje del pozo considerando el enfriamiento excesivo de la capa de agua atravesada, actúan como data de alimento a las ecuaciones geomecánicas poro-termo-elásticas y puramente elásticas para así poder a través de la comparación, determinar el impacto de la temperatura en la magnitud de los esfuerzos, la utilización de gráficos de las propiedades de la roca en función del Angulo contra las mismas propiedades recalculadas con la influencia del efecto térmico, y los perfiles del esfuerzo tangencial ($\sigma_{\theta\theta}$) con y sin la temperatura serán presentados.

3.3.1 Sistema de perforación Offshore. El caso de estudio presentado cuenta con tres zonas principales representadas en la *figura 10*, que corresponderán a los balances energéticos

desarrollados. La zona 1 representa el espacio generado por el interior de la tubería de perforación o drillpipe por el cual el fluido baja, hasta la profundidad perforada, con una condición inicial de temperatura de entrada del fluido conocida T_{d0} , llegando así a la zona 2, punta de tubería o cara de la broca, donde el fluido choca con el bolsillo de fondo y la temperatura del fluido dentro del drillpipe T_d es igual a la temperatura del fluido en el espacio anular T_a , retornando de nuevo a superficie por la zona 3 o el espacio anular creado por la concentricidad de la tubería de perforación,

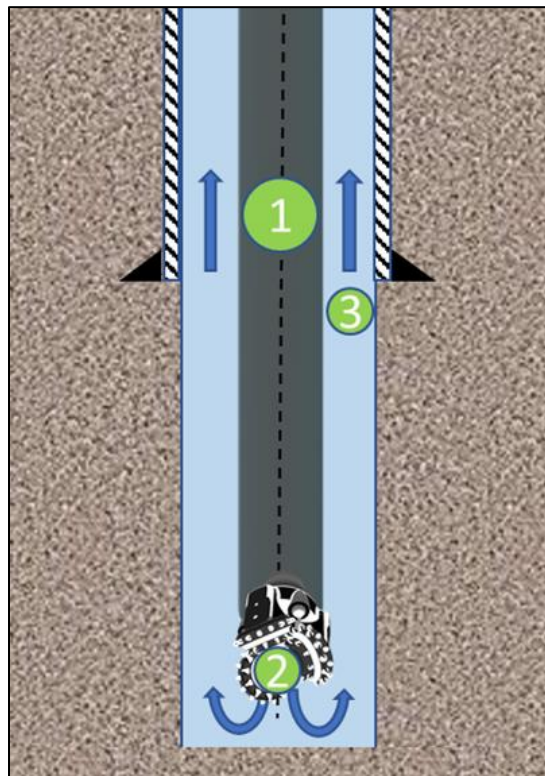


Figura 10. Zonas del pozo perforado. Modificado por los autores, adaptado de Langaker, V. (2017). A Temperature model for Extended Reach Drilling Applications (Thesis of magister). University of Stavanger, Norway. Recuperado de: <http://hdl.handle.net/11250/2462405>

3.3.2 Asunciones y consideraciones de cálculo. Para la consecución de resultados con el modelo constitutivo se partió de un balance volumétrico y de energía, donde se plantearon algunas condiciones teóricas de trabajo.

- El gradiente de temperatura radial es desestimado a lo largo del fluido de perforación.
- La conducción de calor vertical a lo largo de la sarta de perforación es ignorada.
- Las propiedades de la formación se asumen constantes.
- Se considera el sistema estacionario, por lo que ningún fluido entra ni sale de la formación durante el tiempo de circulación es decir no hay pérdidas de circulación.
- El calor generado por la fricción de la broca es ignorado, pero puede ser incluido a la disponibilidad del dato.
- Se considera el lodo un fluido tipo pistón con velocidad constante durante la perforación.
- El cuerpo de la tubería es analizado como una resistencia, cobijada por el factor de transferencia global “U”.

Lo anterior también permite reducir los recursos utilizados en tiempo y hardware para la obtención de los cálculos ya que tanto el mallado generado para el algoritmo en MATLAB como el generado en ANSYS consume recursos informáticos considerables y para las pruebas de este estudio algunas simulaciones demoraron aproximadamente 3 horas.

3.4 Balances y ecuaciones utilizados en el modelo final

La distribución de la temperatura en la cara del pozo o wellbore está afectada por la temperatura de formación y la conducción de calor desde la formación, para ello se hace imperativo asegurar la exactitud de las estimaciones de estos parámetros, que muchos autores como Ramey (1962),

Chiu & Thakur (1991) Hasan & Kabir (1994) han identificado, como la conducción radial del calor alrededor del pozo donde en el presente trabajo se contempla la acumulación de calor respecto al tiempo. Para ello una solución algebraica derivada de tendencias y resultados es utilizada:

$$T_{AD} = 1.1281\sqrt{t_d}(1 - 0.3\sqrt{t_d}) \quad \text{for } t_d \leq 1.5 \quad \text{Ecuación 22}$$

$$T_{AD} = [0.4036 + 0.5 \ln(t_d)] \left[1 + \frac{0.6}{t_d} \right] \quad \text{for } t_d > 1.5$$

Donde:

$$T_d = \frac{\alpha t}{r_{wb}^2} \quad y \quad \alpha = \frac{k_f}{c_{pf} \rho_f}$$

Acá, T_{AD} representa la temperatura adimensional y T_d representa el tiempo adimensional, esto permitiendo el comportamiento transitorio de la temperatura de formación usado en el presente trabajo para obtener la solución para la distribución de temperatura en un pozo.

Debido a la extensión del texto, la derivación de las expresiones provenientes de balances energéticos ente las zonas de en la *figura 10* no es presentada en la parte principal del escrito, pero está disponible en la bibliografía. Para la distribución de las temperaturas dentro del tubo y en el espacio anular T_D & T_A respectivamente, los modelos a seguir son los siguientes.

$$A_D \rho_m V_D C_p \frac{\partial T_{D(z,t)}}{\partial z} + 2\pi r_{Di} h_{Di} [T_{D(z,t)} - T_{w(z,t)}] = -\rho_m A_D C_p \frac{\partial T_D}{\partial t} \quad \text{Ecuación 23}$$

Donde:

$$T_D = \mu e^{X_1 * z} + \delta e^{X_2 * z} + G_g * z - B * G_g + T_{supf}$$

Y para la expresión del perfil de temperatura en el espacio anular:

$$A_{AS}\rho_m V_{Af} C_P \frac{\partial T_{A(z,t)}}{\partial z} + 2\pi r_{Do} h_{Do} [T_{w(z,t)} - T_{A(z,t)}] + 2\pi r_B h_f [T_{f(z,t)} - T_{A(z,t)}] \quad \text{Ecuación 24}$$

$$= \rho_m A_{AF} C_P \frac{\partial T_{A(z,t)}}{\partial t}$$

Donde:

$$T_A = (1 + X_1 B) \mu e^{X_1 * z} + (1 + X_2 B) \delta e^{X_2 * z} + G_g * z + T_{supf}$$

Las constantes X_1, X_2, B, μ y δ son presentadas en el Apéndice A. Para determinar el comportamiento de la temperatura en función del radio a cualquier profundidad seleccionada para realizar los posteriores cálculos de esfuerzos, se utilizó un modelo transitorio de calor, el cual contempla la variación respecto al tiempo, parámetro que permite considerar el enfriamiento generado por la capa de agua, y obtener así los valores de temperatura en función radial.

$$\frac{\partial T_{f(r,z,t)}}{\partial t} = \frac{k_f}{\rho_m c_{pf}} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T_{f(r,z,t)}}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 T_f}{\partial z^2} \right). \quad \text{Ecuación 25}$$

La aproximación de diferencias finitas frontales utilizada, se presenta a continuación conforme a la malla representada en la *figura 11*:

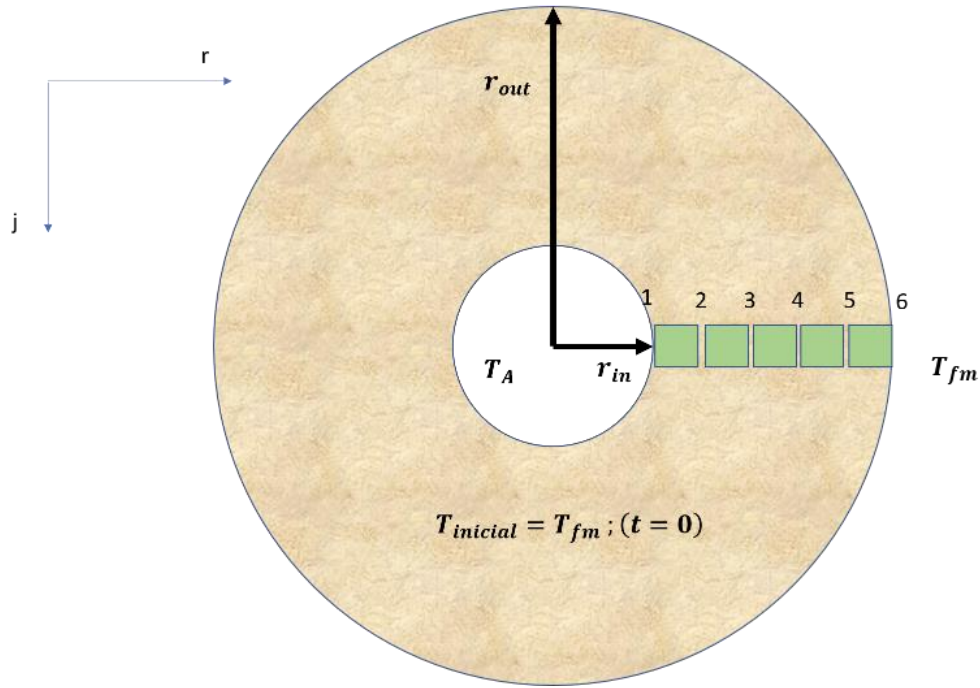


Figura 11. Simulación de la temperatura radial.

La versión discretizada del dominio representado en la figura 11 es:

$$T_i^{n+1} = T_i^n + d * (T_{i-1}^n - 2 * T_i^n + T_{i+1}^n) + \left(\frac{d_1}{r_i}\right) * (T_{i+1}^n - T_{i-1}^n) \quad \text{Ecuación 26}$$

Donde:

$$d = \frac{\alpha * \Delta t}{\Delta_r^2} \quad \& \quad d_1 = \left(\alpha * \frac{\Delta t}{2 * \Delta_r}\right)$$

La resolución conjunta del set de modelos y ecuaciones enunciado anteriormente permiten la obtención de las temperaturas de acuerdo con las condiciones iniciales asignadas, para cualquier parte de un pozo para el cual los datos iniciales son conocidos.

3.5 Comparación del modelo matemático

Finalmente, una vez determinados los perfiles de temperatura para el fluido circulante o lodo de perforación, los resultados obtenidos son comparados en tendencia con otros perfiles disponibles en la literatura para así corroborar la estabilidad y funcionamiento de las ecuaciones seleccionadas como a su vez realizar corroboraciones de la temperatura con respecto al comportamiento de enfriamiento y calentamiento esperado a medida que el fluido atraviesa ciertas regiones del pozo. Al obtener los cálculos de esfuerzos de la roca, es intención de los investigadores, determinar si estos esfuerzos tendrán algún impacto en la misma generando fracturas, colapsos o modificándola de alguna forma apreciable y esto ser contrastado a las cuantificaciones y observaciones cualitativas realizadas por los autores compilados en el estado del arte.

4. Resultados y discusión

4.1 Perfiles de temperatura obtenidos

Buscando desarrollar un modelo de cálculo amplio que permita versatilidad en los datos de entrada, el modelo de Jhosep (2010) fue seleccionado para predecir la temperatura de la lámina de agua en función de la profundidad, estos datos, en magnitud no fueron posibles de comparar por la disponibilidad de la información, pero si se comparan en comportamiento y tendencia con los datos

oceanográficos recopilados por la división del Instituto colombiano del petróleo (ICP) disponibles en el trabajo de Cárdenas (2013).

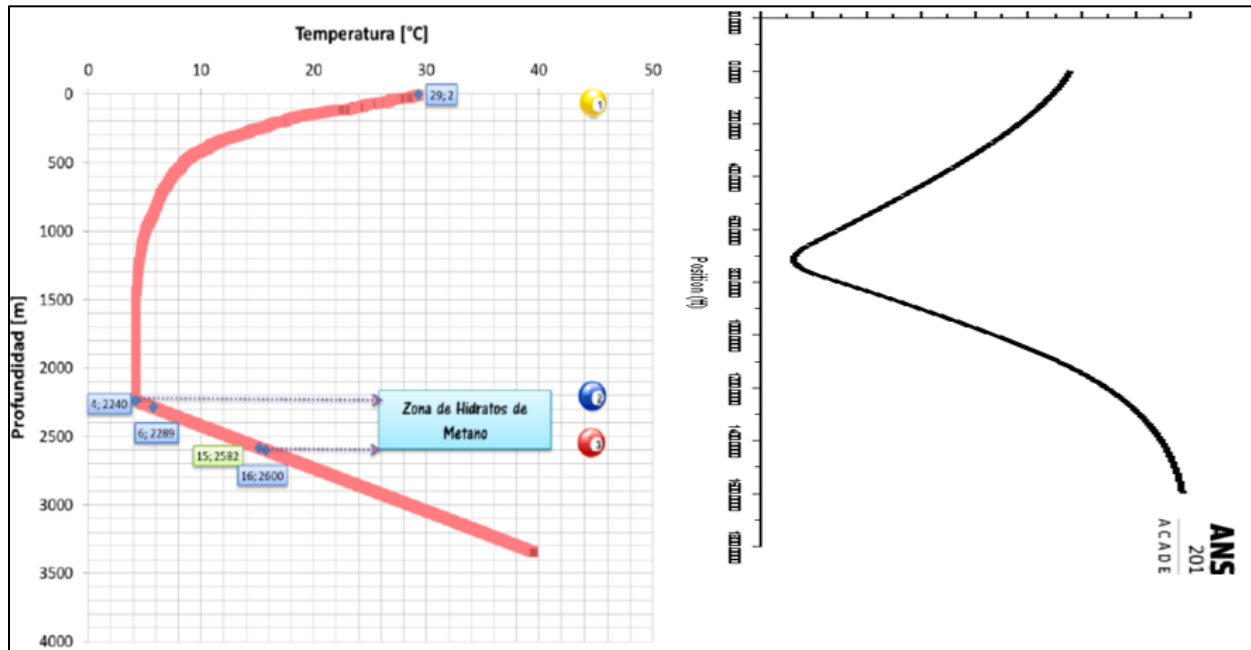


Figura 12. Comparación cualitativa del perfil de temperatura calculado vs datos del ICP. Adaptado de Cárdenas, Y. T. (2013). *Evaluación de la estabilidad de hidratos durante la perforación offshore* (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

La figura 12 (izquierda) presenta los datos recopilados por el estudio oceanográfico, mientras que 12 (derecha) representa las temperaturas modeladas en condiciones iniciales ($t=0$) a partir de Joshep (2010) y la ecuación 20. Donde resulta evidente que el sistema es consistente y aplicable para el caso de estudio. La temperatura calculada para el fondo del lecho marino será la condición inicial de T_{supf} utilizada en la ecuación 21 para predecir en conjunto con el gradiente geotérmico la distribución de temperatura de la formación. El perfil de temperaturas de la figura 12 (derecha) corresponde a un pozo de 7000 [ft] de lámina de agua y 15000[ft] de formación, emulando condiciones similares a los pozos resumidos en la Tabla 1.

4.1.1 Perfil de temperatura en dominio de la profundidad. Para la obtención de estos perfiles se consideraron diferentes tiempos de circulación en los cuales se evidenciaron fenómenos termodinámicos interesantes, pues de la *figura 13*, en las primeras secciones de la perforación después de haber sufrido un proceso de refrigeración mientras el lodo viaja por la tubería que atraviesa la lámina de agua al entrar en la zona de formación de roca, este evidencia un aumento en su temperatura, siguiendo la lógica del aumento gracias al aporte de calor que da el gradiente geotérmico, pero después de cierta profundidad, éste presenta una marcada inflexión, aproximadamente a las tres cuartas partes de la profundidad total evidenciando una zona de enfriamiento no esperada que aumenta conforme la circulación continua en el tiempo, cantidad que usualmente es despreciada en los diversos cálculos que se desprenden de la temperatura. Esto se debe a la inclusión de un modelo Transitorio de calor donde el termino de acumulación o $\left(\frac{\partial T}{\partial t}\right)$ de las ecuaciones 23, 24 y 25 es diferente de cero, es decir se considera el cambio de la temperatura debido al efecto del tiempo, agregando así una dimensión al análisis.

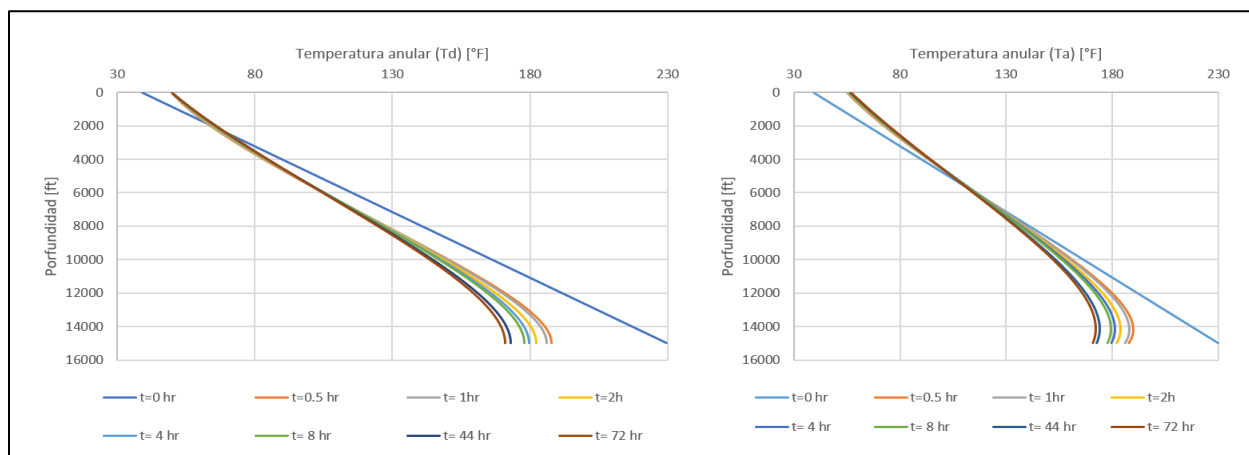


Figura 13. Temperatura para el dominio de la profundidad.

Este comportamiento tanto en el sector de aumento de la temperatura como en el sector de enfriamiento o pérdida de calor, deben ser analizados independientemente.

Aunque el foco de estudio de la presente tesis son los aspectos geomecánicos usualmente afectados por las disminuciones de temperatura, particularmente, cuando se habla de perforación y desarrollos costa afuera, es imprescindible abordar el tema de los hidratos de gas, que como se expuso en el capítulo precedente, estos se dan bajo condiciones de altas presiones y bajas temperaturas, situación que se evidencia ampliamente en los sectores más someros de la formación rocosa que inician en el lecho marino, pues la presión hidrostática generada por la masa de agua combinado con las baja temperaturas por la ausencia de calor por radiación del sol a tremendas profundidades favorecen su aparición. Los hidratos de gas plantean riesgos a las operaciones de perforación debido a que, en su condición inicial o no perturbada, estos se mantienen como un conglomerado sólido y relativamente estable. Al encontrarse al interior del lecho marino como capas de subsuelo y en la mayoría de los casos no ser el objeto comercial de la perforación o el objetivo de las misma, su condición de alta presión se conserva e incluso se ve beneficiada por el aumento de la presión generada por la columna hidrostática de fluido, pero al entrar en contacto con el fluido de circulación, como se evidencia en las primeras secciones de la *figura 13*, la temperatura de este aumenta, generando así un calentamiento que se trasmite al hidrato en temperatura inicial inferior, favoreciendo el flujo de calor hacia la formación desestabilizando así su estructura molecular y generando un “derretimiento” de los mismos, esto impacta de manera negativa el comportamiento mecánico de la roca y la perforación, afectando la estabilidad del lecho marino -Donde se posicionan equipos neurálgicos de la operación como las BOP o tuberías tipo riser- y liberando gases de efecto invernadero indeseados hacia el pozo. Algunos autores como cárdenas (2013) aproximan que un volumen cubico de hidrato de gas, contiene gas metano que se

expandirá entre 150 y 180 veces a condiciones estándar de operación por lo que para los operadores de perforación de aguas profundas, puede ocasionar explosiones, patadas de pozo, gasificación, disminución excesiva del peso del lodo, y por consiguiente afectar las propiedades mecánicas de la roca suprayacente y subyacente a la formación de hidratos a partir de la pérdida de peso en el lodo de perforación desnivelando así los esfuerzos radiales ejercidos por el fluido sobre la cara de roca, y propiciando la aparición de colapsos o breakouts indeseados para las operaciones de perforación y completamiento subsecuentes.

Para la validación de los perfiles de temperatura obtenida se comparó la *figura 13*, con data obtenida de un pozo “M” del mar de china *Figura 14*, que corrobora el comportamiento del modelo seleccionado para la sección de formación.

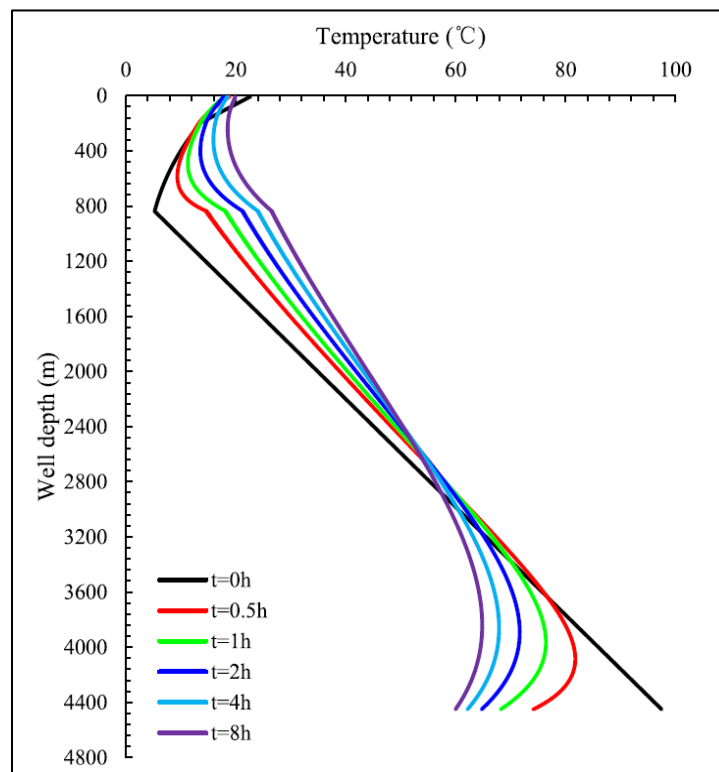


Figura 14. Perfil de temperatura anular para un pozo M del mar de china. Adaptado de Cao, W., Deng, J., Yu, B., & Liu, W. (2017). Offshore wellbore stability análisis base don fully coupled poro-thermo-elastic theory. *Journal of Geophysics and Engineering*. 14(2), pp.14;380.

4.1.2 Perfil de temperatura obtenido en el dominio radial. Una vez obtenidos los perfiles de temperatura en el dominio de la profundidad, estos datos permiten determinar una línea de tendencia de cómo será el comportamiento de la temperatura a una profundidad arbitraria de estudio en función del tiempo. La *Figura 15* representa la variación de la temperatura en la cara de la formación en diferentes tiempos, demostrando tendencia de tipo exponencial con un criterio de exactitud de 0.98 de acuerdo con los datos analizados. Esta relación será utilizada en los análisis Termo-elásticos posteriores. Para el caso de estudio un punto arbitrario a 14240 [Ft] fue seleccionado debido a la carencia de registros o bitácoras que permitieran identificar una zona geomecánicamente inestable o problemática durante la perforación, para proceder con los análisis radiales de temperatura y de esfuerzos, si se cuenta con zonas identificadas con pérdidas de circulación, o derrumbes sería pertinente aplicar el modelo constitutivo y validar los resultados.

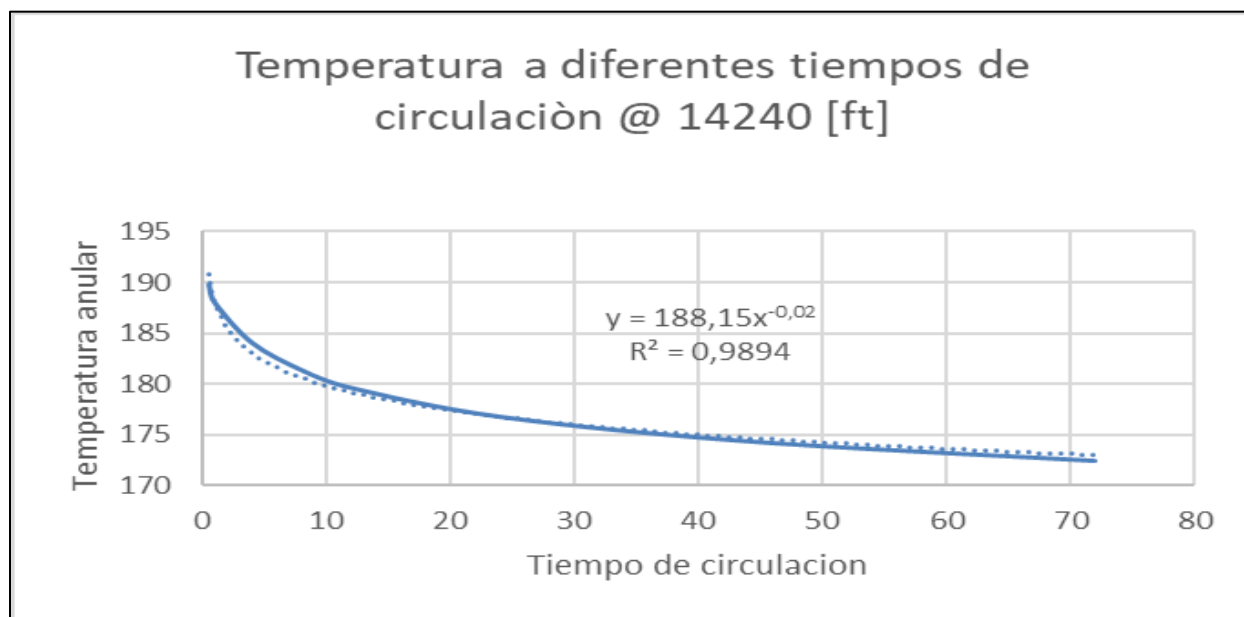


Figura 15. Línea de tendencia para diferentes temperaturas de la cara del pozo, a diferentes tiempos de circulación.

En orden de estudiar el flujo de calor y la distribución característica a lo largo de la dirección radial, es necesario aclarar que las temperaturas previamente obtenidas se convierten en la condición inicial y como se mencionó anteriormente, un modelo de flujo de calor transitorio es considerado. Adicionalmente el algoritmo fue programado de tal manera que la distribución de la temperatura respecto al tiempo y el radio se pueda visualizar en tiempo real y en modelo 3D.

La *figura 16*, muestra la variación radial de la temperatura, con el tiempo de circulación hasta 72 horas de circulación, para un radio normalizado de 3 unidades desde el radio del pozo, hasta un punto donde la temperatura de formación permanece igual a la temperatura inicial de 220 °F.

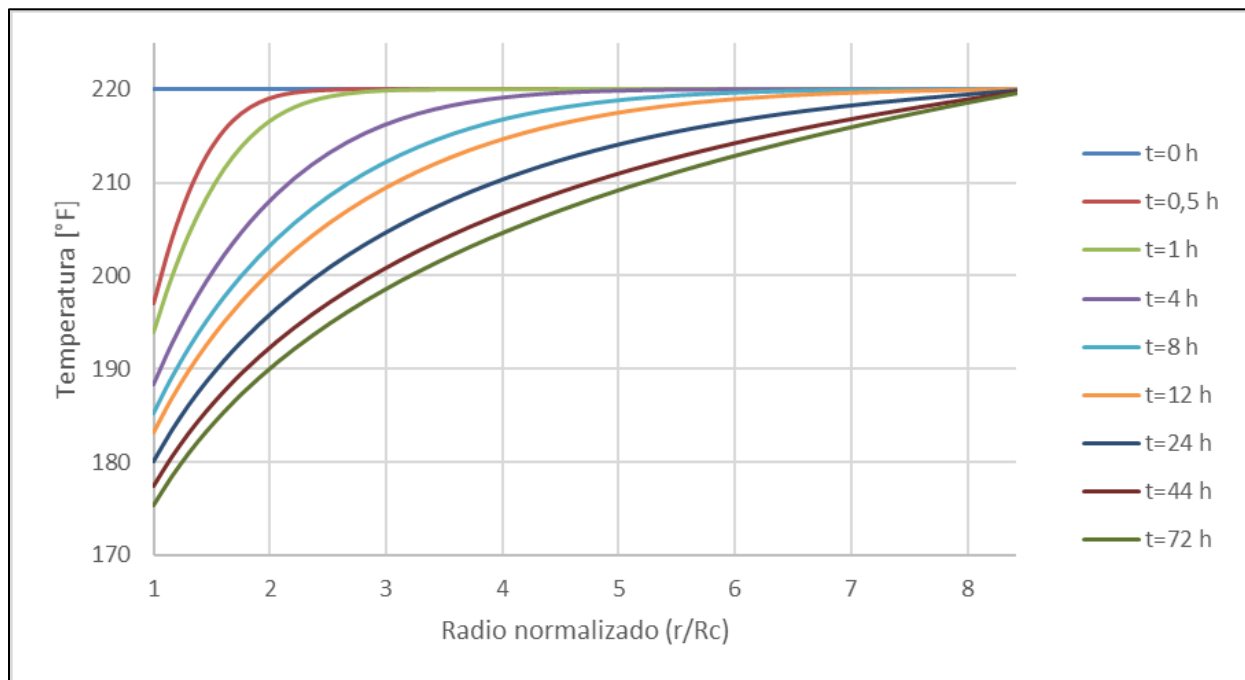


Figura 16. Variación de temperatura en función del radio.

Con la ayuda de MATLAB, la *figura 17* presenta las rosetas de temperatura que dan una visual 2D del comportamiento térmico para los tiempos de circulación, para la configuración de

perforación seleccionada y condiciones iniciales variables para cada tiempo de circulación conforme a la *Tabla 4*.

Tabla 4.
Condiciones iniciales para cada tiempo de circulación

Condiciones iniciales para análisis radial de la temperatura							
Circulación [Hr]	0.5	1	4	8	12	24	72
Temperatura [°F]	189.84	188.00	184.05	181.34	179.58	176.71	172.33

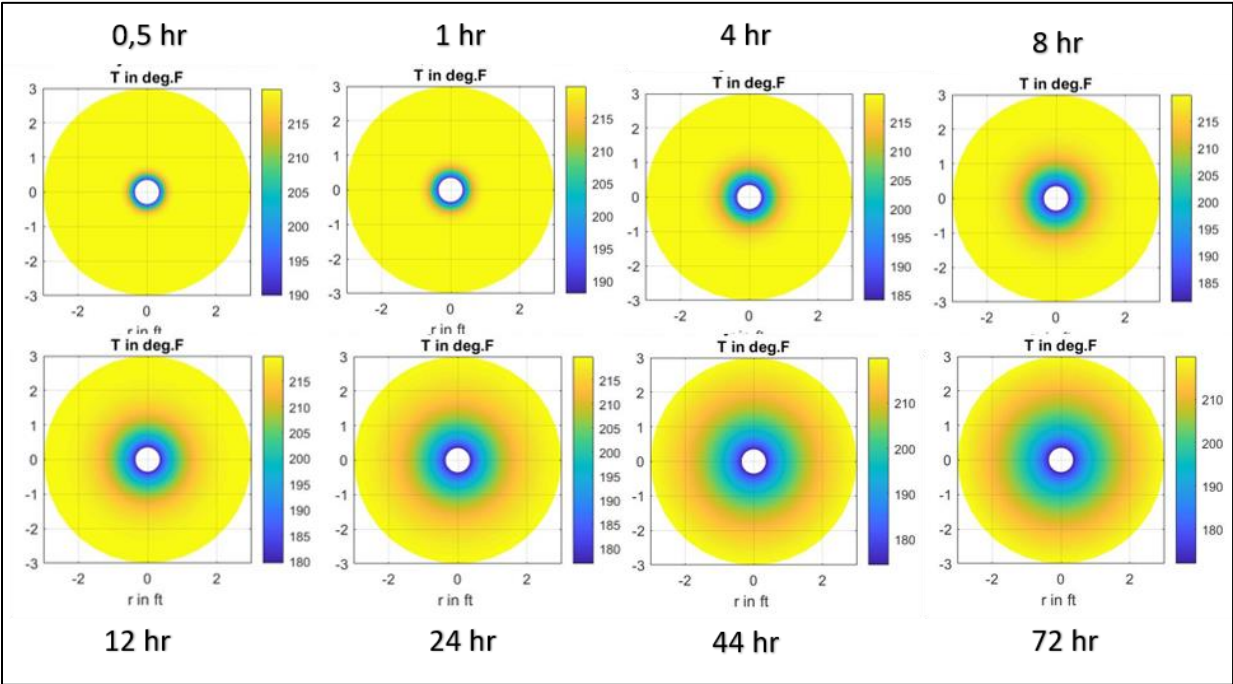


Figura 17. Conducción de calor y temperaturas en coordenadas cilíndricas [°F].

Es claro entonces que a medida que el tiempo de circulación avanza, cierta porción de formación alrededor del pozo tendera a disminuir su temperatura y mantenerla constante y posteriormente generar una zona de estabilización hasta retomar la temperatura original de formación que permanecerá imperturbable, por lo que para propósitos analíticos se tendrán dos

zonas térmicas en el área de influencia de los modelos geomecánicos, una de temperatura considerablemente inferior, y la zona de temperatura original respectivamente.

4.2 Obtención de los esfuerzos geomecánicos

De acuerdo con (Erling, *et al*, 2008) el esfuerzo generado por la temperatura es comprendido como un esfuerzo adicional, es decir, que es una porción del esfuerzo total σ_θ , una adición entre el esfuerzo mecánico y el esfuerzo elástico, resultando en esfuerzos radiales, tangenciales y verticales parciales debido a la temperatura σ_{rT} , $\sigma_{\theta T}$ y σ_{zT} .

Por otra parte, el esfuerzo calculado según el moldeo poro elástico σ_θ sin la contemplación del efecto térmico fue obtenido según (Zobak, 2008, p. 169):

$$\sigma_\theta = \frac{1}{2} * (\sigma_H + \sigma_h - 2P_o) \left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) - \frac{1}{2} (\sigma_H - \sigma_h) * \left(1 + \frac{3R^4}{r^4}\right) \cos 2\theta - \frac{P_o R^2}{r^2} \quad \text{Ecuación 27}$$

$$\sigma_{\theta T} = \frac{E_{fr}}{1 - \nu_{fr}} * \alpha_T (T_{wb} - T_{fm})$$

El esfuerzo adicional debido a la variación de la temperatura entre la cara del pozo y la temperatura de formación es modelado, según Yan, *et al*. (2014), donde la temperatura de la cara del pozo es 172.33 °F y la formación 220°F de acuerdo con los datos obtenidos por la sección precedente y aquellos propios de la roca presentados en la *tabla 5*.

Tabla 5.
Datos geomecánicos de la formación

Datos Iniciales modelo elástico		
Profundidad	14242.42	[Ft]
σ_H	0.95	[psi/ft]
σ_h	0.65	[psi/ft]
G_{pp}	0.5	[psi/ft]
R_w	0.35	[Ft]
Young	3.63E+06	[PSI]
α^s	6.10E-06	[1/°F]
ν_u	0.25	[Adimensional]
T_{fm}	221	[°F]
ϕ	0.25	[Adimensional]
G_{mud}	0.45	[psi/ft]
δ	4.30E-07	[°F/S]

*Nota:**Datos iniciales para el calulo de los esfuerzos geomecanicos contemplando el comportamiento termico y elastico. Adaptado de Nguyen, D. A., Miska S. Z., Yu, M., Saasen, A. (2010). *Modeling thermal Effects on Wellbore Stability*. Society of Petroleum Engineers, Port of Spain, Trinidad, p.15.

La configuración típica de los esfuerzos obtenidas por Yan, *et al.* (2014) se aprecia en las *figura 18*, análogamente y a modo de ampliación se invirtieron las condiciones iniciales para simular un gradiente positivo de temperatura a favor de la formación, es decir $T_{wb} > T_{fm}$, mostrando los resultados en la *figura 19*, situación que se evidencia en las formaciones someras donde también es más probable la presencia de formaciones de hidratos de gas.

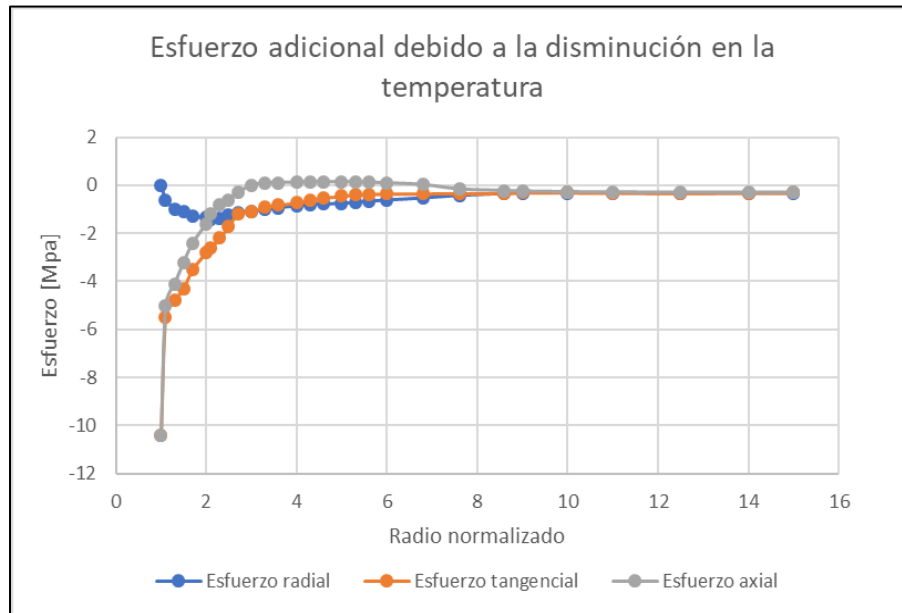


Figura 18. Esfuerzo adicional en función radial con aumento de temperatura. Autores y Escobar, F. H. (2019). Software para Comparar los Algoritmos de Stefesht e Iseger para Inversión Laplaciana en Pruebas de Presión.

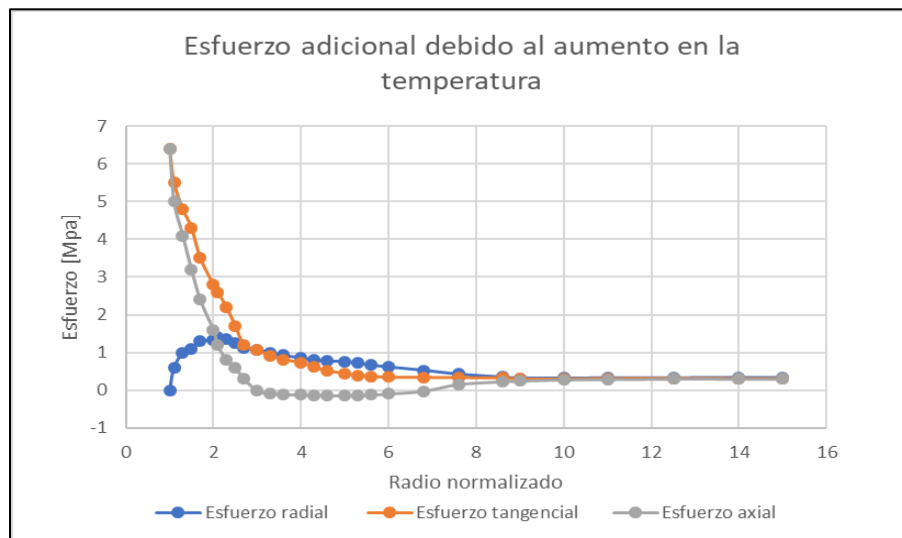


Figura 19. Esfuerzo adicional en función radial con disminución de temperatura. Autores y Escobar, F. H. (2019). Software para Comparar los Algoritmos de Stefesht e Iseger para Inversión Laplaciana en Pruebas de Presión.

Por lo anterior es claro que cuando la temperatura de la cara del pozo disminuye, se aplica un esfuerzo de tensión y los tres esfuerzos debido al efecto térmico σ_T en la cara de la formación reducirán su magnitud, en el caso contrario, cuando la temperatura aumenta en la cara del pozo, como se aprecia en las primeras secciones de la *figura 13* -secciones más probables de presencia de hidratos- un esfuerzo compresivo es aplicado y por ende los tres esfuerzos debido a la temperatura aumentan en magnitud, lo que prematuramente permite concluir que un enfriamiento favorecería la estabilidad del hueco, mientras que el calentamiento, podría mover los esfuerzos presentes en la cara del pozo a sectores de falla y colapso. Una observación de las figuras anteriores muestra que el esfuerzo radial térmico tendrá su máximo a una corta distancia más allá de la cara del pozo contrario a lo que un análisis rápido llevaría a concluir considerando que el cambio más abrupto de temperatura ocurra en la cara del pozo, esto es distinto en el esfuerzo tangencial y vertical, pues el cambio más abrupto de temperatura termina ocurriendo justo en la cara del pozo y a su vez la variación de la magnitud del esfuerzo. De la revisión de la literatura, es claro que el esfuerzo adicional no solo depende de la variación de la temperatura, pues condiciones elásticas propias de la roca como el módulo de Young y la relación de poisson's - cómo se demostró en el capítulo 2- se ven notablemente modificadas.

No obstante, de acuerdo con Bradley (1979); Chen, *et al.*, (2008) y Erling, *et al.*, (2008), la inestabilidad del pozo ocurrirá generalmente en la cara de la formación, por lo que los términos integrales, presentados en las ecuaciones 15 y 16 son simplificados, terminando reducidos a:

$$\sigma_r = P_{wb} - \delta * \phi * (P_{wb} - P_p) \quad \text{Ecuación 28}$$

$$\sigma_{\theta T} = -P_{wb} + \sigma_H * (1 - 2 \cos(2\theta)) + \sigma_h(1 + 2 \cos(2\theta)) + \delta * (2\tau - \phi)(P_{wb} - P_p)$$

$$+ \left(\frac{E \alpha_m}{3(1 - \nu)} \right) (T_{wb} - T_{fm})$$

$$\sigma_{zT} = \sigma_v - \nu[2(\sigma_H - \sigma_h) \cos(2\theta)] + \delta(2E - \phi)(P_{wb} - P_p) + \left(\frac{E \alpha_m}{3(1 - \nu)} \right) (T_{wb} - T_{fm})$$

Por lo anterior, el esfuerzo tangencial genera un cambio constante en la magnitud de los esfuerzos corroborando la apreciación establecida en párrafos anteriores respecto a la relación de la variación de la temperatura y la estabilidad, pues la *figura 20* muestra el desplazamiento generado por la consideración de la temperatura en el esfuerzo tangencial, para ello se tuvieron en cuenta dos metodologías para obtener el impacto de la temperatura en los esfuerzos, la primera es la de superposición o suma del esfuerzo puramente espástico y el esfuerzo adicional debido exclusivamente a la variación de la temperatura ($\sigma_\theta + \sigma_{\theta T}$) dados por Zoback (2007). La segunda es la utilización de la *ecuación 28*, que integra los efectos de la presión de poro y la temperatura de manera directa, obteniendo así el esfuerzo poro-termo-elástico $\sigma_{\theta pte}$.

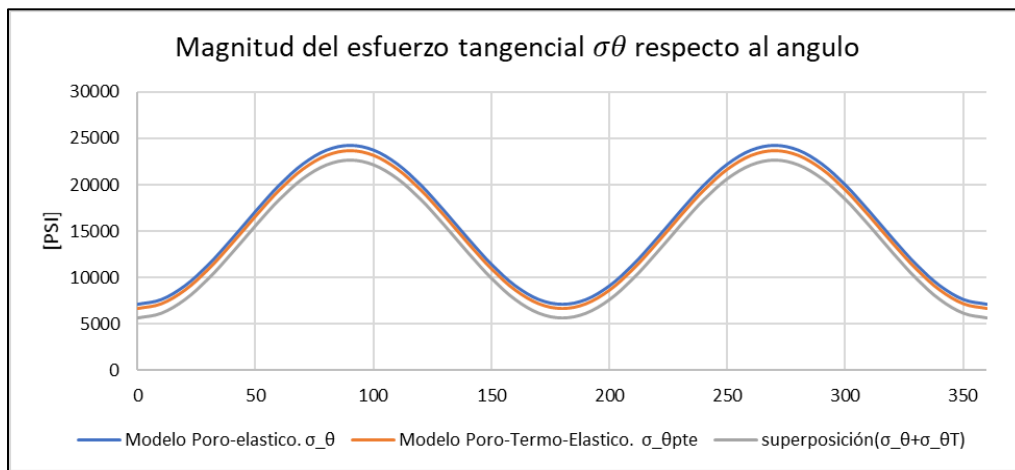


Figura 20. Magnitud del esfuerzo tangencial durante un enfriamiento obtenido por superposición, y de manera directa, respecto al puramente elástico.

Una vista superior del pozo a la profundidad de análisis con la magnitud del esfuerzo a un tiempo final de circulación de 72 horas es presentada en la *figura 21*, tiempo donde se observa una diferencia apreciable en la magnitud de los esfuerzos ,por consiguiente es claro que si la caída de temperatura generada por un lodo más frio en una formación en condiciones de alta temperatura permitirá disminuir la magnitud de los esfuerzos favoreciendo así al estado mecánico del pozo, sin descartar la posibilidad de que micro fracturas en la roca puedan ser encontradas por la sistemática contracción de la misma. Adicionalmente, la *figura 21* evidencia las zonas de debilidad de la roca que pueden ser críticas en temas de estabilidad generando bien sea derrumbes o atrapamiento de la sarta, o aquellas zonas donde las microfracturas tienen alta probabilidad de suceder y mantenerse abiertas debido a la hidrostática generada que podrán ser el inicio de una fractura mayor en operaciones posteriores generando perdidas de fluido no deseadas.

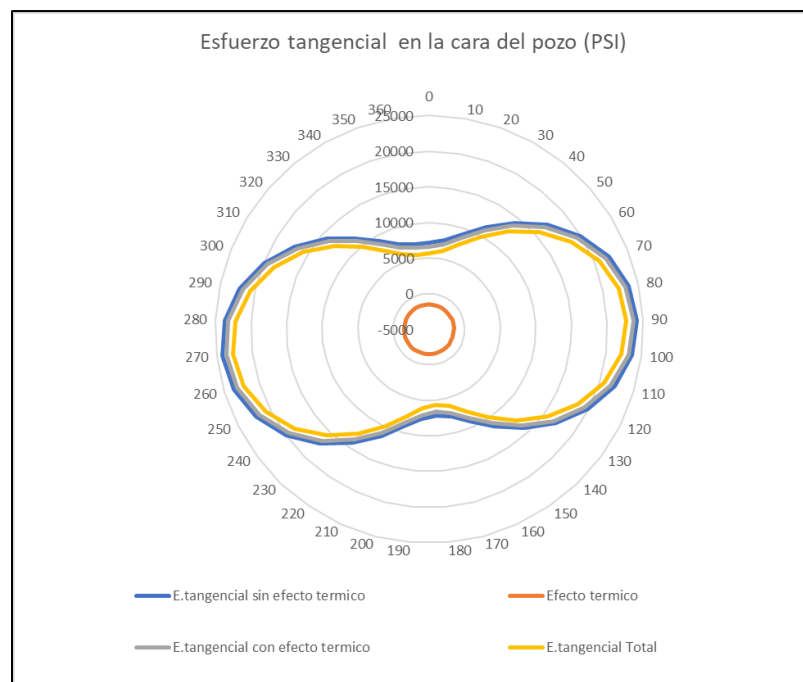


Figura 21. Distribución de los esfuerzos en la cara del pozo.

En contraste, un aumento positivo de la temperatura que podría darse en las primeras secciones del hueco bien sea en zonas de hidratos de gas, reacciones químicas exotérmicas en el lodo por presencia de agentes exteriores que generen un aporte de calor al sistema o procesos propios de perforación y completamiento sumado a la expansión de los fluidos saturantes del espacio poroso los esfuerzos aumentarían su magnitud y favorecería la inestabilidad sobrepasando las propiedades iniciales de la roca calentada. A una profundidad de 303 ft bajo el lecho marino, con una temperatura inicial de formación de 43°F y un lodo a una temperatura aproximada de 60°F, la variación de los esfuerzos en la *figura 22 y 23* son presentados.

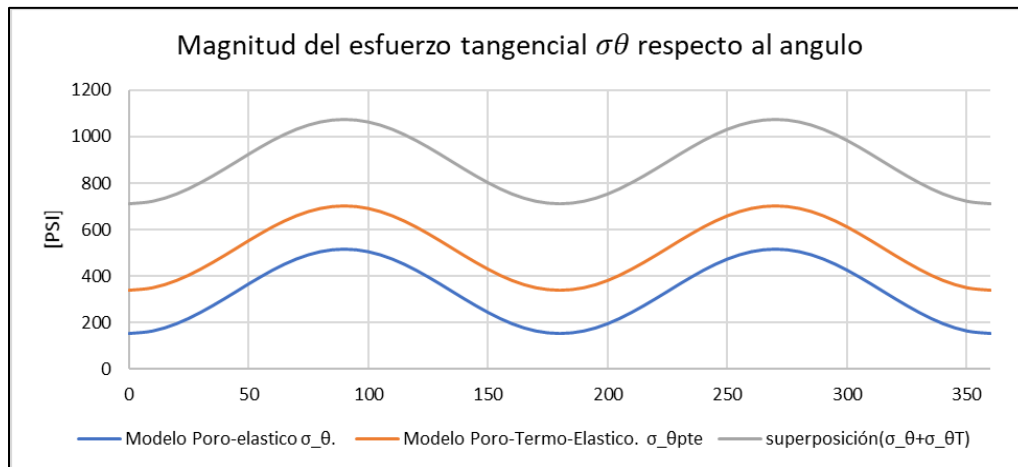


Figura 22. Magnitud del esfuerzo tangencial respecto al ángulo durante un calentamiento, obtenido por superposición, y de manera directa, respecto al puramente elástico.

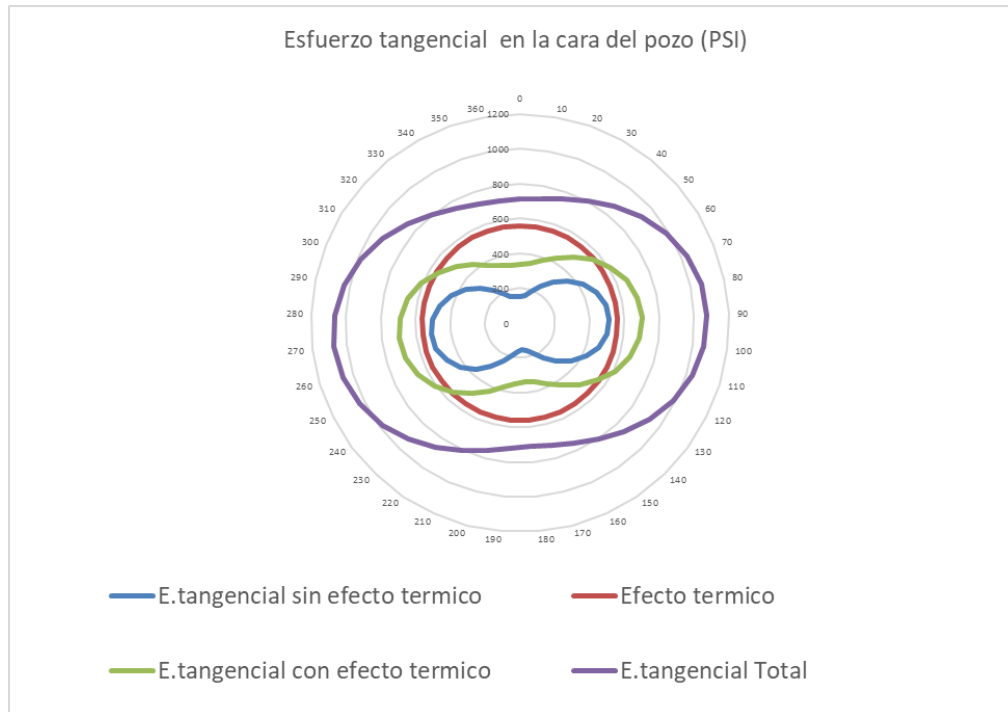


Figura 23. Magnitud del esfuerzo tangencial en la cara del pozo durante un calentamiento, obtenido por superposición, y de manera directa, respecto al puramente elástico.

En la *Tabla 6*, Los valores de esfuerzo calculado debido al efecto térmico de enfriamiento para diferentes ángulos alrededor del pozo se obtienen bajo dos criterios, el poro-elástico al cual se le adiciona el esfuerzo térmico, y al poro-Termo-Elástico que incluye parámetros de la formación y el fluido saturante, así como características de la formación adicionales como porosidad y coeficiente de filtración de la cara del pozo. Los esfuerzos al estar definidos por una función periódica tendrán los valores iguales en cualquier Angulo ($\theta + 180^\circ$) mayor a 180° .

Tabla 6.

Esfuerzos en la cara del pozo [MPa]

R_wb	heta gra	Theta rad	Twb	∂_{σ} (Poro-elastico)[Mpa]	∂_{σ} (Poro-Termo-Elastico)[Mpa]	$\partial_{\sigma} + \partial_{\sigma} + \partial_{\sigma}$ [Mpa]	$\partial_{\sigma} + \partial_{\sigma} + \partial_{\sigma}$ [Mpa]
0.35	0	0.000	170	49.1	60.6	-10.4	38.7
0.35	30	0.524	170	78.6	90.0	-10.4	68.2
0.35	60	1.047	170	137.5	149.0	-10.4	127.1
0.35	90	1.571	170	166.9	178.5	-10.4	156.6
0.35	120	2.094	170	137.5	149.0	-10.4	127.1
0.35	150	2.618	170	78.6	90.1	-10.4	68.2
0.35	180	3.142	170	49.1	60.6	-10.4	38.7

Esto permite inferir que para un pozo en las condiciones establecidas anteriormente con un $\Delta T_{wb} = 28^{\circ}\text{C}$ puede incurrir bajo condiciones geomecánicas y de temperatura normales en un esfuerzo de $\mp 10[\text{MPa}]$. La reducción en esfuerzo tangencial debido al cambio de temperatura calculado permitiría inferir que no existe una clara influencia en la inestabilidad en las zonas más profundas del pozo, en cambio este favorece la estabilidad al disminuir el esfuerzo tangencial.

Debido a la falta de un registro que permita identificar qué zona de roca está siendo analizada, se presenta en la resistencia de la formación o UCS para diferentes tipos de roca de mineralogía predominante en pozos offshore. La comparación final de los esfuerzos con y sin la temperatura respecto a la resistencia de la roca se presentan en la *figura 25*.

Tabla 7.

UCS para distintos Tipos de roca.

Tipo de Roca	Arenisca	Arcilla	Limolita	Granito
UCS [MPa]	58.7	61.5	70.1	65.3

Nota: *Medición en laboratorio para rocas de diferente composición. Adaptado de Yan, C., Deng, J., Yu, B., Li, W., Chen, Z., Hu, L., y Li, Y. (2014). Borehole Stability in High Temperature Formations. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 47(6).

Comprender el UCS como una propiedad que se no se verá modificada por la acción de la temperatura, sería un error, pues los valores presentados en la *tabla 7*, son muestras de referencia a temperatura inicial que han sido ampliamente estudiadas a distintas variaciones de temperatura por Yan, *et al.* (2014) para poder así determinar su variación. Por lo que la *figura 24* muestra que para arcillas, rocas limo y granitos, la tendencia del UCS será a disminuir, mientras que la arenisca aumenta al incrementar la temperatura, esto encuentra explicación en la composición misma de la roca, pues las rocas limo y graníticas son rocas cristalinas, que al aumentar su temperatura aumentan su vibración y esto conlleva a un debilitamiento de la roca, por otra parte para comprender el aumento del UCS de las areniscas, se analiza que al ser rocas sedimentarias y estar llenas de microfracturas entre los granos de la roca debido al cemento, la expansión térmica permitirá el cierre de estas, generando así una compactación de la roca que favorece su resistencia, lo anterior permite que de manera análoga, al reducir la temperatura o robarle calor la roca, el UCS o resistencia de la roca para areniscas tendera a disminuir, mientras que para las limo, arcillas y granitos, tenderá a aumentar, presentando así situaciones de estabilidad o inestabilidad según la naturaleza de la roca de interés. En la industria de los hidrocarburos, por lo general la roca de interés son las areniscas, por lo que el comportamiento “anormal” del UCS si se puede llamar así, es seleccionado.

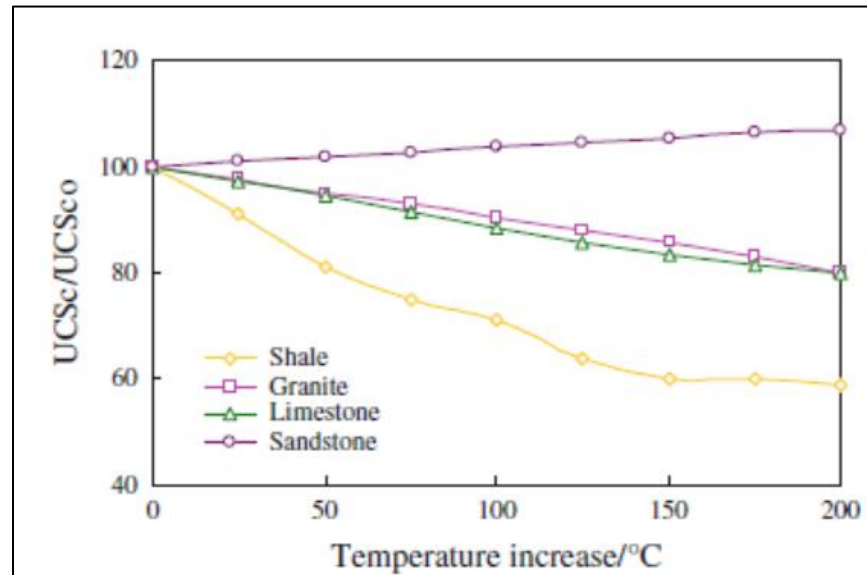


Figura 24. Efecto de la temperatura en la resistencia de la roca. Adaptado de Yan, C., Deng, J., Yu, B., Li, W., Chen, Z., Hu, L., y Li, Y. (2014). Borehole Stability in High Temperature Formations. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 47(6).

De acuerdo con los resultados obtenidos, podemos encontrar que hay un Angulo aproximadamente entre 40 y 130° donde los esfuerzos tangenciales son muy superiores a la resistencia de la roca, significando que, entre estos ángulos, existe la mayor posibilidad de generarse una fractura, que me modifique la geometría original del pozo y tenga implicaciones directas en la inestabilidad de este.

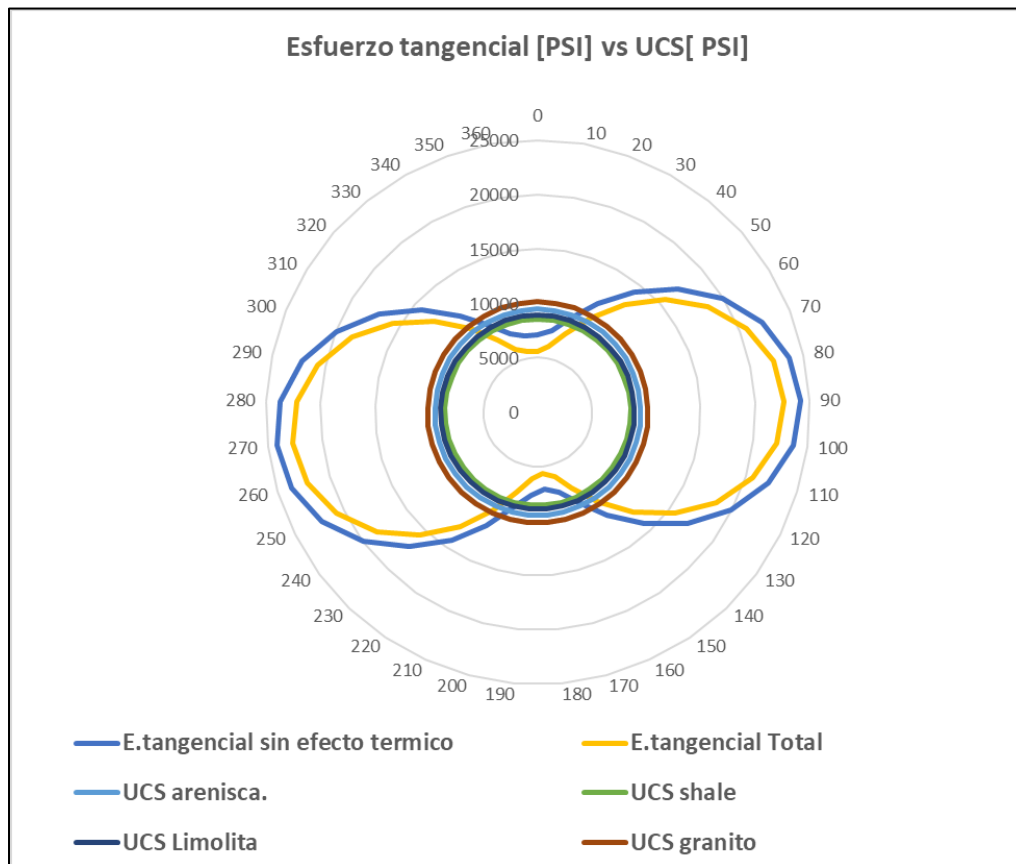


Figura 25. Esfuerzo tangencial vs UCS para distintas rocas.

4.3 Herramientas informáticas utilizadas

De acuerdo a los objetivos perseguidos por la presente investigación, el desarrollo de modelos térmicos en dos dimensiones, implica gran consecución de cálculos, pues los netamente analíticos, sin contemplar modelos numéricos o criterios de estabilidad ofrecen soluciones muy particulares no aplicables para los casos de estudio que puedan derivarse de la vida real (*Figura 24*), para ello, como se estableció, las diferencias finitas fueron elegidas como criterio para aproximar las derivadas parciales de las ecuaciones de calor, variable que debe ser estimada con la mayor exactitud para así representar un dato de calidad ante los análisis geomecánicos. La integración de

dos algoritmos en MATLAB y EXCEL para la interpretación grafica es necesaria, pues el cambio de dimensiones para la temperatura en profundidad y radial, implica generar dominios independientes.

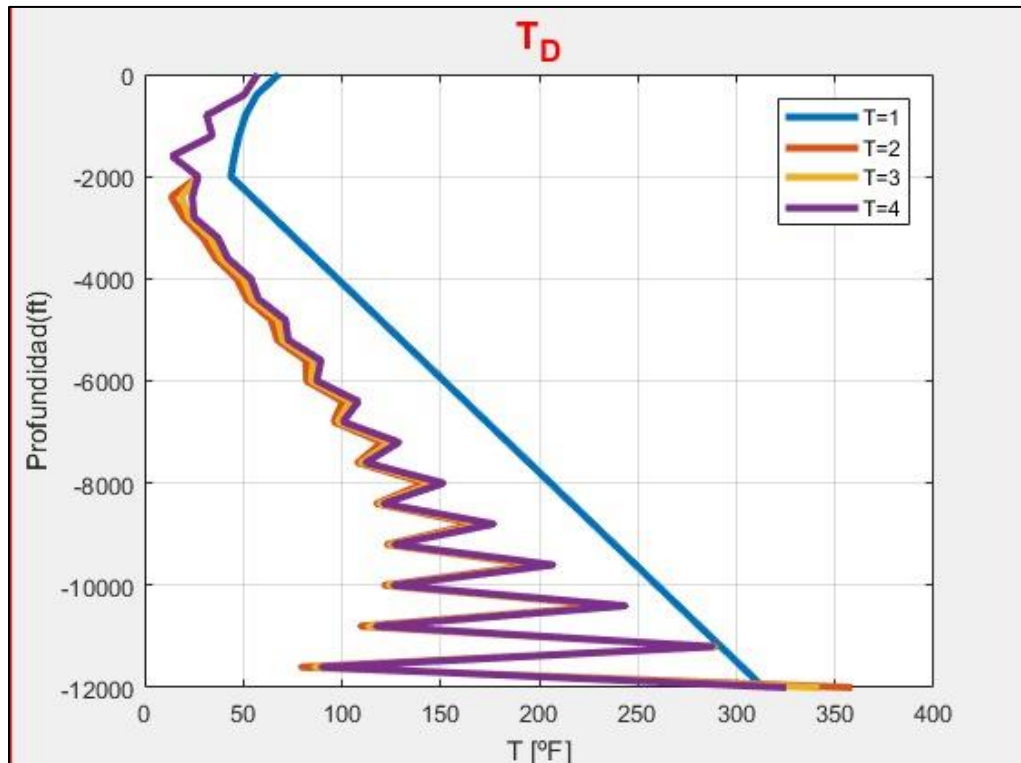


Figura 26. Inestabilidad presentada en la obtención de las temperaturas utilización métodos implícitos de solución sin criterios de estabilidad.

4.3.1 Predicción de la temperatura para distintas profundidades. El proceso de cálculo inicia al inicio del pozo, dentro de la tubería de perforación con una temperatura inicial conocida, y un gradiente térmico de formación, que dicta la condición inicial para cada punto de profundidad en $t = 0$, y automáticamente el estado mecánico del pozo es dividido en cierta cantidad de celdas que serán los dominios del modelo, el proceso de cálculo terminara en la profundidad total del hueco, y este valor, se convertirá en la condición inicial para la determinación de la temperatura

anular, posteriormente, la variación de un tiempo de circulación debe ser elegido, los datos de temperatura serán obtenidos, posteriormente, para efectos de manipulación, los datos son exportados a EXCEL y de este modo se obtienen las *figuras 13 y 15*. El diseño de una GIU para el ingreso de datos es presentado en la *figura 25*.

Temperaturas_pozo2

TEMPERATURAS DEL POZO

	Formación
C _{pf} [BTU/abm ^{°f}]	
K _f [BTU/ft ² *h*f]	
P _f [lb/ft ³]	
r _B [ft]	

	Agua
C _{ps} [BTU/lbm*°f]	
K _s [BTU/ft*h*f]	
P _s [lb/ft ³]	
r _{ri} [ft]	

	Pozo
A _{As} [ft ²]	
A _{Af} [ft ²]	
V _{As} [ft/h]	
V _{Af} [ft/h]	
r _{D0} [ft ²]	
C _p [BTU/lbmol]	
p _m [lb/ft ³]	

	Extras
A _D [ft ²]	
V _D [ft/h]	
r _{Di} [ft]	
h _s [BTU/ft ² *h*f]	
h _f [BTU/ft ² *h*f]	
u [BTU/ft ² *h*f]	

	PARAMETROS
Z _{max} [ft]	
Delta _z	
T _{max} [h]	
Delta _t	
R _{max} [ft]	
Delta _r	
Z _{agua} [ft]	
T _{agua(0)} [°F]	

OK

GRUPO DE INVESTIGACIÓN
ESTABILIDAD DE POZO

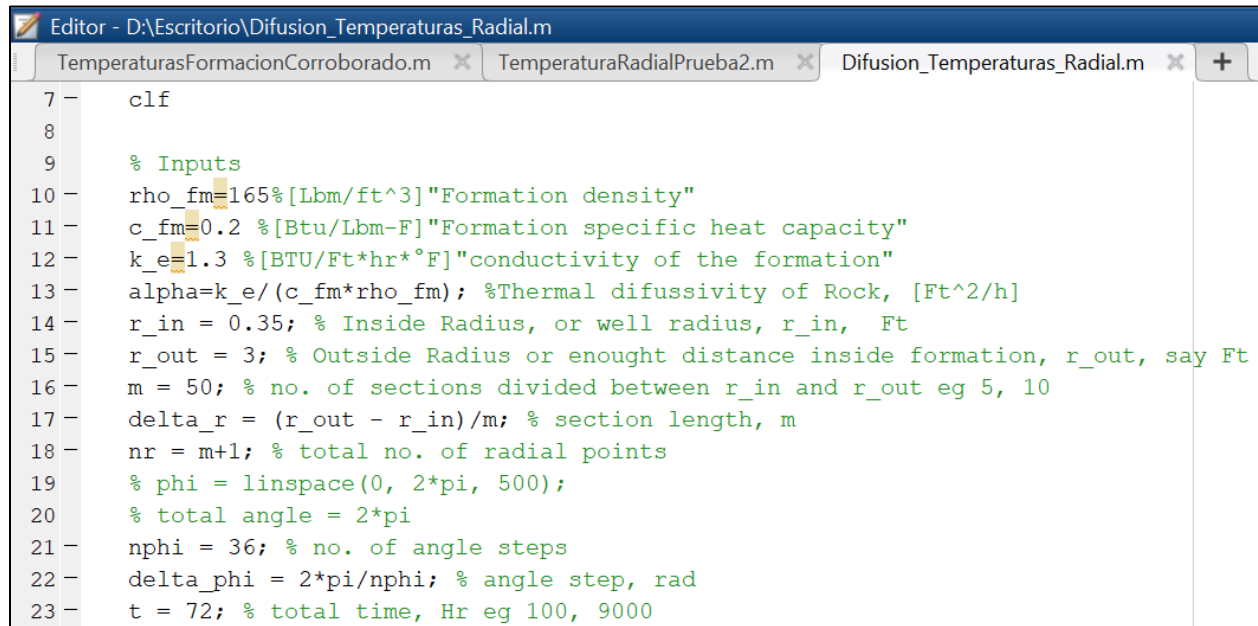
UIS
Universidad Industrial de Santander

Figura 27. Guía de interfaz de usuario propuesta.

En propósito de favorecer la simplicidad y el tiempo de computo si la GIU no es integrada, el código, presenta instrucciones claras, en la declaración de variables para que el interesado

fácilmente pueda realizar su cálculo en el archivo disponible en el Apéndice B “TemperaturaFormacionCorroborado.m” . El archivo de EXCEL que facilita la visualización grafica es el archivo disponible en el Apéndice C “GeomecanicaAvanzado.xls”.

4.3.2 Predicción de las temperaturas en función radial. Siendo que la predicción de temperaturas en función de la profundidad sólo permite obtener la temperatura en el fluido anular, un punto arbitrario para realizar el cálculo de la temperatura en función radial y posteriormente obtener los esfuerzos geomecánicos debe ser seleccionado, pues de acá dependerán los parámetros termodinámicos de la formación que se encuentra a esa profundidad, así como su temperatura original de yacimiento, condición cobijada de nuevo por el gradiente geotérmico, el modelo de solución de ese algoritmo es similar al del inmediatamente anterior, con diferencia que las aproximaciones utilizadas son las diferencias finitas frontales, como se aprecia en la *figura 11*. El ingreso de variables debe ser manual, en la sección especificada y posteriormente se debe probar distintas combinaciones de ΔT y numero de celdas de iteración para así cumplir con el criterio de estabilidad que será presentado como una alerta en pantalla cuando esté no cumpla la condición de ser menor a 0.5 y la refinación de los resultados establecida por el usuario. Es pertinente aclarar que a mayor tiempo de circulación el número de celdas n seleccionado debe ser aumentado considerablemente y por consiguiente el tiempo de computo.



```

7 -   clf
8
9   % Inputs
10 -  rho_fm=165%[Lbm/ft^3]"Formation density"
11 -  c_fm=0.2 %[Btu/Lbm-F]"Formation specific heat capacity"
12 -  k_e=1.3 %[BTU/Ft*hr*°F]"conductivity of the formation"
13 -  alpha=k_e/(c_fm*rho_fm); %Thermal difussivity of Rock, [Ft^2/h]
14 -  r_in = 0.35; % Inside Radius, or well radius, r_in, Ft
15 -  r_out = 3; % Outside Radius or enought distance inside formation, r_out, say Ft
16 -  m = 50; % no. of sections divided between r_in and r_out eg 5, 10
17 -  delta_r = (r_out - r_in)/m; % section length, m
18 -  nr = m+1; % total no. of radial points
19 -  % phi = linspace(0, 2*pi, 500);
20 -  % total angle = 2*pi
21 -  nphi = 36; % no. of angle steps
22 -  delta_phi = 2*pi/nphi; % angle step, rad
23 -  t = 72; % total time, Hr eg 100, 9000

```

Figura 28. Ingreso de parámetros de entrada para la estimación radial de la temperatura.

Adicionalmente, se generó una interfaz de representación de resultados que permitiera la visualización 2D Y 3D en el archivo del del comportamiento de la temperatura, incluso con una visualización en tiempo real de como esta se lleva a cabo, esto en un código libre, disponible en los recursos del Grupo de Investigación de estabilidad de pozos para que sea modificable al interés del usuario. La figura 28 presenta los resultados de la herramienta 2D y 3D para la predicción de temperaturas para un tiempo de circulación de 12 horas. Los resultados se obtienen del archivo disponible en el Apéndice D, “Difusión_Temperatura_Radial.m”.

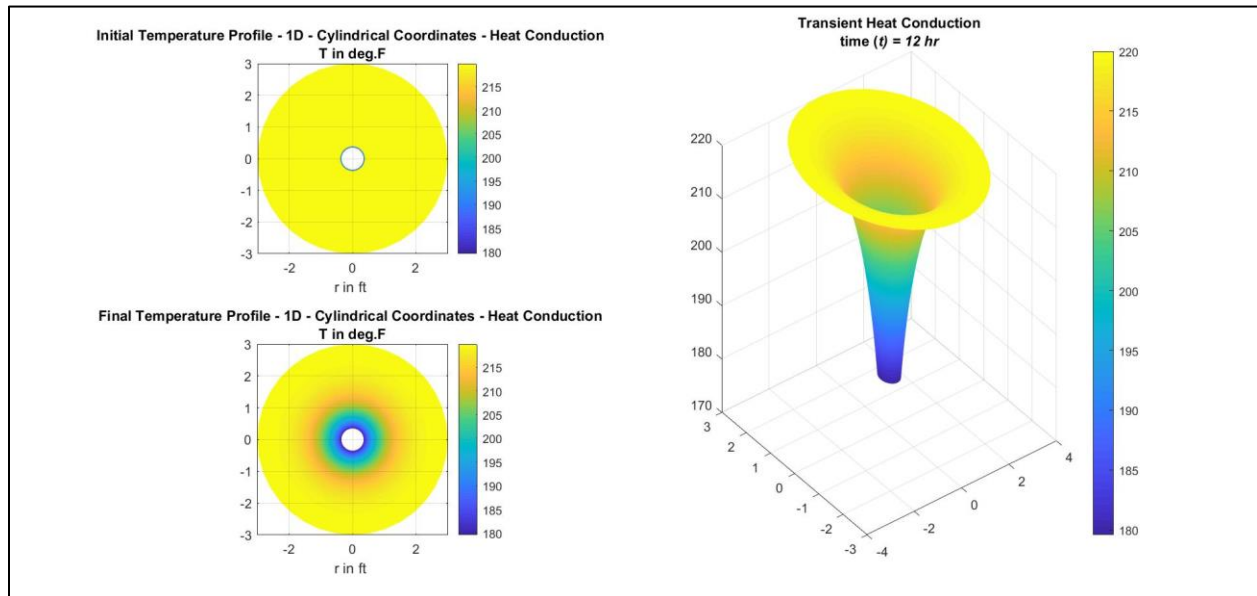


Figura 29. Interfaz de resultados 2D y 3D obtenidas por la herramienta.

De este modo, los datos pueden ser exportados a la Herramienta de Excel y así calcular los esfuerzos geomecánicos con los valores de temperatura provenientes de los códigos generados en MATLAB.

4.3.3 Obtención de los esfuerzos geomecánicos. Como se estableció previamente, la inestabilidad por lo general siempre ocurre en la cara del pozo, una hoja de cálculo de EXCEL fue diseñada, que permite la variación arbitraria del ángulo en la cara del pozo y a su vez como variable de entrada los gradientes de esfuerzos máximos y mínimos, así como de presión de poro y formación para aumentar la versatilidad de los cálculos a diferentes condiciones. Las características geológicas de la formación a la profundidad de interés se suponen conocidas y son el módulo de Young, el coeficiente de Poisson y la expansión térmica. Se generará un gráfico automático cada vez que las condiciones iniciales y cálculos hayan finalizado, de igual modo, para

visualizar el comportamiento de los esfuerzos en la cara del pozo a distintos tiempos dados por los diferentes valores de temperatura, se deben utilizar las hojas del libro adicionales disponibles, completando las tablas que allí se encuentran y automáticamente generaran la curva en el grafico representado. Adicionalmente distintas columnas ligadas a diferentes propiedades de la roca pueden ser llenadas para enfrentar dichas condiciones respecto a los esfuerzos variados como se observa e la *figura 23*. De acá se podrá determinar los posibles comportamientos de falla o inestabilidad y su dirección en la cara de la formación dependiendo de los parámetros de entrada seleccionados. Los resultados se obtendrán con el archivo disponible “GeomacnicaAvanzada.xls”

Los esfuerzos geomecanicos en función radial que fueron presentados en la *figura 18 y 19* a modo de ampliación, se lograron a partir de la aplicación de un algoritmo propio del Ingeniero Freddy Humberto Escobar de la universidad Sur colombiana que integraba las ecuaciones geomecánicas, con el algoritmo de Stehfest que aproxima la solución de invertir una ecuación en dominio laplaciano, el cual, por decisión del autor, no fue compartido ni presentado.

Considere la siguiente aproximación del manejo de las herramientas informáticas desarrolladas para obtener los esfuerzos alrededor de la cara del pozo:

- A. Obtenga y determine las condiciones iniciales y de frontera de su sistema
- B. Ejecute el archivo “TemperaturaPozoCorroborado.m”
- C. Rellene los campos y variables de entrada necesarias.
- D. Ejecute y espera a que el archivo genere un gráfico (Figure1).
- E. Repita este proceso, variando solamente el parámetro de tiempo de circulación, hasta el tiempo final establecido en el paso 1.
- F. Tabule los datos en el archivo EXCEL, rellene los datos obligatorios y grafique.

- G. Seleccione una profundidad de interés y grafique las temperaturas en función del tiempo de circulación.
- H. Con los resultados del punto anterior ejecute el archivo para distintos tiempos “TemperaturaRadial2”, así obtendrá las tabulaciones de la *figura 16*.
- I. Complete los campos y ejecute el archivo “Difusion_Temperatura_Radial.m” y visualice el comportamiento de la temperatura desde $t=0$ a tiempo final.
- J. Tabule los resultados obtenidos y proceda a ejecutar completar la hoja de cálculo “GeomecanicaAvanzada.xls”.
- K. Interpretación y resultados.

5. Conclusiones

A partir de los resultados derivados del presente trabajo se pueden obtener las siguientes conclusiones respecto al impacto de la temperatura en la mecánica de rocas:

La máxima variación de la temperatura ocurre justo en la cara del pozo por tanto la mayor perturbación en la magnitud de los esfuerzos en tensión o compresión debido a la temperatura ocurrirá en la cara de este.

A partir de los resultados obtenidos, el efecto térmico de calentamiento modifica entre (100-300%) los esfuerzos elásticos originales del pozo, impactando de manera negativa la estabilidad de este induciendo esfuerzos compresivos que superan las propiedades cohesivas en la cara de la formación.

El impacto positivo del enfriamiento en términos de estabilidad radica en que la modificación del estado original de esfuerzos presenta disminución del esfuerzo tangencial

entre el (3-8%) y por ende una disminución de alrededor 10 MPa en el esfuerzo tangencial de la roca en altas profundidades.

El impacto negativo del proceso de enfriamiento radica en la posibilidad de causar pequeñas fracturas, que bajo condiciones específicas de composición del fluido y litología pueden derivar en un riesgo para la finalización exitosa de la perforación

Los problemas generados por la inestabilidad de los hidratos de gas someros tienen repercusión en los esfuerzos de la roca a lo largo de todo el pozo, pues se presenta una reducción del esfuerzo efectivo y una disminución del esfuerzo radial ejercido por el lodo de perforación que se traducirán, en inestabilidad del lecho marino, y posibles derrumbes derivados del bajo peso del lodo.

Se desarrollo una herramienta que permite un análisis detallado de las temperaturas en cualquier punto del pozo en función de las propiedades termodinámicas del fluido, la roca y las variables de perforación que cumplen en tendencia con otros resultados publicados en la literatura y a su vez una herramienta para la determinación de los esfuerzos en la cara del pozo en función de la temperatura.

6. Recomendaciones

Analizar el impacto de otros términos y parámetros en el modelo de transferencia de calor para la predicción de la temperatura a lo largo del pozo, pues al partir de balances de energía, la inclusión

de términos como el calor generado por la fricción de la broca, la consideración de los sólidos en suspensión y las reacciones químicas es posible y permitirán obtener modelos más robustos con resultados más precisos.

Solicitar a las empresas operadoras del offshore colombiano información diferenciadora como reportes de perforación, registros de temperatura, análisis de formación y aplicar el procedimiento realizado para así poder realizar una comparación cuantitativa de la predicción de resultados con las situaciones reales durante la perforación.

Continuar la profundización del tema buscando integrar todos los algoritmos desarrollados a la GIU diseñada para así generar un software académico que permita al estudiante predecir temperaturas y esfuerzos geomecánicos para un pozo de perforación.

Desarrollar como grupo de investigación una herramienta académica de uso interno que permita calcular los esfuerzos alrededor del pozo para ecuaciones en dominio laplaciano, a través de la aproximación numérica del algoritmo de Stehfest, pues esto permitiría modelar distintas variables como la presión en la obtención de los esfuerzos.

Referencias Bibliográficas

- Abousleiman, Y., & Ekbote, S. (2005). Solutions for the Inclined Borehole in a Porothermoelastic Transversely Isotropic Medium. *Journal of Applied Mechanics*, 72(1), 102. doi:10.1115/1.1825433
- Agar, J. G. (1984). *Geotechnical behavior of oil sand at elevated temperatures and pressures: Behavior of oil sands at elevated temperatures* (Thesis of Doctorate). University of Alberta, Alberta, Canadian.
- Araújo, R., Sousa, J., & Bloch, M. (1997). Experimental investigation on the influence of temperature on the mechanical properties of reservoir rocks. *International Journal of Rock Mechanics*, 34(3-4), p.298. doi:10.1016/S1365-1609(97)00065-8
- Bai, M. & Abousleiman, Y. (1997). Thermoporoelastic coupling with application to consolidation, *International Journal on Numerical and Analytical Methods in Engineering*, 21(1), pp. 21-132.
- Batzle, M., & Wang, Z. (1992). Seismic properties of pore fluids. *Society of Exploration Geophysicist*. 57(11), 1396–1408. Recuperado de: http://www.ees.nmt.edu/outside/courses/hyd571/supplemental/batzle_wang_geophysics_1992.pdf
- Batzle, M., Hofmann, R., & Han, D. (2006). Heavy oils—seismic properties. *The Leading Edge*, USA, p. 5–10. Recuperado de: <https://pdfs.semanticscholar.org/3c9a/6601c6ee247a2979768682c6dc7f4ae26130.pdf>

- Benzagouta, M. S., & Amro, M. M. (2009). Pressure and Temperature Effect on Petrophysical characteristics: Carbonate Reservoirs Case. *Oil Gas European Magazine*, 35(2), pp.74–78.
- Recuperado de:
https://www.researchgate.net/publication/254530745_Pressure_and_Temperature_Effect_on_Petrophysical_Characteristics_Carbonate_Reservoir_Case
- Biot, M. A. (1941). General theory of three-dimensional consolidation. *Journal of Applied Physics*, 12(2) 155–64. doi: 10.1063/1.1712886
- Biot, M. A. (1955). Theory of Elasticity and Consolidation for a Porous Anisotropic Solid. *Journal of Applied Physics*, 26(2), 182–185. doi: 10.1063/1.1721956
- Biot, M. A. (1956a). Thermoelasticity and Irreversible Thermodynamics. *Journal of Applied Physics, American Institute of Physics*, 27(3), 240–253. doi: 10.1063/1.1722351
- Biot, M. A. (1956b). Theory of Deformation of a Porous Viscoelastic Anisotropic Solid. *Journal of Applied Physics*, 27(5), 459–467. doi: 10.1063/1.1722402
- Biot, M. A. (1956c). Theory of Propagation of Elastic Waves in a Fluid-Saturated Porous Solid. I. Low-Frequency Range. *The Journal of the Acoustical Society of America*, 28(2), 168–178. doi: 10.1121/1.1908239
- Biot, M. A. (1956d). Theory of Propagation of Elastic Waves in a Fluid-Saturated Porous Solid. II. Higher Frequency Range. *The Journal of the Acoustical Society of America*, 28(2), 179–191. doi: 10.1121/1.1908241
- Biot, M. A. (1962a). Mechanics of Deformation and Acoustic Propagation in Porous Media. *Journal of Applied Physics*, 33(4), 1482–1498. doi: 10.1063/1.1728759

- Biot, M. A. (1962b). Generalized Theory of Acoustic Propagation in Porous Dissipative Media. *The Journal of the Acoustical Society of America*, 34(9A), 1254–1264. doi: 10.1121/1.1918315
- Bradley, W. B. (1979). Failure of Inclined Boreholes. *J. Energy Resour. Technol*, ASME, 101(4), 232-239. doi:10.1115/1.3446925.
- Calvert, D. G., & Griffin, T. J. (1998). *Determination of Temperatures for Cementing in Wells Drilled in Deep Water*. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/39315-MS
- Campanella, R. G., & Mitchell, J. K. (1968). Influence of temperature variations on soil behavior. *Journal of the Soil Mechanics and Foundations División, ASCE*, 94(3), 709–734.
- Campetrol. (2018). *Campetrol 30 AÑOS*. Bogotá: Legis. Recuperado de: https://issuu.com/legissa/docs/campetrol_30_an_os
- Cao, W., Deng, J., Yu, B., & Liu, W. (2017). Offshore wellbore stability análisis based on fully coupled poro-thermo-elastic theory. *Journal of Geophysics and Engineering*. 14(2), p. 380.
- Cárdenas, Y. T. (2013). *Evaluación de la estabilidad de hidratos durante la perforación offshore* (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Chalaturnyk, R., & Scott, J. (1995). *Geomechanics Issues of Steam Assisted Gravity Drainage*. SPE International Heavy Oil Symposium. Calgary, Alberta, Canadá. Society of Petroleum Engineers, p. 1–15.
- Chen, S. H., Feng, X. M., & Shahrour, I. (2008). Numerical estimation of REV and permeability tensor for fractured rock masses by composite element method. *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, 32(12), pp. 1459-1477. doi: 10.1002/nag.679

- Chen, Y., Yu, M., Miska, S., Ozbayoglu, E., Zhou, S., & Al-Khanferi, N. (2017). Fluid flow and heat transfer modeling in the event of lost circulation and its application in locating loss zones. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 148(1), p. 1–9
- Cheng, Z., & Novotny, R. J. (2003). *Accurate Prediction Wellbore Transient Temperature Profile Under Multiple Temperature Gradients: Finite Difference Approach and Case History*. Society of Petroleum Engineers, Denver, Colorado. doi: 10.2118/84583-MS
- Chiu, K & Thakur, S. C. (1991). *Modeling of Wellbore Heat Losses in Directional Wells Under Changing Injection Conditions*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/22870-MS.
- De Bruyn, D., & Thimus, J. F. (1996). The influence of temperature on mechanical characteristics of Boom clay: The results of an initial laboratory programme. *Engineering Geology*, 41(1-4), p.117–126. doi: 10.1016/0013-7952(95)00029-1
- Doan, D. H., Nauroy, J. F., Delage, P. Mainguy, M., & Baroni, A. (2010). Effect of temperature on ultrasonic velocities of unconsolidated sandstones reservoirs during the SAGD recovery process. *American Rock Mechanics Association*, 6(1), pp. 1–4.
- Dokhani, V., Ma, Y., Yu, M. (2016). Determination of equivalent circulating density of drilling fluids in deepwater drilling. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 34(1), p. 11. doi: 10.1016/j.jngse.2016.08.009
- Ecopetrol S.A. (2014). Primer hallazgo de hidrocarburos en aguas profundas del Caribe colombiano. Recuperado de: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines-2014/contenido/Ecopetrol+anuncia+primer+hallazgo+en+aguas+profundas+del+Caribe+colombiano>

- Ecopetrol S.A. (2017). Éxito exploratorio en Gorgon confirma nueva provincia gasífera en aguas profundas del Caribe colombiano. Recuperado de: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2017/boletines-2017/descubrimiento-exploratorio-Gorgon>
- Ecopetrol S.A. (2017). Pozo Purple Angel-1 encuentra gas en aguas profundas del Caribe Colombiano. Recuperado de: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2017/boletines-2017/purple-angel-1-encuentra-gas>
- Ekbote, S. M. (2002). *Anisotropic poromechanics of the wellbore coupled with thermal and chemical gradients* (Thesis of Doctorate). University of Oklahoma, Norman. Recuperado de: <https://shareok.org/bitstream/handle/11244/522/3067114.PDF?sequence=1&isAllowed=y>
- Erling Fjaer, R. M., Holt, A. M., Raaen, R. & Horsrud, P. (2008). *Petroleum related rock mechanics. 2nd edition*. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier B.V.
- Escobar, F. H. (2019). *Software para Comparar los Algoritmos de Stelifest e Iseger para Inversión Laplaciana en Pruebas de Presión*.
- Han, D., Zhao, H., & Yao, Q. (2007). *Velocity of Heavy oils Sand. SEG 2007 Annual Meeting*, 1619–1623.
- Hasan, A. R., Kabir, C. S. (1994). Static reservoir temperature determination from transient data after mud circulation. *Journal Article*, 9(1), pp.7–24.
- Hasan, A. R., Kabir, C. S., & Ameen, M. M. (1996). A fluid circulating temperature model for workover operations. *Society of Petroleum Engineers*. 1(2), doi: 10.2118/27848-PA

- Hassanzadegan, A., Blöcher, G., Milsch, H., Urpi, L., & Zimmermann, G. (2014). The Effects of Temperature and Pressure on the Porosity Evolution of Flechtinger Sandstone. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 47(2), pp.421–434
- Holmes, C. S., & Swift, S. C. (1970). Calculation of circulating mud temperatures. *Journal of Petroleum Technology*, 22 (6), p. 671.
- Joseph. (2010). *Residual Analysis: A Closer Look at Scientific Data and Claims, with an Emphasis on Anthropogenic Global Warming*. Recuperado de: <http://residualanalysis.blogspot.com/2010/02/temperature-of-ocean-water-at-given.html>.
- Kabir, C. S., Hassan, A. R., Kouba, G. E., & Ameen, M. M. (1996). *Determining Circulating Fluid Temperature in Drilling, Workover, and Well-Control Operations*. SPE Drilling & Completion, 11(02).
- Kato, A., Onozuka, S., & Nakayama, T. (2008). Elastic property changes in a bitumen reservoir during steam injection. *The Leading Edge*, 27(9), pp.1709–1713. doi: 10.1190/1.2978974
- Keller, H. H., Couch, E. J., Berry, P. M. (1973). Temperature distribution in circulating mud columns. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 13(1), pp. 23–30
- Kosar, K. M. (1989). *Geotechnical Properties of Oil Sands and Related Strata* (Thesis of Doctorate). University of Alberta.
- LaFond, E. C. (2018). *South China Sea: Sea, Pacific Ocean*. Encyclopedia Britannica. Recuperado de: <https://www.britannica.com/place/South-China-Sea>
- Langaker, V. (2017). *A Temperature model for Extended Reach Drilling Applications* (Thesis of magister). University of Stavanger, Norway. Recuperado de: <http://hdl.handle.net/11250/2462405>

- Lau, J., Jackson, R., & Gorski, B. (1991). The effects of temperature and pressure on the mechanical properties of Lac du Bonnet grey granite. *American Rock Mechanics Association*, pp. 313–324.
- Luo, J., & Wang, L. (2011). High-temperature mechanical properties of mudstone in the process of underground coal gasification. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 44(6), pp.749–754. doi: 10.1007/s00603-011-0168-z
- Macini, P. (2010). *Offshore Drilling*. Bologna, Italia: Univesita degli Studi di Bologna.
- Maury, V., & Guenot, A. (1995). Practical Advantages of Mud Cooling Systems for Drilling. *Society of Petroleum Engineers*, 10(01). doi: 10.2118/25732-PA
- Mejía, N. (2015). Indicadores y estrategias de Crecimiento del sector Hidrocarburos Colombiano. Agencia Nacional de Hidrocarburos “ANH”, p. 10; 12. Recuperado de: <http://www.alame.org/images/DOCS/MEMORIASOILGAS/BQ2015/NICOLASMEJIA.pdf>
- Mobarack, S. A., & Somerton, W. H. (1971). *The Effect of Temperature and Pressure on Wave Velocities in Porous Rocks*. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/3571-MS
- Mouthón, L. (13 de noviembre de 2016). Infografía: Áreas de operaciones offshore en la Costa Caribe. *El Heraldo*, p. 10. Recuperado de: <http://www.alame.org/images/DOCS/MEMORIASOILGAS/BQ2015/NICOLASMEJIA.pdf>
- Nguyen, D. A., Miska S. Z., Yu, M., Saasen, A. (2010). *Modeling thermal Effects on Wellbore Stability*. Society of Petroleum Engineers, Port of Spain, Trinidad, p.15.

- Palciauskas, V. V., & Domenico, P. A. (1982). Characterization of drained and undrained response of thermally loaded repository rocks. *Water Resources Research*, 18(2), pp.281–290. doi: 10.1029/wr018i002p00281
- Ramey Jr, H. J. (1962). Wellbore heat transmisión. *Journal of Petroleum Technology*, 14(4). doi: 10.2118/96-PA
- Rice, J. R., & Cleary, M. P. (1976). Some basic stress diffusion solutions for fluid-saturated elastic porous media with compressible constituents. *Reviews of Geophysics*, 14(2), pp. 227. doi: 10.1029/rg014i002p00227
- Romero, J. & Touboul, E. (1998). *Temperature prediction for deepwater wells: a field validated methodology*. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/49056-MS
- Schoeppel, R. J., & Bennett, R. E. (1971). *Numerical Simulation of Borehole and Formation Temperature Distributions While Drilling to Total Depth Total Depth*. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/3364-MS
- Scott, J. D., Proskin, S. A., & Adhikary, D. P. (1994). Volume and permeability changes with steam stimulation in an oil sands reservoir. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 33(7), pp. 44-52. doi: 10.2118/94-07-06
- Stehfest, H. (1970). Algorithm 368: Numerical inversion of Laplace transforms [D5]. *Communications of the ACM*, 13(1), pp.47–49. doi: 10.1145/361953.361969
- Tanaka, N., Graham, J., & Crilly, T. (1997). Stress-strain behaviour of reconstituted illitic clay at different temperatures. *Engineering Geology*, 47(4), pp.339–350. doi: 10.1016/S0013-7952(96)00113-5

- Tran, D., Nghiem, L., Buchanan, L., Geilikman, M., Leshchyshyn, T., Hannan, S., & Wong, S. (2008). *Modelling Thermal Geomechanical Effects on Simulation Porosity*. American Rock Mechanics Association.
- Wang, Y., & Papamichos, E. (1994). Conductive heat flow and thermally induced fluid flow around a well bore in a poroelastic médium. *Water Resources Research*. 30(12), pp. 75–84. doi: 10.1029/94WR01774
- Willhite, G. P. (1967). Over-all heat transfer coefficients in steam and hot water injection Wells. *Journal of Petroleum Technology*, 19(5). doi:10.2118/ 1449-PA
- Yan, C., Deng, J., Yu, B., Li, W., Chen, Z., Hu, L., y Li, Y. (2014). Borehole Satability in High Temperature Formations. *Rock Mechanics and Rock Engineering, Springer*, 47(6), p. 11.
- Yu, J., Chen, S., Chen, X., Zhang, Y., & Cai, Y. (2015). Experimental investigation on mechanical properties and permeability evolution of red sandstone after heat treatments. *Journal of Zhejiang University SCIENCE A*, 16(9), pp.749–759.
- Zhang, L., Mao, X., & Lu, A. (2009). Experimental study on the mechanical properties of rocks at high temperature. *Science in China Series E: Technological Sciences*, 52(3), pp.641–646.
- Zhang, S., Leng, W., Zhang, F., & Xiong, Y. (2012). A simple thermo-elastoplastic model for geomaterials. *International Journal of Plasticity*, 34(1), pp.93–113. doi: 10.1016/j.ijplas.2012.01.011
- Zoback, M. D. (2007). *Reservoir Geomechanics*. New York, USA: Cambridge University Press, pp. 169
- Zou, Y., Bentley, L. R., Lines, L. R., & Coombe, D. (2006, June). Integration of seismic methods with reservoir simulation, Pikes Peak heavy-oil field, Saskatchewan. *The Leading Edge*, 25(6). doi: 10.1190/1.2210076