

Modelamiento de flujo de fluidos en medios porosos considerando la influencia de la
geomecánica

Erick Johan Vargas Jaimes y Ely Durán Durán

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingenieros de Petróleos

Directora

Maika Karen Gambús Ordaz

PhD. Ingeniería de Petróleos y Geosistemas

Codirectores

Diego Armando Vargas Silva

MSc. Geofísica

Yair Andrés Quintero Peña

PhD. Geología y Ciencias de la Tierra

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2023

Dedicatorias

A Dios que, en su infinita bondad, ha sido mi fuente de inspiración y fortaleza a lo largo de este arduo camino. Que este logro sea un testimonio de su amor y mi compromiso de utilizar este conocimiento para su gloria y el bien de otros.

A mi amado Padre, Heriberto Vargas, mi eterno Mentor y Maestro, quiero expresarte viejo mi profundo agradecimiento por el legado invaluable que has dejado en mí. Cada conocimiento y habilidad que me has transmitido a moldeado mi vida de maneras inimaginables, tanto en lo personal como en lo profesional, en mi pasión por la música y el deporte. Tengo la absoluta convicción de que nuestros caminos se volverán a cruzar, y cuando eso suceda, el abrazo que nos daremos será tan fuerte como el amor que nos une.

Espero con ansias el día en que podamos disfrutar de otro de nuestros apasionantes partidos de fútbol y seguir compartiendo momentos inolvidables. Tu amor y enseñanzas son tesoros que llevaré siempre en mi corazón. Gracias, Papá, por ser mi guía y mi inspiración, Te amo Zurdito.

A mi Madre Luz Dary Jaimes por ser mi fuente de inspiración y el combustible que le da energía a mi vida, gracias por siempre estar para mí, y ser mi mejor amiga hasta para revisar las normas APA del documento.

A mis hermanos Valentina, Santiago y Samuel, por alegrar cada uno de mis días y por darme la oportunidad de compartir grandes aventuras.

A Paula Andrea, por llegar a mi vida a darle un enfoque y muchas bendiciones, Dios te envió con un propósito, LOVE U.

A cada uno de los profesores de la EIP, pero en especial a la Dra. Zuly Calderón, quien ha sido mi Madre académica, y al Dr. Emiliano Ariza, a quien considero mi padre académico. No podría dejar de expresar mi sincero agradecimiento por su invaluable orientación y apoyo a lo largo de mi proceso académico

A los Ingenieros Diego Vargas y Adán León por ser como hermanos mayores en esta travesía. Cada consejo y cada gesto de apoyo que he recibido de ustedes ha sido de un valor incalculable.

Al líder Gustavo Novoa, y a los ingenieros Erwin López, Dairo Mercado y Ricardo Clavijo, Ustedes han sido mis mentores en este inicio por este apasionante viaje por el mundo del Oil and Gas, y su influencia en la parte humana y operativa en mi vida ha sido invaluable.

Erick Johan Vargas Jaimes

A Dios Todopoderoso, por Su infinito amor y bondad; mi Amigo fiel y mi Apoyo incondicional. A mi padre, quien siempre ha sido un claro ejemplo de honestidad, responsabilidad y trabajo duro. A mi madre, quien desde el cielo guía cada uno de mis pasos. A mi hermano Chepe y su esposa Briseida, y a mis hermanas Miryam y Griseldina, quienes no dudaron en darme la mano y apoyarme en este proceso educativo, siempre confiando y esperando lo mejor de mí. A la Fundación Jóvenes con Calidad de Vida y a todos sus miembros, gracias a los cuales hoy esto es una realidad. Al presbítero Germán Sarabia, maestro de vida, quien me impulsó a dar este gran paso sin importar los miedos y las barreras. A la señora Luz Mantilla, madre adoptiva que me regaló la vida; a su esposo Norberto Plata y sus hijos Cristian y Andrea, quienes nunca dudaron en abrirme las puertas de su casa y recibirme como un miembro más. A Hugo Figueroa, Yeraldith Rojas, Erick Vargas, Luisa Mayorga, Camilo Jerez y Cristian Chiquillo, compañeros de aventuras, amigos incondicionales que me hacen feliz y me recuerdan que no hay tesoro más valioso que una verdadera amistad. A Kelly Johanna Pico, mi compañera de vida; nada ha sido más gratificante que el hecho de poder compartir mis días a tu lado. Y a muchas otras personas que permanecen en mis recuerdos y que no alcanzaría a mencionar; ángeles que me han acompañado en diferentes etapas de mi vida.

Dios los bendiga siempre.

Ely Durán Durán

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander por la oportunidad de vivir una de las mejores etapas en la vida de un ser humano como lo es la vida universitaria y profesional.

A la Dra. Maika Karen Gambús Ordaz, por todos sus grandes conocimientos, tiempo, apoyo, consejos, en el desarrollo de este proyecto de investigación, además por su forma de impulsar y generar un impacto en la vida tanto profesional como humana de cada uno de los autores.

Al Ingeniero y próximo candidato a Doctor, Diego Armando Vargas Silva, por todos los conocimientos y tiempos dedicados al desarrollo de esta investigación, pero más importante aún por ser ese Hermano mayor que siempre apoyó, dio su respaldo, y alegró la vida de los autores en todo el proceso de investigación de este proyecto.

Al Dr. Yair Andrés Quintero Peña, por su tiempo, asesoría y apoyo en el desarrollo de este proyecto de investigación.

A cada una de las personas que hacen parte de la EIP, por ser como una segunda familia para nosotros, y por ser nuestros proveedores principales de café.

Agradecimiento al Ingeniero José Santos por su inestimable tiempo y valiosa ayuda en el desarrollo del flujo de simulación.

A las empresas Ecopetrol, Mansarovar Energy y SierraCol Energy. Por haber brindado a cada uno de los autores la invaluable oportunidad de crecer y desarrollarnos como profesionales durante nuestro período de práctica. Esta experiencia ha sido fundamental para afianzar y aplicar los conocimientos adquiridos en nuestro pregrado.

Agradecemos a los distinguidos profesores (EIP) por su valiosa contribución a nuestro proceso formativo y por impartir los conocimientos esenciales que son fundamentales para contribuir al avance y la innovación en la industria del Oil and Gas.

Tabla de Contenido

| | Pág. |
|--|-------------|
| Introducción | 16 |
| 1. Objetivos | 18 |
| 1.1 Objetivo general | 18 |
| 1.2 Objetivos específicos | 18 |
| 2. Marco teórico | 19 |
| 2.1 Conceptos y propiedades geomecánicas | 19 |
| 2.1.1 Modelo geomecánico | 20 |
| 2.1.2 Esfuerzos | 20 |
| 2.1.3 Círculo de Mohr | 26 |
| 2.1.4 Deformación | 29 |
| 2.1.5 Relaciones constitutivas y constantes elásticas | 33 |
| 2.1.6 Parámetros de resistencia de las rocas | 40 |
| 2.1.7 Criterios de falla | 43 |
| 2.2 Flujo de fluidos y medios porosos | 50 |
| 2.2.1 Diferencial de presión | 50 |
| 2.2.2 Medio poroso y porosidad | 50 |
| 2.2.3 Permeabilidad | 52 |
| 2.2.4 Propiedades de los fluidos | 53 |
| 2.2.5 Saturación de fluidos | 53 |
| 2.2.6 Movilidad | 54 |
| 2.2.7 Ecuaciones que gobiernan el flujo de fluidos en medios porosos | 55 |

| | |
|---|----|
| 3. Modelos de Simulación en la Suite CMG..... | 58 |
| 3.1 Generalidades del software CMG..... | 58 |
| 3.2 Simulador GEM..... | 59 |
| 3.2.1 Modelo de fluidos en GEM..... | 59 |
| 3.2.2 Ecuaciones gobernantes..... | 60 |
| 3.3 Simulador IMEX..... | 64 |
| 3.3.1 Modelo de fluidos en IMEX..... | 64 |
| 3.4 Simulador STARS..... | 65 |
| 3.4.1 Modelo de fluidos en STARS..... | 65 |
| 3.4.2 Ecuaciones gobernantes..... | 66 |
| 3.5 Sistema de doble malla (Dual Grip)..... | 68 |
| 3.6 Selección del simulador..... | 73 |
| 4. Simulación numérica..... | 74 |
| 4.1 Modelo de Flujo de Fluidos..... | 74 |
| 4.1.1 Caso base: Formación Eagle Ford..... | 74 |
| 4.1.2 Construcción del Modelo de Flujo de Fluidos..... | 76 |
| 4.1.3 Validación del modelo de flujo de fluidos..... | 86 |
| 4.2 Modelo Geomecánico..... | 88 |
| 4.2.2 Construcción del Modelo Geomecánico..... | 88 |
| 4.2.3 Acoplamiento y comunicación entre las mallas de simulación..... | 90 |
| 4.3 Casos de estudio..... | 92 |
| 4.3.1 Caso 1: Modelo Sin Fracturamiento Hidráulico..... | 93 |
| 4.3.2 Caso 2: Modelo con Fracturamiento Hidráulico (Caso Base)..... | 95 |

| | |
|--|-----|
| 4.3.3 Caso 3: Modelo F.H. con geomecánica | 97 |
| 5. Análisis de Sensibilidad..... | 102 |
| 5.1 Variación de los Modelos Constitutivos | 102 |
| 5.2 Análisis de Sensibilidad de las variables elásticas..... | 103 |
| 5.2.1 Modulo de Young en el Modelo Constitutivo Mohr Coulomb..... | 104 |
| 5.2.2 Relación de Poisson en el Modelo Constitutivo Mohr Coulomb | 106 |
| 5.2.3 Módulo de Young en el Modelo Constitutivo Von Mises..... | 107 |
| 5.2.4 Relación de Poisson y Von Mises..... | 107 |
| 5.3 Análisis de Sensibilidad de la cohesión | 108 |
| 5.4 Análisis de Sensibilidad de los esfuerzos efectivos..... | 109 |
| 5.4.1 Esfuerzo horizontal mínimo..... | 109 |
| 5.4.2 Esfuerzo horizontal máximo | 110 |
| Conclusiones | 111 |
| Recomendaciones | 113 |
| Referencias Bibliográficas | 114 |

Lista de Tablas

| | Pág. |
|--|-------------|
| Tabla 1 <i>Valores comunes de Módulo de Young y Relación de Poisson</i> | 39 |
| Tabla 2 <i>Valores comunes de cohesión y ángulo de fricción interna</i> | 41 |
| Tabla 3 <i>Rango de valores para la resistencia a la tensión, la compresión y al corte.</i> | 42 |
| Tabla 4 <i>Rangos de Módulo de Young y Relación de Poisson para Eagle Ford</i> | 76 |
| Tabla 5 <i>Parámetros iniciales del yacimiento.</i> | 76 |
| Tabla 6 <i>Condiciones del fracturamiento hidráulico.</i> | 77 |
| Tabla 7 <i>Datos de la formación y la fractura para el campo Burlison County.</i> | 77 |
| Tabla 8 <i>End points para el tipo de roca.</i> | 78 |
| Tabla 9 <i>Tablas de permeabilidades relativas K_{rw}-K_{row} vs S_w.</i> | 79 |
| Tabla 10 <i>Composición del Fluido del yacimiento</i> | 84 |
| Tabla 11 <i>Parámetros geomecánicos considerados.</i> | 89 |

Lista de Figuras

| | Pág. |
|--|-------------|
| Figura 1 <i>Tipos de esfuerzos más comunes.</i> | 21 |
| Figura 2 <i>Esfuerzo normal y de cizalla</i> | 22 |
| Figura 3 <i>Tensor de esfuerzos</i> | 24 |
| Figura 4 <i>Esfuerzos in situ</i> | 25 |
| Figura 5 <i>Esfuerzos efectivo, de sobrecarga y presión de poro.</i> | 26 |
| Figura 6 <i>Esfuerzos tangencial, normal y principales sobre un plano.</i> | 27 |
| Figura 7 <i>Representación gráfica del Círculo de Mohr.</i> | 28 |
| Figura 8 <i>Relación entre el Círculo de Mohr y la aplicación de esfuerzos en un plano vertical.</i> . | 29 |
| Figura 9 <i>Deformación</i> | 30 |
| Figura 10 <i>Tipos de deformación</i> | 31 |
| Figura 11 <i>Tipos de deformación elástica y plástica</i> | 32 |
| Figura 12 <i>Deformación elastoplástica.</i> | 33 |
| Figura 13 <i>Cálculo del Módulo de Young.</i> | 34 |
| Figura 14 <i>Cálculo de la Relación de Poisson.</i> | 36 |
| Figura 15 <i>Módulo de Rigidez.</i> | 38 |
| Figura 16 <i>Módulo volumétrico.</i> | 39 |
| Figura 17 <i>Cohesión y ángulo de fricción interna.</i> | 40 |
| Figura 18 <i>Envolvente de Mohr Coulomb.</i> | 45 |
| Figura 19 <i>Punto de falla (σ, τ) en el círculo de Mohr.</i> | 46 |
| Figura 20 <i>Gráfica del criterio de falla de Von Mises.</i> | 48 |

| | | |
|-----------|---|----|
| Figura 21 | <i>Secciones transversales de las superficies de falla de los criterios de falla.</i> | 49 |
| Figura 22 | <i>Proceso gráfico de acople entre la malla de yacimiento y la malla geomecánica</i> | 69 |
| Figura 23 | <i>Interacción entre la malla geomecánica y la malla de flujo de fluidos.</i> | 70 |
| Figura 24 | <i>Discretización de los métodos de elementos y diferencias finitas.</i> | 71 |
| Figura 25 | <i>Discretización de los métodos de elementos y diferencias finitas.</i> | 72 |
| Figura 26 | <i>Extensión de la formación Eagle Ford.</i> | 75 |
| Figura 27 | <i>Curvas de Permeabilidad Relativa K_{rw}-K_{row} vs S_w.</i> | 80 |
| Figura 28 | <i>Curvas de Permeabilidad Relativa K_{rg}-K_{rog} vs S_g.</i> | 80 |
| Figura 29 | <i>Curvas de Permeabilidad Relativa K_{rg}-K_{rog} vs S_I.</i> | 81 |
| Figura 30 | <i>Diagrama P-T para aceite de Eagle Ford.</i> | 82 |
| Figura 31 | <i>Diagrama P-T para Gas Condensado de Eagle Ford.</i> | 83 |
| Figura 32 | <i>Diagrama de presión vs factor volumétrico de formación del petróleo.</i> | 83 |
| Figura 33 | <i>Representación y ubicación del pozo productor horizontal en una vista 3D.</i> | 85 |
| Figura 34 | <i>Vista areal de las fracturas hidráulicas en el plano ij.</i> | 85 |
| Figura 35 | <i>Refinación de la malla en el área de las fracturas hidráulicas.</i> | 86 |
| Figura 36 | <i>Comparación de las curvas de producción real vs simulación.</i> | 87 |
| Figura 37 | <i>Representación Caso 1.</i> | 93 |
| Figura 38 | <i>Tasa de Aceite & Aceite acumulado vs Tiempo para el caso 1.</i> | 93 |
| Figura 39 | <i>Factor de recobro vs Tiempo.</i> | 94 |
| Figura 40 | <i>Tasa de Aceite & Aceite acumulado vs Tiempo para el caso 2.</i> | 95 |
| Figura 41 | <i>Presión del Yacimiento vs Tiempo.</i> | 96 |
| Figura 42 | <i>Factor de Recobro de crudo vs Tiempo.</i> | 96 |
| Figura 43 | <i>Descenso de la presión del yacimiento vs tiempo.</i> | 97 |

| | |
|--|-----|
| Figura 44 <i>Subsidencia del Yacimiento vs Tiempo</i> | 98 |
| Figura 45 <i>Tasa de Aceite & Aceite acumulado vs Tiempo</i> | 99 |
| Figura 46 <i>Factor de Recobro de crudo vs Tiempo</i> | 99 |
| Figura 47 <i>Presión promedio vs Tiempo a 10 Años</i> | 100 |
| Figura 48 <i>Tasa de Aceite vs Tiempo. Con y Sin Geomecánica a 10 años</i> | 100 |
| Figura 49 <i>Tasa de Aceite Acumulado vs Tiempo, con y Sin Geomecánica a 10 años</i> | 101 |
| Figura 50 <i>Aceite acumulado vs Tiempo</i> | 103 |
| Figura 51 <i>Influencia de la variación del Módulo de Young en el crudo acumulado - MC</i> | 105 |
| Figura 52 <i>Influencia de la variación de la Relación de Poisson en el crudo acumulado - MC</i> | 106 |
| Figura 53 <i>Influencia de la variación del Módulo de Young en el crudo acumulado - VM</i> | 107 |
| Figura 54 <i>Influencia de la variación de la Relación de Poisson en el crudo acumulado - VM</i> | 108 |
| Figura 55 <i>Influencia de la variación de la Cohesión en la producción acumulada</i> | 108 |
| Figura 56 <i>Influencia de la variación del esfuerzo horizontal mínimo en el crudo acumulado</i> | 109 |
| Figura 57 <i>Influencia de la variación del esfuerzo horizontal máximo en el crudo acumulado</i> | 110 |

Abreviaturas

acres: unidades de área.

bbf: barriles (unidades de volumen).

CMG: Computer Modelling Group (software de simulación).

d: día (unidad de tiempo).

D: darcies (unidad de permeabilidad).

D_{ij}: Coeficientes de interacción para los componentes i y j , en el simulador GEM de CMG.

EOS: Ecuaciones de Estado.

ft: feet, en español: pies (unidad de longitud).

GEM: simulador compositivo y no convencional.

GPa: giga pascales (unidad de presión).

IMEX: simulador de petróleo negro y no convencional.

KRGCL: keyword de CMG para especificar la permeabilidad relativa del gas en la saturación de líquido connato.

KROCW: keyword de CMG para especificar la permeabilidad relativa del aceite al agua connata.

KRWIRO: keyword de CMG para la permeabilidad relativa del agua en el aceite irreducible.

Krgcl: permeabilidad relativa del gas al líquido.

Krow: permeabilidad relativa del aceite al agua.

Krog: permeabilidad relativa del aceite al gas.

Krw: permeabilidad relativa del agua.

mD: mili darcies (unidad de permeabilidad).

MW: peso molecular.

nD: nano darcies (unidad de permeabilidad).

psi: pounds per square inch, en español: libras por pulgada cuadrada (unidad de presión).

pc: presión crítica.

scf: standard cubic feet, en español: pies cúbicos estándar (unidades de volumen).

Sg: saturación del gas.

SGCON: keyword de CMG para especificar la saturación de gas connata.

SGCRIT: keyword de CMG para especificar la saturación crítica de gas.

So: saturación del aceite.

SOIRW: keyword de CMG para especificar la saturación de petróleo irreducible.

SORW: keyword de CMG para especificar la saturación de petróleo residual en un sistema crudo-agua.

SOIRG: keyword de CMG para especificar la saturación de petróleo irreducible en un sistema gas-petróleo.

SORG: keyword de CMG para especificar la saturación de petróleo residual en un sistema sin agua connata.

STARS: simulador de procesos térmicos y avanzados.

Sw: saturación del agua.

SWCON: keyword de CMG para especificar la saturación de agua connata.

SWCRIT: keyword de CMG para especificar la saturación de agua crítica.

stb: Stock Tank Barrel (unidad de volumen a condiciones de superficie).

Tc: temperatura crítica.

Tb: temperatura en el punto de burbuja.

WinProp: Herramienta de caracterización de propiedades de fluidos en el software CMG.

Resumen

Título: Modelamiento de flujo de fluidos en medios porosos considerando la influencia de la geomecánica*

Autores: Erick Johan Vargas Jaimes, Ely Durán Durán**

Palabras Clave: Geomecánica, Flujo De Fluidos, Medios Porosos, Simulación Numérica, Variables Elásticas, Esfuerzos, Criterios de Falla, Modelo De Simulación.

Descripción: El estudio de la interacción entre la geomecánica y el flujo de fluidos en yacimientos es de gran relevancia en la industria de hidrocarburos, ya que proporciona una comprensión de los acontecimientos subsuperficiales. En este contexto, este proyecto de investigación plantea analizar el efecto de los parámetros geomecánicos en el flujo de fluidos en medios porosos utilizando software numérico. Inicialmente, se realizó una exhaustiva revisión bibliográfica para identificar las propiedades geomecánicas que influyen en la interacción con el flujo de fluidos, así como los modelos de simulación más adecuados disponibles en la suite CMG para representar estos fenómenos. Luego, se seleccionó un pozo productor del campo Burleson County en la formación Eagle Ford como caso de estudio, debido a la disponibilidad de datos accesibles. Los datos recopilados en el caso de estudio se utilizaron para construir un modelo numérico en el simulador composicional GEM de CMG. Este modelo numérico comprende dos componentes principales. Por un lado, se encuentra un modelo de flujo de fluidos que describe el comportamiento del fluido en el yacimiento. Este modelo se valida con datos de producción reales del pozo, mostrando una tendencia consistente y favorable para la investigación. Posteriormente, se desarrolló y se acopló un modelo geomecánico al modelo de flujo de fluidos. Este modelo geomecánico incluye una malla independiente, propiedades de la roca y considera los esfuerzos en el medio. La integración realizada permitió evaluar el impacto de los parámetros geomecánicos, mediante un análisis de sensibilidad, observando un aumento de la producción para valores de Módulo de Young alto y Relación de Poisson bajos. Así mismo, una disminución de la producción para magnitudes altas de esfuerzo horizontal mínimo y máximo. Los criterios de falla y la cohesión no evidenciaron un impacto en el flujo de fluidos.

* Trabajo de Grado

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Maika Karen Gambús Ordaz. PhD. en Ingeniería de Petróleos y Geosistemas. Codirectores: Diego Armando Vargas Silva. MSc. en Geociencias. Yair Andrés Quintero Peña. PhD. en Geología y Ciencias de la Tierra.

Abstract

Title: Modeling Fluid Flow in Porous Media Considering the Influence of Geomechanics*

Author(s): Erick Johan Vargas Jaimes, Ely Durán Durán**

Key Words: Geomechanics, Fluid Flow, Porous Media, Numerical Simulation, Elastic Variables, Stresses, Failure Criteria, Simulation Model.

Description: The study of the interaction between geomechanics and fluid flow in reservoirs is of great significance in the hydrocarbon industry. It provides a more precise understanding of subsurface events, achieved by considering more realistic scenarios. This, in turn, allows for a better evaluation and comprehension of the impact on critical areas such as production. In this context, this research project introduces a new study framework to analyze the effect of geomechanical parameters on fluid flow in porous media using numerical software. Initially, an extensive literature review is conducted to identify the geomechanical properties that influence the interaction with fluid flow, as well as the most suitable simulation models available in the CMG suite to represent these phenomena. Subsequently, a producing well in the Burleson County field within the Eagle Ford formation is selected as a case study due to the availability of accessible data. The data collected in the case study are used to build a numerical model in the CMG compositional simulator, GEM. This numerical model comprises two main components. On one hand, there is a fluid flow model that describes the behavior of the fluid within the reservoir. This model is validated with real production data from the well, showing a consistent and favorable trend for the research. Following this, a geomechanical model is developed and coupled with the fluid flow model. This geomechanical model includes an independent mesh, rock properties, and considers the stresses in the medium. The integration carried out allowed us to evaluate the impact of the geomechanical parameters, through a sensitivity analysis, observing an increase in production for values of high Young's Modulus and low Poisson's Ratio. Likewise, a decrease in production for high magnitudes of minimum and maximum horizontal stress. Failure criteria and cohesion did not show an impact on fluid flow.

* Final Degree Project

**Industrial University of Santander. Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Advisor: Maika Karen Gambús Ordaz, PhD in Petroleum Engineering and Geosystems. Co-Advisor: Diego Armando Vargas Silva, MSc in Geosciences. Yair Andrés Quintero Peña, PhD in Geology and Earth Sciences.

Introducción

El comportamiento de los fluidos en el yacimiento cuando sobre el medio actúan fuerzas y se generan deformaciones y rupturas, es importante a la hora de planear y ejecutar un exitoso programa de explotación de un yacimiento petrolero. Esto implica considerar diversos factores que son importantes, como las propiedades geomecánicas, los esfuerzos efectivos, los criterios de falla de las formaciones, el tipo de roca y sus propiedades, entre otros. Herramientas de simulación permiten modelar estos fenómenos, permitiendo evaluar el proceso desde diversos ángulos y así tomar decisiones acertadas que beneficien la producción y la rentabilidad de los diferentes proyectos.

En este contexto, este trabajo de investigación plantea evaluar la influencia de la geomecánica en el flujo de fluidos en medios porosos, empleando el simulador numérico GEM de la suite de CMG (Computer Modelling Group) para el proceso de modelamiento y acople de los modelos. Para esto, se inició con el planteamiento de los objetivos general y específico en el capítulo uno del proyecto. Seguido por el segundo capítulo que presenta una revisión bibliográfica exhaustiva de las propiedades geomecánicas que desempeñan un papel crucial en la interacción con el flujo de fluidos en medios porosos. Se exploran las variables elásticas, los esfuerzos y los criterios de falla relevantes para comprender mejor esta relación.

A continuación, en el capítulo tres se continúa con una revisión bibliográfica centrada en los modelos de simulación más destacados disponibles en la suite CMG (Computer Modelling Group) y las ecuaciones que gobiernan el flujo de fluidos. El cuarto capítulo aborda el diseño y la creación del modelo de simulación numérica. Esta fase comprende tres componentes principales. Selección del caso, construcción de modelos numéricos y validación.

El quinto y último capítulo se centra en el análisis de sensibilidad de los parámetros geomecánicos mencionados anteriormente, así como de los criterios de falla de Mohr Coulomb y Von Mises. Finalmente, se presenta los resultados obtenidos, conclusiones y recomendaciones derivadas de esta investigación.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Modelar el flujo de fluidos en medios porosos considerando la influencia de la geomecánica.

1.2 Objetivos específicos

- ✓ Estudiar las propiedades geomecánicas que interfieren en el comportamiento del flujo de fluidos en medios porosos.
- ✓ Indagar sobre los diferentes modelos implementados en el modelamiento de flujo de fluidos en medios porosos aplicables en el software CMG.
- ✓ Construir un modelo Geomecánico que permita simular el flujo de fluidos en medios porosos haciendo uso del software CMG.
- ✓ Realizar un análisis de sensibilidad de los parámetros geomecánicos involucrados en la construcción del modelo.

2. Marco teórico

El presente capítulo presenta, de forma resumida algunos conceptos generales sobre la geomecánica y el flujo de fluidos en medios porosos.

2.1 Conceptos y propiedades geomecánicas

La geomecánica es el estudio de la deformación y fractura de los suelos y las rocas como consecuencia de variaciones en los esfuerzos, la presión, la temperatura y los diversos factores ambientales propios de su entorno. (Cook, 2016)

Esta incorpora tres aspectos esenciales. En primer lugar, el análisis de las fuerzas externas que actúan sobre las formaciones rocosas. Segundo, el estudio de los efectos internos de la roca, involucrando una minuciosa evaluación de los esfuerzos, deformaciones y la acumulación de energía dentro de las mismas. Por último, el análisis de las implicaciones de dichos efectos internos en las rocas, lo que puede traducirse en fenómenos como fracturas, flujos o deformaciones. (Calderón, 2014).

Esta disciplina busca comprender y predecir el comportamiento mecánico de las formaciones en diversas condiciones, lo que es esencial para la planificación y ejecución de proyectos geotécnicos, la explotación de recursos naturales como petróleo, gas y minerales, y la evaluación de la estabilidad de estructuras subterráneas y superficiales.

Desde el campo extractivo, la geomecánica desempeña un rol esencial en la simulación del flujo de fluidos de a los yacimientos. Esto habilita la capacidad de predecir cómo las actividades de extracción o inyección de fluidos influyen parámetros críticos como la permeabilidad, la presión del fluido y las tensiones locales en las formaciones rocosas. Estas interacciones

potencialmente inducen efectos significativos en la eficiencia y productividad de los yacimientos. (Cook, 2016)

2.1.1 Modelo geomecánico

El modelo geomecánico es una recolección de datos necesarios para efectuar predicciones cuantitativas y cualitativas del ambiente geomecánico del subsuelo, lo que incluye los esfuerzos presentes en el subsuelo, la presión de poro, las propiedades elásticas, la resistencia y la estructura de la roca, y datos no numéricos, como la presencia de un intenso fracturamiento natural.

El modelo geomecánico se ha convertido en la base de cualquier trabajo geomecánico y es importante para aplicaciones como la predicción de la estabilidad del pozo, la optimización de los procesos de perforación, el diseño de estrategias de control de arena, la óptima terminación del pozo, la pronosticación de la orientación y magnitud de fracturas inducidas por presión hidrostática para estimular el pozo, el diseño de modelos numéricos para simular yacimientos sensitivos a esfuerzos, el monitoreo de la integridad del yacimiento, roca suprayacente al reservorio y posible reactivación de fallas y efectos de subsidencia, y la consideración en el diseño de una estrategia de explotación, así como la correcta aplicación de métodos de recuperación secundarios y terciarios. (Ramos, 2018).

2.1.2 Esfuerzos

Cuando fuerzas externas inciden sobre una masa rocosa, generalmente se observan dos consecuencias: en primer lugar, la roca experimenta deformaciones, manifestando alteraciones en su configuración o dimensiones; y, en segundo lugar, se originan fuerzas internas que contrarrestan las fuerzas externas aplicadas para lograr el equilibrio. (Calderón, 2014).

Los esfuerzos son una magnitud física que mide la intensidad de las fuerzas que actúan sobre un material. Es decir, la capacidad de un cuerpo rocoso de resistir determinada carga por

unidad de área. (Vásquez, 2001). Son esenciales para comprender la interacción entre el comportamiento mecánico de las rocas y el flujo de fluidos en el yacimiento, pues pueden inducir cambios en la permeabilidad y la porosidad de la formación rocosa, lo que a su vez afecta la capacidad de flujo de los fluidos y la eficiencia al momento de la explotación de hidrocarburos.

La ecuación más elemental, que define el concepto de esfuerzo, es la siguiente:

$$\sigma = \frac{F}{A} \tag{1}$$

Donde:






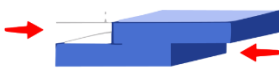
σ = Esfuerzo.

F = Fuerza aplicada.

A = Área sobre la cual se aplica la fuerza.

Figura 1

Tipos de esfuerzos más comunes.

| Tensión | Compresión | Cizalla | |
|---|---|---|--------|
|  |  |  | Dúctil |
|  |  |  | Frágil |

Nota. El gráfico representa los tipos de esfuerzos más comunes y la deformación producida en rocas dúctiles y frágiles. Tomado y modificado de (Geoxnet, 2019).

En el subsuelo, dependiendo de la dirección de las fuerzas ejercidas, se pueden definir tres tipos de esfuerzos: esfuerzo por compresión, en el cual las fuerzas aplicadas están dirigidas unas contra otras, provocando un acortamiento de la roca; esfuerzo por tensión, donde las fuerzas están

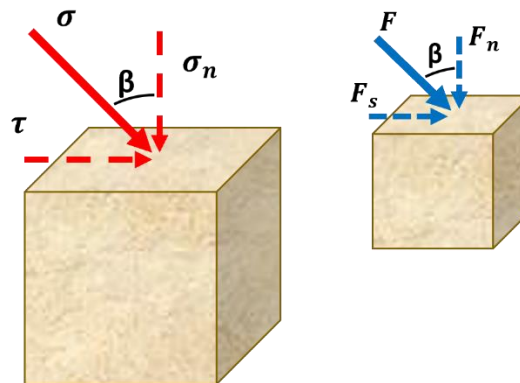
ejercidas en direcciones contrarias, ocasionando un alargamiento del material rocoso; y el esfuerzo por cizalla, donde las fuerzas actúan en paralelo sobre la roca, en direcciones contrarias, generando una deformación por desplazamiento. Figura 1.

Ahora bien, existen otras clasificaciones importantes encontradas en la literatura. Estas se definen rápidamente a continuación.

Esfuerzo normal y de cizalla. De acuerdo con la dirección en que se aplica una fuerza sobre un plano, se pueden producir dos tipos de esfuerzos. Estos son el esfuerzo normal y el esfuerzo de cizalla. Figura 2.

Figura 2

Esfuerzo normal y de cizalla



Nota. En la imagen se puede observar la descomposición del esfuerzo en sus componentes normal y de cizalla, σ_n y τ , respectivamente (color rojo). Así mismo, se puede observar la descomposición de las fuerzas normal (F_n) y de cizalla (F_s) de la fuerza aplicada (color azul), con referencia a un ángulo β .

Esfuerzo normal (σ_N). El esfuerzo normal, también conocido como esfuerzo de compresión o tensión, se refiere a la fuerza por unidad de área que actúa perpendicularmente a una

superficie o plano específico dentro de un material. Este tipo de esfuerzo se caracteriza por actuar en una dirección perpendicular a la superficie sobre la que actúa.

$$\sigma_N = \frac{F_N}{A} = \sigma \cos^2(\beta) \quad (2)$$

Donde:

σ_N = Esfuerzo normal (componente vertical del esfuerzo aplicado).

F_N = Componente vertical de la fuerza aplicada.

A = Área sobre la cual se aplica la fuerza.

σ = Esfuerzo aplicado.

β = Ángulo existente entre la dirección de aplicación del esfuerzo (o fuerza) y la vertical.

Esfuerzo de cizalla (τ). El esfuerzo de cizalla, también conocido simplemente como esfuerzo cortante, se refiere a la fuerza por unidad de área que actúa en paralelo a una superficie o plano específico dentro de un material. Este tipo de esfuerzo se caracteriza por actuar en una dirección tangencial o paralela a la superficie en la que se aplica la fuerza.

$$\tau = \frac{F_s}{A} = \sigma \frac{\text{Sen}(2\beta)}{2} \quad (3)$$

Donde:

τ = Esfuerzo de cizalla (Componente horizontal del esfuerzo aplicado).

F_s = Componente horizontal de la fuerza aplicada.

A = Área sobre la cual se aplica la fuerza.

σ = Esfuerzo aplicado.

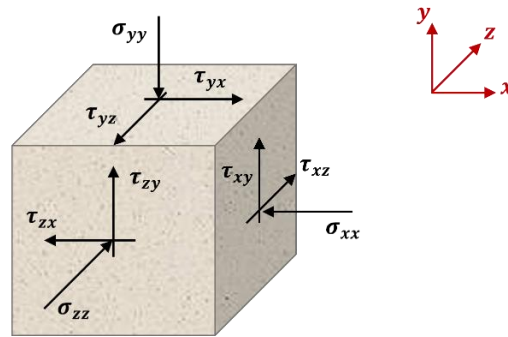
β = Ángulo existente entre la dirección de aplicación del esfuerzo (o fuerza) y la vertical.

Tensor de esfuerzos. El esfuerzo es un tensor que se define al especificar las direcciones de referencia, lo que implica que los componentes direccionales de un tensor deben estar referidos

a un sistema de coordenadas. Una forma común de calcular sus componentes es considerar un pequeño cubo que se alinea con el sistema de coordenadas cartesianas en tres planos diferentes. (Calderón, 2014).

Figura 3

Tensor de esfuerzos



Nota: Tomado de Brady and Brown, 1985, p.18.

$$[\sigma] = \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix} \quad (4)$$

Los esfuerzos normales se consideran directos ya que se alinean con los ejes del sistema de coordenadas elegido. Por otro lado, los esfuerzos de cizalla o cortantes no son directos debido a que los esfuerzos resultantes en cada cara del cubo no siempre siguen la misma dirección que los ejes. Para abordar esta complejidad, se resuelven los esfuerzos de cizalla en cada plano del cubo mediante dos componentes perpendiculares, las cuales deben estar alineadas con los bordes de cada cara del cubo. De esta manera, se obtienen dos componentes de cizalla en cada plano del cubo.

La ecuación (4) corresponde a la representación matricial del tensor de esfuerzos, donde se integran tres esfuerzos normales ($\sigma_{xx}, \sigma_{yy}, \sigma_{zz}$) en la diagonal principal y seis esfuerzos de cizalla ($\tau_{xy}, \tau_{yx}, \tau_{xz}, \tau_{zx}, \tau_{yz}, \tau_{zy}$).

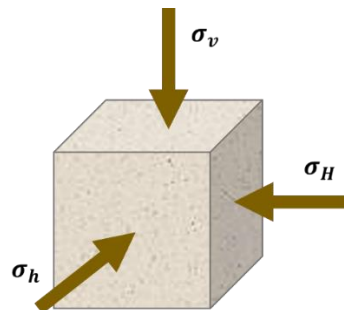
Esfuerzos principales. Los esfuerzos principales ocurren en la dirección en la cual los esfuerzos de cizalla se reducen a cero. Para visualizar esto, el cubo que representa el tensor de esfuerzos en un punto específico se gira hasta que los valores de los esfuerzos de cizalla se anulen, alcanzando un valor de cero en esa orientación, y los esfuerzos normales alcancen su máximo valor. (Delgado & Manrique, 2016).

$$[\sigma] = \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_{yy} & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_{zz} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{bmatrix} \quad (5)$$

La matriz resultante representa los esfuerzos principales, siendo σ_1 el esfuerzo principal mayor, σ_2 el esfuerzo principal intermedio y σ_3 el esfuerzo principal menor.

Figura 4

Esfuerzos in situ



Nota: Tomado de Delgado & Manrique, 2016, P.25.

Esfuerzos in situ. En el subsuelo, la roca está sometida a esfuerzos compresivos y de tensión que se denominan esfuerzos in situ, estos son perpendiculares entre sí. Estos esfuerzos son conocidos como esfuerzo vertical u overburden (σ_v) y esfuerzos horizontales, divididos en esfuerzo horizontal máximo (σ_H) y mínimo (σ_h).

Esfuerzo efectivo. Cuando los poros de una muestra de roca se llenan con un fluido bajo una presión P, el esfuerzo total se divide en dos componentes. Uno de estos componentes es la

presión del poro (P_p), que es igual en todas las direcciones y actúa tanto en el fluido como en la roca con la misma intensidad. El otro componente es el esfuerzo efectivo (σ'), que representa la parte restante del esfuerzo total después de considerar la presión del poro. Figura 5.

$$\sigma = \sigma' + P \quad (6)$$

$$\sigma' = \sigma - P \quad (7)$$

Donde:

σ = Esfuerzo de sobre carga (total)

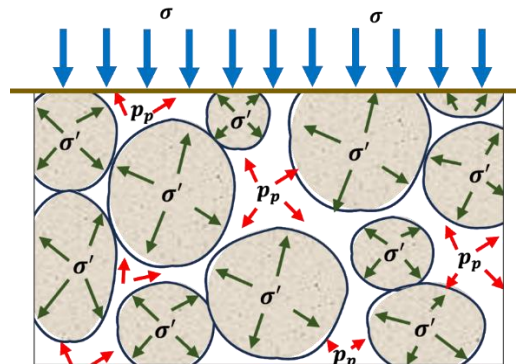
σ' = Esfuerzo efectivo

P_p = Presión de poro

La presión de poro

Figura 5

Esfuerzos efectivo, de sobrecarga y presión de poro.



Nota: Tomado y de GeotechTips, 2014.

2.1.3 Círculo de Mohr

“El círculo de Mohr es una técnica que permite representar gráficamente los esfuerzos que actúan sobre un plano, y a partir de dicha representación calcular: tensiones, deformaciones, momentos de inercia, etc.” (González & Martínez, 2022).

Construcción del círculo de Mohr. Partiendo de los esfuerzos principales, σ_1 y σ_3 , si conocemos su magnitud y dirección, se pueden calcular el esfuerzo normal (σ_N) y tangencial (τ), para cualquier plano en dirección dada. Planteando la ecuación de equilibrio de fuerzas para el caso representado en la Figura 6, se tendría:

$$\sigma_N A = \sigma_1 \cos\theta A \cos\theta + \sigma_3 \sin\theta A \sin\theta = \sigma_1 A \cos^2\theta + \sigma_3 A \sin^2\theta$$

$$\tau A = \sigma_1 \sin\theta A \cos\theta - \sigma_3 \cos\theta A \sin\theta$$

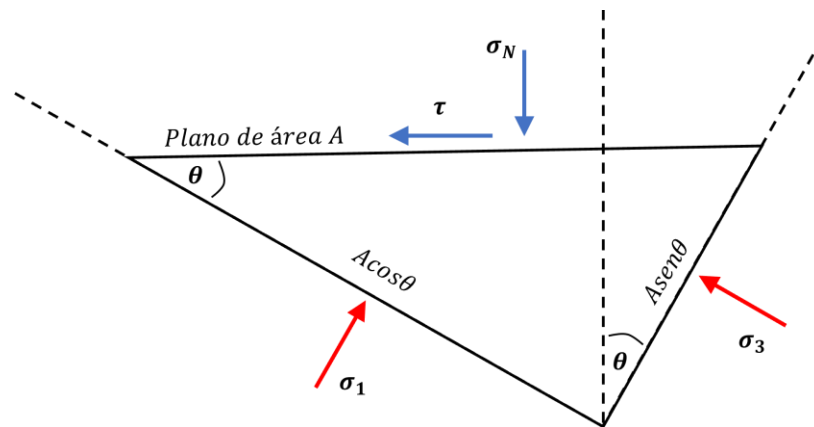
Si se aplican relaciones trigonométricas se tiene:

$$\sigma_N = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\cos 2\theta \tag{8}$$

$$\tau = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\sin 2\theta \tag{9}$$

Figura 6

Esfuerzos tangencial, normal y principales sobre un plano.



Nota. Tomado de González et al., 2002, pp. 146

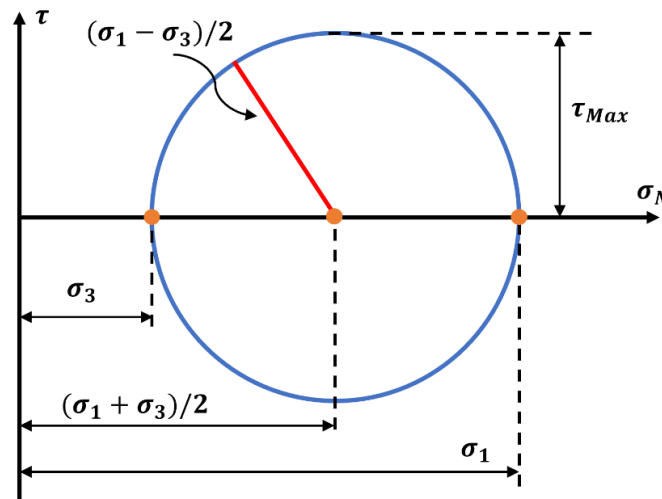
Las ecuaciones resultantes, (8) y (9), describen el estado de esfuerzos sobre un plano, conocida su dirección (θ) y los esfuerzos principales. El máximo valor para el esfuerzo tangencial se puede calcular en un ángulo de 45° , donde el valor de $\sin 2\theta$ es 1, por lo tanto:

$$\tau_{Max} = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3) \quad (10)$$

Cuando se grafican las ecuaciones (8) y (9) en un plano de σ_N vs τ , se obtiene un círculo que representa el estado de esfuerzos en un punto específico, Figura 7. Apréciense cómo las intersecciones del círculo con el eje del esfuerzo normal (σ_N) representan los valores de los esfuerzos principales σ_1 y σ_3 . Así mismo, el radio representa el máximo esfuerzo tangencial y cualquier punto sobre el círculo, el estado de esfuerzos sobre un plano, donde la normal forma un ángulo θ con la dirección del esfuerzo principal mayor, es decir, σ_1 (González et al., 2002).

Figura 7

Representación gráfica del Círculo de Mohr.

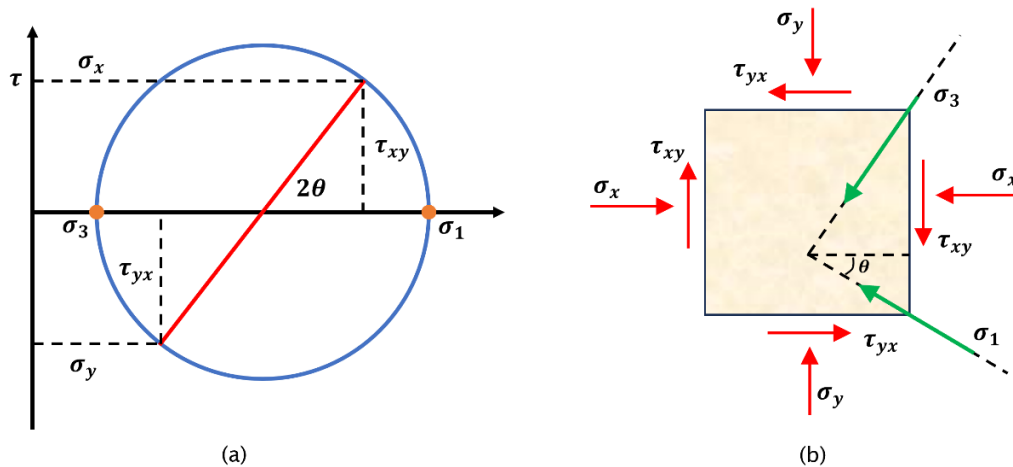


Nota. Tomado de González et al., 2002, pp. 146

Ahora bien, a partir del círculo de Mohr, conociendo los esfuerzos principales σ_1 y σ_3 , se pueden obtener los valores de esfuerzo normal y tangencial, Figura 8a. Así mismo, a partir de estos esfuerzos, σ_N y τ , se puede calcular la magnitud y dirección de los esfuerzos principales, Figura 8b.

Figura 8

Relación entre el Círculo de Mohr y la aplicación de esfuerzos en un plano vertical.

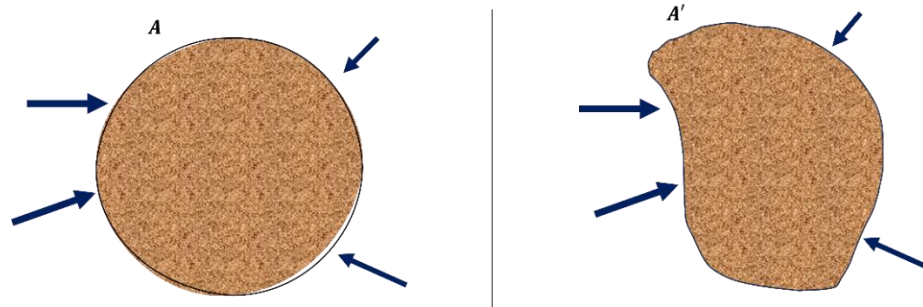


Nota. Tomado de González et al., 2002, pp. 146

2.1.4 Deformación

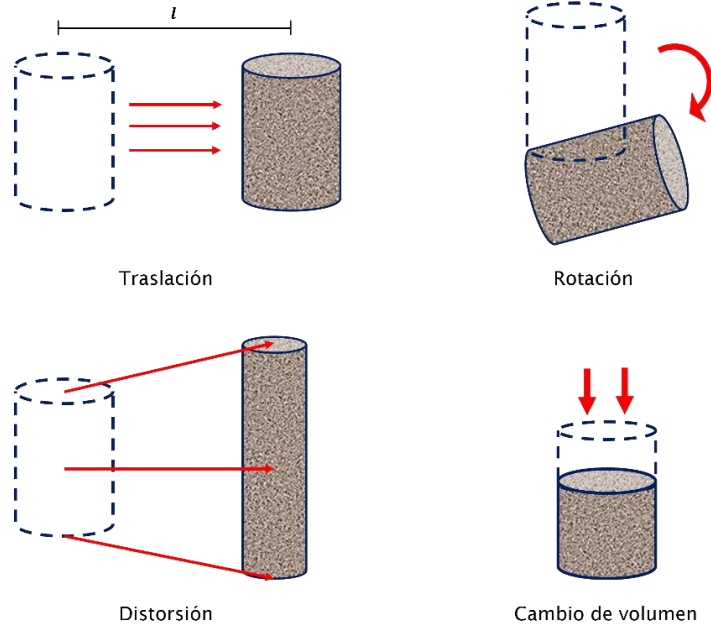
La deformación ϵ , se refiere al cambio en la forma, tamaño o estructura de una formación rocosa o suelo cuando se someten a fuerzas externas, como cargas o presiones. Esta deformación puede manifestarse a través de la compresión, la expansión, la flexión, la torsión o el deslizamiento de las partículas o bloques de roca dentro de una formación geológica.

La magnitud y naturaleza de la deformación están influenciadas por varios factores clave. Estos incluyen la forma en que las fuerzas se distribuyen en el material (estado de esfuerzos), las propiedades específicas y las dimensiones del cuerpo rocoso-formación.

Figura 9*Deformación*

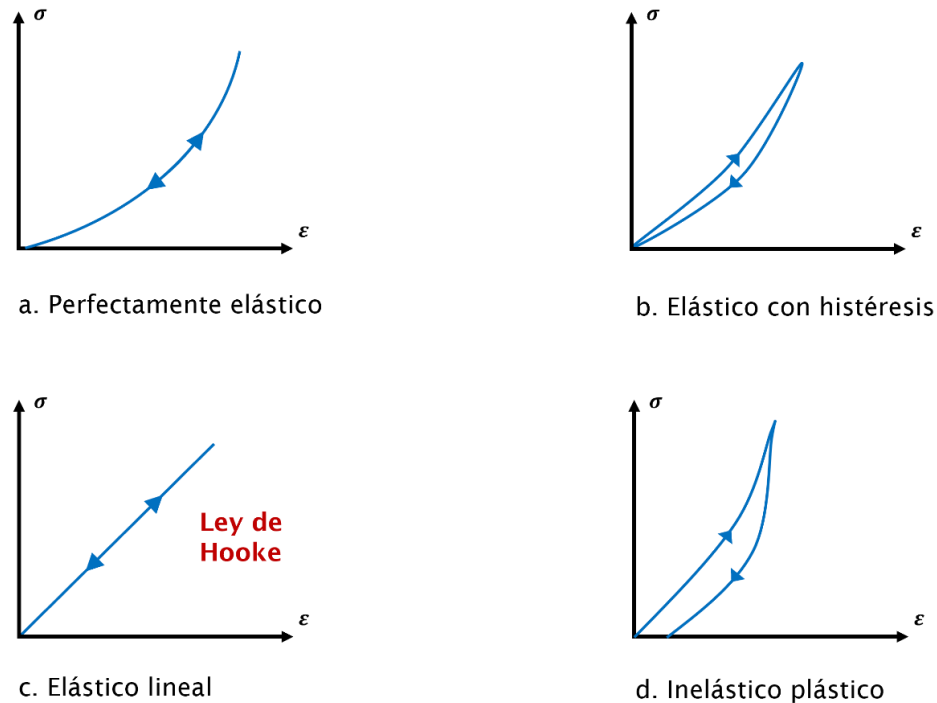
Tipos de deformación. Para profundizar en el concepto de deformación, es esencial considerar las rocas como una agrupación continua de partículas. La deformación, en este contexto, se relaciona con la manera en que estas partículas cambian su posición a lo largo del proceso de deformación, comparando sus ubicaciones antes y después de dicha alteración. (Calderón, 2014). Entre los tipos de deformación, encontramos la deformación por traslación, por rotación, por distorsión y cambio de volumen. (Fossen, 2010). El análisis de la deformación por traslación y rotación se hace en cuerpos rígidos, por otra parte, la distorsión y el cambio de volumen se analiza en cuerpos deformables.

Ahora bien, al considerar el tipo de material y la deformación que este sufre ante un esfuerzo aplicado, se pueden considerar tres tipos de deformaciones: elástica, plástica y viscosa. Estos comportamientos son estudiados a través de gráficas de esfuerzo versus deformación y se conocen como relaciones constitutivas, las cuales se profundizarán más adelante.

Figura 10*Tipos de deformación*

Deformación elástica. La teoría de la elasticidad asume un material ideal, homogéneo, elástico e isotrópico. Se considera elástico si, al aplicar un esfuerzo sobre el material y retirárselo, este vuelve a su forma original. Contrariamente, si al retirar al esfuerzo el material no vuelve a su forma original, este presenta un comportamiento inelástico. Este fenómeno se representa por la ley de Hooke. Figura 11c.

Deformación plástica. La plasticidad en un material sólido se refiere a su capacidad, cuando está sometido a esfuerzos, de experimentar deformaciones continuas y permanentes. En otras palabras, esta propiedad permite que el material cambie su forma en cualquier dirección sin experimentar ruptura, cuando la carga aplicada supere el límite elástico del material. Así pues, la deformación plástica de un material se puede definir como la deformación permanente e irreversible que sufre después que deja de aplicarse determinado esfuerzo.

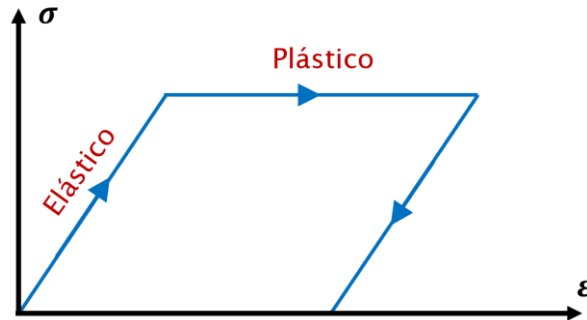
Figura 11*Tipos de deformación elástica y plástica*

Nota. Tomado de Kolympas, 2008, pp. 239.

Comportamiento viscoso. El comportamiento viscoso de un material rocoso en el subsuelo se refiere a la capacidad de ese material para deformarse continuamente bajo la influencia de esfuerzos constantes a lo largo del tiempo. En otras palabras, en condiciones de esfuerzo constante, las rocas exhiben un flujo gradual y sostenido de deformación en lugar de una deformación instantánea. Esto se debe a que las rocas tienen una cierta viscosidad, aunque esta viscosidad puede ser muy baja en comparación con los materiales viscosos comunes como los líquidos. Sin embargo, en el subsuelo, donde las rocas están sujetas a altas presiones y temperaturas, este comportamiento viscoso puede ser particularmente relevante.

Figura 12

Deformación elastoplástica.



Nota. Tomado de Franklin & Dusseault, 1989, pp. 298.

Ahora bien, las rocas no son completamente elásticas o plásticas, sino que presentan un comportamiento elastoplástico de acuerdo con el grado de carga que experimente y el tiempo de exposición de este. Esto se puede observar de forma más clara en la figura 12, donde inicialmente el cuerpo sufre una deformación elástica, pero al superar un límite de carga (límite de elasticidad o yield stress) el cuerpo se deforma permanentemente comportándose de forma plástica. Al retirar la carga, la deformación plástica es la única que permanece. (Calderón, 2014).

2.1.5 Relaciones constitutivas y constantes elásticas

Las relaciones constitutivas se refieren a las fórmulas matemáticas que expresan cómo los esfuerzos aplicados a un material o una formación específica están relacionados con las deformaciones resultantes. Estas ecuaciones son esenciales para comprender y predecir cómo un material responde mecánicamente a las fuerzas aplicadas, lo que es fundamental en la evaluación de la estabilidad y el comportamiento de las formaciones rocosas.

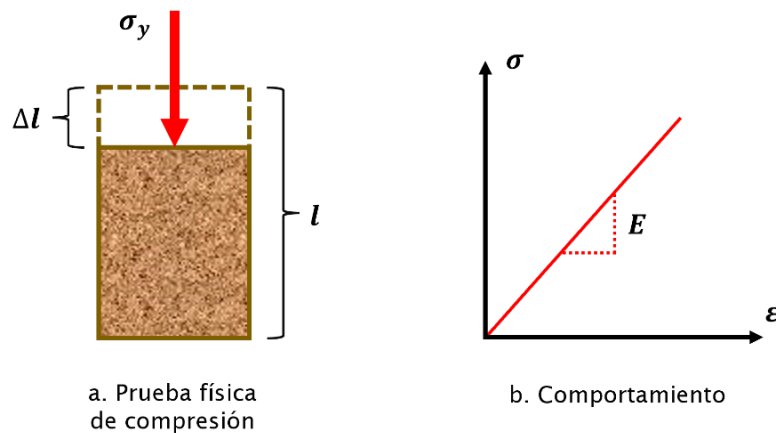
Estas relaciones involucran constantes que representan la interacción esfuerzo-deformación, conocidas como constantes o módulos elásticos. Entre estas constantes, las más relevantes incluyen el Módulo de Young, la Relación de Poisson, el Módulo de Rigidez, el Módulo

Volumétrico y la Constante de Lamé. Estas constantes elásticas se pueden caracterizar tanto en condiciones estáticas como dinámicas, proporcionando información fundamental sobre cómo un material responde a las cargas y cómo se comporta ante diferentes situaciones. Las constantes elásticas dinámicas se calculan a partir del análisis de la propagación de ondas acústicas, mientras que las constantes elásticas estáticas se determinan mediante pruebas de laboratorio. (Calderón, 2014).

A continuación, se definen algunas de las constantes elásticas consideradas.

Figura 13

Cálculo del Módulo de Young.



Nota. Tomado de Shuck & Lange, 2007, pp. 345 y Pariseau, 2007, pp. 477.

Módulo de Young (E). Característica propia de un material elástico lineal. Se refiere a la relación entre el esfuerzo axial aplicado y la deformación axial resultante causada por la carga aplicada. (Delgado y Manrique, 2016). Es decir, es una medida de la resistencia del material a ser deformado por dichos esfuerzos axiales.

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad (11)$$

Donde:

E = Modulo de Young

σ = Esfuerzo aplicado

ε = Deformación

En el contexto de las rocas, un Módulo de Young elevado indica que la roca posee una resistencia significativa y no experimenta deformaciones con facilidad. Esto implica, por ejemplo, que en el proceso de fracturamiento hidráulico, el material utilizado tiende a penetrar más profundamente en una roca que exhibe características de ductilidad (es decir, un Módulo de Young bajo), mientras que en una roca más rígida (con un Módulo de Young alto) es más propenso a fracturarse. En consecuencia, el material fluye a lo largo de la fractura, lo que puede influir en la configuración de los canales de flujo.

“Si el material es inelástico o no-linealmente elástico, el módulo de Young no es una constante, pero puede ser definido como función del esfuerzo para cualquier material que se aproxime al comportamiento elástico. Normalmente, para el Módulo de Young se considera el mismo valor, tanto para tensión como para compresión. Su valor, en la mayoría de los casos es muy alto, del orden de 10^9 Pascales.” (Calderón, 2014, p.156).

Relación de Poisson (V). Es un parámetro adimensional que relaciona la deformación lateral (perpendicular al esfuerzo) con la deformación longitudinal (Paralela al esfuerzo) de un cuerpo rocoso al aplicarse sobre este un esfuerzo uniaxial. La relación de Poisson describe cómo un material cambia su forma en respuesta a una carga. La ecuación que representa esta relación es la siguiente:

$$v = \frac{\varepsilon_x}{\varepsilon_y} \tag{12}$$

Donde:

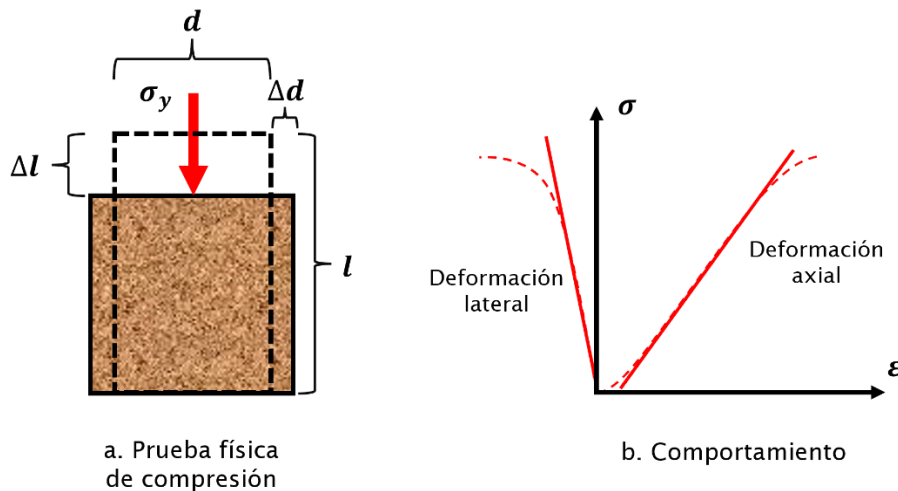
v = Relación de Poisson.

ε_y = Deformación longitudinal.

ε_x = Deformación lateral.

Figura 14

Cálculo de la Relación de Poisson.



Nota. Tomado de Shuck & Lange, 2007, pp. 345 y Pariseau, 2007, pp. 478.

Los valores de Relación de Poisson varían entre 0 y 0.5. Entre más cercano a cero sea el valor de la constante, el material es más compresible. Contrario a esto, si es muy cercano a 0.5, el material presenta un comportamiento incompresible. En el contexto de los yacimientos, los valores para la Relación de Poisson varían entre 0.1 – 0.3 (Pollard & Fletcher, 2005) y 0.25 – 0.33 (Twiss & Moores, 1992).

Constante de Lamé (λ). No tiene un significado físico directo, pero se utiliza como una constante en otras ecuaciones que describen el comportamiento elástico para simplificarlas y hacerlas más manejables desde el punto de vista matemático. Relaciona el Módulo de Young y la Relación de Poisson mediante la siguiente ecuación.

$$\lambda = \frac{Ev}{(1 + \nu)(1 - 2\nu)} \quad (13)$$

Donde:

λ = Constante de Lamé.

E = Módulo de Young.

ν = Relación de Poisson.

Módulo de Rigidez (G). También llamado Módulo de Corte o Cizalla, representa la resistencia de un material a la deformación por corte. Se define como la relación entre el esfuerzo de corte y la deformación de corte, teniendo en cuenta un ángulo de desplazamiento.

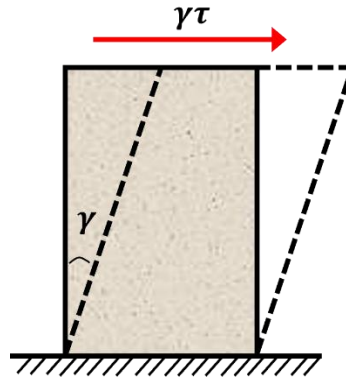
$$G = \frac{\tau}{\gamma} \quad (14)$$

Donde:

G = Módulo de Rigidez

τ = Esfuerzo de Corte

γ = Deformación de corte

Figura 15*Módulo de Rigidez.*

Nota. Tomado de Shuck & Lange, 2007, pp. 345.

Módulo Volumétrico o Bulk (K). Se define como la relación entre el esfuerzo hidrostático, causado por la presión hidrostática, y la deformación volumétrica, medida en los ejes x , y , z . (Calderón, 2014). El módulo volumétrico es inversamente proporcional a la compresibilidad (c), y describe cómo un material cambia su volumen en respuesta a una presión uniforme. La ecuación que permite obtener el valor del Módulo Volumétrico se describe a continuación.

$$K = \frac{\sigma_p}{\varepsilon_v} \quad (15)$$

$$\varepsilon_v = \varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z \quad (16)$$

Donde:

K = Módulo Volumétrico o Bulk (K).

σ_p = Esfuerzo hidrostático.

ε_v = Deformación volumétrica.

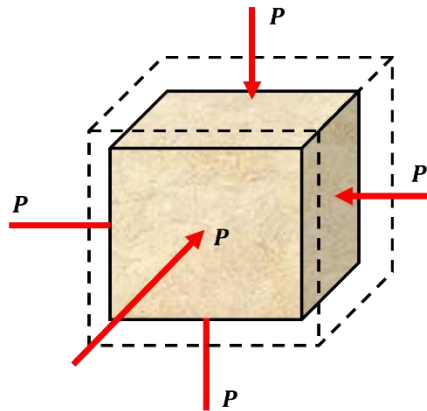
ϵ_x = Deformación en el eje x.

ϵ_y = Deformación en el eje y.

ϵ_z = Deformación en el eje z.

Figura 16

Módulo volumétrico.



Nota. Tomado de Calderón, 2014, pp. 159.

Tabla 1

Valores comunes de Módulo de Young y Relación de Poisson

| Tipo de roca | Módulo de Young (GPa) | Relación de Poisson |
|--------------|-----------------------|---------------------|
| Arenisca | 26.0 | 0.06 |
| Dolomita | 29.0 | 0.29 |
| Shale | 31.6 | 0.27 |
| Pizarra | 35.4 | - |
| Granito | 38.98 | 0.19 |
| Limolita | 53.02 | 0.09 |
| Caliza | 65.71 | 0.17 |
| Anhidrita | 73 | 0.295 |
| Conglomerado | 91.61 | 0.10 |
| Diorita | 100.8 | 0.26 |

Nota. Modificado de Lama & Vutukuri, 1978, pp. 315-453.

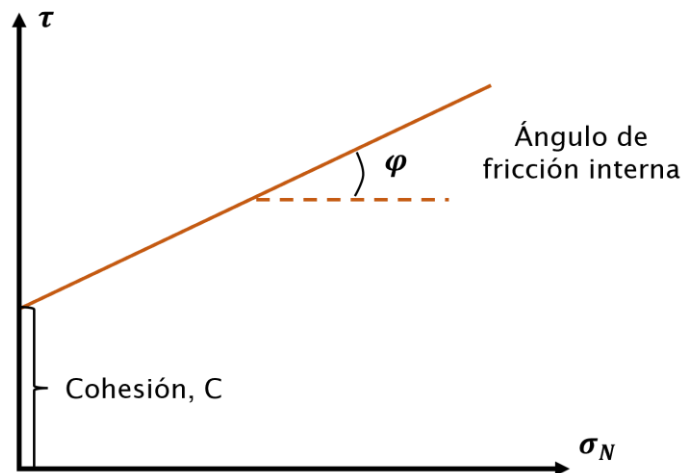
2.1.6 Parámetros de resistencia de las rocas

Antes de abordar los criterios de falla, es necesario definir algunos conceptos fundamentales en la evaluación de la estabilidad de las formaciones rocosas y en la predicción de posibles fallas. Estos son conocidos como parámetros de resistencia de las rocas y se enlistan a continuación.

Cohesión (C). Se refiere a la fuerza interna que mantiene unidos los granos o partículas de un material rocoso. Es la capacidad del material para resistir la separación o el deslizamiento de sus componentes en ausencia de esfuerzos externos. La cohesión se debe principalmente a las fuerzas de atracción entre las partículas y puede variar ampliamente de un tipo de roca a otro.

Figura 17

Cohesión y ángulo de fricción interna.



Nota. Tomado de West, T.R. 1995, pp. 136.

Ángulo de fricción interna (φ). Es una medida de la resistencia al deslizamiento entre las partículas de un material cuando se aplican esfuerzos tangenciales. Representa el ángulo máximo en el cual un material puede mantener su estabilidad interna antes de que ocurra el deslizamiento. Este parámetro es fundamental en la determinación de la capacidad de una

formación rocosa o suelo para soportar cargas y evitar fallas. “En el caso de cizallamiento de suelos granulares se presenta una combinación de fricción por rodamiento y deslizamiento, debido al desplazamiento por cizalla de una capa de tierra sobre la otra, a través de una zona amplia de cizalla; por lo cual la resistencia no solo depende de la fricción por los planos de deslizamiento sino también depende del movimiento relativo rodante entre granos vecinos” (Calderón, 2014, p. 187).

Los valores de cohesión y ángulo de fricción interna pueden calcularse de la gráfica esfuerzo de corte o cizalla (τ) versus el esfuerzo normal (σ_N), como se puede apreciar en la figura 17.

Tabla 2

Valores comunes de cohesión y ángulo de fricción interna

| Tipo de material | Porosidad | Rango de presión de confinamiento (MPa) | Ángulo de fricción interna (°) | Cohesión (MPa) |
|------------------------|-----------|---|--------------------------------|----------------|
| Arenisca Berea | 18.2 | 0 – 200 | 27.8 | 27.2 |
| Caliza Indiana | 19.4 | 0 – 9.6 | 42.0 | 6.72 |
| Dolomita Hasmark | 3.5 | 0.8 – 5.9 | 35.5 | 22.8 |
| Granito Stone Mountain | 0.2 | 0 – 68.9 | 51.0 | 55.1 |
| Limolita Repetto | 5.6 | 0 – 200 | 32.1 | 34.7 |
| Mármol Georgia | 0.3 | 5.6 – 68.9 | 25.3 | 21.2 |
| Muddy Shale | 4.7 | 0 – 200 | 38.4 | 14.4 |
| Stockton Shale | - | 0.8 – 4.1 | 0.34 | 22.0 |

Nota. Tomado de Goodman, 1989, pp. 81.

Resistencia a la presión no confinada (UCS). Es la capacidad de una roca para resistir una carga de compresión cuando no está sometido a fuerzas confinantes laterales. Es medido en psi o KPa, dependiendo del sistema que se emplee.

Resistencia a la tensión (T_o). Se refiere a la capacidad de un material rocoso para resistir a la acción de fuerzas que intentan alargarlo, es decir, fuerzas que actúan por tensión.

Resistencia al corte (S_o). Es el resultado de la resistencia al movimiento entre las partículas. Se deriva de la resistencia a la fricción y a la cohesión entre partículas. (González, 2009).

La obtención de datos sobre los parámetros de resistencia implica la realización de ensayos de laboratorio, en los cuales se someten a análisis núcleos extraídos de una formación geológica específica. No obstante, la disponibilidad de estas muestras a veces es limitada debido a la complejidad y los costos asociados con su extracción. En consecuencia, en muchos casos, es necesario recurrir a diversas correlaciones empíricas como una alternativa para estimar estos parámetros. (Suping y Jincai; 2007, 16).

Tabla 3

Rango de valores para la resistencia a la tensión, la compresión y al corte.

| Tipo de material | Resistencia a la compresión no confinada (psi) | Resistencia a la tensión (psi) | Resistencia al corte (psi) |
|------------------|--|--------------------------------|----------------------------|
| Arenisca | 2780 – 23600 | 560 – 3470 | 1100 – 5560 |
| Basalto | 20800 – 41700 | 1390 – 4170 | 2780 – 8330 |
| Caliza | 4170 – 34700 | 700 – 3470 | 1100 – 6940 |
| Cuarcita | 20830 – 41660 | 1390 – 4170 | 2780 – 8330 |
| Granito | 13900 – 34720 | 970 – 3470 | 1950 – 6940 |
| Lutita | 1390 – 13900 | - | 417 – 4170 |
| Mármol | 7150 – 34720 | 970 – 2800 | 2080 – 8330 |

Nota. Tomado de West, T.R., 1989, pp. 83.

2.1.7 Criterios de falla

La evaluación del criterio de falla involucra una consideración crucial del comportamiento dúctil o frágil de las formaciones rocosas. Aunque comúnmente se asume que las rocas exhiben fragilidad, su respuesta puede variar significativamente dependiendo de las condiciones específicas en el yacimiento. En la realidad, las rocas pueden mostrar una transición entre comportamiento dúctil y frágil según factores como su estructura, la presión de confinamiento, el nivel de esfuerzo aplicado, la temperatura, el tiempo y la presencia de fluidos (Calderón, 2014). Todos estos elementos interactúan en el proceso de deformación y eventual falla de la roca, y deben ser tenidos en cuenta para un correcto análisis de falla.

“Se considera que un material ha fallado si se deforma permanentemente o se fractura en dos o más partes y la falla es causada por una combinación de esfuerzos” (Calderón, 2014). Ahora bien, la fractura de la roca requiere que haya una variación en los esfuerzos, y una relación específica entre los esfuerzos principales está asociada a un nivel específico de deformaciones. Conocer estas relaciones permitiría predecir el comportamiento de la roca para un estado de esfuerzos específico (González et al., 2002). Ante la imposibilidad de poder predecir tal comportamiento dada la variabilidad en las características de las rocas, pues en la realidad estas son anisotrópicas y heterogéneas, se hace necesario recurrir a diversas correlaciones matemáticas, obtenidas y formuladas a partir de ensayos de laboratorio, que representan modelos que permiten evaluar la resistencia de un material rocoso al considerar sus propiedades inherentes y los esfuerzos aplicados sobre ella, con el fin de predecir la ocurrencia de la falla. Entre las correlaciones o criterios de falla más empleados se encuentran:

Criterio de Mohr Coulomb. Este criterio describe la capacidad de un material para resistir el corte a lo largo de un plano en un estado triaxial de esfuerzos. De esta manera se determina la relación entre los esfuerzos normales y tangenciales que están presentes en el momento de la ruptura. Esto se puede ver ejemplificado en la siguiente ecuación:

$$\tau = C + \sigma' \cdot \text{tag}(\varphi) \quad (17)$$

Donde:

τ = Esfuerzo tangencial

σ' = Esfuerzo normal efectivo

C = Cohesión

φ = Ángulo de fricción interna

Como se puede ver, el criterio involucra tanto los esfuerzos aplicados sobre la roca, τ y σ' , como las propiedades de esta, C y φ . Puesto en función de los esfuerzos principales, se obtiene la siguiente ecuación, que permite calcular la resistencia en un plano cualquiera definido por la dirección θ .

$$\sigma_1 = \frac{2C + \sigma_3[\text{sen}2\theta + \text{tag}\varphi(1 - \text{cos}2\theta)]}{\text{sen}2\theta - \text{tag}\varphi(1 + \text{cos}2\theta)} \quad (18)$$

Al evaluarlo en la dirección $\theta = 45^\circ + \varphi/2$, la ecuación anterior quedará de la siguiente forma:

$$\sigma_1 = \frac{2C \cdot \text{cos}\varphi + \sigma_3(1 + \text{sen}\varphi)}{1 - \text{sen}\varphi} \quad (19)$$

En el caso en que $\sigma_3 = 0$, se podrá calcular la resistencia a la compresión simple de la roca:

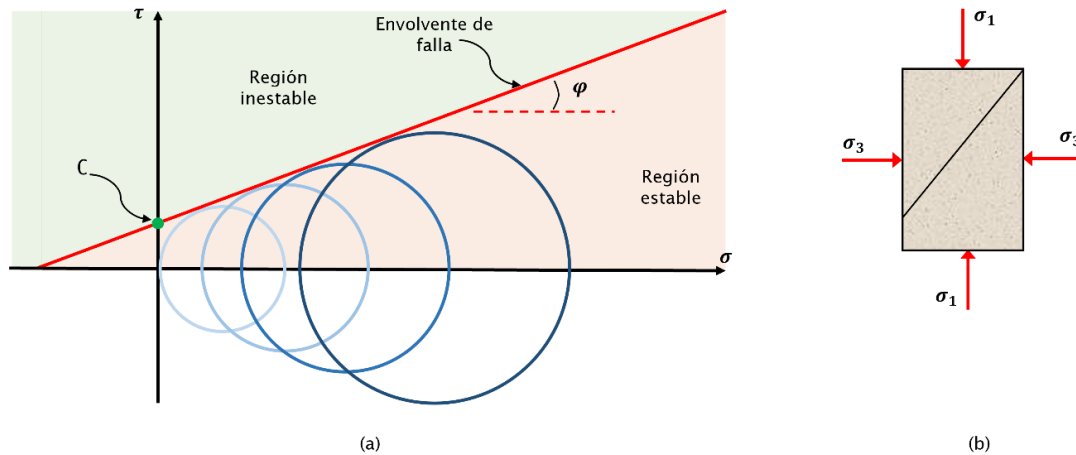
$$\sigma_1 = \sigma_c = \frac{2C \cdot \text{cos}\varphi + \sigma_3(1 + \text{sen}\varphi)}{1 - \text{sen}\varphi} \quad (20)$$

Así mismo, se puede calcular la resistencia a la tensión.

$$\sigma_t = \frac{2C \cdot \cos\varphi}{1 + \operatorname{sen}\varphi} \tag{21}$$

Figura 18

Envolvente de Mohr Coulomb.



Nota. Tomado de Suping, 2007, pp. 94.

La base de este criterio es la envolvente de falla, Figura 18a. Para su obtención, se deben realizar una serie de pruebas triaxiales, donde la muestra es sometida a confinamiento lateral, es decir, que σ_2 y σ_3 tendrán la misma magnitud, y se aplicará un esfuerzo axial (σ_1) hasta que se evidencie el inicio de la falla, Figura 18b. Cada prueba generará un círculo de Mohr, cuya tangente en común representa dicha envolvente.

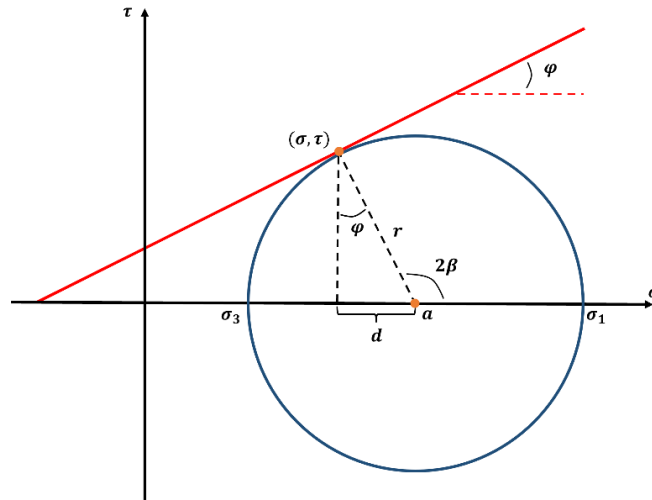
Para encontrar el punto de falla (σ, τ), se procede de la siguiente manera: primero es necesario definir el centro (a) y radio (r) de la circunferencia que representa el círculo de Mohr, Figura 19. Estos puntos están dados por:

$$a = \left(\frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} \right) \tag{22}$$

$$r = \left(\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \right) \tag{23}$$

Figura 19

Punto de falla (σ, τ) en el círculo de Mohr.



Nota. Tomado de Calderón, 2014, pp. 215.

De la figura anterior se puede deducir que:

$$\sigma = a - d \tag{24}$$

$$\tau = r \cos \varphi \tag{25}$$

$$d = r \sin \varphi \tag{26}$$

Finalmente, haciendo los respectivos reemplazos de ecuaciones, se obtiene:

$$\sigma = \left(\frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} \right) - \left(\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \right) \sin \varphi \tag{27}$$

$$\tau = \left(\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \right) \cos \varphi \tag{28}$$

Este criterio resume que, un material se fractura al superarse la región estable, delimitada por la envolvente de falla. Su gran ventaja es su sencillez, sin embargo, al representar un comportamiento lineal, se ve limitado al evaluar situaciones de la vida real, pues las rocas presentar un comportamiento no lineal durante la deformación ante un esfuerzo aplicado.

Criterio de Von Mises. Este criterio de resistencia es aplicable a materiales dúctiles. Bajo este criterio, un material no experimentará flujo en un punto específico a menos que la energía de distorsión por unidad de volumen en ese punto supere el valor de energía de distorsión por unidad de volumen que se alcanza durante el ensayo de tracción, que marca el punto de inicio de la fluencia del material (Mora et al., 2022). La falla ocurre, cuando el segundo esfuerzo deviatorio invariante (J_2), alcanza un valor crítico.

Tomando la ecuación para el segundo esfuerzo deviatorio invariante, y poniéndola en función de los esfuerzos principales, donde los esfuerzos tangenciales se anulan, se obtendría:

$$J_2 = \frac{1}{6} [(\sigma_x - \sigma_y)^2 + (\sigma_y - \sigma_z)^2 + (\sigma_z - \sigma_x)^2] + \tau_{xy}^2 + \tau_{yz}^2 + \tau_{zx}^2$$

$$J_2 = \frac{1}{6} [(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2] = \text{Constante} \quad (29)$$

Al evaluar la ecuación 29 para una muestra expuesta a una prueba triaxial, confinada, donde $\sigma_2 = \sigma_3$ y el esfuerzo aplicado, σ_1 , es mayor a los laterales, se puede obtener la siguiente ecuación, haciendo uso, además, de artificios matemáticos:

$$\sqrt{J_2} = \frac{1}{3} (\sigma_1 - \sigma_3) \quad (30)$$

Por otro lado, al considerar la ecuación del esfuerzo promedio en términos de esfuerzos principales la condición de confinamiento en prueba triaxial y el concepto de esfuerzo promedio efectivo (esfuerzo promedio menos presión de poro), se obtiene:

$$\sigma_m - P_o = \frac{1}{3} (\sigma_1 + 2\sigma_3) - P_o \quad (31)$$

Donde:

σ_m = Esfuerzo promedio

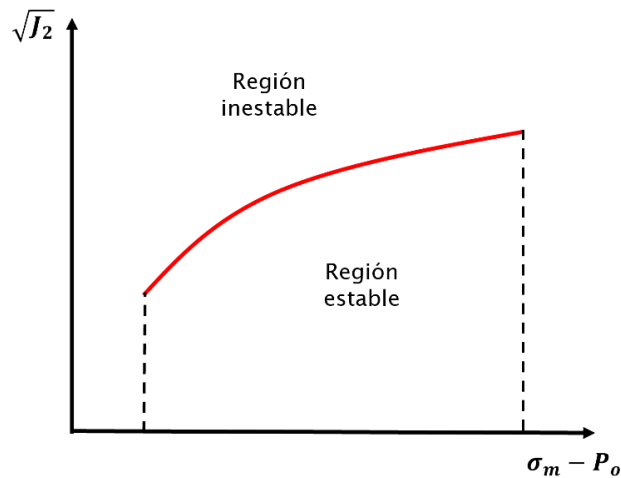
P_o = Presión de poro

σ_1 = Esfuerzo vertical aplicado

σ_3 = esfuerzo lateral de confinamiento

Figura 20

Gráfica del criterio de falla de Von Mises.



Nota. Tomado de Aadnoy y Looyeh, 2011, pp. 55.

Una vez definidas las ecuaciones, para estudiar el criterio de Von Mises, se debe realizar una gráfica del segundo esfuerzo deviatorio invariante, ecuación 30, vs esfuerzo promedio efectivo, ecuación 31, evaluado a diferentes valores de σ_1 y σ_3 . La curva resultante es la curva limitante o curva de falla, sobre la cual el material fallaría. Figura 20.

Criterio de Drucker Prager. En 1952, Drucker y Prager propusieron una expansión del criterio de Von Mises que consideró el efecto de la presión (Romero, 2014). La ecuación que define el criterio de Drucker Prager es la siguiente:

$$\sqrt{J_2} = \alpha I_2 + k \tag{32}$$

Donde:

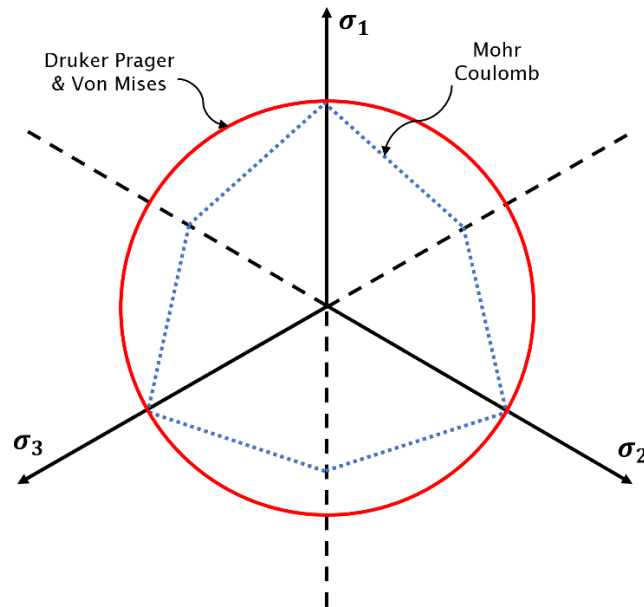
J_2 = Segundo esfuerzo deviatorio invariante

I_1 = Primer esfuerzo invariante

α y k = Constantes en función de la cohesión y el ángulo de fricción interna

Figura 21

Secciones transversales de las superficies de falla de los criterios de falla.



Nota. Tomado de Anandarajah, 2010, pp. 325.

En el caso de las constantes, éstas dependerán de cada caso en particular. Por ejemplo, dada la Figura 21, los valores de α y k están definidos por las siguientes ecuaciones:

$$\alpha = \frac{2 \operatorname{sen} \varphi}{\sqrt{3}(3 - \operatorname{sen} \varphi)} \quad (33)$$

$$k = \frac{6C \cdot \operatorname{cos} \varphi}{\sqrt{3}(3 - \operatorname{sen} \varphi)} \quad (34)$$

Donde:

C = Cohesión

φ = Ángulo de fricción interna

2.2 Flujo de fluidos y medios porosos

El flujo de fluidos en medios porosos es un concepto fundamental en la industria del petróleo y gas, dado que representa la base de todo el proceso productivo. Es en esencia, el movimiento de fluidos, como el petróleo, el gas, el agua o la mezcla de estos, a través de las formaciones rocosas que componen un yacimiento. Para que este fenómeno ocurra, se deben dar unas condiciones básicas, entre ellas encontramos la existencia de un espacio poroso y un diferencial de presión. Así mismo, se deben evaluar ciertas características importantes como la permeabilidad y las propiedades del fluido.

2.2.1 Diferencial de presión

La diferencia de presión entre dos puntos en el medio poroso impulsa el flujo de fluidos. Los fluidos se desplazan desde áreas de alta presión hacia áreas de baja presión. La presión se mide generalmente en psi (libras por pulgada cuadrada) o bares y es un factor crítico para determinar la dirección y la velocidad del flujo.

2.2.2 Medio poroso y porosidad

El medio poroso es el entorno físico en el que ocurre el flujo de fluidos. Se trata de una estructura rocosa compuesta por una matriz de pequeños espacios interconectados, conocidos como poros. Estos poros pueden variar en tamaño y forma, y actúan como conductos a través de los cuales los fluidos pueden moverse. Los yacimientos petroleros son ejemplos típicos de medios porosos, donde las rocas sedimentarias como la arenisca y la caliza contienen poros que almacenan hidrocarburos.

La porosidad, por su parte, puede ser definida como el porcentaje del volumen de la roca que puede contener fluidos. Matemáticamente se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca (Escobar, 2005).

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (35)$$

Donde:

V_p = Volumen poroso (espacios vacíos dentro de la roca o matriz).

V_t = Volumen total de la roca o matriz.

La porosidad inicial de una roca o cuerpo rocoso puede verse afectada por diversos procesos como la cementación y compactación del material rocoso, lo cual conduce a que algunos de los poros se aíslen, dando paso a una clasificación de la porosidad. Según esta interconexión presente entre los espacios vacíos en la roca, se distinguen tres categorías de porosidad: absoluta, efectiva y no efectiva.

Porosidad absoluta. Es la porosidad total de la roca, es decir, tiene en cuenta todos los espacios vacíos del material, tanto los conectados como los aislados.

Porosidad efectiva. Es la porosidad que tiene en cuenta solo los poros interconectados de la roca, por donde puede haber un flujo de fluidos. Aunque no es el único factor para medir la capacidad de flujo de una roca, sí es muy importante, pues de no haber conexión entre los espacios vacíos no puede darse dicho flujo.

Porosidad no efectiva. Es el volumen de espacios aislados de la roca o matriz. Matemáticamente es la diferencia entre la porosidad absoluta menos la porosidad efectiva.

Otra clasificación importante de la porosidad, necesaria para este contexto, es la que se da de acuerdo con tiempo en que se generaron los espacios vacíos de la roca.

Porosidad primaria. Es la porosidad que se generó en el momento en que los sedimentos se depositaron (Escobar, 2005). Por la geometría de la roca y la forma en que los granos se fueron agrupando, fueron dando lugar a espacios vacíos entre ellos.

Porosidad secundaria. Es la porosidad que se genera luego de la depositación de los sedimentos, perturbando y modificando la porosidad inicial. Puede ser generada por la disolución o fractura (artificial o natural) del material rocoso o durante el proceso de transformación de una roca en otra.

2.2.3 Permeabilidad

La permeabilidad es la capacidad del medio poroso de permitir el flujo de fluidos a través de él (Escobar, 2005). Es medida en unidades de darcies (D) o milidarcies (mD) y puede variar ampliamente según el tipo de roca. Las formaciones rocosas altamente permeables permiten un flujo rápido, mientras que aquellas de baja permeabilidad obstaculizan el movimiento de los fluidos. Las formaciones que permiten una fácil transmisión de los fluidos, como las areniscas, se caracterizan como permeables y generalmente presentan una abundancia de poros de mayor tamaño que están bien conectados. En contraste, las formaciones impermeables, como las lutitas y las limolitas, tienden a tener granos más finos o una mezcla de tamaños de grano, con poros más pequeños que son menos frecuentes o tienen una interconexión limitada (Schlumberger (SLB, 2012)). Esta propiedad puede ser clasificada en permeabilidad absoluta, efectiva y relativa, como sigue:

Permeabilidad absoluta (k). Es la permeabilidad medida cuando el medio poroso contiene un solo fluido, es decir, que este lo satura al 100%.

Permeabilidad efectiva (k_e). La permeabilidad efectiva es la habilidad de un fluido específico para fluir de manera preferencial en presencia de otros fluidos inmiscibles en el medio poroso. En yacimientos podemos encontrar relativas efectivas del petróleo (K_o), del agua (K_w) y del gas (K_g).

Permeabilidad relativa (k_r). La permeabilidad relativa se define como la proporción entre la permeabilidad efectiva de un fluido específico, con una saturación dada, y la permeabilidad absoluta de ese mismo fluido a su máxima saturación. Se puede definir con la ecuación:

$$k_r = \frac{k_e}{k} \quad (36)$$

Donde:

k_r = Permeabilidad relativa

k_e = Permeabilidad efectiva

k = Permeabilidad absoluta

Las permeabilidades relativas que se pueden definir son la permeabilidad relativa del petróleo (k_{ro}), del agua (k_{rw}) y del gas (k_{rg}).

2.2.4 Propiedades de los fluidos

Las características intrínsecas de los fluidos también juegan un papel importante en el flujo. La viscosidad, densidad y composición química de los fluidos influyen en la resistencia al flujo y, por lo tanto, en la capacidad de los fluidos para desplazarse a través del medio poroso.

2.2.5 Saturación de fluidos

La saturación es la proporción que indica cuánto del volumen de un medio poroso está ocupado por un fluido (agua, petróleo, gas). Teniendo en cuenta esta medida y la extensión del volumen poroso, es posible calcular de manera volumétrica la cantidad de fluido presente en una formación rocosa.

Matemáticamente, cada saturación puede ser definida de la siguiente manera:

$$\text{Saturación del aceite} = S_o = \frac{\text{Volumen ocupado por el petróleo}}{\text{Total volumen poroso del medio}} \quad (37)$$

$$\text{Saturación del agua} = S_w = \frac{\text{Volumen ocupado por el agua}}{\text{Total volumen poroso del medio}} \quad (38)$$

$$\text{Saturación del gas} = S_g = \frac{\text{Volumen ocupado por el gas}}{\text{Total volumen poroso del medio}} \quad (39)$$

Si se considera que el medio poroso está saturado por petróleo, agua y gas, la sumatoria de las saturaciones debe ser igual a 1.

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (40)$$

2.2.6 Movilidad

La movilidad es la relación entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de un fluido (SLB, 2012). Se representa por la ecuación (38).

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f} \quad (41)$$

Donde:

λ_f = Movilidad del fluido

k_f = Permeabilidad efectiva

μ_f = Viscosidad del fluido

En un proceso de flujo multifásico, existe una conexión entre las movilidades de los fluidos, que se denomina relación de movilidad (M). Esta relación generalmente se expresa como la relación entre el fluido desplazante y el fluido desplazado en el sistema.

$$M = \frac{\lambda_{f\cdot desplazante}}{\lambda_{f\cdot desplado}} \quad (42)$$

Donde:

M = Movilidad

$\lambda_{f\cdot desplazante}$ = Movilidad del fluido desplazante

$\lambda_{f\cdot desplado}$ = Movilidad del fluido desplazado

Ahora bien, si $M < 1$, quiere decir que el fluido desplazado se mueve con mayor facilidad.

Si $M = 1$, los dos fluidos tienen igual movilidad. Y si $M > 1$, el fluido desplazante es considerablemente más móvil que el fluido desplazado.

2.2.7 Ecuaciones que gobiernan el flujo de fluidos en medios porosos

Las ecuaciones que representan el flujo de fluidos en un medio poroso son altamente variadas y están condicionadas por varios factores, incluyendo el tipo de fluido involucrado, el régimen de flujo predominante y la geometría específica del yacimiento en cuestión (Ruíz, 2020). Básicamente, las ecuaciones necesarias para caracterizar el flujo de fluidos en un yacimiento involucran la ecuación de continuidad o conservación de masa, la ecuación de difusividad, representada por la Ley de Darcy, y la ecuación de estado (Naranjo & Soto, 2007).

Ley de Darcy. La ecuación de Darcy describe el flujo de fluidos a través de un medio poroso y se basa en la ley de la viscosidad de Darcy. Esta ecuación relaciona la velocidad del flujo (q) con el gradiente de presión (∇P) y las propiedades del medio poroso, como la permeabilidad (k) y las propiedades del fluido, como la viscosidad (μ). “Para flujo lineal la ley de Darcy dice que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional a la viscosidad” (Escobar, 2005, p.54).

$$v = \frac{k\rho}{\mu} \frac{d\phi}{dL} \quad (43)$$

La ecuación 43 se aplica tanto a flujos inclinados u horizontales. Permite entender que para que haya flujo entre dos puntos de un medio poroso debe haber un diferencial de presión, donde el flujo ocurrirá desde el punto de mayor presión al de menor presión (Colmont & Pinoargote, 2017). Al integrar y considerando un flujo horizontal e incompresible, la ley de Darcy se puede representar por la ecuación 44.

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{\Delta P}{L} \quad (44)$$

Donde:

q = Caudal o rata de flujo

k = Permeabilidad absoluta del medio poroso

μ = Viscosidad del fluido

ΔP = Diferencial de presión

L = Distancia recorrida por el fluido

Esta ecuación permite deducir que la permeabilidad absoluta (k) es una característica intrínseca del medio poroso y no depende de las propiedades del fluido en sí. Por ejemplo, cuando observamos cómo cambian las condiciones de flujo, podemos ver que si aumentamos la tasa de flujo (Q) del fluido, la caída de presión (ΔP) también aumenta. Esto significa que, a mayor flujo, se necesita una mayor fuerza para que el fluido se mueva a través del medio poroso. Sin embargo, esta variación en la caída de presión se debe principalmente a la viscosidad del fluido y la tasa de flujo, no a la permeabilidad del medio poroso en sí. La permeabilidad permanece constante en este caso. De manera similar, si aumentamos la longitud (L) del medio poroso para el mismo cambio

de presión (ΔP), veremos que la tasa de flujo (Q) disminuirá. Nuevamente, la permeabilidad (k) del medio poroso no cambia.

Ecuación de continuidad. Se basa en el principio de conservación de la masa, la cual establece que la tasa de cambio de masa de fluido en un volumen dado es igual a la tasa neta de flujo de entrada y salida de ese volumen. En otras palabras, describe cómo la cantidad de fluido en un volumen dado varía con el tiempo. En la mecánica de fluidos, la ecuación de continuidad es una ecuación de conservación de masa, también conocida como la primera ecuación de Euler (SGCG, 2011).

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = \nabla \cdot (\rho v) = S \quad (45)$$

Donde:

ρ = Densidad del fluido

t = Tiempo

v = Velocidad del fluido

ΔP = Diferencial de presión

L = Distancia recorrida por el fluido

Ecuaciones de Estado. Las ecuaciones de estado relacionan las propiedades del fluido, como la presión, la temperatura y la densidad, en función de las condiciones termodinámicas. Estas ecuaciones son fundamentales para determinar cómo se comportan los fluidos bajo diferentes condiciones de presión y temperatura en el yacimiento.

3. Modelos de Simulación en la Suite CMG

Con el fin de comprender cómo el software CMG modela el flujo de fluidos en medios porosos, se realizó una revisión detallada de los simuladores que componen la suite Computer Modelling Group. Esta revisión incluye las características principales de los simuladores, el tipo de fluido que permite simular y las ecuaciones que rigen dicho proceso. Específicamente se abordan los simuladores IMEX, GEM y STARS.

3.1 Generalidades del software CMG

El software CMG se especializa en la simulación y modelamiento de yacimientos de petróleo y gas. Entre sus características y capacidades destacadas se incluye la posibilidad de crear modelos geológicos tridimensionales detallados de los yacimientos, que abarcan aspectos como la geometría, la distribución de las capas geológicas, la configuración de poros y fracturas, entre otros. Además, ofrece la capacidad de simular y definir las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento, tales como la densidad, viscosidad, saturación de agua, el comportamiento de las fases y su composición química.

El software también brinda la capacidad de simular el flujo de fluidos en el yacimiento mediante la aplicación de avanzados métodos numéricos. Esto permite modelar procesos de flujo multifásico, transferencia de calor, migración de fluidos e interacción entre pozos y formaciones de manera precisa. CMG también facilita la optimización de la producción mediante la realización de análisis de sensibilidad, simulación de escenarios alternativos, evaluación de técnicas de recuperación mejorada y optimización en la ubicación y diseño de pozos. Además, una característica importante de CMG es su capacidad para visualizar y analizar datos de manera intuitiva. Ofrece herramientas gráficas y estadísticas que facilitan la comprensión del

comportamiento de diversas variables evaluadas, como la presión, la producción, la inyección, entre otras. (Reservoir Solutions, 2023).

3.2 Simulador GEM

GEM es un simulador compositivo de ecuaciones de estado (EOS), que se especializa en el modelado de yacimientos composicionales, químicos y no convencionales. Ideal para procesos de recuperación mejorada, captura y almacenamiento de carbono, la creación de fracturas hidráulicas, la representación del flujo de fluidos en la matriz y en las fracturas, entre muchos otros aspectos. Un aspecto importante de este simulador es que cuenta con un módulo basado en elementos finitos acoplado iterativamente para un cálculo preciso de los efectos geomecánicos.

3.2.1 Modelo de fluidos en GEM

En cuanto al modelo de fluido, generalmente se pueden utilizar dos tipos de componentes:

Componentes del programa: Componentes cuyas propiedades se toman de la base de datos interna de propiedades de componentes de GEM. GEM mantiene datos de más de 60 componentes que se encuentran comúnmente en la simulación de yacimientos.

Componentes de usuario: Componentes cuyas propiedades no se toman de la base de datos de GEM y cuyas propiedades son ingresadas por el usuario. Este tipo de componente se utiliza normalmente cuando las propiedades de un componente del fluido no coinciden con las de los componentes del programa.

Todas las propiedades de la fase de hidrocarburos se calculan mediante una ecuación de estado (EOS). Las propiedades básicas necesarias para los cálculos de EOS son las propiedades críticas de cada componente y los coeficientes de interacción (D_{ij}) de cada par de componentes. Las propiedades críticas (p_c y T_c) generalmente no se conocen para los componentes del usuario. Se pueden estimar internamente en GEM mediante el uso de correlaciones integradas basadas en

otras propiedades como S_g , T_b y MW . GEM proporciona varias correlaciones seleccionadas por la palabra clave *CRIT (CMG, 2023).

3.2.2 Ecuaciones gobernantes

Las ecuaciones de flujo se discretizan utilizando el método implícito adaptativo (Collins et al, (1992), Thomas y Thurnau, (1983), Nghiem y Li, (1989)) porque i abarca tanto el método de transmisibilidad explícita como el método totalmente implícito como casos particulares. Las ecuaciones, variables y método de solución que se presentan son variaciones del enfoque de Collins et al, (1992).

Ecuaciones de flujo. Las ecuaciones en diferencias finitas del balance de materia para los componentes de las fases de petróleo y gas, y para el componente de agua son:

$$\psi_i \equiv \Delta T_o^m y_{io}^m (\Delta P^{n+1} - \gamma_o^m \Delta D) + \Delta T_g^m y_{ig}^m (\Delta P^{n+1} + \Delta P_{cog}^m - \gamma_g^m \Delta D) + q_i^m - \frac{V}{\Delta t} [N_i^{n+1} - N_i^n] = 0 \quad i = 1, \dots, n_c \quad (46)$$

$$\psi_{n_{c+1}} \equiv T_w^m (\Delta P^{n+1} - \Delta P_{cwo}^m - \gamma_w^m \Delta D) + q_{n_{c+1}}^m - \frac{V}{\Delta t} [N_{n_{c+1}}^{n+1} - N_{n_{c+1}}^n] = 0 \quad (47)$$

Donde N_i ($i = 1, \dots, n_c$), denota los moles del componente i por unidad de volumen del gridblock y $N_{n_{c+1}}$, denota los moles de agua por unidad de volumen del gridblock. Todos los demás símbolos están definidos en la nomenclatura. Este método asume que no existe transferencia de masa entre las fases de hidrocarburos y agua. Los superíndices n y $n + 1$, denotan respectivamente el nivel de tiempo antiguo y actual. El superíndice m hace referencia a n para bloques explícitos y $n + 1$ para bloques totalmente implícitos. En GEM, el término explícito se refiere a bloques con transmisibilidades explícitas donde solo la presión se trata implícitamente.

N_i está relacionado con la densidad, las saturaciones y la composición de la fase porosa, como sigue:

$$N_i = \phi(\rho_o S_o y_{io} + \rho_g S_g y_{ig}) \quad i = 1, \dots, n_c \quad (48)$$

$$N_{n_c+1} = \phi \rho_w S_w \quad (49)$$

Ecuaciones de equilibrio de fases. Si el sistema de hidrocarburos está en la región de dos fases en un p, T y $N_i (i = 1, \dots, n_c)$, las composiciones y divisiones de las fases se pueden obtener resolviendo la ecuación de equilibrio termodinámico.

$$g_i = \ln(f_{ig}) - \ln(f_{io}) = 0 \quad i = 1, \dots, n_c \quad (50)$$

para N_{ig} , los moles del Componente i en la fase gaseosa. Los moles del Componente i en la fase líquida, N_{io} , se pueden obtener de:

$$N_{io} = N_i - N_{ig} \quad i = 1, \dots, n_c \quad (51)$$

$$N_{io} = N_i -$$

Ecuaciones de saturación. Las saturaciones están relacionadas con N_i y $\rho_m (m = o, g, w)$ mediante la siguiente ecuación:

$$S_w = N_{n_c+1} / (\phi \rho_w) \quad (52)$$

$$S_o = (1 - S_w) \frac{N_o / \rho_o}{N_o / \rho_o + N_g / \rho_g} \quad (53)$$

$$S_g = (1 - S_w) \frac{N_g / \rho_g}{N_o / \rho_o + N_g / \rho_g} = 1 - S_w - S_o \quad (54)$$

Ecuaciones de consistencia de moles o volúmenes. A partir de la definición de $N_i (i = 1, \dots, n_c + 1)$, se puede escribir:

$$\psi_p \equiv \sum_{i=1}^{n_c+1} N_i^{n+1} - \phi^{n+1} (\rho_o S_o + \rho_g S_g + \rho_w S_w)^{n+1} = 0 \quad (55)$$

La ecuación (55) fuerza la coherencia entre el Ni y las densidades, saturaciones y porosidades. Puede ser reescrita como:

$$\psi_p \equiv \frac{\sum_{i=1}^{n_c+1} N_i^{n+1}}{(\rho_o S_o + \rho_g S_g + \rho_w S_w)^{n+1}} - V\phi^{n+1} = 0 \quad (56)$$

El primer término de la ecuación (56) es el volumen ocupado por los fluidos (petróleo, gas, agua) y el segundo término es el volumen de los poros. Por tanto, fuerza la coherencia entre el volumen del fluido y el volumen de los poros. ACS et al, (1985) y Watts (1986) se refieren a una ecuación similar como ecuación de balance de volumen.

Enfoque de cálculo flash desacoplado. Las ecuaciones anteriores forman un sistema de ecuaciones no lineales $n_b(2n_c + 2)$ que, en principio, se pueden resolver para las variables $(p, N_i, \dots, N_{n_c+1}, N_{1g}, \dots, N_{n_cg})_k^{n+1}$, para $k = 1, \dots, N_b$. Donde N_b es el número de gridblocks. Este enfoque se denominará enfoque de solución simultánea.

Para aliviar la complejidad asociada con la solución simultánea de todas las ecuaciones gobernantes, Collins et al, (1992) desacoplaron las ecuaciones de equilibrio de fases y las resolvieron en un bucle interno. La técnica utilizada en GEM es una variación de su enfoque y se denominará enfoque de cálculo flash desacoplado. Las ecuaciones y variables primarias del gridblock k son:

$$F_k = (\psi'_p, \psi_1, \dots, \psi_{n_c+1})_k^T \quad \mathbf{k} = \mathbf{1}, \dots, \mathbf{n}_b \quad (57)$$

$$X_k = (P^{n+1}, N_1^{n+1}, \dots, N_{n_c+1}^{n+1})_k^T \quad \mathbf{k} = \mathbf{1}, \dots, \mathbf{n}_b \quad (58)$$

Después de cada iteración newtoniana de X , la ecuación de equilibrio de fases se resuelve hasta alcanzar la convergencia.

El enfoque adoptado aquí separa la tarea de resolver las ecuaciones de consistencia y flujo de la de resolver las ecuaciones de equilibrio de fases. Esta es una característica deseable porque los cálculos flash están localizados en un módulo que se puede desarrollar de forma independiente. También permite el uso de diferentes técnicas de cálculo (por ejemplo, el método de Newton, el método cuasi-Newton, QNSS) y la fácil implementación de procedimientos de prueba de estabilidad.

Es posible que este enfoque de cálculo flash desacoplado no sea tan eficiente como el enfoque de solución simultánea para sistemas con comportamiento de fase simple, pero proporciona flexibilidad adicional en la implementación de algoritmos flash más robustos para sistemas complejos. También permite la capacidad de repetir los cálculos flash para gridblocks donde se obtiene convergencia a fases poco realistas o metaestables. El enfoque de solución simultánea puede requerir una repetición del paso de tiempo. Se debe tener en cuenta que el enfoque de cálculo instantáneo desacoplado impone el equilibrio termodinámico entre el petróleo y el gas en cada iteración, mientras que, en el enfoque de solución simultánea, el equilibrio solo se satisface después de la convergencia del paso de tiempo (CMG, 2023). Considérese la siguiente nomenclatura para las ecuaciones ya expuestas:

| | | | |
|----------|---|-----------|---|
| D | Profundidad | N_i | Moles de componente i por unidad de volumen de bloque |
| f_{ij} | Fugacidad del componente i en la fase j | p | Presión |
| F | Función | P_{cog} | Presión capilar de petróleo y gas |
| g | Función de equilibrio de fase | P_{cwo} | Presión capilar agua-aceite |
| n_b | Número de gridblocks | q | Tasa de inyección/producción |
| n_c | Número de componentes | | |

| | | | |
|-------------|--|---------|--------------------|
| t | Tiempo | ψ | Función |
| T_j | Transmisibilidad de la fase j | k | Nivel de iteración |
| V | Volumen del gridblock | n | Nivel anterior |
| y_{ij} | Fracción molar del componente i en la fase j | $n + 1$ | Nuevo nivel |
| Γ | gravedad específica de flujo | i | Coponente |
| Δt | Pasos de tiempo | j | Fase |
| ρ_m | Densidad molar de la fase m | o | Aceite |
| \emptyset | Porosidad | g | Gas |
| | | w | Agua |

3.3 Simulador IMEX

IMEX es un simulador multifásico, térmico de petróleo negro y no convencional con términos de gravedad y capilaridad. Básicamente, modela procesos de recuperación primaria y secundaria en yacimientos convencionales y no convencionales.

3.3.1 Modelo de fluidos en IMEX

El modelo proporciona veintiún modelos de fluidos bajo los marcos de petróleo negro, petróleo-agua y gas-agua para petróleos subsaturados y saturados, petróleos volátiles, condensados de gas, sistemas de fluidos de yacimientos de gas secos y húmedos, y permite combinaciones de los siguientes sistemas secundarios procesos:

Pseudomiscible (S). Modela procesos miscibles de primer contacto y de múltiples contactos (*PVTS, *OMEGA_OST, *OMEGASG). Puede modelar disolvente en la fase acuosa y también perseguir gas.

Polímero (P). Modela la adsorción de rocas, el volumen de poros inaccesibles y los factores de resistencia (*PADSORP, *PPERM o *POLYROCK), dispersión física (*DISPI,

*DISPJ, *DISPK), mezclado por viscosidad (*PMIX) y mezclado incompleto (* OMEGA_PW), efectos de corte (*SHEARTHIN, *SHEARTHICK), degradación (*POLY-DEGR) y salinidad (*PVISC, *PVISCSALT) sobre la viscosidad.

Seawater (T). Rastrea la inyección de seawater dentro del yacimiento (*SVISC, *PVTSEAWAT, *DENSEAWAT, *SEAWATCON, *RESWATCON), junto con un modelo de deposición a escala/productividad de pozo (*SCLDPS, *SCLDMG, *SCLTBL-WELL, *SCLTBL-CAPA, *SCLRMV-POZO, *SCLRMV-CAPA).

Seguimiento API (L). Modela yacimientos con gradientes composicionales (*PVTAPI, *APIGRAD, *API, *APIT, *APIGRAD, *BOTAPI, *VOTAPI). El petróleo se divide en dos componentes. Las propiedades del aceite son funciones de la composición, así como de la presión y la presión del punto de burbuja (CMG, 2023).

3.4 Simulador STARS

STARS es un simulador de procesos térmicos y avanzados, es decir, de recuperación mejorada de petróleo que involucra vapor, solventes, aire y productos químicos. Permite el modelamiento, con alta precisión, de la física de todos los procesos de recuperación in situ: SAGD, ES-SAGD, CSS, Steamflood, VAPEX, combustión in situ, inyección de espuma, emulsiones, geles, EOR químico, EOR microbiano, inundación de agua de baja salinidad, etc. (CMG, 2023).

3.4.1 Modelo de fluidos en STARS

Las opciones disponibles para las propiedades de los fluidos y las palabras clave relacionadas para el modelamiento en STARS involucran:

Componentes del agua. El agua es un componente estándar y los valores predeterminados internos están disponibles para valores K, densidad, viscosidad y capacidad calorífica de vapor-líquido. El modelo térmico STARS permite otros componentes además del agua en la fase acuosa.

Componentes del aceite. Los componentes del petróleo son de dos tipos: un componente puro consta de una sola especie molecular, como un hidrocarburo o un hidrocarburo gaseoso soluble. Un pseudocomponente es un grupo de especies moleculares, agrupadas y con una distribución fija. Un ejemplo es el componente de petróleo muerto en un modelo de petróleo negro, que generalmente incluye todas las especies de hidrocarburos excepto CH₄.

Componentes de gases. Los componentes del gas son aquellos que normalmente forman la fase gaseosa en condiciones estándar, como la solución gaseosa y el aire, y normalmente tendrán valores K superiores a uno. Un gas condensable es un componente gaseoso que es soluble en una fase líquida, mientras que un gas no condensable es aquel cuya solubilidad en líquido es lo suficientemente pequeña como para ignorarla.

Componentes adsorbidos o atrapados. Un componente adsorbido es un componente no móvil que está en equilibrio con sus homólogos en fase fluida. Esta relación de equilibrio se expresa como una isoterma de adsorción (dependiente de la temperatura) que describe la cantidad adsorbida en función de una composición de fase fluida específica. En esencia, la isoterma de adsorción actúa como un valor K de fase fluido-sólido.

Componentes sólidos. Tradicionalmente, un componente sólido suele ser el combustible de coque sólido depositado en la roca cuando las partes pesadas del petróleo se craquean a temperaturas más altas.

3.4.2 Ecuaciones gobernantes

El término de flujo del componente i entre dos regiones es:

$$\rho_w v_w w_i + \rho_o v_o x_i + \rho_g v_g y_i + \phi \rho_w D_{wi} \Delta w_i + \phi \rho_g D_{gi} \Delta y_i + \phi \rho_o D_{oi} \Delta x_i \quad (59)$$

El término de flujo de energía entre dos regiones es:

$$\rho_w v_w H_w + \rho_o v_o H_o + \rho_g v_g H_g + K \Delta T \quad (60)$$

Los caudales volumétricos son:

$$v_j = T \left(\frac{K_{rj}}{\mu_j r_j} \right) \Delta\Phi_j \quad j = w, o, g \quad (61)$$

Aquí, T es la transmisibilidad entre las dos regiones, teniendo en cuenta el área de la sección transversal el espacio entre nodos y otras consideraciones geométricas (Por ejemplo, bloques de malla parciales), así como la permeabilidad en la interfaz. Por tanto, las unidades de trasmisibilidad son:

$$\left(\frac{A}{T} \right)^{eff} k^{eff} \quad (62)$$

Se utiliza un sistema de cuadrícula centrada en bloques (Rubin & Lloyd Buchanan, 1985). La permeabilidad efectiva K es una media armónica ponderada por área de la permeabilidad absoluta en las dos regiones, correcta para mallas rectangulares, radiales y de espesor variable. D_{ij} ($j = w, o, g$) son las dispersabilidades de los componentes en las tres fases y son de nuevo el producto de los factores geométricos y los coeficientes de dispersión de los componentes, con unidades:

$$\left(\frac{A}{T} \right)^{eff} D_{ji}^{eff} \quad (63)$$

Los coeficientes de dispersión efectivos en la interfaz son la media geométrica (Raíz cuadrada del producto) de los coeficientes de dispersión introducidos para las dos regiones. K es la transmisibilidad térmica en la interfaz entre las dos regiones, con unidades:

$$\left(\frac{A}{T} \right)^{eff} \lambda^{eff} \quad (64)$$

La conductividad térmica efectiva en la interfaz es la media armónica de las dos regiones, es decir, la resistencia a la conducción del calor es en serie. El potencial en un nodo de la cuadrícula es $\Phi_j = p_j - \lambda_{jgh}$. La diferencia de potencial $\Delta\Phi_j$ es el valor en el nodo de la región adyacente

menos el valor en el nodo de la región de interés actual. Un valor positivo de $\Delta\Phi_j$ representa entrada, un valor negativo da salida. Las diferencias de concentración $\Delta w_i, \Delta z_i, \Delta y_i$ son las diferencias en las concentraciones de fase entre los nodos, siguiendo la misma convención de signos que $\Delta\Phi$. Si una fase no está presente en uno de los bloques adyacentes, la diferencia de concentración se fija en cero (No hay transporte dispersivo). ΔT es la caída de temperatura entre los nodos.

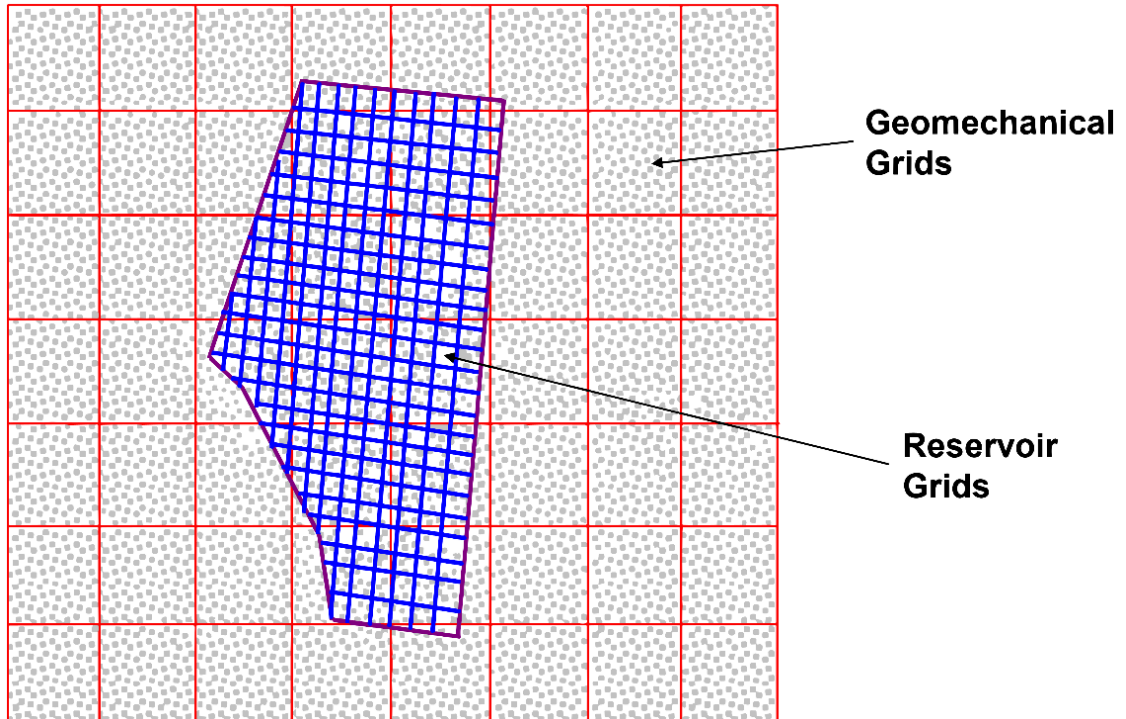
3.5 Sistema de doble malla (Dual Grip)

El sistema de malla doble en el software Computer Modelling Group es una herramienta avanzada que brinda la capacidad de crear dos mallas independientes para abordar el flujo de fluidos (yacimientos) y la malla geomecánica de manera simultánea, permitiendo lo siguiente:

- **Reducción del tiempo computacional.** Esto se logra al enfocar los recursos de cálculo en la malla de flujo de fluidos y al permitir la reducción del tamaño de las celdas en la malla geomecánica.
- **Mallas independientes.** Es factible comparar y analizar por separado tanto la malla geomecánica como la malla de flujo de fluidos en el simulador RESULTS, lo que facilita la generación de gráficos y la evaluación de parámetros específicos para cada una de las mallas creadas.

Figura 22

Proceso gráfico de acople entre la malla de yacimiento y la malla geomecánica



Nota. Tomado del Manual de Usuario de CMG, 2023.

En la Figura 22 se observa, en color rojo, la representación de la malla geomecánica, mientras que, en azul, se aprecia la afinación de la malla de flujo de fluidos. Es importante notar que dentro de la malla geomecánica existen celdas que también forman parte de la malla de flujo de fluidos. Esto implica que el simulador debe realizar cálculos adicionales para resolver las ecuaciones geomecánicas y asignar valores a cada nodo. La malla geomecánica es independiente de la forma y dimensiones de la malla de flujo de fluidos, lo que puede resultar en una disminución significativa del tiempo computacional. Cuando la malla geomecánica tiene dimensiones reducidas, se requiere menos poder de cómputo para resolver las ecuaciones que gobiernan tanto

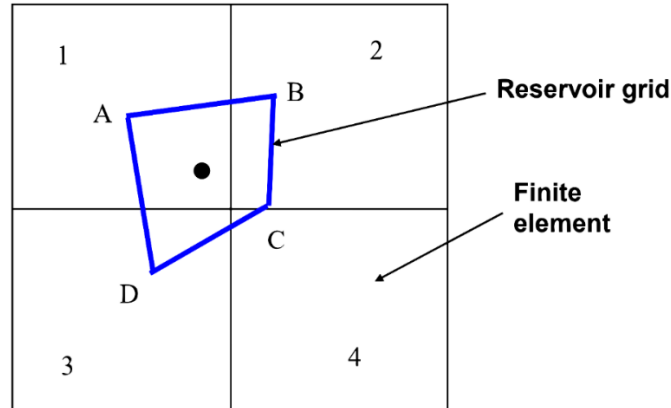
el flujo como la geomecánica. En simulaciones no anisotrópicas, se ha observado que las variaciones son mínimas en comparación con un gasto computacional mayor.

En lo que respecta a la resolución de la malla geomecánica, esta se lleva a cabo por cada una de las esquinas o nodos del bloque, mientras que la malla de flujo de fluidos se resuelve en el centro de la celda. La malla geomecánica se basa en un modelo de elementos finitos, mientras que la malla de flujo de fluidos se resuelve mediante el método de diferencias finitas.

La Figura 23 muestra la interacción entre la malla geomecánica y la malla de flujo de fluidos. Se puede observar que los centros de algunas celdas de la malla de flujo de fluidos se encuentran dentro de las celdas de la malla geomecánica.

Figura 23

Interacción entre la malla geomecánica y la malla de flujo de fluidos.

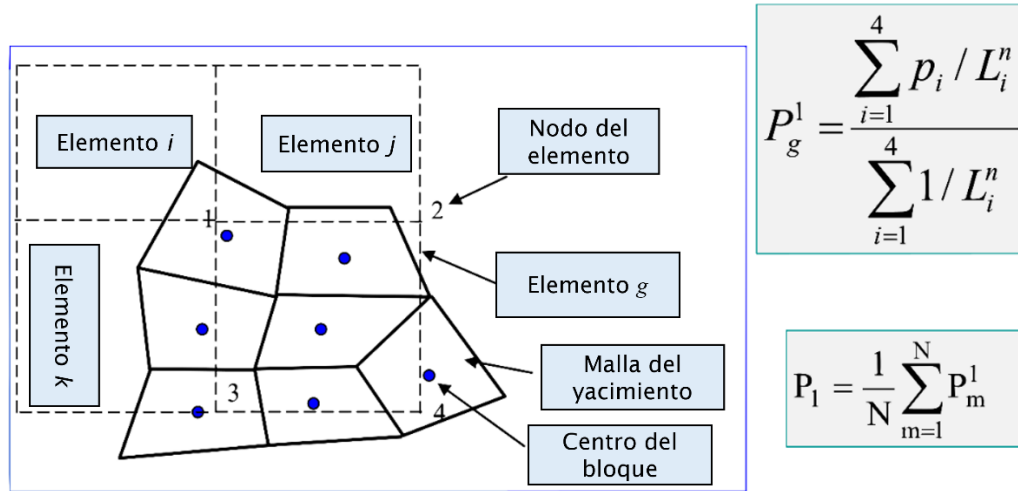


Nota. Tomado del Manual de Usuario de CMG, 2023.

Estos puntos representan los centros de las celdas en la malla de flujo de fluidos, y el simulador los utiliza para calcular las ecuaciones de presión y realizar una sumatoria navegando por la malla geomecánica. La malla geomecánica se resuelve bloque por bloque hasta completar toda la malla del sistema geomecánico.

Figura 24

Discretización de los métodos de elementos y diferencias finitas.

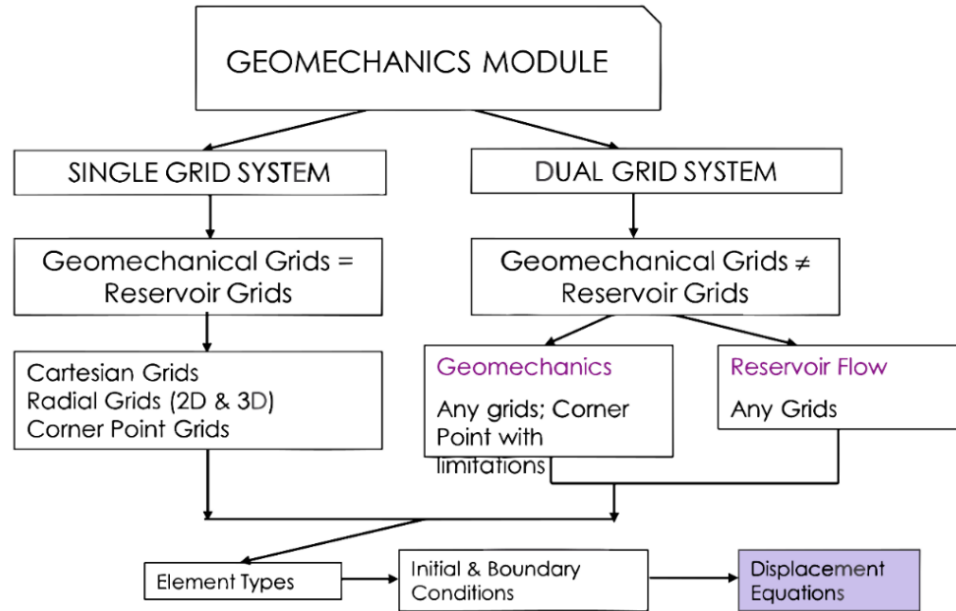


Nota. Tomado del Manual de Usuario de CMG, 2023.

Se debe considerar que, a pesar de que una significativa porción del volumen de la celda de flujo de fluidos se superpone con la malla geomecánica, únicamente se evalúan aquellos escenarios en los cuales el centro de la celda de flujo de fluidos reside dentro de la malla geomecánica. Esta selección es esencial antes de llevar a cabo las sumatorias pertinentes a las ecuaciones de presión del flujo de fluidos durante las simulaciones numéricas. De esta manera, la presión emerge como el parámetro crítico que facilita la conexión entre ambas mallas.

Figura 25

Discretización de los métodos de elementos y diferencias finitas.



Nota. Tomado de CMG 2023

Ahora, para definir cuándo utilizar un sistema de malla doble o malla única, se debe tener en cuenta que el sistema de malla única es adecuado cuando la malla geomecánica es idéntica a la malla de flujo de fluidos. Este enfoque funciona de manera óptima cuando se utilizan mallas tipo cartesiana, radial o corner point grid. Por otro lado, el sistema de malla doble implica que la malla geomecánica difiere de la malla de flujo de fluidos. Si la malla de flujo de fluidos incluye modelamientos complejos de reactivación de fallas que pueden resultar en solapamientos entre celdas, se recomienda simplificar la malla geomecánica, por ejemplo, utilizando una malla cartesiana. Sin embargo, en general, la malla geomecánica muestra un alto rendimiento en diversos tipos de mallas, y su flujo de simulación es eficiente. Desde el punto de vista del costo computacional, se recomienda el uso de la malla geomecánica, dado que el no realizar la creación

de una segunda malla para incluir los parámetros geomecánicos, genera una carga excesiva, pues el simulador duplica la malla de flujo de fluidos para la geomecánica.

3.6 Selección del simulador

Para llevar a cabo el presente proyecto de investigación, se optó por el uso del Software de Simulación proporcionado por la empresa Computer Modelling Group (CMG), esto por dos razones principales. En primer lugar, CMG destaca en la industria de los hidrocarburos debido a su Módulo especializado en Geomecánica. Este Módulo Geomecánico integra múltiples modelos de simulación que permiten una interconexión profunda y altamente rigurosa entre el flujo de fluidos en medios porosos y la Geomecánica. La suite de herramientas de simulación de CMG se caracteriza por su robustez al modelar los fenómenos fundamentales que se presentan en el ámbito de la explotación de hidrocarburos.

La segunda razón que respalda la elección del software CMG es la disponibilidad de licencias del software. Tanto la Universidad Industrial de Santander como el Grupo de Investigación en Estabilidad de Pozos cuentan con todas las licencias necesarias para la construcción de un flujo de trabajo óptimo y la capacidad de llevar a cabo una modelación detallada del flujo de fluidos en medios porosos. Esta disponibilidad de licencias garantiza la viabilidad y la eficiencia del proyecto de investigación en cuestión, al proporcionar acceso completo y autorizado a las herramientas y recursos para de esta manera realizar un análisis ingenieril y preciso con relación a las operaciones de simulación de yacimientos y geomecánica.

4. Simulación numérica

Para evaluar la incidencia de la geomecánica en el flujo de fluidos en el yacimiento, se diseñó un modelo de simulación que me permite acoplar estos procesos haciendo uso de mallas independientes, pero con influencias entre sí. Primero, se definió y construyó el modelo de flujo de fluidos, partiendo de datos de campo de un pozo productor específico con un historial de producción dado. Seguido, se diseñó el modelo geomecánico con valores encontrados en la literatura aceptados para las propiedades geomecánicas y los esfuerzos en el tipo de roca seleccionado. Una vez definidos los modelos, se hizo el acople de estos y se procedió a correrlos en el simulador GEM, para posteriormente evaluar la tendencia generada por la curva de producción y poder observar las variaciones en su trayectoria, de acuerdo con el caso base planteado.

4.1 Modelo de Flujo de Fluidos

Como ya se mencionó, el primer paso en la creación del modelo acoplado de geomecánica y flujo de fluidos en medios porosos es el planteamiento y diseño del modelo conceptual de flujo de fluidos. Para ello, fue necesario recurrir a fuentes bibliográficas específicas que aportaron los datos requeridos en la simulación. Estos fueron obtenidos del artículo de investigación SPE 165315 “Production decline and numerical simulation model analysis of the Eagle Ford shale oil play”. Así mismo, se hizo uso de los simuladores Builder y GEM presentes en la interfaz del software CMG (Computer Modelling Group), versión 2023.10, donde se diseñó y corrió el modelo.

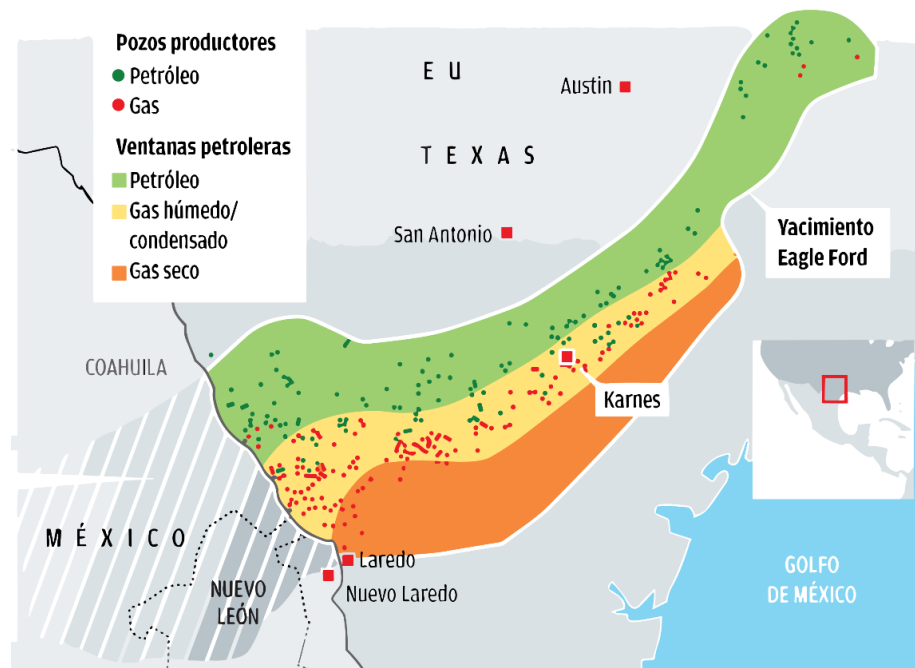
4.1.1 Caso base: Formación Eagle Ford

Eagle Ford es una formación Shale de roca generadora ubicada en la cuenca Maverick en Texas, EE. UU. Tiene una extensión aproximada de 644 km de largo por 80 km de ancho. Su

profundidad mínima es de 2500 pies y máxima de 14000 pies, con un rango de espesor que oscila entre los 20 y 500 pies. La porosidad de la matriz varía entre 5 y 14%, la permeabilidad entre 40 y 1300 nD y el contenido de materia orgánica (TOC), entre 0.7 y 9.2%. (Wang y Liu, 2011). El gradiente de presión presenta un comportamiento que va desde 0.43 psi/ft hasta 0.65 psi/ft (Vassilellis et al, 2010). La saturación de en la roca tiene un aproximado de 20 a 40% y presenta una alta compresibilidad del volumen poroso inflexible (Orangi et al, 2011).

Figura 26

Extensión de la formación Eagle Ford



Nota. Tomado de Energy Information Administration (EIA), 2014.

La formación Eagle Ford es productiva tanto en gas como en petróleo y presenta características particulares. Esta formación se compone principalmente de caliza con un alto contenido de arcilla y una proporción muy baja de cuarzo. Debido a su composición, tiende a ser menos frágil, lo que se refleja en su Módulo de Young (E) de alrededor de 2×10^6 psi. Esto implica

que no muestra una cantidad significativa de fracturas naturales visibles, aunque pueden existir microfracturas. Esta característica sugiere que mantener un equilibrio de presión en la red de poros podría ser necesario para controlar las pequeñas deformaciones de fractura a lo largo de planos de estratificación débiles y fisuras durante el proceso de estimulación de la formación (Stegent et al, 2010).

Tabla 4

Rangos de Módulo de Young y Relación de Poisson para Eagle Ford

| Parámetro | Valor mínimo | Valor máximo |
|-----------------------|----------------------|----------------------|
| Módulo de Young (psi) | 1.50x10 ⁶ | 7.50x10 ⁶ |
| Relación de Poisson | 0.25 | 0.27 |

Nota. Tomado de Stegent et al, 2010.

4.1.2 Construcción del Modelo de Flujo de Fluidos

Tabla 5

Parámetros iniciales del yacimiento.

| Parámetros del Yacimiento | Valor |
|--|----------|
| Porosidad Matriz (Fracción) | 0.04 |
| Porosidad de la fractura natural (fracción) | 0.001 |
| Permeabilidad de la matriz absoluta (mD) | 0.00009 |
| Permeabilidad de la fractura natural (mD) | 0.0004 |
| Numero de fracturas naturales (por cada 20 ft) | 1 |
| Espesor del yacimiento (ft) | 139 |
| Compresibilidad del Shale (1/psi) | 5.00E-06 |
| Saturación inicial de agua | 0.3 |
| Presión del yacimiento (psi) @ 0.43 psi/ft | 4500 |

Nota. Tomado de Agboada & Ahmadi, 2013, p.22.

Características de la malla. La malla generada para la matriz de flujo de fluidos es una malla cartesiana. Cuenta con 18 celdas en la dirección i, 5 celdas en la dirección j y 1 celda en la dirección k, para una densidad de enmallado de 90 celdas. Las longitudes del enmallado son 5494.42 ft en i, 3640 ft en j y 139 ft en k. Las propiedades de la matriz que se le asignan a la malla de flujo de fluidos se relacionan en la tabla 5.

Tabla 6

Condiciones del fracturamiento hidráulico.

| Condiciones de fracturamiento | Valor |
|---|-------|
| Permeabilidad de la fractura hidráulica (mD) | 83300 |
| Espaciamiento de la fractura hidráulica (ft) | 200 |
| Longitud media de la fractura hidráulica (ft) | 500 |
| Ancho de la fractura hidráulica (ft) | 0.001 |
| Conductividad de la fractura hidráulica (mD-ft) | 83.3 |
| Numero de fracturas hidráulicas (por cada 200 ft) | 18 |

Nota. Tomado de Agboada & Ahmadi, 2013, p.22.

Tabla 7

Datos de la formación y la fractura para el campo Burleson County.

| MD (ft) | TVD (ft) | Espesor (ft) | Longitud lateral (ft) | Intervalo de fractura | GOR (scf/stb) | API | Área (acres) |
|---------|----------|--------------|-----------------------|-----------------------|---------------|------|--------------|
| 13558 | 9016 | 139 | 3640 | 8877-9016 | 520 | 42.1 | 459.13 |

Nota. Tomado de Agboada & Ahmadi, 2013, p.22.

Las condiciones iniciales del yacimiento son perturbadas por la acción de un fracturamiento hidráulico que da paso a nuevas condiciones de porosidad y permeabilidad, Tabla 6. La opción de doble permeabilidad brinda la capacidad de definir tanto la porosidad de la matriz como la porosidad de la fractura para cada bloque de la malla, siempre y cuando la matriz esté conectada a la fractura en el mismo bloque de la malla. Además, las porosidades de fractura están

interconectadas con las porosidades de fractura en bloques adyacentes, y lo mismo ocurre con las porosidades de matriz en bloques contiguos. Esta configuración permite modelar de manera precisa la comunicación entre las porosidades de matriz y fractura.

Tablas de Permeabilidades Relativas. Para la generación de las curvas de permeabilidades relativas, perteneciente al Shale Play objeto de investigación, se implementaron los end points presentados en la Tabla 8.

Tabla 8

End points para el tipo de roca.

| End point | Valor (Fracción) |
|----------------------------------|-----------------------------|
| SWCON | 0.3 |
| SWCRIT | 0.35 |
| SOIRW | 0.2 |
| SORW | 0.2 |
| SOIRG | 0.2 |
| SORG | 0.3 |
| SGCON | 0.05 |
| SGCRIT | 0.05 |
| KROCW | 0.35 |
| KRWIRO | 0.6 |
| KRGCL | 0.4 |
| Exponente para K _{rw} | 3 |
| Exponente para K _{row} | 5 |
| Exponente para K _{rog} | 5 |
| Exponente para K _{rgcl} | 2 |

Nota. Tomado de Agboada & Ahmadi, 2013, p.20.

Tabla 9

Tablas de permeabilidades relativas K_{rw} - K_{row} vs S_w .

| Sw | Krw | Krow | Sg | Krg | Krog | Si | Krg | Krog |
|-----------|------------|-------------|-----------|------------|-------------|-----------|------------|-------------|
| 0,3 | 0 | 0,35 | 0,05 | 0 | 0,35 | 0,6 | 0,4 | 0 |
| 0,325 | 0 | 0,27082 | 0,0719 | 1,56E-03 | 0,27037 | 0,6219 | 0,3516 | 5,34E-06 |
| 0,35 | 0 | 0,20667 | 0,0938 | 6,25E-03 | 0,20516 | 0,6438 | 0,3063 | 8,54E-05 |
| 0,3781 | 1,47E-04 | 0,14967 | 0,1156 | 1,41E-02 | 0,15253 | 0,6656 | 0,2641 | 4,33E-04 |
| 0,4063 | 1,17E-03 | 0,10600 | 0,1375 | 0,025 | 0,11074 | 0,6875 | 0,225 | 1,37E-03 |
| 0,4344 | 3,96E-03 | 7,32E-02 | 0,1594 | 3,91E-02 | 7,82E-02 | 0,7094 | 0,1891 | 3,34E-03 |
| 0,4625 | 9,38E-03 | 4,90E-02 | 0,1813 | 5,63E-02 | 5,34E-02 | 0,7313 | 0,1563 | 6,92E-03 |
| 0,4906 | 0,01831 | 3,17E-02 | 0,2031 | 7,66E-02 | 3,50E-02 | 0,7531 | 0,1266 | 0,01282 |
| 0,5188 | 0,03164 | 1,97E-02 | 0,2250 | 0,1 | 2,19E-02 | 0,775 | 0,1 | 0,02188 |
| 0,5469 | 0,05024 | 1,16E-02 | 0,2469 | 0,12656 | 1,28E-02 | 0,7969 | 0,0766 | 0,03504 |
| 0,575 | 0,075 | 6,46E-03 | 0,2688 | 0,15625 | 6,92E-03 | 0,8188 | 0,0563 | 0,05341 |
| 0,6031 | 0,10679 | 3,31E-03 | 0,2906 | 0,18906 | 3,34E-03 | 0,8406 | 0,0391 | 0,07819 |
| 0,6313 | 0,14648 | 1,53E-03 | 0,3125 | 0,225 | 1,37E-03 | 0,8625 | 0,025 | 0,11074 |
| 0,6594 | 0,19497 | 6,16E-04 | 0,3344 | 0,26406 | 4,33E-04 | 0,8844 | 0,0141 | 0,15253 |
| 0,6875 | 0,25313 | 2,02E-04 | 0,3563 | 0,30625 | 8,54E-05 | 0,9063 | 6,25E-03 | 0,20516 |
| 0,7156 | 0,32183 | 4,79E-05 | 0,3781 | 0,35156 | 5,34E-06 | 0,9281 | 1,56E-03 | 0,27037 |
| 0,7438 | 0,40195 | 6,31E-06 | | | | 0,95 | 0 | 0,35 |
| 0,7719 | 0,49439 | 1,97E-07 | | | | | | |
| 0,8 | 0,6 | 0 | | | | | | |

Nota. Generadas a partir de las correlaciones integradas en CMG, 2023.

Figura 27

Curvas de Permeabilidad Relativa K_{rw} - K_{row} vs S_w .

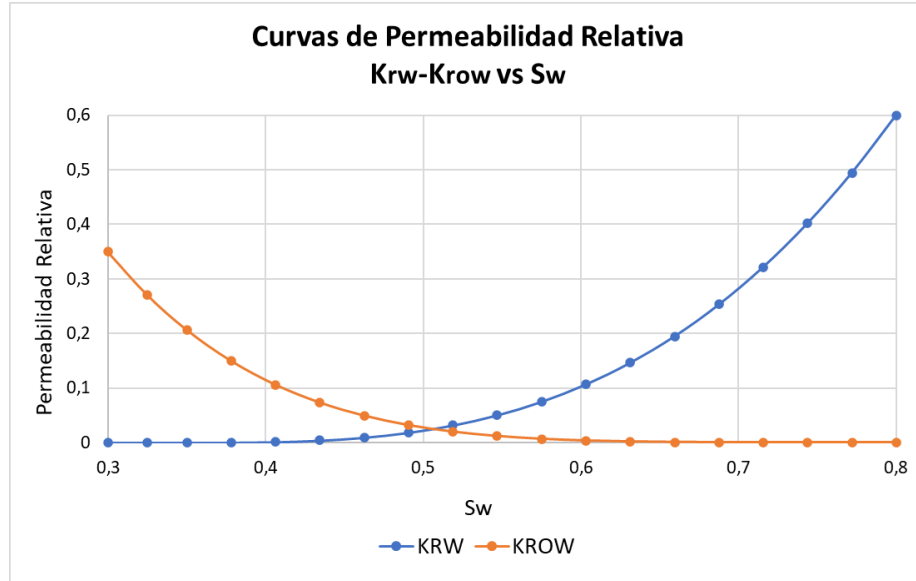


Figura 28

Curvas de Permeabilidad Relativa K_{rg} - K_{rog} vs S_g .

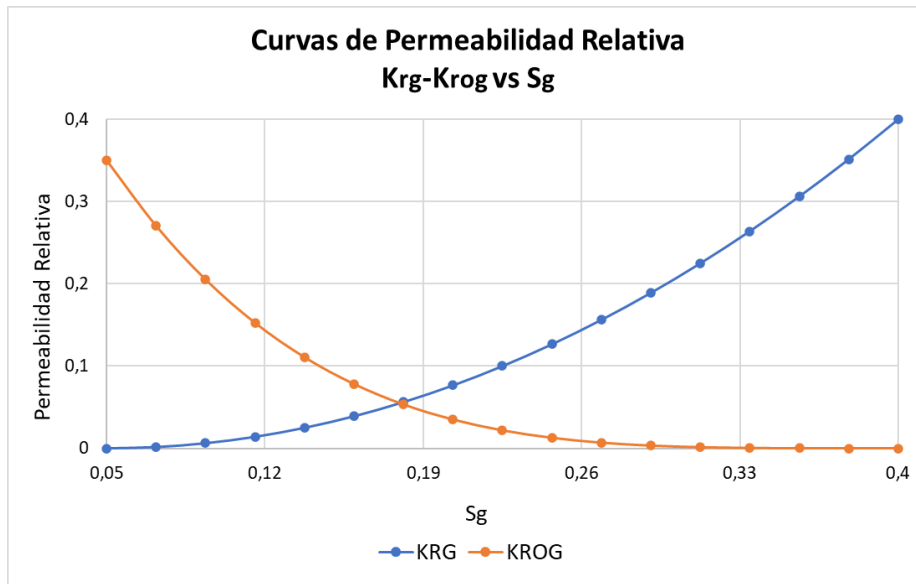
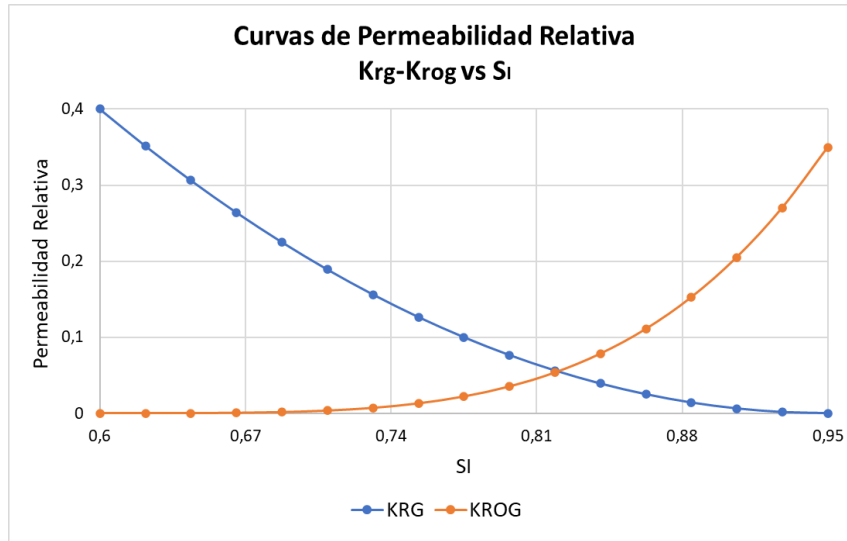


Figura 29

Curvas de Permeabilidad Relativa Krg-Krog vs Si.



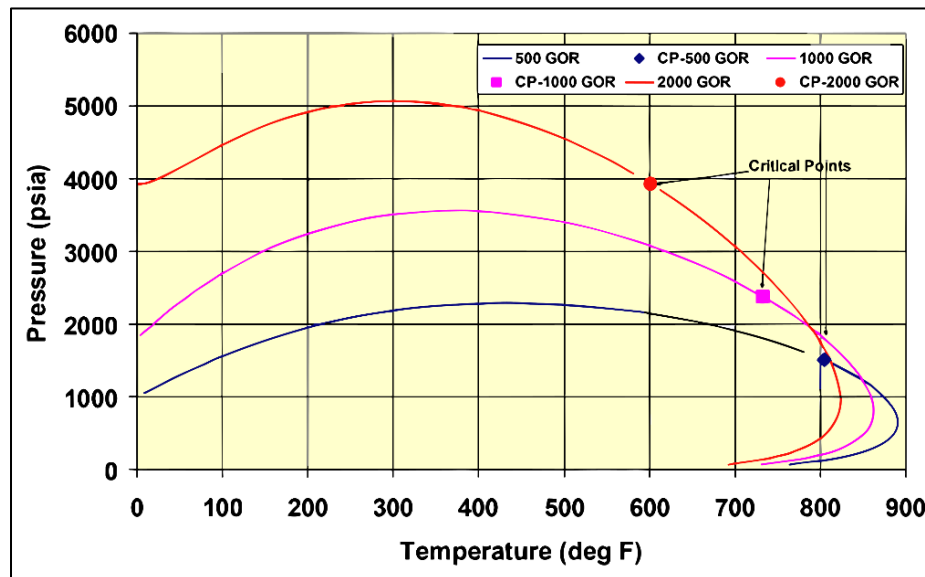
Para la formulación e ingreso de la composición del fluido del yacimiento se empleó el simulador WINPROP, una herramienta inscrita en la suite del software de simulación desarrollado por Computer Modelling Group. Este simulador desempeña una función crítica al ejecutar un análisis exhaustivo de los componentes fluidos. En este contexto de simulación, se hace imperante destacar que el modelo de composición seleccionado exhibe la presencia de gas en solución, sin que se observe la presencia de gas libre.

Se ha generado un diagrama P-T (presión-temperatura) de dos fases para el modelo composicional del crudo de Eagle Ford, como se presenta en la Figura 30. Este diagrama exhibe el punto crítico donde las fases de petróleo y gas coexisten en equilibrio. El área delimitada por la frontera de las dos fases representa la envolvente de fases, en la cual se encuentran mezclas proporcionales de petróleo y gas. Los valores críticos de presión y temperatura son de 1500 psia y 800 °F, respectivamente. Además, se identifican el cricondentérmico a 895°F y el cricondenbárico a 2280 psia.

WinProp llevó a cabo un análisis y generó diversas propiedades de fase dependientes de la presión y la temperatura relacionadas con el análisis del crudo sintético Eagle Ford. Estas propiedades abarcan tanto las fases líquidas como vapor (gas) y se presentan en las Figuras 30 y 31. Estas relaciones de equilibrio resultan fundamentales en las simulaciones de yacimientos con modelos composicionales, ya que permiten calcular la composición de equilibrio entre vapor y líquido en diversas condiciones de presión y temperatura (PT) del yacimiento.

Figura 30

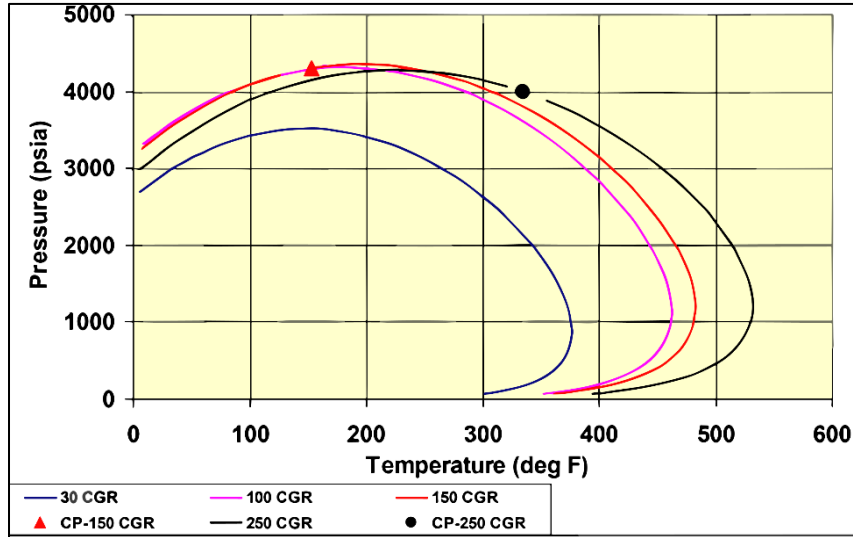
Diagrama P-T para aceite de Eagle Ford.



Nota. Tomada de (Orangi et al., 2011)

Figura 31

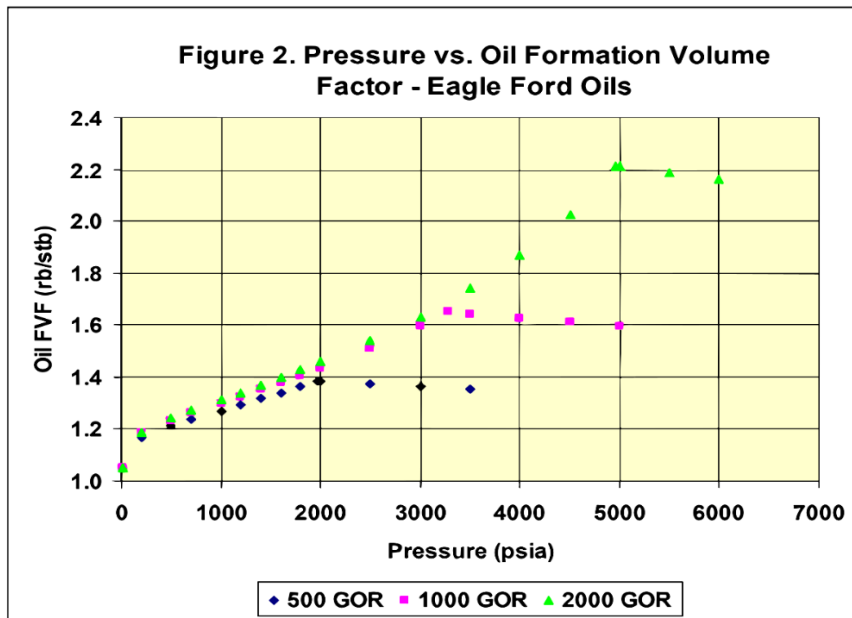
Diagrama P-T para Gas Condensado de Eagle Ford.



Nota. Tomada de (Orangi et al., 2011)

Figura 32

Diagrama de presión vs factor volumétrico de formación del petróleo.



Nota. Tomada de (Orangi et al., 2011)

Tabla 10*Composición del Fluido del yacimiento*

| Componente | Composición (%) |
|--------------|-----------------|
| C1 | 31,231 |
| N2 | 0,073 |
| C2 | 4,314 |
| C3 | 4,148 |
| CO2 | 1,282 |
| IC4 | 1,35 |
| NC4 | 3,382 |
| IC5 | 1,805 |
| NC5 | 2,141 |
| NC6 | 4,623 |
| C7+ | 16,297 |
| C11+ | 12,004 |
| C15+ | 10,044 |
| C20+ | 7,306 |
| TOTAL | 100 % |

Nota: Tomada de (Orangi et al., 2011).

Características del pozo productor. Definida la malla de flujo de fluidos, se procede a ejecutar la perforación de un pozo horizontal. Este pozo horizontal se encuentra compuesto por un total de 18 etapas de fracturamiento hidráulico, planteadas en el caso base, dispuestas de manera equidistante a lo largo de su trayecto. La ubicación geoespacial exacta del pozo productor horizontal perforado se halla en las coordenadas (1,3,1) en las direcciones i, j, k, respectivamente. Una vez construido el modelo de flujo de fluidos con el pozo perforado, el resultado obtenido es el siguiente, Figuras 33, 34 Y 35.

Figura 33

Representación y ubicación del pozo productor horizontal en una vista 3D.

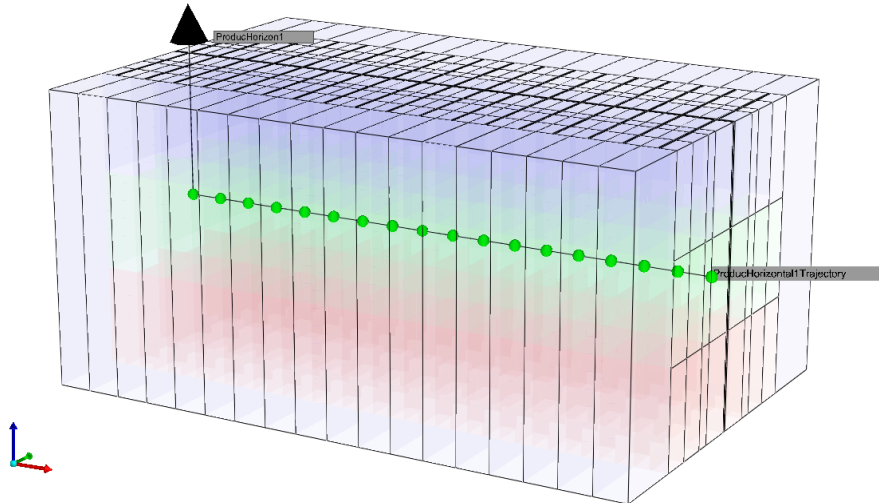
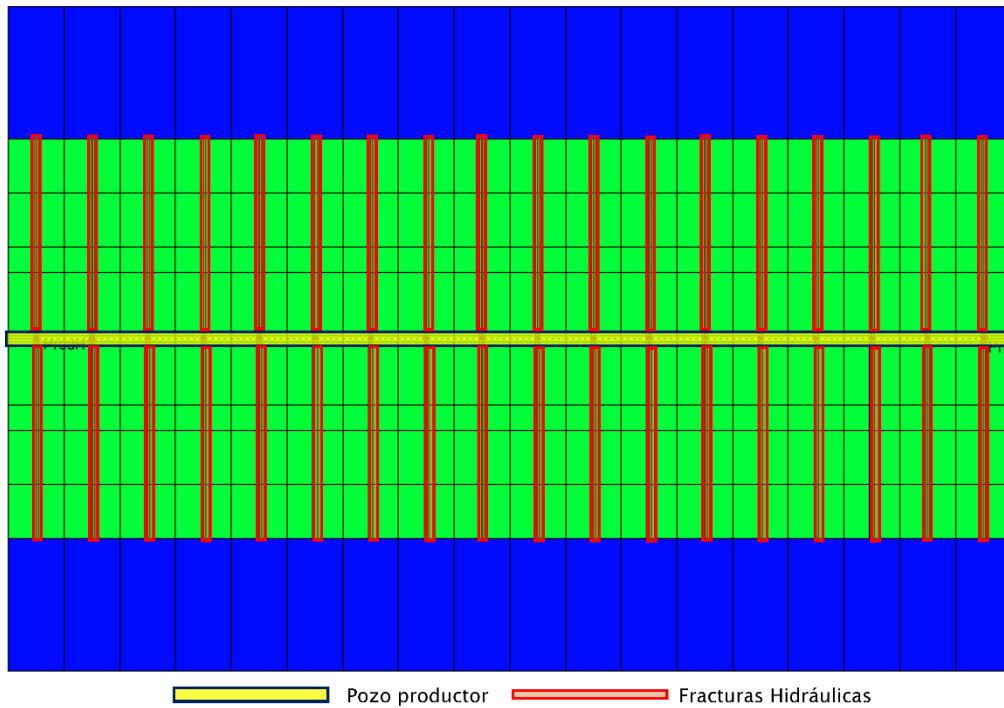


Figura 34

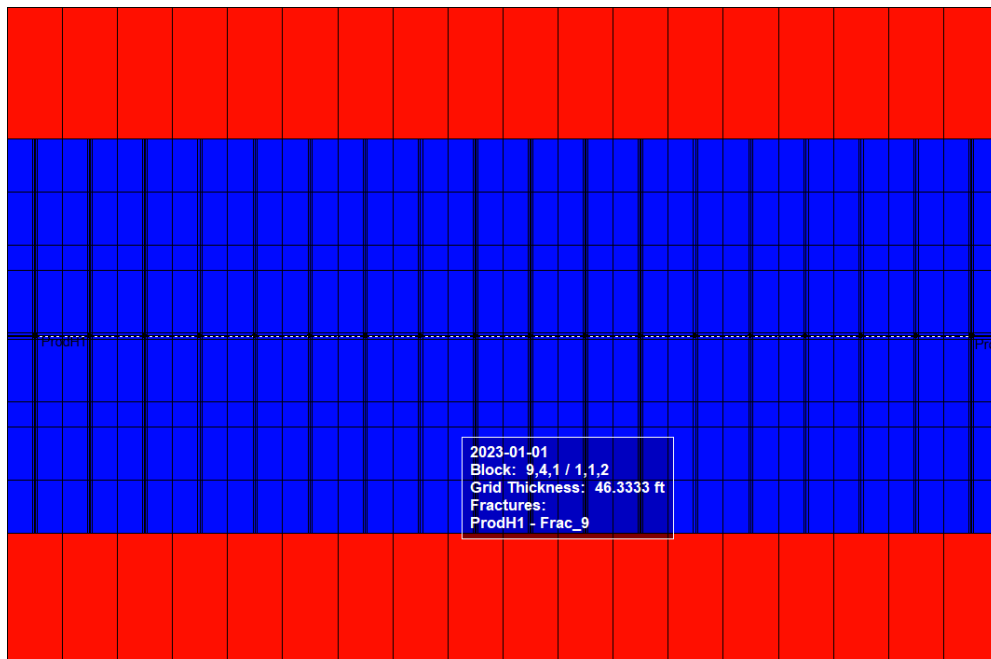
Vista areal de las fracturas hidráulicas en el plano ij.



Para capturar con precisión los efectos del cambio de presión, asegurando el modelado adecuado del flujo transitorio cerca de las fracturas a medida que se agota, se aplicó una técnica de refinamiento logarítmico local denominada LS-LR-DK. En esta notación, "LS" se refiere a la caída de presión en la interfaz entre la matriz y la fractura, "LR" implica un refinamiento local para representar la región de SRV (Stimulated Reservoir Volume o Volumen de Reservorio Estimulado), y "DK" se relaciona con la permeabilidad doble que permite la existencia de dos sistemas.

Figura 35

Refinación de la malla en el área de las fracturas hidráulicas.



4.1.3 Validación del modelo de flujo de fluidos

Para la validación se procede a hacer una comparación de las curvas de producción promedio mensual (Oil Rate), en barriles de crudo por día, de la producción real vs la producción obtenida por el modelo diseñado, Figura 36. Los valores de producción real son obtenidos de las

gráficas otorgadas por el Caso Base (SPE 165315). Una vez se identifican cada uno de los puntos, se exportan a Excel y procede a graficar, dando como resultado, a los 1400 días de simulación, una diferencia en la producción mensual de tal solo 0.03 bbl/d y un margen de error en las tendencias de las curvas del 4.61%, obtenido de la ecuación (65) para el cálculo del Error Cuadrático Medio (RMSE).

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y})^2}{n}} \tag{65}$$

Donde:

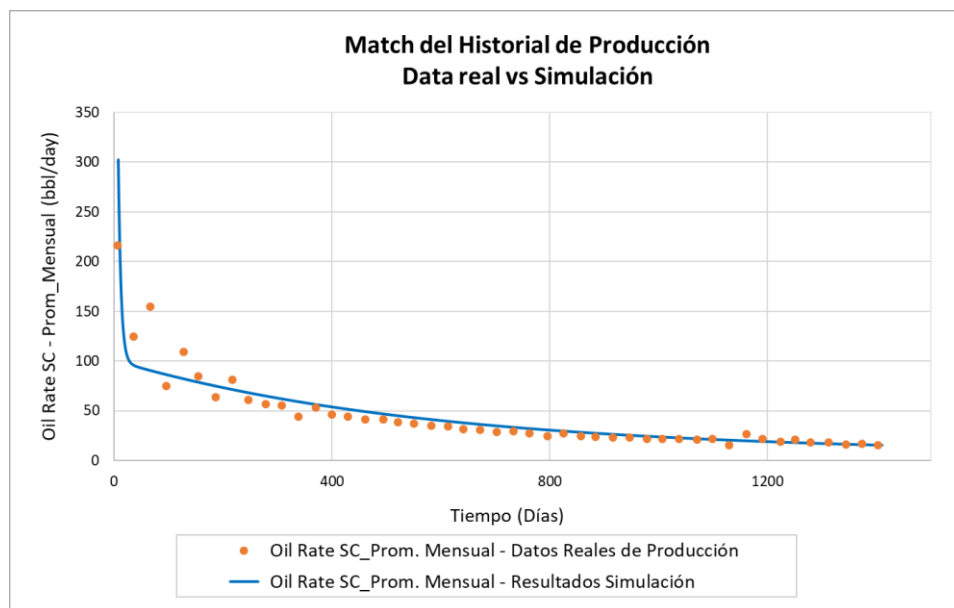
y_i = Valor de producción real

\hat{y} = Valor de producción obtenida en el modelo

n = Número de datos

Figura 36

Comparación de las curvas de producción real vs simulación.



En la figura 36, se puede apreciar como la producción obtenida en el modelo de simulación, representado por la línea continua de color azul, toma la tendencia de los valores reales de producción, representados con los puntos color naranja, logrando una mayor aproximación después de los 200 días de simulación, aproximadamente.

La validación no tiene en cuenta la malla geomecánica, ya que el caso base no aporta los datos de los parámetros geomecánicos de la formación. Por ende, para lograr el cotejo de las curvas de producción se consideró la variación de la BHP.

4.2 Modelo Geomecánico

Una vez construido el modelo de flujo de fluidos y validado con la producción real del pozo en consideración, se procede al diseño y acople del modelo geomecánico, que involucra las variables geomecánicas de la formación.

En el módulo de geomecánica de GEM, se implementó un enfoque basado en un modelo de deformación plástica no lineal utilizando el método de elementos finitos. Este método se basa en la premisa de que cualquier problema físico puede descomponerse en áreas o volúmenes discretos para su análisis detallado. La elección de este modelo se basó en su capacidad para proporcionar una descripción precisa de cómo los esfuerzos afectan las deformaciones en un material. Esta relación se establece utilizando constantes elásticas, como el Módulo de Young, la Relación de Poisson y la Cohesión, que caracterizan el comportamiento del material ante esfuerzos y deformaciones.

4.2.2 Construcción del Modelo Geomecánico

Características de la malla. La malla generada para el modelo geomecánico presenta las mismas características de la malla de flujo de fluidos. Cuenta con 18 celdas en la dirección i, 5 celdas en la dirección j y 1 celda en la dirección k, para una densidad de enmallado de 90 celdas.

Las longitudes en cada dirección se mantienen, 5494.42 ft en i, 3640 ft en j y 139 ft en k. Sin embargo, esta se relaciona como una malla independiente especificada con las KeyWords: GEOGRID, GEOMECH y GEOM3D.

La tabla 11 relaciona los valores de los parámetros geomecánicos incluidos en el modelo. Son datos extraídos de literatura para yacimientos de Shale.

Tabla 11

Parámetros geomecánicos considerados.

| Parámetro | Rango literatura | Valores tomados para el diseño |
|--|-------------------------|---------------------------------------|
| Módulo de Young (psi) | 1.5E6 – 7.5E6 | 4.5 E6 |
| Relación de Poisson | 0.2 – 0.3 | 0.25 |
| Cohesión (psi) | 7500 | 7500 |
| Esfuerzo vertical (psi) | 8500 – 9500 | 9000 |
| Esfuerzo Horizontal Máximo (psi) | 2000 – 3000 | 3000 |
| Esfuerzo Horizontal Mínimo (psi) | 1800 – 2500 | 2500 |
| Gradiente de Esfuerzo Vertical (psi/ft) | 1.1 | 1.1 |
| Gradiente de Esfuerzo Horizontal Máximo (psi/ft) | 0.6 | 0.6 |
| Gradiente de Esfuerzo Horizontal Mínimo (psi/ft) | 0.4 | 0.4 |
| Ángulo de fricción interna | 30° | 30° |
| Coefficiente de Biot | 1 | 1 |

Nota. Tomado de Zoback, 2007.

La relación entre el flujo de fluido y la deformación de la formación (geomecánica) se establece de forma secuencial, ya que los cálculos se realizan de manera interconectada, permitiendo la transferencia de información entre ambos aspectos. El módulo de geomecánica se encarga de actualizar la deformación de la formación en respuesta a las variaciones en las presiones y temperaturas presentes. Del mismo modo, este módulo transmite la información actualizada sobre la deformación al cálculo del flujo de fluido, que la emplea en el siguiente intervalo de

tiempo. Por su parte, el módulo de flujo de fluido determina la porosidad en función de la presión y la temperatura, asegurando que el volumen de poro y la masa se conserven entre los intervalos de tiempo.

4.2.3 Acoplamiento y comunicación entre las mallas de simulación

El simulador ofrece diversas opciones de acoplamiento que desempeñan el papel de efectuar los cálculos de fluido basados en los parámetros proporcionados al sistema. Estas opciones de acoplamiento se identifican mediante la palabra clave GCOUPLING, que determina la forma en que el simulador lleva a cabo los cálculos. En esencia, esta palabra clave establece el nivel de influencia que tienen los parámetros geomecánicos en los cálculos realizados por el simulador. Entre los modelos de acoplamiento encontramos el GCOUPLING 0, GCOUPLING 1 y GCOUPLING 2.

GCOUPLING 0. En esta configuración, la porosidad en el flujo de fluido no está influenciada por ninguna variable relacionada con las deformaciones en la geomecánica. Esto implica un tipo de acoplamiento "unidireccional", donde las presiones y temperaturas del fluido siguen siendo relevantes en el módulo de geomecánica para actualizar las deformaciones y tensiones en la formación. Esta opción resulta útil cuando los cálculos de flujo de fluido se basan en un modelo de porosidad que no se adapta adecuadamente mediante otros modelos de acoplamiento "bidireccionales". La ecuación que representa este tipo de acoplamiento es la siguiente:

$$E = \frac{(1 - 2\nu)(1 + \nu)}{\phi_0 C_R (1 - \nu)} \quad (66)$$

Donde:

E = Modulo de Young

ν = Relación de Poisson

\emptyset_0 = Porosidad inicial

C_R = Compresibilidad de la roca

GCOUPLING 1. La porosidad se presenta como una función de la presión, la temperatura y la deformación volumétrica. Su representación matemática es:

$$\emptyset^{n+1} = \emptyset_0 \left[\frac{V_p^{n-1}}{V_{p_0}} + \frac{V_p^n - V_p^{n-1}}{V_{p_0}(P^n - P^{n-1})} (P - P^n) \right] - \beta(T - T_0) \quad (67)$$

Donde:

P = Presión

T = Temperatura

V_p = Volumen poroso

β = Coeficiente de expansión térmica

\emptyset = Porosidad

GCOUPLING 2. La porosidad está en función de parámetros como la presión, la temperatura y el esfuerzo medio total. Se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$\emptyset^{n+1} = \emptyset^n + (C_0 + C_2 a_1)(p - p^n) + (C_1 + C_2 a_2)(T - T^n) \quad (68)$$

Donde:

C_0 , C_1 , C_2 , a_1 y a_2 son variables dependientes del coeficiente de expansión térmico volumétrico de la formación y la relación de Poisson.

Para el caso de estudio en cuestión se realiza un acople entre las mallas con GCOUPLING 2, para analizar la afectación en las propiedades de la malla de fluidos, como la porosidad, debido a la deformación volumétrica.

4.3 Casos de estudio.

Para un análisis más detallado de la variación del flujo de fluidos debido a la inclusión de las variables geomecánicas en la simulación, se plantean tres casos de estudio inicialmente.

Caso 1: Yacimiento sin fracturación hidráulica. En este primer caso, se establece una condición inicial en la cual el yacimiento se encuentra sin haber experimentado el proceso de fracturación hidráulica. Se realiza un análisis de referencia para comprender el comportamiento natural del yacimiento sin la influencia de fracturas inducidas.

Caso 2: Caso base con fracturación hidráulica. En el segundo caso, que es el mismo "caso base", se realiza una discretización del yacimiento que incluye las 18 etapas del proceso de fracturación hidráulica. En este se analiza la respuesta del yacimiento a la fracturación hidráulica y se establece como referencia para evaluar los efectos de la fracturación.

Caso 3: Caso base con fracturación hidráulica y acoplamiento geomecánico. En el tercer caso, se toma como base el caso 2, que incluye las 18 etapas de fracturación hidráulica, y se añade el componente del acoplamiento con el modelo geomecánico. Esto permite evaluar cómo la interacción entre la fracturación hidráulica y la respuesta geomecánica de la formación afecta la producción y el comportamiento del yacimiento en su conjunto.

Estos tres casos de análisis proporcionan una perspectiva completa de cómo la fracturación hidráulica y el modelo geomecánico influyen en el yacimiento, desde su comportamiento natural hasta su respuesta bajo condiciones de fracturación y acoplamiento geomecánico.

4.3.1 Caso 1: Modelo Sin Fracturamiento Hidráulico

Figura 37

Representación Caso 1.

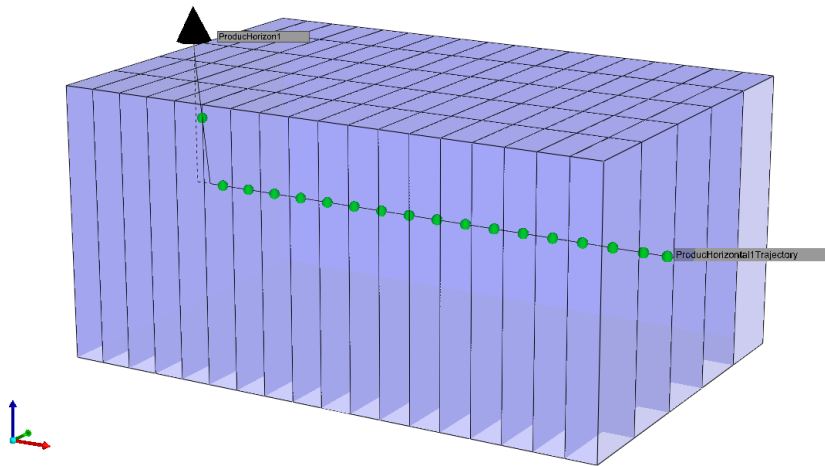
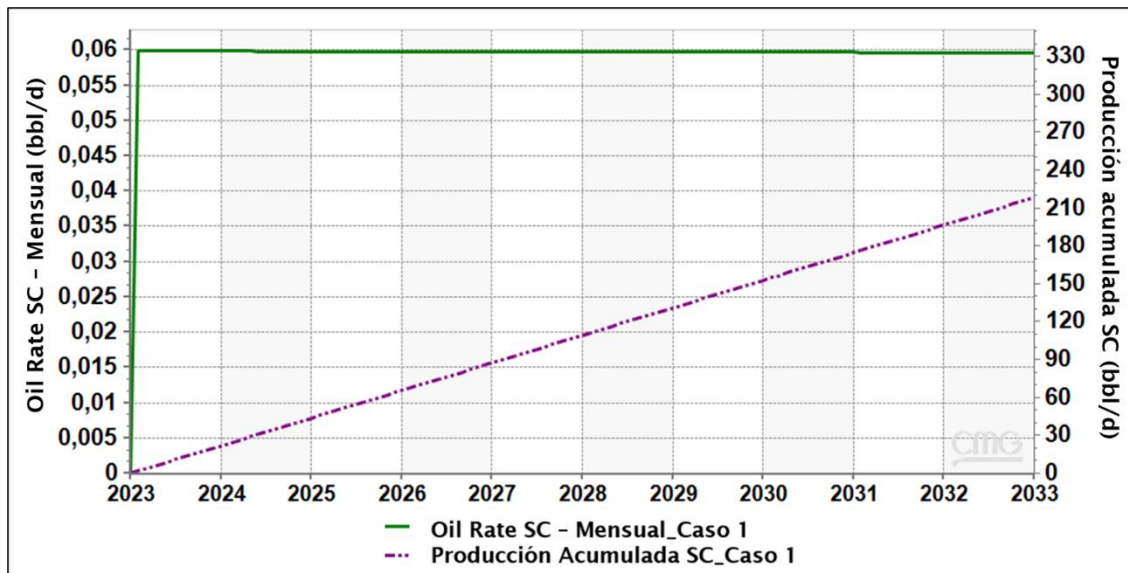


Figura 38

Tasa de Aceite & Aceite acumulado vs Tiempo para el caso 1.

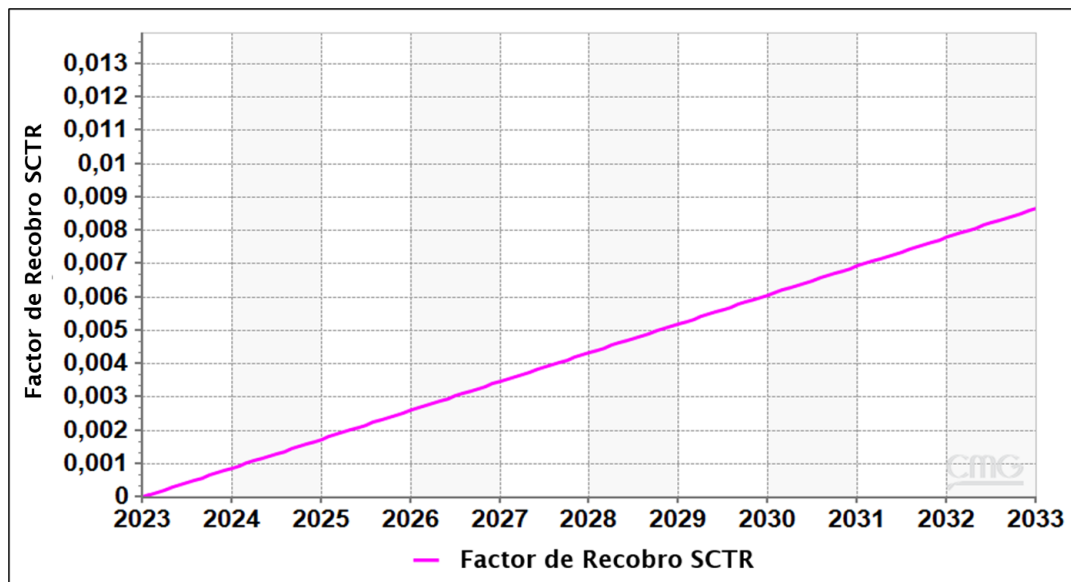


En la Figura 38, podemos identificar un problema operativo al comenzar la explotación del yacimiento, que se traduce en un flujo de fluidos limitado en la cabeza del pozo. Esta limitación

se debe principalmente a la baja permeabilidad y porosidad característica de los yacimientos de Shale Play. Como resultado de esta restricción en el flujo, se observa que la producción acumulada durante los primeros cinco años es de aproximadamente 120 barriles (BBL) de crudo.

Figura 39

Factor de recobro vs Tiempo.



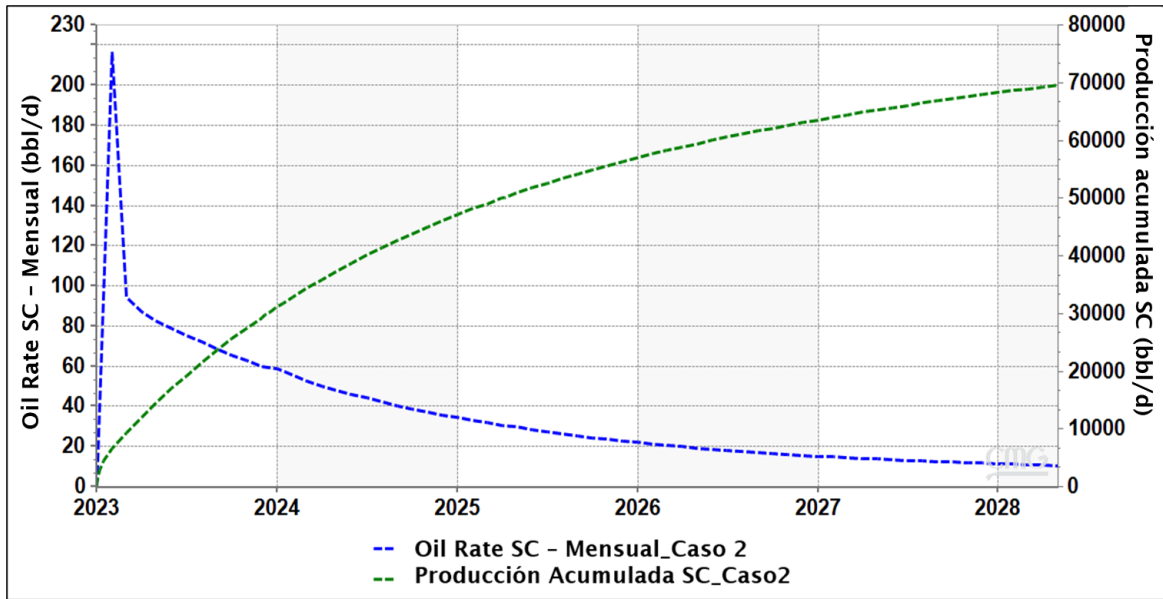
En la Figura 39, se evidencia un bajo factor de recobro del yacimiento *para los primeros 5 años de producción*, que se sitúa en torno al 0,0045% FR, tal como se muestra en el caso 1. Esta situación indica claramente la necesidad de implementar técnicas adicionales que puedan significar un impacto significativo en el flujo de fluidos en medios porosos. Por lo tanto, se decide recurrir al uso de la técnica de fracturamiento hidráulico.

El fracturamiento hidráulico se plantea como una solución para mejorar la recuperación de hidrocarburos en el yacimiento, dado que puede aumentar la permeabilidad de la formación y permitir que los fluidos fluyan de manera más efectiva hacia los pozos de producción.

4.3.2 Caso 2: Modelo con Fracturamiento Hidráulico (Caso Base)

Figura 40

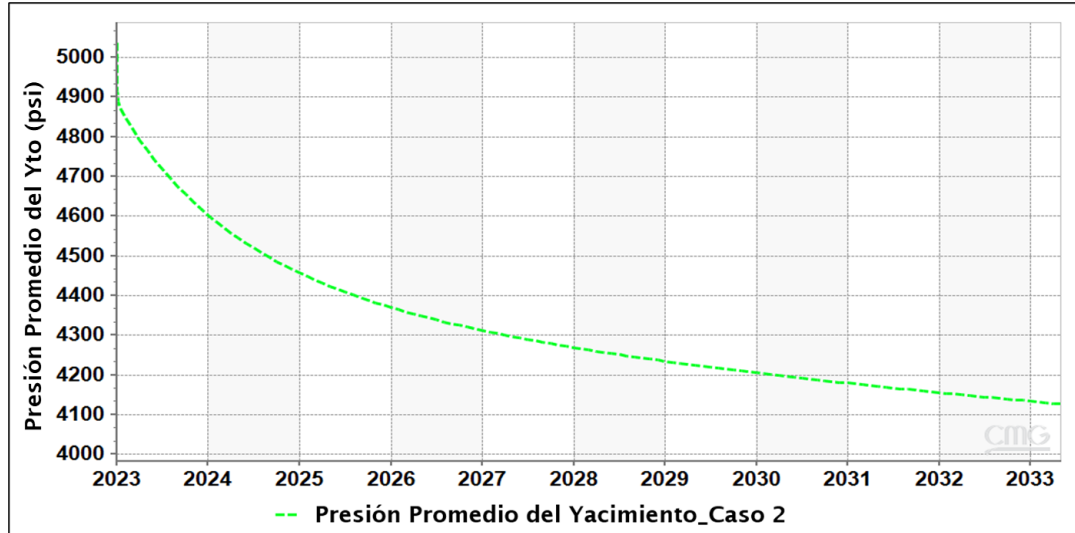
Tasa de Aceite & Aceite acumulado vs Tiempo para el caso 2.



En la gráfica anterior, se puede apreciar una mejora significativa y exponencial en el flujo de fluidos del yacimiento. Esta mejora se logró mediante la ejecución de un conjunto de 18 fracturamientos hidráulicos durante una operación de WorkOver en el pozo. Como resultado de estas intervenciones, en el primer año se alcanzó una producción mensual de petróleo de 60,000 barriles por día (bbl/d) y una producción acumulada de aproximadamente 33,200 bbl de petróleo crudo.

Figura 41

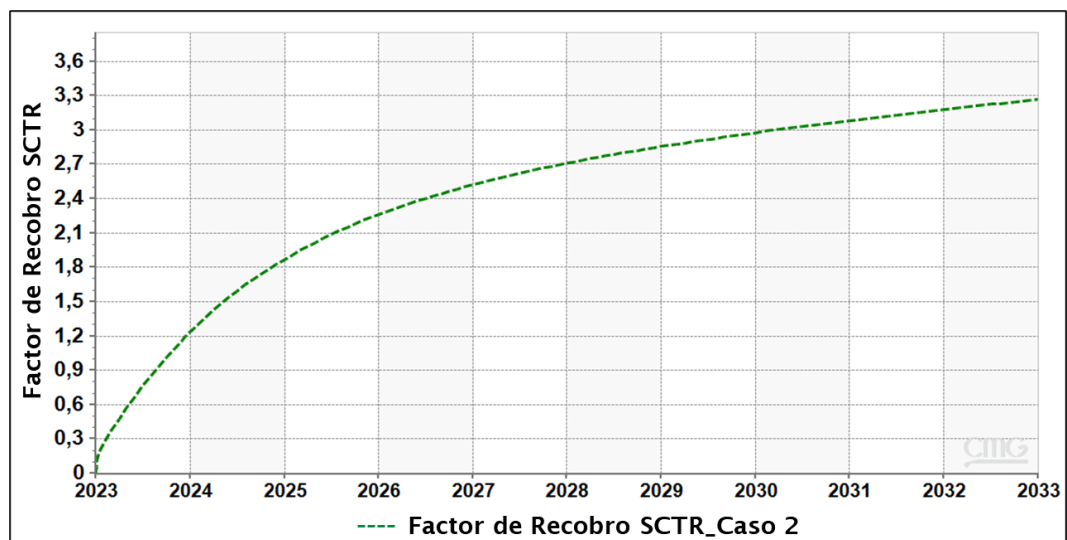
Presión del Yacimiento vs Tiempo.



En estas gráficas, se presenta la tendencia de presión del reservorio y el factor de recobro del yacimiento. Durante los dos primeros años, se observa que el factor de recobro se sitúa en alrededor del dos por ciento.

Figura 42

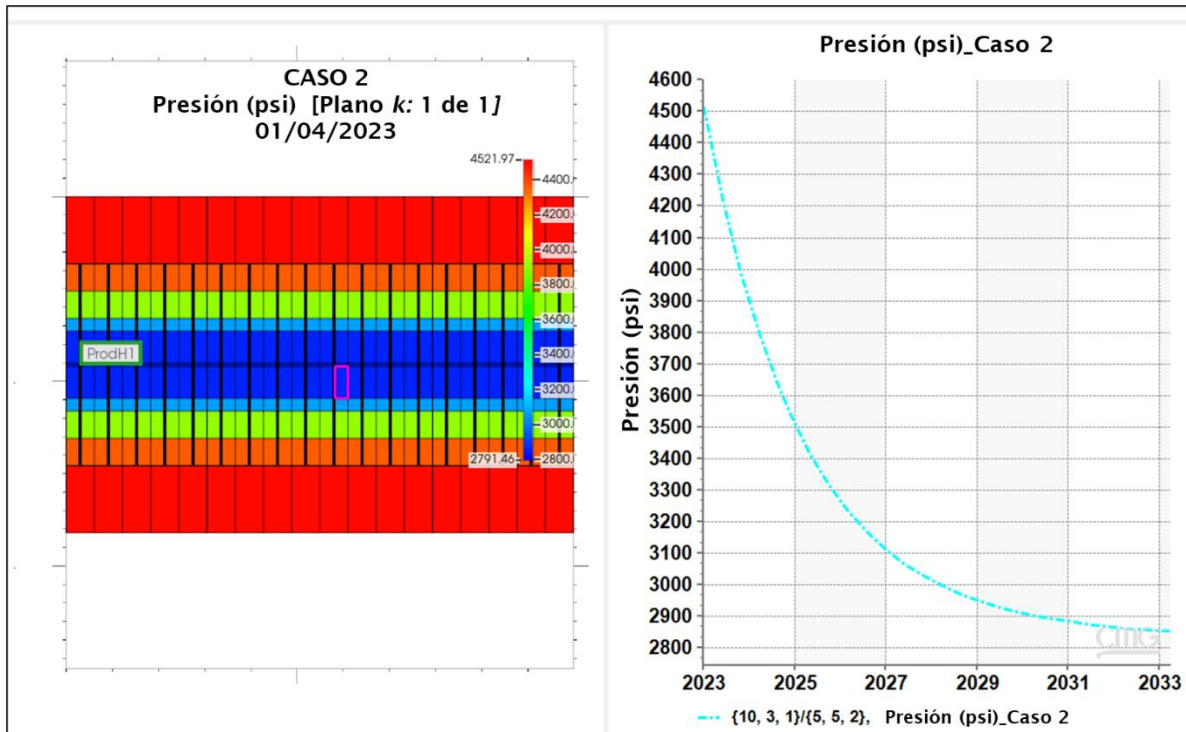
Factor de Recobro de crudo vs Tiempo.



4.3.3 Caso 3: Modelo F.H. con geomecánica

Figura 43

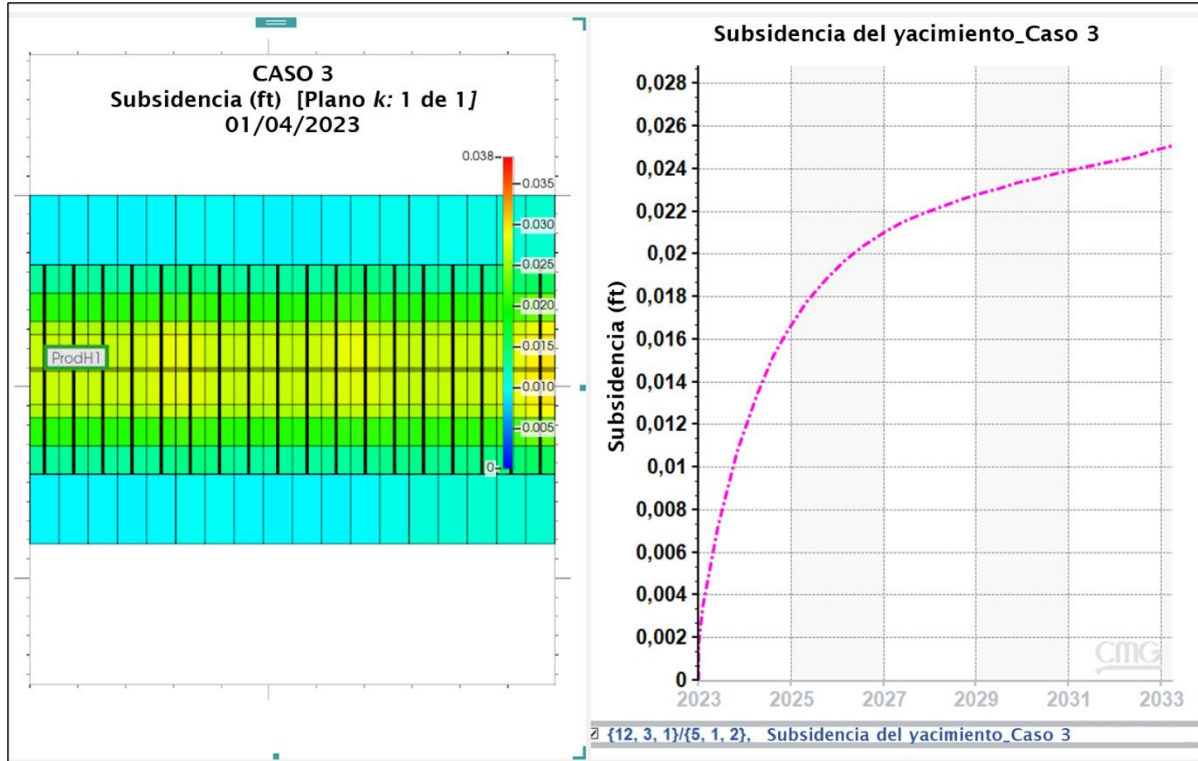
Descenso de la presión del yacimiento vs tiempo.



En la Figura 43, en el panel izquierdo, se exhibe una vista de planta detallada del yacimiento, proporcionando una representación visual de la distribución de la malla de discretización. Se puede discernir claramente la variación de la presión en las fracturas, lo cual conlleva a una reducción progresiva de la presión en el interior del yacimiento conforme avanza la operación de explotación del reservorio. Es imperativo resaltar que la mayor disipación de presión se localiza en las cercanías del pozo, donde la presión disminuye hasta alcanzar 2800 libras por pulgada cuadrada.

Figura 44

Subsidencia del Yacimiento vs Tiempo.



En la figura 44, se observa una mayor compactación en las inmediaciones de la región de drenaje del pozo, Esta circunstancia se origina debido al desplazamiento de los fluidos desde la matriz del yacimiento hacia la fractura y, posteriormente, hacia el pozo, que se configura como el área de menor presión dentro del reservorio.

Figura 45

Tasa de Aceite & Aceite acumulado vs Tiempo.

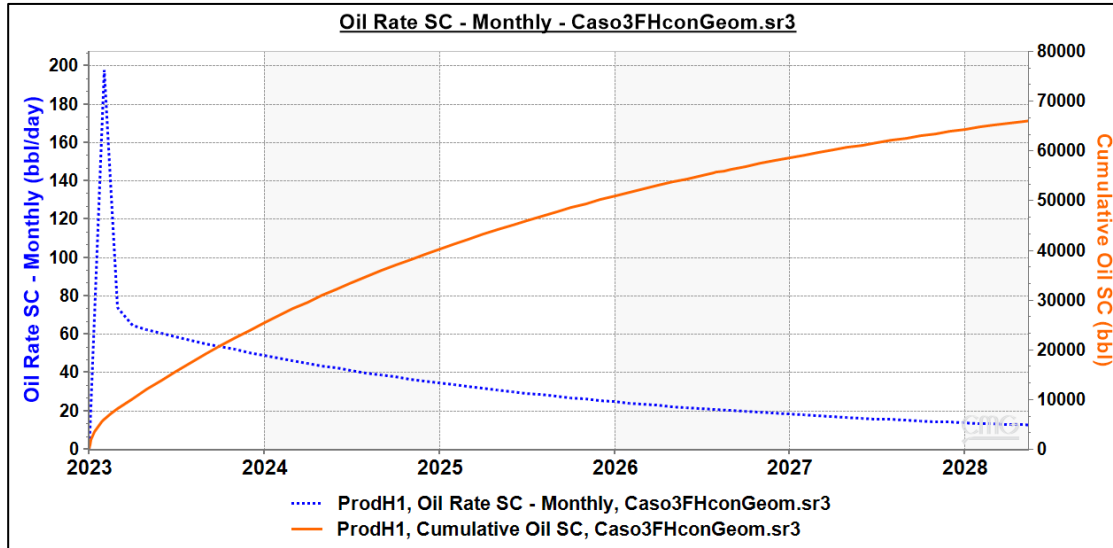
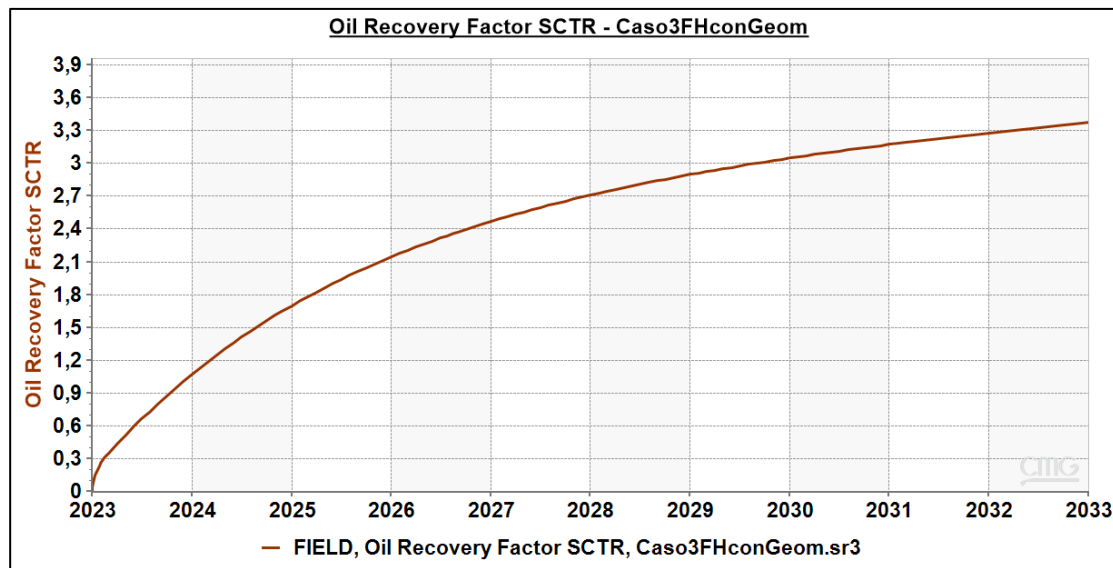


Figura 46

Factor de Recobro de crudo vs Tiempo.



En la Figura 45 y Figura 46 de Producción y Acumulado de crudo, se observa una reducción en la producción mensual de crudo durante el primer año, pasando de 60,000 a 50,000 barriles por día (bbl/d), y una disminución en el acumulado hasta alcanzar los 28,000 barriles por

día. Esta disminución se debe a la incorporación de las propiedades elásticas de la roca en el modelo de simulación.

Figura 47

Presión promedio vs Tiempo a 10 Años.

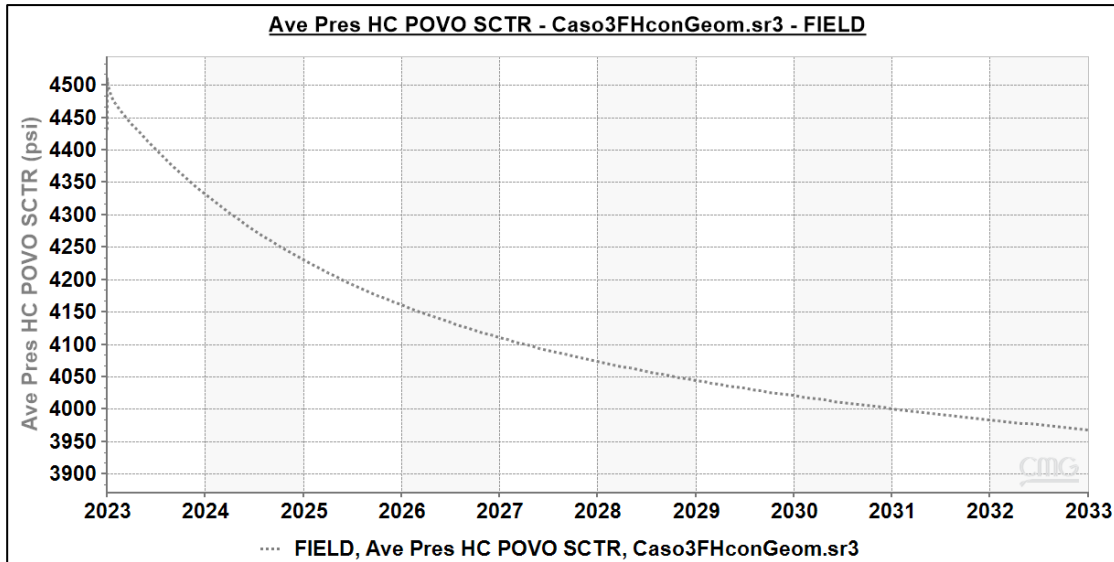


Figura 48

Tasa de Aceite vs Tiempo. Con y Sin Geomecánica a 10 años.

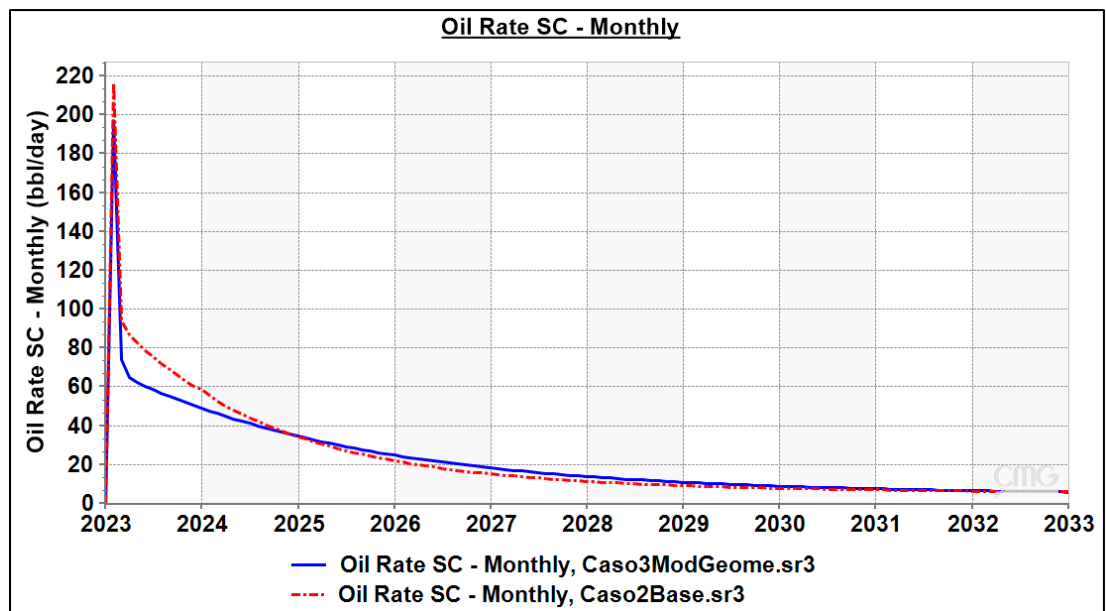
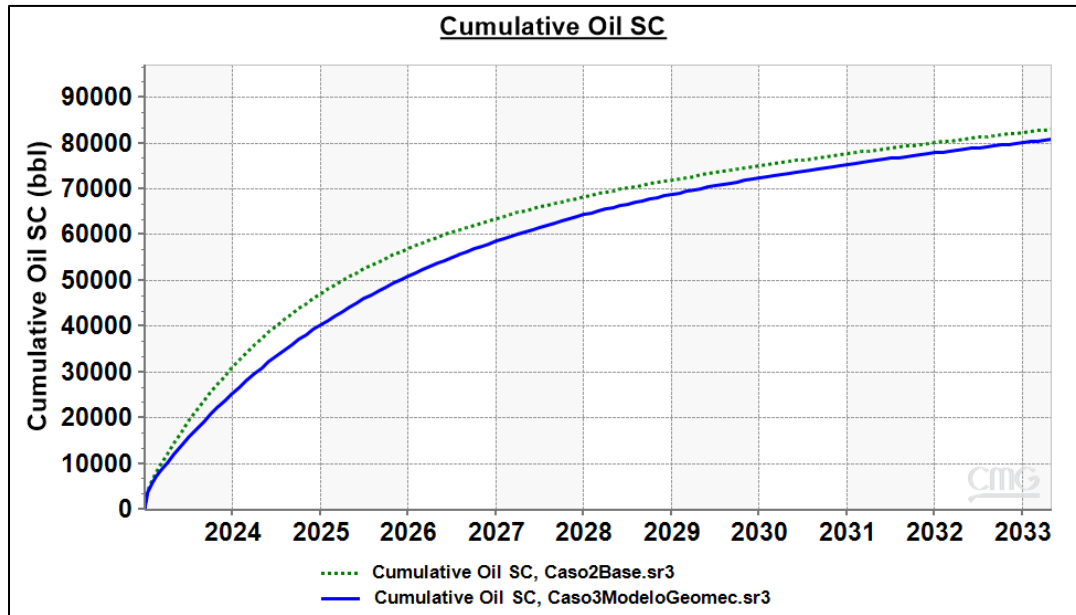


Figura 49

Tasa de Aceite Acumulado vs Tiempo, con y Sin Geomecánica a 10 años.



Con base en los observado en las Figuras 48 y 49, se define que, el considerar las propiedades elásticas de la roca, genera un impacto en el comportamiento del yacimiento debido a las perturbaciones que experimenta durante la etapa explotación de aceite, disminuyendo la producción de este, al mitigar la incertidumbre de la producción de crudo en la simulación de un yacimiento donde no se tenga en cuenta las propiedades geomecánicas. Además, permite una mejor discretización del comportamiento de las fracturas naturales en el yacimiento, ya que Inicialmente, no se tiene certeza acerca de si estas fracturas permanecían abiertas en toda su extensión mientras se producía el reservorio, lo que generaba una estimación incorrecta en la simulación de la producción del yacimiento.

5. Análisis de Sensibilidad

Una vez ha sido diseñado el modelo de simulación que integra el modelo de flujo de fluidos con el modelo geomecánico, se procede con la variación sistemática de los parámetros y propiedades geomecánicas que influyen en el modelado del flujo de fluidos en medios porosos. En esta etapa, se llevará a cabo un análisis de sensibilidad de las propiedades elásticas de la roca, así como de los modelos constitutivos utilizados. Además, se efectuará una exploración exhaustiva de distintos dominios de estudio pertinentes al yacimiento en cuestión.

Durante este proceso de análisis, se examinará detenidamente la producción de crudo, así como la producción acumulada de crudo del yacimiento, con el fin de comprender cómo estas variables responden a las variaciones en los parámetros y propiedades geomecánicas.

5.1 Variación de los Modelos Constitutivos

En la figura 50, se puede notar que no se observa un cambio significativo entre los diferentes modelos constitutivos planteados. Esto se debe principalmente a varios factores que influyen en el comportamiento de la roca en el yacimiento.

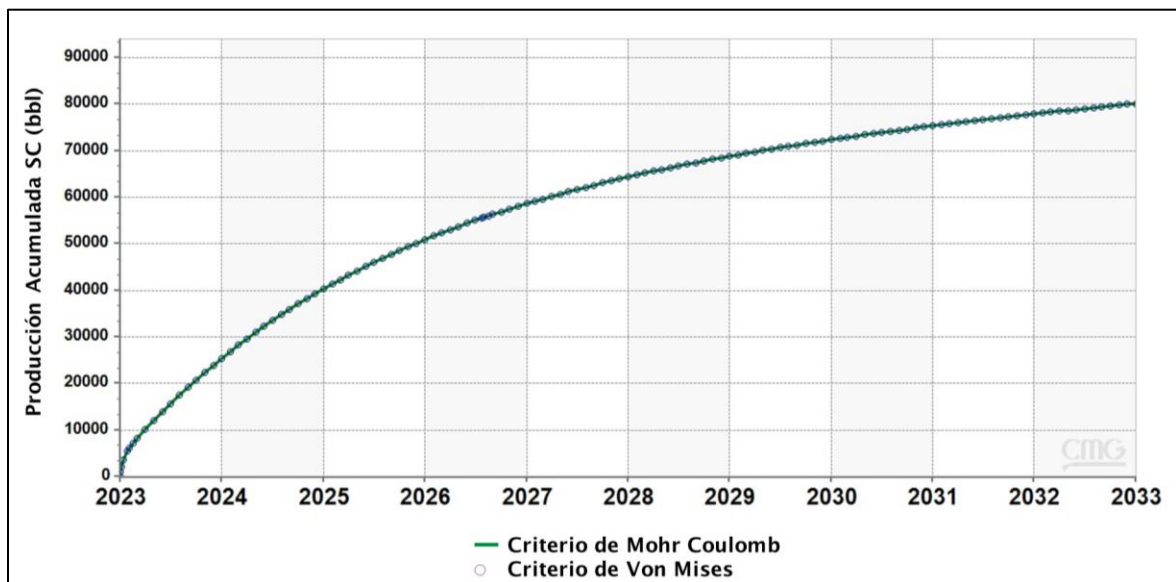
En primer lugar, se menciona que el valor de la cohesión para el yacimiento es muy alto, alcanzando los 7500 psi. La cohesión representa la fuerza interna que mantiene unidos los granos de la roca. Un valor tan alto de cohesión indica que la roca es extremadamente resistente a la fractura o la deformación bajo cargas, lo que significa que no experimenta un cambio significativo en su comportamiento mecánico.

Además, se menciona que este alto valor de cohesión influye en el criterio de falla de los diferentes modelos constitutivos, como el Mohr-Coulomb y el Von Mises. Estos modelos se utilizan para predecir cuándo una roca o material experimentará fractura o deformación plástica.

Dado el valor elevado de cohesión, es probable que los criterios de falla de estos modelos no se cumplan en el yacimiento, lo que explica la falta de cambios notorios en la respuesta del yacimiento en la gráfica.

Figura 50

Aceite acumulado vs Tiempo.



En resumen, la alta cohesión del yacimiento, junto con los criterios de falla de los modelos constitutivos, influyen en la falta de cambios notorios en la respuesta del yacimiento en la gráfica, ya que la roca es altamente resistente a la fractura o la deformación bajo cargas.

5.2 Análisis de Sensibilidad de las variables elásticas

Este análisis de sensibilidad se realiza considerando el caso de estudio planteado (Caso 3). El flujo de trabajo que se utilizó para la variación de las propiedades elásticas, como el Módulo de Young y Relación de Poisson, mediante el simulador CMOST AI de Computer Modelling Group, se puede describir de la siguiente manera:

Parametrización de Variables Geomecánicas. En primer lugar, se lleva a cabo la parametrización de cada una de las variables geomecánicas que tienen influencia en el flujo de fluidos en medios porosos. Esto implica definir y configurar cada variable de interés, como el Módulo de Young, la Cohesión, la Relación de Poisson y la distribución de esfuerzos.

Establecimiento de Rangos. Se establecen los valores máximos y mínimos en los cuales estas variables geomecánicas serán simuladas. Estos rangos permiten explorar una amplia gama de escenarios para comprender cómo las variaciones en estas propiedades afectan el comportamiento del yacimiento.

Definición de Iteraciones. Se determina el número de iteraciones o simulaciones que se llevarán a cabo para alcanzar los objetivos del estudio. Estas iteraciones implican realizar múltiples simulaciones con diferentes combinaciones de valores de las variables geomecánicas dentro de los rangos establecidos.

Configuración de Gráficas de Estudio y Análisis. Por último, se configuran las gráficas y análisis que se utilizarán para estudiar los resultados de las simulaciones. Estas gráficas permiten visualizar cómo cambian las respuestas del yacimiento en función de las variaciones en las propiedades elásticas y cómo afectan al flujo de fluidos en medios porosos.

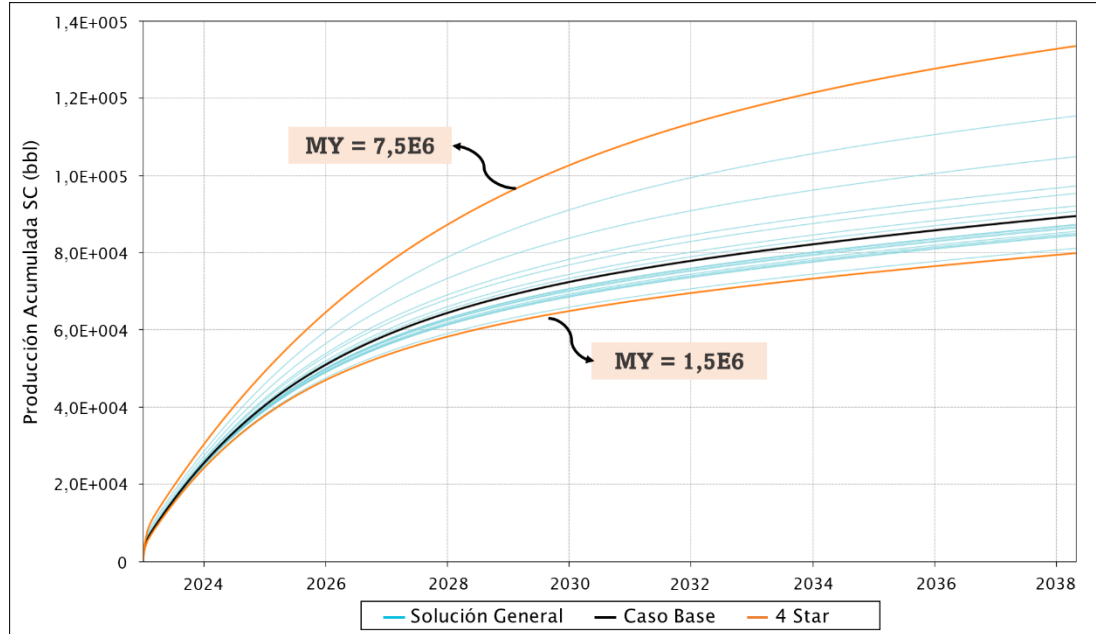
Estos análisis se realizan considerando uno, el criterio de falla de Mohr Coulomb y dos, el criterio de falla de Von Mises.

5.2.1 Módulo de Young en el Modelo Constitutivo Mohr Coulomb

Se lleva a cabo un análisis de sensibilidad mediante 19 iteraciones para el módulo de Young, en el cual se establece un valor mínimo de 1.5×10^6 psi y un valor máximo de 7.5×10^6 psi. Estos valores se definen en función de la literatura sobre la geomecánica de los Shale Play, lo que produce los siguientes resultados:

Figura 51

Influencia de la variación del Módulo de Young en el crudo acumulado - MC



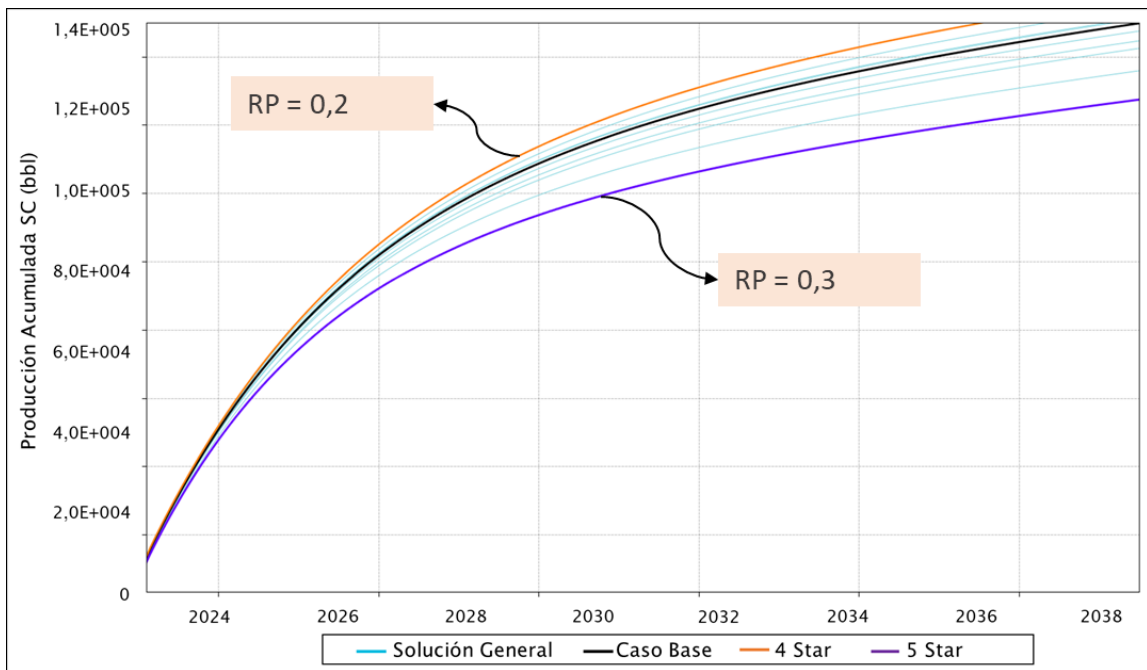
Podemos definir que a altos valores de Modulo de Young se obtiene el mayor valor de la producción de crudo, y lo podemos observar en la figura 51. Basándonos en los resultados de la simulación de producción acumulada de crudo durante un período de 10 años, se observa que el valor acumulado de crudo es de 133,500 barriles para el mayor valor del módulo de Young, en comparación con los 79,800 barriles obtenidos para el valor más bajo del módulo de Young, dando una variación del 40 Por ciento en la producción acumulada.

5.2.2 Relación de Poisson en el Modelo Constitutivo Mohr Coulomb

Se lleva a cabo un análisis de sensibilidad para la relación de Poisson, en el cual se establece un valor mínimo de 0.2 y un valor máximo de 0.3, definidos por la literatura de los Yacimientos de Shale. Los resultados obtenidos son los siguientes:

Figura 52

Influencia de la variación de la Relación de Poisson en el crudo acumulado - MC.

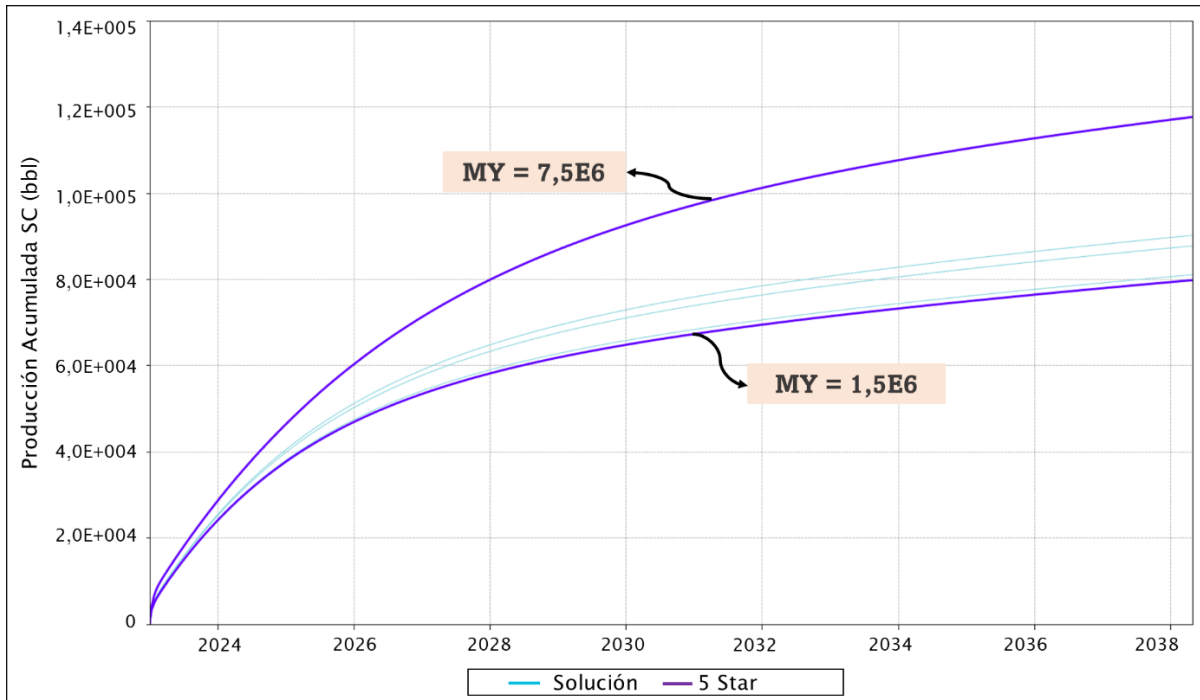


De acuerdo con lo representado en la Figura 52, se puede apreciar que, en el caso de valores elevados de la relación de Poisson, se logra una producción más significativa en los yacimientos de Shale Play.

5.2.3 Módulo de Young en el Modelo Constitutivo Von Mises

Figura 53

Influencia de la variación del Módulo de Young en el crudo acumulado - VM.

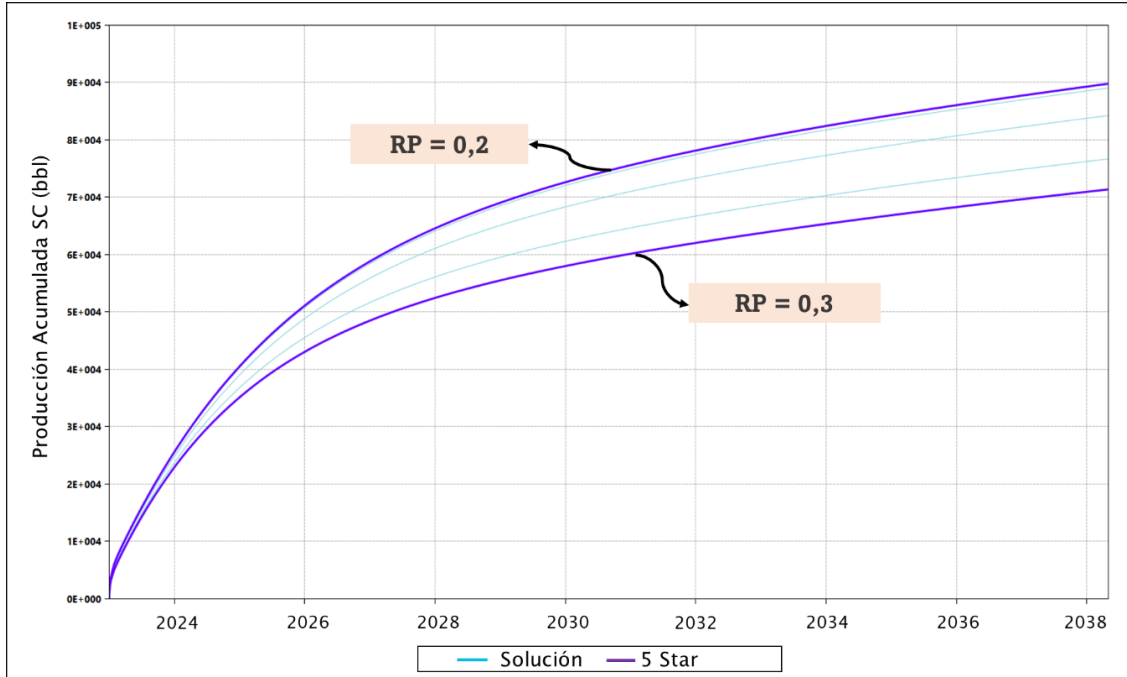


5.2.4 Relación de Poisson y Von Mises

Las figuras 53 Y 54 destacan un fenómeno de notable relevancia, caracterizado por la existencia de una correlación significativa entre los parámetros geomecánicos y la producción de crudo en yacimientos de shale. En particular, se ha observado que la combinación de valores altos en el módulo de Young y valores bajos en la relación de Poisson se traduce en un aumento sustancial en la producción de crudo. Este patrón de comportamiento simula la presencia de una roca con propiedades frágiles, que se caracteriza por la prolongación de la apertura de fracturas a lo largo de un período extenso, lo que contribuye a la estabilidad continua de la explotación de Hidrocarburos.

Figura 54

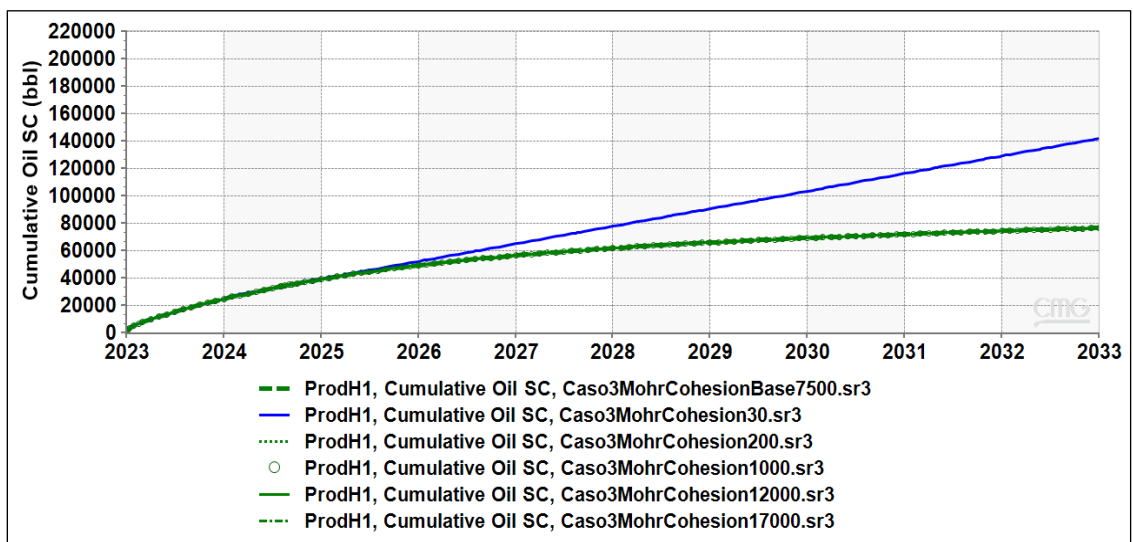
Influencia de la variación de la Relación de Poisson en el crudo acumulado - VM.



5.3 Análisis de Sensibilidad de la cohesión

Figura 55

Influencia de la variación de la Cohesión en la producción acumulada.



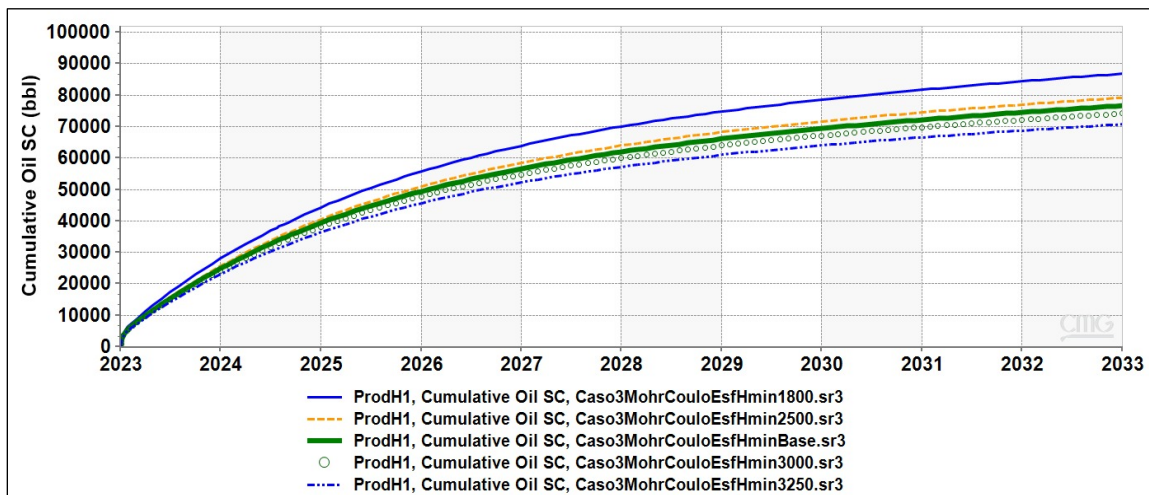
En la figura 55 se puede observar que no existe una variación de la producción al variar el rango de valor de la cohesión, debido a que el yacimiento en estudio presenta altos valores para esta propiedad. Sin embargo, en valores bajos de 30 psi, se evidencia un cambio significativo, al cambiar drásticamente el comportamiento de la producción, generando un aumento de esta.

5.4 Análisis de Sensibilidad de los esfuerzos efectivos

5.4.1 Esfuerzo horizontal mínimo

Figura 56

Influencia de la variación del esfuerzo horizontal mínimo en el crudo acumulado.

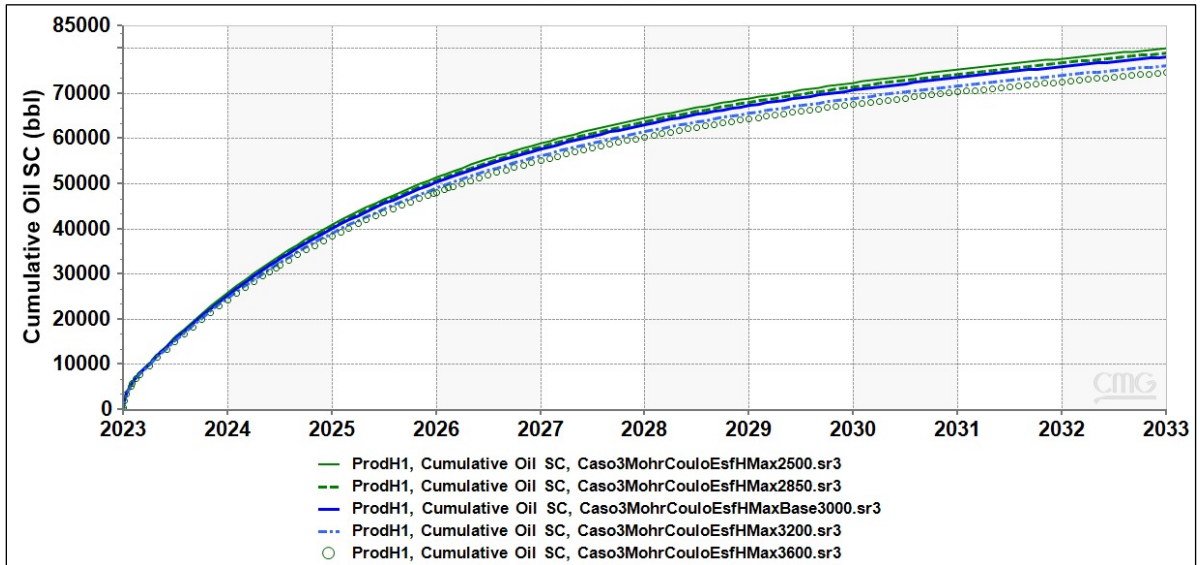


El aumento en los esfuerzos horizontal máximo y horizontal mínimo, sobre el yacimiento, causan una mayor disminución en la productividad del pozo en formaciones de shale, dado que las permeabilidades son bajas, se ven afectados por pequeños cambios en presión. Esto debido a que los esfuerzos están en función de la presión de poro. De la misma manera, se tiene una mayor producción, cuando la caída de presión en el yacimiento es mínima debido a que se tiende a mantener la energía de este. Figuras 56 y 57.

5.4.2 Esfuerzo horizontal máximo

Figura 57

Influencia de la variación del esfuerzo horizontal máximo en el crudo acumulado.



Conclusiones

El flujo de fluidos en medios porosos se ve significativamente afectado por las propiedades mecánicas del medio rocoso sobre el cual se desplaza, es decir, la formación. Algunas de estas propiedades tienen una influencia directa en la producción, como lo son el Módulo de Young y la Relación de Poisson. Estas representan, desde el punto de vista de la deformación, la fragilidad de la roca y su capacidad a dejarse fracturar y generar canales que favorezcan el flujo y la productividad. Esto se ve corroborado en los resultados obtenidos en el análisis de sensibilidad desarrollado, donde al variar estas propiedades dentro de un rango específico, se pudo evidenciar que, para altos valores del Módulo de Young y bajos valores de la Relación de Poisson, la producción aumentó. Contrario a esto, para valores bajos del módulo de Young y valores altos para relación de Poisson, la producción mostró una disminución.

Otros parámetros geomecánicos también mostraron un impacto directo en el flujo de fluidos. Tal es el caso de los esfuerzos horizontal máximo y mínimo. Al aumentar sus magnitudes se evidenció una disminución en las curvas de producción del pozo. Dado que las permeabilidades del yacimiento son muy bajas, estas se ven afectadas por pequeños cambios en la presión. Para el caso de la variación de la cohesión y la consideración de diferentes criterios de falla (Mohr Coulomb y Von Mises), no manifestaron cambios en la producción, por lo que no se consideran parámetros clave en la afectación del flujo de fluidos, en el contexto planteado.

La permeabilidad de la matriz, la permeabilidad de la fractura, las características inherentes a la fractura, las propiedades de la fase petróleo-gas (PVT), la permeabilidad relativa y la porosidad, se erigen como parámetros críticos en la estimación del desempeño en yacimientos. En

consecuencia, se hace imprescindible contar con datos representativos y de alta calidad relacionados con las características de la roca y el fluido para llevar a cabo pronósticos realistas.

Herramientas de simulación como las disponibles en la suite CMG (Computer Modelling Group), permiten hacer una representación confiable de los procesos que se desarrollan en un yacimiento, como es el caso del modelamiento del flujo de fluidos y la incidencia de los parámetros geomecánicos. Su representación se logra acoplando modelos independientes de flujo de fluidos y geomecánico para estudiar la influencia directa que puede darse en su interacción, considerando diversos factores y propiedades del medio y de los fluidos. Dentro de sus simuladores se destaca GEM, como simulador de fluidos composicionales en yacimientos no convencionales, como el estudiado en el presente proyecto.

Los resultados obtenidos y analizados en esta investigación destacan la influencia de la geomecánica en la productividad del yacimiento, proporcionando evidencia sólida de las modificaciones sustanciales en los esfuerzos y parámetros geomecánicos que inciden directamente en la dinámica operativa y la estabilidad del yacimiento productor. Estos hallazgos tienen importantes implicaciones para la optimización de estrategias de producción en yacimientos sometidos a fracturamiento hidráulico, contribuyendo al avance del conocimiento en el campo de la ingeniería de yacimientos y la geomecánica aplicada a la explotación de hidrocarburos.

Recomendaciones

Como estrategias para la continuación de investigaciones que involucren el análisis de las interacciones entre geomecánica y flujo de fluidos, se plantean algunas recomendaciones:

1. Emplear el modelo de Barton-Bandis para realizar la modelización de la apertura de fracturas y/o analizar el cierre y el comportamiento del flujo en las fracturas preexistentes.
2. Para el caso de yacimientos con procesos de fracturamiento hidráulico, como el desarrollado en este proyecto, se propone considerar en la simulación, la influencia del uso de propantes que permitan mantener las fracturas abiertas, aun durante la declinación de la presión, manteniendo así la porosidad y permeabilidad de las fracturas hidráulicas.
3. Evaluar la incidencia de la geomecánica en el flujo de fluidos, en otros procesos de recuperación como la inyección de agua, inyección de vapor, inyección de CO₂, etc., y en escenarios que involucren nuevos tipos de yacimientos y condiciones del medio, como la reactivación de fallas, captación y almacenamiento de CO₂, entre otros.

Referencias Bibliográficas

- Agboada, D. & Ahmadi, M. (2013). *SPE 165315 Production Decline and Numerical Simulation Model Analysis of the Eagle Ford Shale Oil Play*. <http://onepetro.org/SPEWRM/proceedings-pdf/13WRM/All-13WRM/SPE-165315-MS/1589453/spe-165315-ms.pdf/1>
- BRADY, B. and BROWN, E. *Rock mechanics for underground mining*. First edition. London: George Allen & Unwin. 1985.
- Calderón, C. (2014). *Introducción a la mecánica de rocas y sus aplicaciones en la industria del petróleo*. Ediciones UIS. <https://elibro-net.bibliotecavirtual.uis.edu.co/es/ereader/uis/129273>
- CMG. (2023). *A1_TheoreticalOutline. Manual de usuario GEM, versión 2023.10*.
- CMG. (2023). *A1_TheoreticalOutline. Manual de usuario IMEX, versión 2023.10*.
- CMG. (2023). *A1_TheoreticalOutline. Manual de usuario STARS, versión 2023.10*.
- CMG. (2023). *GEM Compositional & Unconventional Simulator*. <https://www.cmgl.ca/gem>
- CMG. (2023). *IMEX Black Oil & Unconventional Simulator*. <https://www.cmgl.ca/imex>
- CMG. (2023). *STARS Thermal & Advanced Processes Simulator*. <https://www.cmgl.ca/stars>
- Calcaneo, G. (2014). *Veta multimillonaria cerca del Río Bravo (III Parte)*. <https://quimicoglobal.mx/veta-multimillonaria-cerca-del-rio-bravo/>
- Colmont, G. & Pinoargote, C. (2017). *Flujo de Fluidos en Medios Porosos* (1ra Edición). Editorial UPSE. <https://incyt.upse.edu.ec/libros/index.php/upse/catalog/book/16>
- Cook, J. (2016). Serie de artículos introductorios: La geomecánica. *Oilfield Review*, 28(1), 50–51. <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/jan2016-oilfield-review.ashx>
- Dandekar, A. (2013). *Petroleum reservoir rock and fluid properties* (Segunda edición). CRC Press. Taylor & Francis Group.

- Delgado, O. & Manrique, V. (2016). *Metodología Para Diseñar el Modelo Geomecánico 1D de Estabilidad de Pozos* [Universidad Industrial de Santander].
http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/pags/cat/popup/pa_detalle_matbib.jsp?parametros=178187|%20|1
- EcuRed. (2019). *Presión capilar*.
https://www.ecured.cu/Presi%C3%B3n_capilar#:~:text=Es%20una%20de%20las%20fuerzas,coexisten%20en%20el%20medio%20poroso.
- EIA. (2014). *Extensión de la formación Eagle Ford*. <https://www.eia.gov/>
- Escobar, F. (2005). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos* (Primera edición). Editorial Universidad Surcolombiana.
- Franklin, J. & Dusseault, M. *Rock Engineering*. First Edition. United States: McGraw-Hill, Inc, 1989.
- GeotechTips. [@GeotechTips]. (13 de junio de 2014). *El esfuerzo efectivo viene de restar la presión de poros del esfuerzo geostático #geotecnia*. [Imagen adjunta][Tweet].
<https://twitter.com/GeotechTips/status/422812532936409088>
- Geoxnet. (2019). Tipos de Esfuerzo en Geología [Imagen]. Geoxnet:
https://post.geoxnet.com/geologia-estructural/#tipos_de_esfuerzos
- González, A. & Martínez, P. (2022). *Caracterización geomecánica de suelos y rocas. El círculo de Mohr y para qué sirve*. <https://ocw.unican.es/course/view.php?id=304#section-0>
- González, L. (2009). *Resistencia al Corte [Curso Geomecánica]*. https://www.u-cursos.cl/ingenieria/2009/2/CI44B/2/material_docente/
- González, L., Ferrer, M., Ortuño, L., & Oteo, C. (2002). *Ingeniería Geológica*.

- Gutierrez, M., & Lewis, R. (1998). The Role of Geomechanics in Reservoir Simulation. Paper presented at the SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering, Trondheim, Norway, July 1998. doi: <https://doi.org/10.2118/47392-MS>
- Kolymbas, D. *Tunnelling and tunnel mechanics*. Berlin: Springer-Verlag. 2008.
- Lama, C. & Vutukuri, V. (1978). *Handbook on mechanical properties of rocks: Testing techniques and results. Vol II*. Second Edition. Clausthal, Germany: Trans tech publications.
- Calderón Carrillo, Z. (2014). Introducción a la mecánica de rocas y sus aplicaciones en la industria del petróleo. Bucaramanga, Ediciones UIS. Recuperado de <https://elibro-net.bibliotecavirtual.uis.edu.co/es/ereader/uis/129273?page=498>.
- Mora et al. (2022). Criterio de Von Mises. http://www.mecapedia.uji.es/pages/criterio_de_von_Mises.html
- Naranjo, A., & Soto, C. (2007). Efecto de los parámetros geomecánicos en el fracturamiento hidráulico de yacimientos de hidrocarburos sensibles a esfuerzos. *Boletín de Ciencias de La Tierra*, 0(21), 09–22. www.slb.com/oilfieldreview
- Orangi, A., Nagarajan, N., Honarpour, M., & Rosenzweig, J. (2011). Unconventional Shale Oil and Gas-Condensate Reservoir Production, Impact of Rock, Fluid, and Hydraulic Fractures. SPE 140536, 1-15.
- Pollard, D. & Fletcher, R. (2005). *Fundamentals of structural geology*. First edition. Cambridge: Cambridge University Press.
- Ramos, R. (2018). *Caracterización Geomecánica del Yacimiento Cretáceo 21 Para el Diseño de Fracturas en la Caliza Apón, Campo Urdaneta, Estado Zulia* [Universidad Central de Venezuela]. <http://hdl.handle.net/10872/19383>

Wang, J., and Liu, Y. (2011). Well Performance Modeling in Eagle Ford Shale Oil Reservoir. SPE 144427, 1-9 (1).

Zoback, M. (2007), Reservoir Geomechanics, Department of Geophysics, Stanford University