



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Evaluación del proceso de recobro térmico SAGD acoplado con geomecánica en yacimientos altamente inclinados

Yorleth Reyes Navas

Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín
Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía
Medellín, Colombia

2021

Evaluación del proceso de recobro térmico SAGD acoplado con geomecánica en yacimientos altamente inclinados

Yorleth Reyes Navas

Trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería – Ingeniería de Petróleos

Director (a):

Ph.D., José Gildardo Osorio Gallego

Línea de Investigación:

Geomecánica aplicada

Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín
Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía
Medellín, Colombia

2021

A mi hijo por su entusiasmo y energía que me permite avanzar con ímpetu logrando superar obstáculos.

A mis padres por su confianza y apoyo incondicional en cada momento de mi desarrollo tanto profesional como humano.

A mis hermanas por su motivación y sus cálculos porcentuales que me acompañaron hasta el final del trabajo.

A Dios quien me brinda su mano y me sostiene mostrándome la luz en cada proyecto que emprendo.

La sabiduría es como una flecha. La mente serena es el arco que la dispara.

Dalai Lama

Declaración de obra original

Yo declaro lo siguiente:

He leído el Acuerdo 035 de 2003 del Consejo Académico de la Universidad Nacional. «Reglamento sobre propiedad intelectual» y la Normatividad Nacional relacionada al respeto de los derechos de autor. Esta disertación representa mi trabajo original, excepto donde he reconocido las ideas, las palabras, o materiales de otros autores.

Cuando se han presentado ideas o palabras de otros autores en esta disertación, he realizado su respectivo reconocimiento aplicando correctamente los esquemas de citas y referencias bibliográficas en el estilo requerido.

He obtenido el permiso del autor o editor para incluir cualquier material con derechos de autor (por ejemplo, tablas, figuras, instrumentos de encuesta o grandes porciones de texto).

Por último, he sometido esta disertación a la herramienta de integridad académica, definida por la universidad.

Yorleth Reyes Navas

Yorleth Reyes Navas

Nombre

Fecha 26/11/2021

Agradecimientos

Agradezco a mi director de tesis, el profesor José Gildardo Osorio por su acompañamiento y direccionamiento durante todo el proyecto. Su paciencia y forma de transmitir el conocimiento me permitió entender y desarrollar habilidades en una disciplina de alta complejidad y relevancia, como lo es la geomecánica de yacimientos. Hoy me siento afortunada de haber dado un paso más en mi formación académica guiada por un experto en el área.

Agradezco a CMG – *Computer Modelling Group* por proveerme una licencia para la realización de la simulación numérica, especialmente a Argenis Álvarez por su soporte técnico durante el desarrollo del proyecto.

Agradezco a Lino Andarcia por haberme incursionado en el mundo de la simulación numérica a través de su valiosa enseñanza.

Agradezco a Hocol por permitirme hacer parte de su equipo donde he adquirido experiencias invaluable a través de diversos proyectos.

Agradezco a Alejandro por guiarme en la utilización de herramientas que facilitaron la organización del trabajo y acompañarme durante el desarrollo del mismo.

Agradezco a mi familia por alentarme siempre en mis planes. Su amor y su bondad que es el reflejo de Dios me llenan de fuerza y me motivan a seguir explorando el fascinante mundo del conocimiento.

Resumen

Evaluación del proceso de recobro térmico SAGD acoplado con geomecánica en yacimientos altamente inclinados: (Resolución 023 de 2015. Artículo 02)*

***Descripción:**

En el presente trabajo que tiene por objetivo evaluar el impacto de la geomecánica en el desempeño del proceso de recobro térmico SAGD en un yacimiento altamente inclinado, se construyó un modelo dinámico de flujo de fluidos (*sector model* de 600,000 celdas aproximadamente), el cual integra información de laboratorio y de campo proveniente de tres pozos perforados en el área. Parámetros como la porosidad con variación del 1%, permeabilidad con variaciones entre el 13% y 18%, subsidencia que varía de -0,4 ft a -1.06 ft, desarrollo de la cámara de vapor, evidencian cambios con respecto a la presión de inyección y la orientación de los pozos. Cuando el pozo falla por cizalla los efectos geomecánicos ejercen un rol preponderante sobre la productividad de hidrocarburos evidenciado en el escenario de mayor presión (2500 psi vs 1500 psi), con tasas de crudo 1.2 veces superiores al término de 10 años de producción. Cuando la orientación del pozo es perpendicular al rumbo de la estructura se presenta mayor SOR respecto al caso base (12%), y la diferencia en el inicio de producción (tasas mayores a 10 bopd) es de 150 días.

Palabras clave: geomecánica, modelo, simulación, esfuerzos, SAGD, acoplado.

Abstract

Coupled geomechanical and fluid flow SAGD recovery process assessment in high dip reservoirs: (Resolución 023 de 2015. Artículo 02)*

***Description:**

The impact of geomechanics on the performance of SAGD oil recovery process was evaluated in a high dip reservoir through numerical modeling. A dynamic fluid flow model (*sector model*) with less than 600.000 cells, coupled with geomechanics was built on CMG software in order to recognize the main parameters affecting the production performance in the study area. Mechanical and petrophysical properties measured in laboratory and logs information from three wells were incorporated to capture the geological and rock mechanical features. The parameters such as porosity (1%), permeability (13% - 18%), subsidence (-0.4 ft - -1.06 ft) and steam chamber growth, showed changes related to the injection pressure and the wellbore direction regarding to the principal stresses. Under wellbore shear failure, the geomechanical phenomena became more important for oil production showing 1.2 times more of oil production for the highest injection pressure (2500 psi vs 1500 psi). The oil rate was 1.2 times higher than the base case after of 10 years of production. Higher SOR (12%) is obtained for well located on direction of maximum horizontal stress in comparison with the base case, also showing a difference of 150 days for initiate the oil production rate.

Keywords: geomechanics, sector model, simulation, stress, SAGD, coupled.

Contenido

	Pág.
1. Consideraciones Teóricas	5
1.1 Parámetros geomecánicos obtenidos a partir de pruebas de laboratorio	5
1.1.1 Propiedades elásticas.....	5
1.1.2 Propiedades de resistencia y ensayos de laboratorio	7
1.1.3 Coeficiente de expansión térmico lineal.....	12
1.2 Propiedades mecánicas y esfuerzos <i>in situ</i> a nivel de pozo	13
1.2.1 Estimación de propiedades elásticas.....	13
1.2.2 Estimación de propiedades de resistencia.....	14
1.2.3 Estimación de esfuerzos <i>in-situ</i>	15
1.3 Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD).....	18
2. Área de estudio	21
2.1 Geología general.....	21
2.2 Descripción estratigráfica	23
2.3 Descripción del yacimiento.....	24
2.4 Generalidades del modelo estático	25
2.5 Modelo dinámico	28
2.5.1 PVT	28
2.5.2 Presiones capilares y permeabilidades relativas.....	29
2.5.3 Propiedades térmicas	33
2.5.4 <i>Sector model</i>	34
3. Desarrollo del modelo acoplado	37
3.1 Modelo geomecánico 1D.....	37
3.1.1 Estimación y calibración de parámetros elásticos.....	37
3.1.2 Estimación y calibración de parámetros de resistencia.....	41
3.1.3 Estimación y calibración de esfuerzos <i>in situ</i>	43
3.2 Modelo dinámico de yacimientos acoplado con modelo geomecánico	54
3.2.1 Malla geomecánica.....	54
3.2.2 Esfuerzos <i>in situ</i>	56
3.2.3 Modelo de plasticidad	57
3.2.4 Parámetros geomecánicos	57
3.2.5 Tipo de acople	60
4. Discusión de resultados	61
4.1 Evaluación de escenario base.....	62
4.2 Estudio de sensibilidad.....	67
4.2.1 Presión de inyección.....	67
4.2.2 Orientación de los pozos	78

5. Conclusiones y recomendaciones	86
5.1 Conclusiones	86
5.2 Recomendaciones	88
Bibliografía	89

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1: Deformación inducida por esfuerzo uniaxial (FJAER et al., 2008, p. 20)..	7
Figura 1-2: Curva típica de laboratorio de esfuerzo – deformación (Brady et al., 2005, p. 89).	8
Figura 1-3: Esquema de un ensayo de compresión triaxial.....	9
Figura 1-4: Resultado de una prueba de compresión triaxial – curva de esfuerzo diferencial vs deformación axial (FJAER et al., 2008, p. 57).	9
Figura 1-5: Prueba de tensión indirecta o brazilian test (FJAER et al., 2008, p. 281).	10
Figura 1-6: Pruebas triaxiales a diferentes presiones de confinamiento que definen la envolvente de falla de Mohr la cual se aplanan a medida que incrementa la presión de confinamiento. B) la simplificación lineal de la envolvente de Mohr usualmente se refiere como la falla de Mohr Coulomb. (Zoback, 2006, p. 119).....	12
Figura 1-7: Proceso SAGD (https://slideplayer.com/slide/12699556/).	18
Figura 1-8: Mecanismo de drenaje gravitacional (Butler, 1989, p. 45).....	19
Figura 2-1: Localización del área de estudio en la cuenca Llanos Orientales (Barrero et al., 2007, p. 40).	21
Figura 2-2: Corte transversal regional NW-SE de la cuenca Llanos (Penagos, 2015, p. 446).	22
Figura 2-3: Estratigrafía regional de las cuencas Valle Medio del Magdalena, Llanos y Cordillera Oriental (Sarmiento L., 2011, p. 38-39).	24
Figura 2-4: Viscosidad de aceite vs temperatura y <i>finger print</i> del yacimiento de estudio (Andarcia et al., 2014).	25
Figura 2-5: Modelo estático de la zona de estudio (Andarcia et al., 2014).	26
Figura 2-6: Distribución de porosidad.	27
Figura 2-7: Distribución de permeabilidad.....	27
Figura 2-8: Distribución de saturación de agua.....	28
Figura 2-9: Parámetros del fluido correspondiente al PVT.....	29
Figura 2-10: Tipos de roca a partir de metodología de radios de garganta de poro. ...	30
Figura 2-11: Curvas de permeabilidad relativa para el tipo de roca 1.....	32
Figura 2-12: Curvas de permeabilidad relativa para el tipo de roca 2.....	32
Figura 2-13: Curvas de permeabilidad relativa para el tipo de roca 3.....	32
Figura 2-14: <i>Sector model</i> con arreglo de pozos.	34
Figura 3-1: Fotos de las muestras previas y posteriores a las pruebas de compresión triaxial.	38

Figura 3-2:	Correlación de la onda de cizalla en función de la onda compresional, pozo EST-P7.	39
Figura 3-3:	Relación de Poisson y módulo de Young calculados para el pozo EST-P5, a partir de la onda compresional, de cizalla y del registro de densidad.	40
Figura 3-4:	Relación de Poisson y módulo de Young calculados para el pozo EST-P8, a partir de la onda compresional, de cizalla y del registro de densidad.	41
Figura 3-5:	Perfil UCS, cohesión y ángulo de fricción interno calculados para el pozo EST-P5.	42
Figura 3-6:	Perfil UCS, cohesión y ángulo de fricción interno calculados para el pozo EST-P8.	43
Figura 3-7:	Curva de corrección de densidad (<i>DRHO</i>) del pozo EST-P8.	44
Figura 3-8:	Tamaño del hueco vs diámetro de la broca en el pozo EST-P8.	45
Figura 3-9:	Calibración del registro de densidad con el modelo de Miller del pozo EST-P8.	46
Figura 3-10:	Registro de densidad compuesto del pozo EST-P8.	47
Figura 3-11:	Esfuerzo vertical para el pozo EST-P8.	48
Figura 3-12:	Esfuerzo horizontal mínimo sin calibrar para el pozo EST-P8.	49
Figura 3-13:	Esfuerzo horizontal mínimo calibrado para el pozo EST-P8.	50
Figura 3-14:	Identificación de <i>breakout</i> en registro de imágenes.	51
Figura 3-15:	Esquema representativo del ángulo y ancho de <i>breakout</i>	52
Figura 3-16:	Esfuerzos horizontal máximo, horizontal mínimo y vertical en el pozo EST-P8.	53
Figura 3-17:	Sistema de coordenadas para un pozo desviado (FJAER et al., 2008, p. 146).	55
Figura 3-18:	Modelo dinámico de yacimientos acoplado con geomecánica.	56
Figura 3-19:	Parámetros geomecánicos promedio para la formación Une del modelo acoplado.	58
Figura 3-20:	Deformación axial, radial y volumétrica en función de la temperatura medida en muestras del pozo EST-P5.	59
Figura 3-21:	Diagrama de flujo de acople secuencial.	60
Figura 4-1:	Evolución de la cámara de vapor en el tiempo, escenario base con presión de inyección de 1500 psi.	63
Figura 4-2:	Porosidad del modelo de flujo de fluidos vs modelo acoplado con geomecánica, en la celda 43, 79, 14 donde se alcanzan temperaturas de 570 °F.	64
Figura 4-3:	Subsistencia del modelo de flujo de fluidos vs modelo acoplado con geomecánica, en la celda 43, 79, 14 donde se alcanzan temperaturas de 570 °F.	65
Figura 4-4:	Permeabilidad del modelo de flujo de fluidos vs modelo acoplado con geomecánica, en la celda 43, 79, 14 donde se alcanzan temperaturas de 570 °F.	66
Figura 4-5:	Distribución de la cámara de vapor en el tiempo, escenario 1 (1500 psi) y escenario 2 (2500 psi).	68
Figura 4-6:	Comparativo de esfuerzos medios efectivos en la celda 43, 79, 14, escenario 1 (1500 psi) y escenario 2 (2500 psi).	69

Figura 4-7: Esfuerzos medios efectivos después de 10 años de inyección, escenario 1 (1500 psi) y escenario 2 (2500 psi)..... 70

Figura 4-8: Falla por cizalla escenario 1 (1500 psi) y escenario 2 (2500 psi). 71

Figura 4-9: Subsistencia a los 10 años de inyección, escenario 1 (1500 psi) y escenario 2 (2500 psi).72

Figura 4-10: Comparativo de la subsistencia en el transcurso del tiempo entre el escenario 1 (1500 psi) y el escenario 2 (2500 psi)..... 73

Figura 4-11: Comparativo del desplazamiento vertical entre el modelo de flujo de fluidos y el modelo acoplado con geomecánica, escenario 2 (2500 psi). 73

Figura 4-12: Comparativo de la permeabilidad en la celda 43, 79, 14 entre el escenario 1 (1500 psi) y el escenario 2 (2500 psi)..... 74

Figura 4-13: Comparativo de la porosidad en la celda 43, 79, 14 entre el escenario 1 (1500 psi) y el escenario 2 (2500 psi)..... 75

Figura 4-14: Comportamiento del SOR escenario 1 (1500 psi) y escenario 2 (2500 psi). 76

Figura 4-15: Comparativo de tasa de producción de aceite entre el escenario 1 (1500 psi) y el escenario 2 (2500 psi)..... 77

Figura 4-16: Comparativo de producción acumulada de aceite entre el escenario 1 (1500 psi) y el escenario 2 (2500 psi)..... 77

Figura 4-17: Distribución de la cámara de vapor en el tiempo, escenario 1 (pozo orientado en el rumbo) y escenario 3 (perpendicular al rumbo)..... 79

Figura 4-18: Comparativo de esfuerzos medios efectivos en la celda 43, 79, 14 entre el escenario 1 (pozo orientado en el rumbo) y el escenario 3 (perpendicular al rumbo). 80

Figura 4-19: Falla por cizalla escenario 1 (pozo orientado en el rumbo) y escenario 3 (perpendicular al rumbo). 80

Figura 4-20: Comparativo de la subsistencia en el transcurso del tiempo entre el escenario 1 (pozo orientado en el rumbo) y el escenario 3 (perpendicular al rumbo). 81

Figura 4-21: Comparativo de la permeabilidad entre el escenario 1 (pozo orientado en el rumbo) y el escenario 3 (perpendicular al rumbo)..... 82

Figura 4-22: Comparativo de la porosidad entre el escenario 1 (pozo orientado en el rumbo) y el escenario 3 (perpendicular al rumbo)..... 82

Figura 4-23: Comportamiento del SOR escenario 1 (pozo orientado en el rumbo) y escenario 3 (perpendicular al rumbo). 83

Figura 4-24: Comparativo de tasa de producción de aceite entre el escenario 1 (pozo orientado en el rumbo) y el escenario 3 (perpendicular al rumbo). 84

Figura 4-25: Comparativo de tasa de producción de agua entre el escenario 1 (pozo orientado en el rumbo) y el escenario 3 (perpendicular al rumbo). 85

Figura 4-26: Comparativo de producción acumulada de aceite entre el escenario 1 (pozo orientado en el rumbo) y el escenario 3 (perpendicular al rumbo). 85

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 2-1: Saturación de aceite residual en función de la temperatura.	33
Tabla 2-2: Parámetros operacionales del pozo inyector en una configuración SAGD.	35
Tabla 2-3: Parámetros operacionales del pozo productor en una configuración SAGD.	35
Tabla 3-1: Propiedades elásticas de la roca. Pozo EST-P5.	38
Tabla 3-2: Propiedades de resistencia de la roca. Pozo EST-P5.	42
Tabla 3-3: Propiedades geomecánicas para la formación Une en el pozo EST-P8.	58
Tabla 4-1: Parámetros operacionales del pozo inyector en diferentes escenarios.....	62
Tabla 4-2: Parámetros operacionales del pozo productor en diferentes escenarios... ..	62

Lista de Símbolos y abreviaturas

Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad SI/Campo	Definición
A	Área	ft ²	$\iint dx dy$
C_o	Cohesión	psi	Ec. 1.16
D	Diámetro	ft	Ec. 3.1
DT_s	Tiempo sónico de cizalla	$\frac{\mu s}{ft}$	
DT_p	Tiempo sónico compresional	$\frac{\mu s}{ft}$	Obtenida de registros
E	Módulo de Young	Mpsi	$\frac{d\sigma}{d\varepsilon}$
F	Fuerza	N	$\frac{d(m\vec{\theta})}{dt}$
g	Gravedad	$\frac{m}{s^2}$	9,81
G_d	Módulo dinámico de cizalla	Mpsi	Ec. 1.12
J	Función J Leverett	-	Ec. 2.1
K_r	Permeabilidad relativa	-	$\frac{k_{eff}}{k_{abs}}$
L	Longitud	ft	
P	Presión	psi	$\frac{F}{A}$
P_c	Presión capilar	psi	
q_{hc}	Caudal pozo horizontal a tasa crítica	$\frac{m^3}{s}$	Ec. 1.24
S_v	Esfuerzo vertical	psi	Ec. 1.17
S_h	Esfuerzo horizontal mínimo	psi	Ec. 1.20
S_H	Esfuerzo horizontal máximo	psi	Ec. 1.21
S_w	Saturación de agua	fracción	
t	Tiempo	s	
T	Temperatura	°F	
z	Profundidad	ft	

Símbolos con letras griegas

Símbolo	Término	Unidad SI/Campo	Definición
σ_x	Esfuerzo	psi	Ec. 1.1
σ	Tensión interfacial	$\frac{Dina}{cm}$	
ε_x	Deformación en x	-	Ec. 1.2 y 1.3
ε_y	Deformación en y	-	Ec. 1.4
ε_z	Deformación en z	-	
ν	Relación de Poisson	-	Ec. 1.5
ν_d	Relación de Poisson dinámica	-	Ec. 1.11
σ_c	Esfuerzo pico	psi	
τ	Esfuerzo de corte/cizalla	psi	Ec. 1.7
μ_i	Coefficiente de fricción interno	-	
φ	Ángulo de fricción interno	°	Ec. 1.7
ε_a	Deformación axial	-	Ec. 1.9
ε_V	Deformación volumétrica	-	Ec. 4.2
α_T	Coefficiente de expansión térmico lineal	$\frac{1}{K}$	
ρ	Densidad	$\frac{g}{cc}$	
\emptyset	Porosidad	fracción	
θ	Ángulo de contacto	°	
θ_b	Ángulo de inicio de <i>breakout</i>	°	
λ	Índice de distribución de tamaño de poro	-	

Subíndices

Subíndice	Término
d	Dinámico
p	Poros / compresional
s	Estático / cizalla

Superíndices

Superíndice	Término
n	Parámetro de ajuste / no mojante

Abreviaturas

Abreviatura	Término
UCS	Resistencia a la compresión uniaxial
RHOB	Densidad de la roca

Abreviatura	Término
SAGD	<i>Steam assisted gravity drainage</i>
CSOR	<i>Cumulative steam oil ratio</i>

Introducción

Los yacimientos de crudo pesado han tomado mayor relevancia en los últimos años debido a la disminución progresiva de las reservas de crudo convencional. No obstante, la explotación de estos fluidos resulta compleja dada la característica de alta viscosidad del crudo. Así mismo, por los efectos encontrados durante la implementación de métodos de recobro térmico, tales como pérdidas de calor por presencia de arcillas o por altas saturaciones de agua móvil, formación de emulsiones, entre otros. Esta complejidad se ha estudiado desde diferentes disciplinas, una de ellas la geomecánica de yacimientos, a partir de la cual es posible encontrar respuestas a los comportamientos de la roca que impactan el flujo de fluidos y el desempeño del proceso.

En Colombia, específicamente en la cuenca de los Llanos Orientales, existe una cantidad apreciable de crudo pesado el cual representa un recurso aún sin explotar. Tecnologías de recobro térmico como SAGD han sido usadas ampliamente en Canadá para desarrollar este tipo de hidrocarburos, alcanzando una producción promedio año de 686.324 BOPD en el año 2014 (Energy Technical Services, Alberta Energy, 2016). Sin embargo, este proceso es complejo dado que exige una serie de requisitos tales como espesor neto del yacimiento, saturación inicial de aceite, relación K_v/K_h , profundidad del yacimiento, ausencia de capa de gas, entre otros, para llevar a cabo su implementación de manera exitosa.

El desempeño de SAGD ha sido estudiado a través de simulación numérica la cual integra una serie de parámetros que ponen en evidencia cada vez más, la necesidad de integrar la geomecánica de yacimientos para prevenir posibles fallas en la implementación. Recientemente se analizó el comportamiento de SAGD en yacimientos altamente inclinados, donde los resultados fueron bastante desalentadores en términos de eficiencia térmica, con CSOR (*Cumulative Steam Oil Ratio*) cercanos a 20 (Andarcia et al., 2014). El SOR es una medida de la eficiencia térmica del proceso, el cual impacta la economía de

un proyecto de recobro térmico. En proyectos eficientes este valor está alrededor de 2 a 5, el cual depende de las propiedades del yacimiento y de los fluidos (Butler, 2001).

La importancia de considerar geomecánica en el modelamiento y en el diseño de SAGD ha sido confirmada por muchos investigadores tales como Chalaturnyk, Li, y Collins (Gu et al., 2011). En sus estudios incluyen el estado inicial de esfuerzos in situ, presión de poro inicial, presión y temperatura de inyección, espaciamiento de pozos, entre otros parámetros, indicando mejoras en la permeabilidad y por ende en la producción de aceite (Dusseault, 1993; Chalaturnyk et al. 1995, 2004; Collins, 2007). Un ejemplo de simulación acoplada para un proceso SAGD es el del piloto fase A de UTF (Underground Test Facility) en Canadá, que, aunque finalizó en 1991, sus resultados siguen siendo un componente importante en el desarrollo de modelos de yacimiento acoplado con geomecánica debido a la cantidad de información medida y obtenida del piloto, útil para validar algunos datos en proyectos donde ésta no es suficiente. Para la evaluación del piloto de UTF, utilizaron el simulador acoplado de geomecánica – yacimientos STARS de CMG, en el cual se incorporó información geológica, datos de pozos, propiedades geomecánicas e historia detallada de producción e inyección. Se usó el comportamiento esfuerzo – deformación de *shale* y arena para determinar la deformación volumétrica. Ésta se calculó en cada paso de tiempo tomando la permeabilidad del paso de tiempo anterior como dato de entrada y donde finalmente la producción estimada de cada pozo se comparó con los reportes publicados, la cual fue bastante aproximada a la realidad. Estos resultados confirman la importancia de los modelos acoplados para este tipo de procesos térmicos, dado que la geomecánica de yacimientos día a día toma mayor relevancia en la industria. Lo anterior redundará en el diseño óptimo de SAGD orientado a obtener las mayores tasas de producción y altos factores de recobro. Es así, que los estudios técnicos que se realizan en este tipo de proyectos soportan con mayor certidumbre una evaluación económica, la cual entra a ser el factor determinante al momento de tomar una decisión de inversión.

En este trabajo se plantea el objetivo de evaluar el impacto de la geomecánica de yacimientos en el desempeño del proceso SAGD en yacimientos altamente inclinados. Para tal fin se construyó un modelo acoplado de flujo de fluidos con geomecánica que simule el proceso SAGD. Lo anterior a partir de información de propiedades petrofísicas y mecánicas de la roca para un sector ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales.

El modelo acoplado está constituido por el modelo de flujo de fluidos y el modelo geomecánico. Para la construcción del modelo geomecánico se integró la información de laboratorio que comprende datos de pruebas de compresión uniaxial, triaxial y *brazilian* con la información proveniente de registros de pozo. En el presente trabajo se enmarca también las ecuaciones involucradas en el cálculo de los módulos elásticos, de resistencia y esfuerzos. Se hace un recorrido por los componentes del modelo de flujo de fluidos entre los cuales se encuentran el modelo PVT, las curvas de permeabilidad relativa, las propiedades térmicas de la roca, entre otros.

El modelamiento acoplado del proceso SAGD con geomecánica en un yacimiento altamente inclinado, permitirá identificar las variables que tienen mayor afectación en la producción de hidrocarburos relacionados a cambios de presión y temperatura. Las variables evaluadas serán: porosidad, permeabilidad absoluta y deformación. La influencia de estas variables será verificada con tasas de producción de aceite y agua, SOR (*Steam Oil Ratio*), comportamiento de la cámara de vapor en el tiempo y producción acumulada de aceite. Se realizará también un estudio de sensibilidad de los parámetros que afecten en mayor medida la producción de hidrocarburos.

1.Consideraciones Teóricas

La mecánica de rocas conocida como una ciencia dedicada al comportamiento mecánico de los materiales rocosos y al estudio de sus propiedades, está siendo aplicada con mayor frecuencia en procesos de recuperación térmica por el impacto que genera no solo en la producción de crudo sino en la deformación del yacimiento. El entendimiento de las variables y fenómenos que rodean esta ciencia es fundamental para afrontar las complejidades que se evidencian durante la implementación de este tipo de métodos. Por consiguiente, en el presente capítulo se hace una descripción teórica de las propiedades elásticas y de resistencia de la roca pasando por las pruebas de laboratorio que se utilizan para adquirir esta información, además se exhiben correlaciones que implican datos adquiridos a nivel de pozo y se muestra la estimación de esfuerzos in situ. Finalmente, se presenta una definición del proceso SAGD, involucrando su mecanismo de actuación y la ecuación de predicción de la tasa de crudo.

1.1 Parámetros geomecánicos obtenidos a partir de pruebas de laboratorio

1.1.1 Propiedades elásticas

“El módulo de Young pertenece a un grupo de coeficientes llamados módulos elásticos y se define como una medida de la rigidez de la muestra, es decir la resistencia de la muestra en contra de una compresión generada por un esfuerzo uniaxial” (FJAER et al., 2008, p. 20).

Para ilustrarlo, se considera una muestra de longitud L y un área de corte transversal A , donde A es igual al diámetro al cuadrado. En una de las caras se aplica una fuerza F por lo que se reduce la longitud de la muestra a un valor L' (Figura 1-1). Por tanto el esfuerzo aplicado es fuerza sobre área (ver Ecuación 1.1),

$$\sigma_x = \frac{F}{A} \quad (1.1)$$

y la elongación corresponde al cambio en longitud con respecto al valor inicial (ver Ecuación 1.2),

$$\varepsilon_x = \frac{(L-L')}{L} \quad (1.2)$$

Si la muestra se comporta linealmente, hay una relación lineal entre el esfuerzo y la deformación, (ver Ecuación 1.3),

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} \sigma_x \quad (1.3)$$

La ecuación anterior se conoce como la ley de Hooke, donde el coeficiente E es el módulo de Young.

La relación de Poisson, otro parámetro elástico, se define como una medida de la expansión lateral relativa a la contracción longitudinal.

Otra consecuencia de aplicar el esfuerzo σ_x , es un incremento en el diámetro D de la muestra. La elongación lateral es por consiguiente el cambio radial con respecto al diámetro inicial (ver Ecuación 1.4),

$$\varepsilon_y = \varepsilon_z = \frac{(D-D')}{D} \quad (1.4)$$

siendo D' mayor a D, y como resultado ε_y y ε_z quedan con el signo negativo (ver Ecuación 1.5).

$$\nu = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \quad (1.5)$$

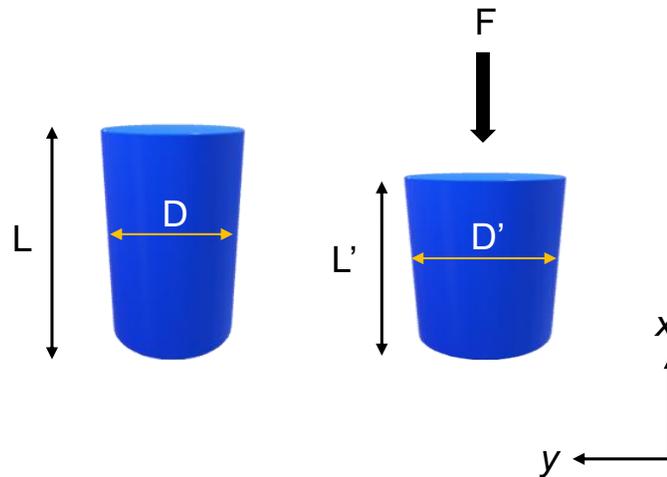


Figura 1-1: Deformación inducida por esfuerzo uniaxial (FJAER et al., 2008, p. 20).

Los parámetros elásticos mencionados previamente se obtienen a partir de pruebas de laboratorio; particularmente para los pozos del presente estudio se utilizaron pruebas uniaxiales, triaxiales y *brazilian test*.

1.1.2 Propiedades de resistencia y ensayos de laboratorio

“Si la presión de confinamiento es cero, se refiere a una prueba uniaxial (también denominada prueba de compresión no confinada). Por el contrario, si se aplica una presión de confinamiento diferente de cero, se refiere a una prueba triaxial” (FJAER et al., 2008, p. 55).

En la prueba de compresión uniaxial se ejerció una fuerza en dirección axial sobre la muestra hasta inducir la falla por cizalla. Durante la prueba se registró el valor de la fuerza aplicada y los cambios experimentados por la muestra, en dirección longitudinal y radial. En la Figura 1-2 se muestra un esquema de la curva de deformación generada durante el ensayo.

A medida que se aplica el esfuerzo axial sobre la roca, en la gráfica de esfuerzo-deformación se evidencia una curvatura luego de aplicada la carga inicial, debido al cierre de microfracturas. Una vez se cierran estas fisuras, la roca exhibe un comportamiento elástico lineal hasta que se alcanza el esfuerzo pico (σ_c) denominado resistencia a la compresión uniaxial (UCS) corresponde al máximo esfuerzo aplicado en el cual falla la

roca. En este punto el esfuerzo aplicado es tan grande que la roca comienza a dañarse de manera permanente, conllevando a la deformación plástica (Brady et al., 2005, p. 88). La pendiente de la curva elástica lineal corresponde al módulo de Young.

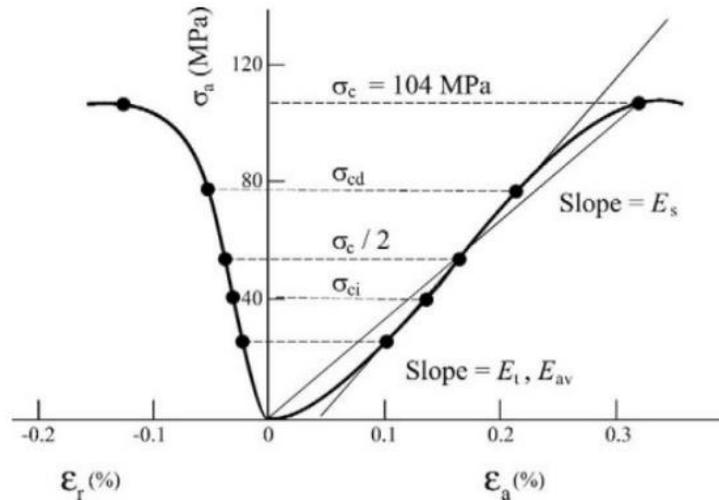


Figura 1-2: Curva típica de laboratorio de esfuerzo – deformación (Brady et al., 2005, p. 89).

En el ensayo de compresión triaxial (Figura 1-3), la roca se somete a un estado homogéneo de esfuerzos en el cual dos de los esfuerzos principales son iguales en magnitud, mientras que el tercer esfuerzo es más compresivo que los anteriores (Jaeger et al., 2007). La fuerza que se ejerce en la dirección radial corresponde a la presión de confinamiento mientras que la fuerza que se ejerce en el eje vertical corresponde a la deformación axial. Según el diseño establecido para el ensayo el cual está basado en la norma ASTM D 7012, se aumenta la presión en una rampa constante y en seguida se aplica la carga axial hasta producir la falla por cizalla en la muestra. Durante el ensayo se registra la fuerza aplicada y las deformaciones de la muestra en dirección longitudinal y radial; los parámetros determinados en estos ensayos son: resistencia máxima al confinamiento, módulos de Young y relación de Poisson. (Carvajal, 2013)

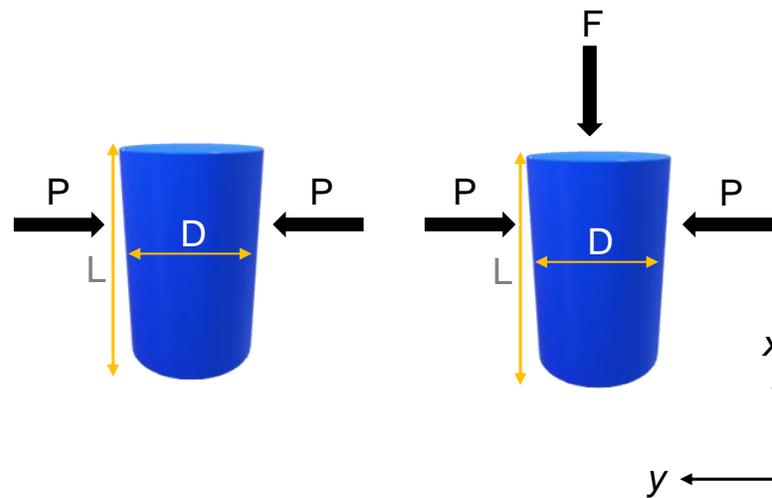


Figura 1-3: Esquema de un ensayo de compresión triaxial.

Una vez se grafican los datos se obtiene una curva de esfuerzo – deformación similar a la de la prueba uniaxial. Sin embargo el comportamiento puede variar a mayores niveles de esfuerzo, como se observa en la Figura 1-4. En este caso el eje vertical representa la diferencia entre el esfuerzo axial y la presión de confinamiento, mientras que el eje horizontal representa la deformación axial. En la gráfica se aprecia que a mayores presiones de confinamiento la roca sigue soportando altas cargas aunque su rigidez se reduce notablemente. Para mayores presiones de confinamiento la falla se define en algún punto donde cambia la pendiente de la curva (FJAER et al., 2008, p. 57).

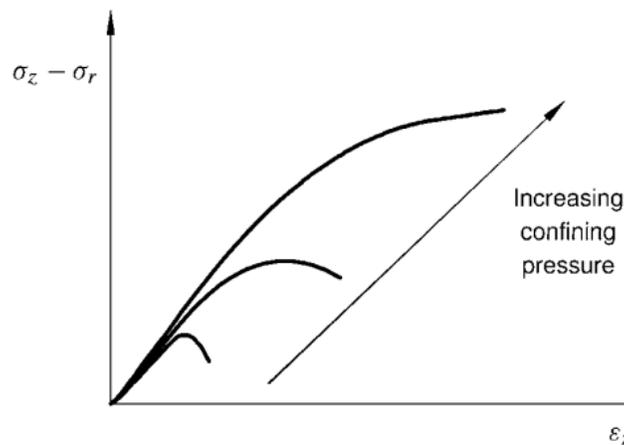


Figura 1-4: Resultado de una prueba de compresión triaxial – curva de esfuerzo diferencial vs deformación axial (FJAER et al., 2008, p. 57).

En la prueba de tensión indirecta o “Brazilian” se aplica una fuerza sobre dos puntos opuestos del perímetro de la roca de manera progresiva hasta inducir la falla (Figura 1-5). La falla ocurre por una extensión de la fractura en el plano radial, que es directamente proporcional a la resistencia a la tensión de la roca, el cual es el parámetro a determinar en la prueba (ver Ecuación 1.6). (Carvajal, 2013)

$$\tau_o = \frac{2*P}{\pi*D*t} \quad (1.6)$$

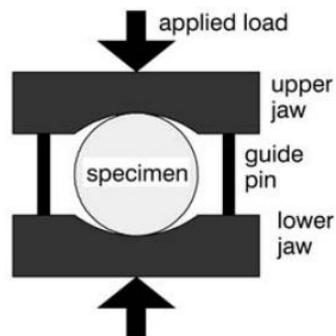


Figura 1-5: Prueba de tensión indirecta o brazilian test (FJAER et al., 2008, p. 281).

Un término que se ha mencionado con frecuencia es la resistencia, la cual se define según Zoback (2006) como “el nivel de esfuerzo pico que se alcanza durante una prueba de deformación” (p. 118). La resistencia de la roca depende de cómo está confinada, por ejemplo, en la prueba de compresión triaxial se observa que la resistencia de la roca parece incrementar monótonamente con la presión de confinamiento (Zoback, 2006, p. 120). Por su parte, Goodman (1989) afirma que la variación del esfuerzo pico con la presión de confinamiento se conoce como un criterio de falla. El criterio de falla más conocido es el de Mohr-Coulomb (p. 80), (Figura 1-6).

A partir de varias pruebas triaxiales se puede definir una envolvente empírica de falla de Mohr Coulomb que describe la falla de la roca a diferentes presiones de confinamiento.

El criterio de falla de Mohr consiste en una envolvente lineal que toca todos los círculos de Mohr representando combinaciones críticas de los esfuerzos principales, establecida en términos de esfuerzos normales y de cizalla sobre un plano representado por el punto de

tangencia del círculo de Mohr con la envolvente (Goodman, 1989, p. 81) (ver Ecuación 1.7).

$$\tau = C_o + \sigma\mu_i \quad (1.7)$$

Donde μ es el coeficiente de fricción interno, referido a la pendiente de la línea (envolvente) de falla. Savage et al. (1996) argumentó que su efecto se debe ciertamente a la fuerza friccional que actúa a lo largo de la superficie de las fracturas que no están realmente intactas (Jaeger et al., 2007, p. 90).

El ángulo φ mostrado en la Figura 1-6 se conoce como ángulo de fricción interna y se relaciona con el coeficiente de fricción interna (ver Ecuación 1.8),

$$\tan\varphi = \mu \quad (1.8)$$

τ es el esfuerzo pico de cizalla o esfuerzo de corte. C_o es el esfuerzo de cizalla inherente del material, también denominado cohesión. En la envolvente de falla este parámetro se obtiene con el intercepto de la línea de falla de Mohr y el esfuerzo $\sigma_3 = 0$

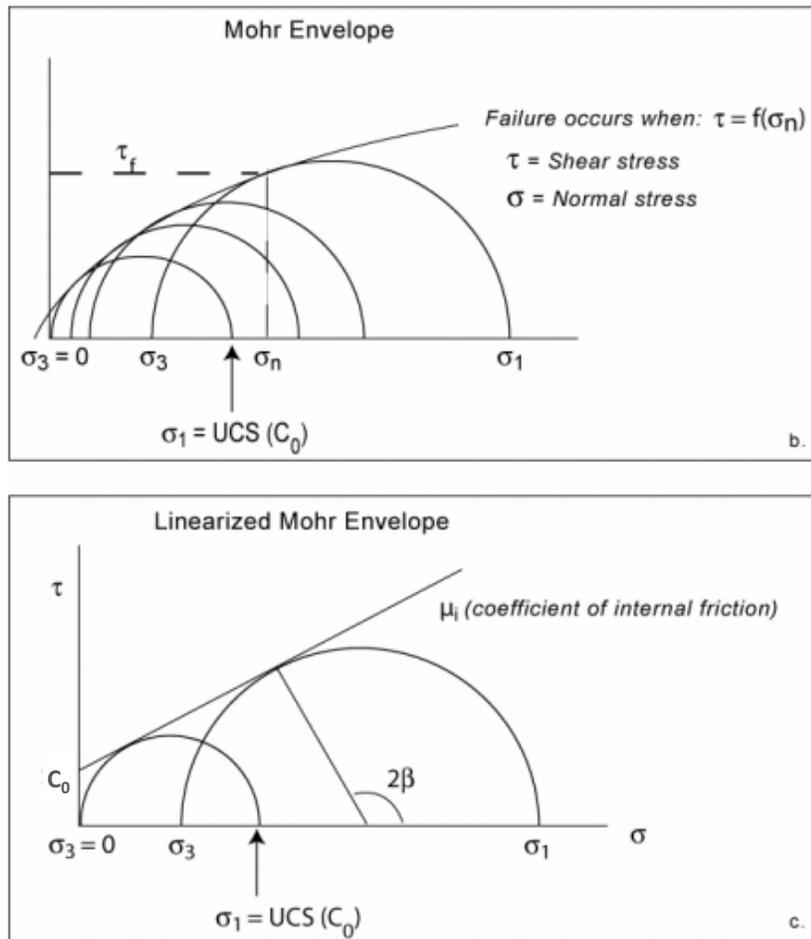


Figura 1-6: Pruebas triaxiales a diferentes presiones de confinamiento que definen la envolvente de falla de Mohr la cual se aplan a medida que incrementa la presión de confinamiento. B) la simplificación lineal de la envolvente de Mohr usualmente se refiere como la falla de Mohr Coulomb. (Zoback, 2006, p. 119).

1.1.3 Coeficiente de expansión térmico lineal

La mayoría de los materiales se expanden y contraen con cambios de temperatura. La deformación térmica axial resultante del cambio de temperatura se establece como (ver Ecuación 1.9).

$$\Delta \varepsilon_a = -\alpha_T \Delta T \quad (1.9)$$

Donde ΔT es el cambio de temperatura, $\alpha_T [1/^\circ K]$ es el coeficiente de expansión térmico lineal. El signo mínimo asegura que α_T sea positivo (para los casos normales donde un incremento de temperatura conlleva a la expansión) (FJAER et al., 2008, p. 24).

Si se reemplaza el termino ε_a por la ecuación 1.3 se obtiene el esfuerzo térmico resultado de un cambio de temperatura para un elemento el cual está totalmente restringido en una dirección (ver Ecuación 1.10).

$$\sigma_a = -E\varepsilon_a = E\alpha_T(T - T_o) \quad (1.10)$$

1.2 Propiedades mecánicas y esfuerzos *in situ* a nivel de pozo

1.2.1 Estimación de propiedades elásticas

La estimación de los módulos elásticos a nivel de pozo involucra registros acústicos, los cuales representan el tiempo de viaje de las ondas acústicas en función de la profundidad. La relación de Poisson dinámica se puede estimar a partir de la ecuación (1.11).

$$\nu_d = \frac{0.5 \times \left(\frac{DT_s}{DT_p}\right)^2 - 1}{\left(\frac{DT_s}{DT_p}\right)^2 - 1} \quad (1.11)$$

Donde ν_d corresponde a la relación de Poisson dinámica, DT_s hace referencia al tiempo sónico de cizalla en ($\mu s/ft$) y DT_p al tiempo sónico compresional en ($\mu s/ft$) (Osorio G., 2015).

Cuando se involucra el registro de densidad se obtiene el módulo dinámico de cizalla el cual es necesario para calcular el módulo de Young (Ver ecuaciones (1.12) y (1.13)).

$$G_d = 13400 \frac{\rho}{(DT_s)^2} \quad (1.12)$$

Donde G_d corresponde al módulo de cizalla dinámico en ($Mpsi$) y ρ hace referencia a la densidad en (g/cc).

$$E_d = 2 \times G_d(1 + \nu_d) \quad (1.13)$$

Donde E_d corresponde al módulo de Young dinámico en ($Mpsi$).

Una vez se obtengan los módulos dinámicos, estos deben ser calibrados con los datos obtenidos a nivel de laboratorio.

1.2.2 Estimación de propiedades de resistencia

La resistencia a la compresión no confinada dinámica se calcula a partir de correlaciones que involucran los módulos elásticos previamente calculados. Lacy (1997) desarrolló una correlación empírica para rocas sedimentarias la cual se usa de forma general para la estimación del UCS dinámico (Ver ecuación (1.14)).

$$UCS_d = 278.7 \times (E_s)^2 + 2458 \times E_s \quad (1.14)$$

Donde UCS_d corresponde a la resistencia a la compresión no confinada dinámica en (psi).

El ángulo de fricción interno involucra el tiempo de tránsito compresional y se estima a través de la ecuación (1.15).

$$FA_d = \frac{180}{\pi} \times TAN \left(ASEN \left(\frac{\frac{304.8}{DT_p} - 1}{\frac{304.8}{DT_p} + 1} \right) \right) \quad (1.15)$$

Donde FA_d corresponde al ángulo de fricción dinámico en ($^\circ$) (Osorio G., 2015).

Tanto la resistencia a la compresión no confinada y el ángulo de fricción interno son posteriormente calibrados con los datos obtenidos en laboratorio para estimar los módulos estáticos.

A partir de la información obtenida la cohesión estática se calcula directamente de la ecuación (1.16).

$$C_{0s} = \frac{UCS_s}{2 \times \text{TAN}\left(\frac{\pi}{4} + \frac{\pi}{360} \times FA_s\right)} \quad (1.16)$$

Donde C_{0s} corresponde a la cohesión estática en (*psi*), UCS_s a la resistencia a la compresión no confinada en (*psi*) y FA_s al ángulo de fricción interno estático en ($^{\circ}$) (Osorio G., 2015).

1.2.3 Estimación de esfuerzos *in-situ*

En general el estado existente de esfuerzos varía con la profundidad, no obstante la manera en que varía la magnitud y orientación de los esfuerzos principales no tiene un patrón de fácil predicción. Los esfuerzos están influenciados por la topografía, las fuerzas tectónicas, por el comportamiento constitutivo de la roca y por la historia geológica local (Jaeger et al., 2007, p. 399).

- **Esfuerzo vertical (S_v)**

Se describe como el peso combinado de la matriz de la roca y de los fluidos (agua, aceite y gas) presentes en el espacio poroso que están sobre la formación de interés (Osorio, 2015) (Ver ecuación (1.17)).

$$s_v = \int_0^z \rho_b(z) g dz \quad (1.17)$$

Donde $\rho_b(z)$ es la densidad total de la formación en g/cc , g es la aceleración de la gravedad y z la profundidad TVD en ft .

Para calcular el esfuerzo vertical es necesario tener un registro de densidad continuo. Sin embargo no siempre se adquieren en las zonas someras o no son confiables a estas profundidades. Existen modelos teóricos que permiten completar el registro de densidad en las zonas someras, extrapolar datos a partir de registros offset, además de calibrar los datos.

Para la zona somera se conoce el modelo de Miller (Ver ecuaciones (1.18) y (1.19)).

$$\rho_{Miller} = \rho_{matriz}(1 - \Phi_{Miller}) + \rho_{agua}\Phi_{Miller} \quad (1.18)$$

$$\Phi_{Miller} = \Phi_a + \Phi_b e^{k(depth)^{\frac{1}{n}}} \quad (1.19)$$

Donde,

ρ_{matriz} = densidad de la matriz (*valor típico 2.8 g/cc para shale, rango 2 – 3*)

ρ_{agua} = densidad del agua (*valor típico 1.03 g/cc, rango 0.9 – 1.3*)

Φ_a = Porosidad de los sedimentos a profundidad (0.3 – 0.4)

Φ_b = Parámetro de ajuste de porosidad de los sedimentos (0.3 – 0.5)

k = Parámetro de ajuste (0.002 – 0.004)

$depth$ = profundidad por debajo de la línea de lodo (*ft*)

n = Parámetro de ajuste (1 – 1.3)

- **Esfuerzo horizontal mínimo (S_h)**

Para este trabajo, el esfuerzo horizontal mínimo se determinó a partir de la ecuación de Eaton (1969) (1.20).

$$S_h = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)(S_v - P_p) + P_p \quad (1.20)$$

Donde ν es la relación de Poisson, S_v es el esfuerzo vertical y P_p es la presión de poro.

Si se aplica un esfuerzo de *overburden* instantáneo a un medio elástico, la roca experimentará un incremento igual en el esfuerzo horizontal en todas las direcciones. Como una unidad de volumen quiere expandirse lateralmente (efecto Poisson) el material adyacente también quiere expandirse, por lo tanto no hay deformación lateral. (Osorio, 2015)

Cuando no se tiene información para calibrar el esfuerzo horizontal mínimo, se asume el escenario más crítico con fallas que tengan una cohesión de 0 y un coeficiente de fricción interno de 0.6. De este modo se considera que hay fallas críticamente esforzadas.

El límite impuesto por el criterio de Coulomb a la diferencia entre σ'_1 y el σ'_3 está dado por la ecuación (1.21). (Osorio, 2015)

$$\frac{\sigma'_1}{\sigma'_3} = \frac{\sigma_1 - P_p}{\sigma_2 - P_p} \leq \left[\sqrt{\mu^2 + 1} + \mu \right]^2 = f(u) \quad (1.21)$$

Donde σ_1 y σ_2 hace referencia a los esfuerzos dependiendo del régimen que domine en el área, μ es el coeficiente de fricción interno y P_p es la presión de poro.

- **Esfuerzo horizontal máximo (S_H)**

Barton et al. (1988), propusieron una metodología para la determinación de la magnitud del esfuerzo horizontal máximo S_H cuando la resistencia de la roca se conoce utilizando observaciones del ancho de breakout. Debido a que la concentración de esfuerzos en el borde de un *breakout* está en equilibrio con la resistencia de la roca, se puede decir lo siguiente (Páramo, 2016, p. 41) (Ver ecuación (1.22)),

$$S_H = \frac{(UCS + 2P_p + \Delta P + \sigma^{\Delta T}) - S_h(1 + 2\cos 2\theta_b)}{1 - 2\cos 2\theta_b} \quad (1.22)$$

Donde,

S_H = esfuerzo horizontal máximo (*lb/gal*)

UCS = Resistencia a la compresión uniaxial

P_p = presión de poro de la formación (*lb/gal*)

ΔP = diferencia de presión entre el peso del lodo y la presión de poro (*lb/gal*)

$\sigma^{\Delta T}$ = esfuerzos termales (*lb/gal*)

S_h = esfuerzo horizontal mínimo (*lb/gal*)

θ_b = ángulo de inicio de *breakout* con respecto al esfuerzo horizontal máximo

Con los valores del esfuerzo horizontal máximo a las profundidades de los *breakouts* que se identifiquen en los registros de imágenes, se calcula el factor tectónico k de acuerdo con la ecuación (1.23) (Osorio, 2015).

$$k = \frac{S_H - S_h}{S_v - S_h} \quad (1.23)$$

Una vez conocido k se genera el perfil S_H usando la ecuación (1.24),

$$S_H = S_h + k(S_v - S_h) \quad (1.24)$$

1.3 Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD)

SAGD que por sus siglas en ingles es *Steam Assisted Gravity Drainage* es un método de recobro térmico utilizado para la extracción de crudo extra-pesado, en el cual el principal mecanismo de empuje corresponde al drenaje gravitacional ayudado por la diferencia de densidades entre la fase líquida y el vapor. Esta tecnología consta de un par de pozos horizontales paralelos, localizado en la base de la zona productora donde el vapor es inyectado en el pozo superior ubicado a 5 m aproximadamente del productor. El vapor fluye hacia el tope de la estructura formando una cámara de vapor y por el efecto de temperatura la viscosidad del aceite es reducida a tal grado que puede fluir fácilmente hacia el pozo productor (Figura 1-7). (Bao, 2012)

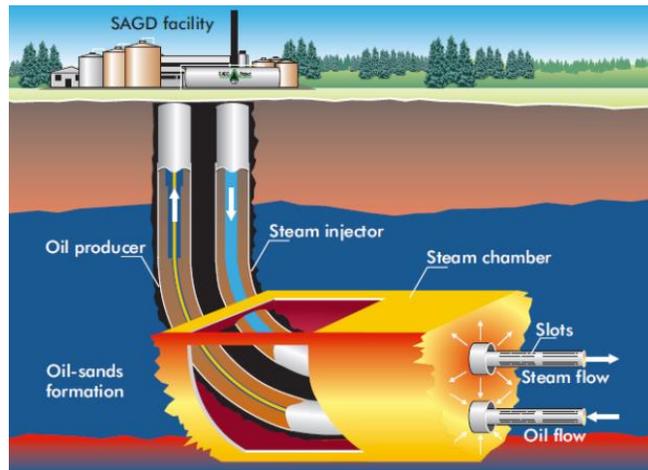


Figura 1-7: Proceso SAGD (<https://slideplayer.com/slide/12699556/>).

El mecanismo por el cual drena el aceite en este proceso se muestra en la Figura 1-8.

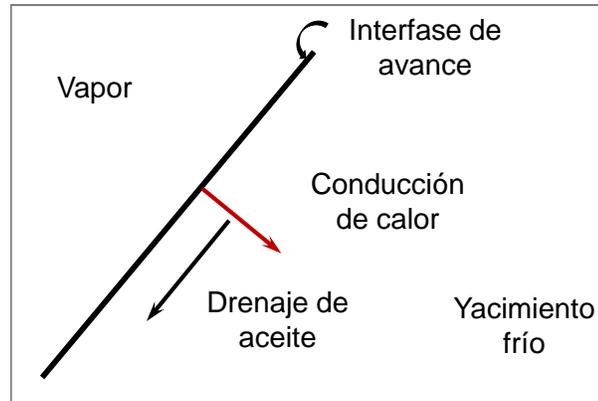


Figura 1-8: Mecanismo de drenaje gravitacional (Butler, 1989, p. 45).

El vapor se condensa en el perímetro de la cámara de vapor y el calor liberado se transfiere por conducción térmica dentro del yacimiento que está frío. Éste calienta el aceite haciéndolo móvil. Hay un gradiente de temperatura más allá de la interfase de avance y éste produce un gradiente correspondiente en la viscosidad del aceite. El aceite móvil drena por gravedad hacia el fondo de la cámara y hacia el pozo productor. A medida que el aceite drena desde la vecindad de la cámara, la interfase avanza. En cualquier punto particular, la tasa de avance de la interfase se controla por el cambio en el flujo de drenaje de aceite con la distancia a lo largo de la interfase. La ecuación (1.25) se usa para predecir las tasas de producción logrables sin conificación del vapor (Butler, 1989).

$$q_{hc} = 2L \sqrt{\frac{1.5k_{eff}g\alpha\Phi\Delta S_o h}{mv_s}} \quad (1.25)$$

Donde,

q_{hc} = caudal del pozo horizontal a la tasa crítica por conificación $\left(\frac{m^3}{s}\right)$

L = longitud del pozo horizontal (ft)

k_{eff} = permeabilidad efectiva (m^2)

g = aceleración de la gravedad $\left(\frac{m}{s^2}\right)$

α = difusividad térmica $\left(\frac{m^2}{s}\right)$

Φ = porosidad del yacimiento (*fracción*)

ΔS_o = diferencia entre la saturación de aceite original y la remanente en la cámara de vapor

h = altura desde el pozo horizontal al tope de la cámara de vapor (m)

m = parámetro adimensional (3 – 4)

ν_s = viscosidad cinemática del crudo a la temperatura del vapor $\left(\frac{m^2}{s}\right)$

2. Área de estudio

El área de estudio se encuentra localizada en el suroeste de la cuenca de los Llanos Orientales en Colombia (ver Figura 2-1). Las arenitas de interés que corresponden al cretácico tardío se encuentran a diferentes profundidades, en este caso se enfatiza en las arenitas que van desde los 200 ft MD hasta los 2000 ft MD.

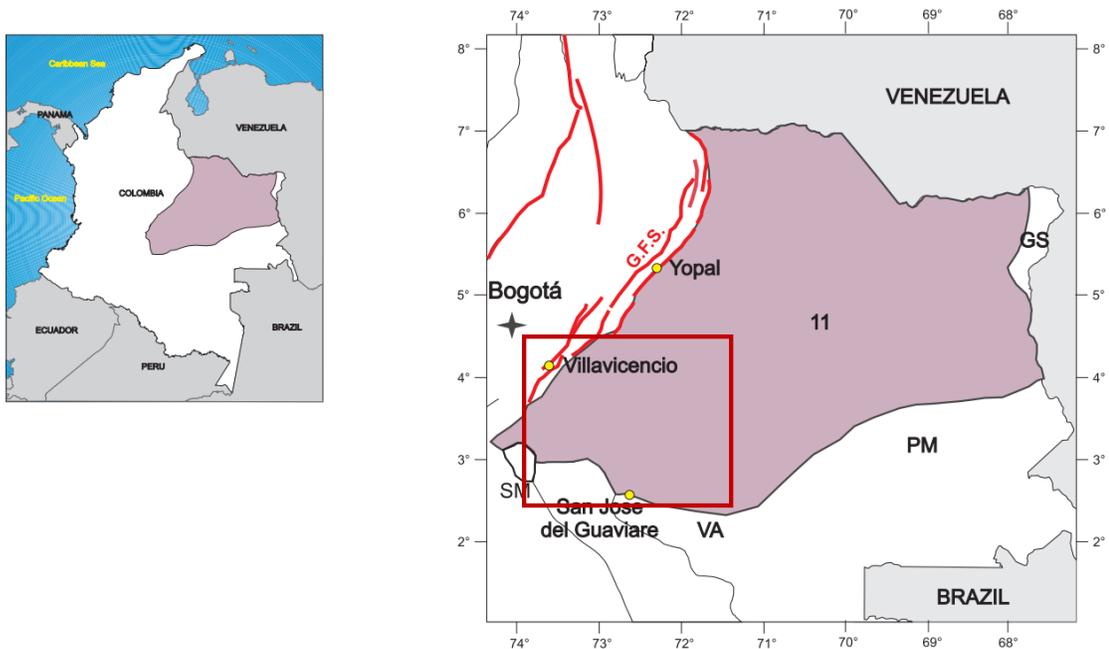


Figura 2-1: Localización del área de estudio en la cuenca Llanos Orientales (Barrero et al., 2007, p. 40).

2.1 Geología general

La cuenca de los Llanos Orientales es una cuenca de antepaís con un orógeno que lo constituye la Cordillera Oriental, un frente compresivo que está actualmente propagándose hacia el este. Esta Cordillera corresponde a un paleodepocentro invertido del Mesozoico

(Villamil, 1999), y las secuencias varían drásticamente en espesor y facies hacia el este desde la falla Guaycaramo. En la Figura 2-2 se muestra un corte transversal del bajo ángulo del monoclinial buzando hacia el noroeste del antepaís, las unidades sedimentarias y su acuñamiento hacia el este. (Penagos, 2015, p. 443)

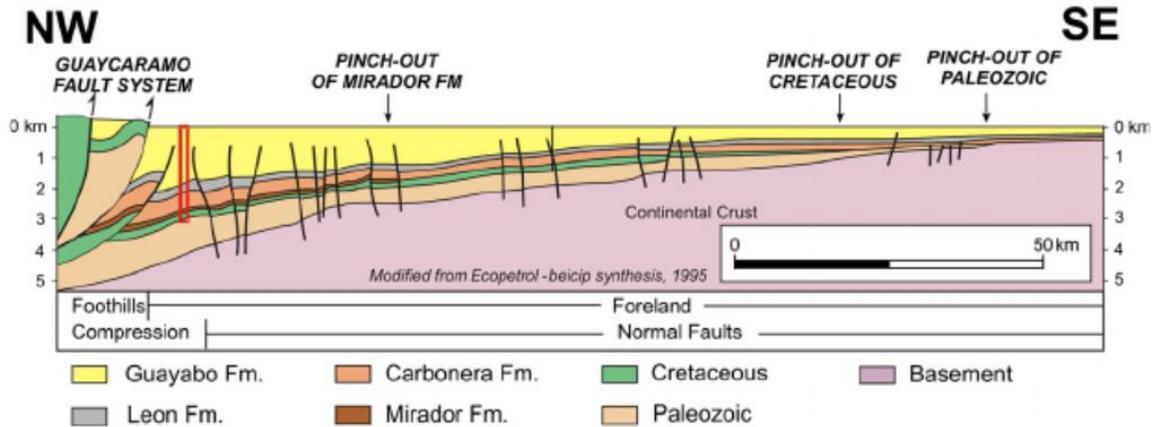


Figura 2-2: Corte transversal regional NW-SE de la cuenca Llanos (Penagos, 2015, p. 446).

El basamento de la cuenca Llanos está cubierto por una sucesión Paleozoica que incluye depósitos siliciclásticos Silúrico-Devónico. Las principales inconformidades en esta región separan esos estratos deformados de los depósitos que sobreyacen el Cretácico. La sucesión del Cretácico inferior se extiende dentro de la Cordillera Oriental, donde los sedimentos se depositaron en un contexto extensional y están restringidos al lado oeste de la cuenca por el sistema de fallas Guaycaramo (una estructura que corresponde al primer límite del depocentro Cretácico temprano). Estos depósitos están ausentes en la cuenca de antepaís (Villamil 1999; Bayona et al. 2006; Sarmiento-Rojas et al. 2006). (Penagos, 2015, p. 444)

En el occidente de Colombia, la compresión que conlleva a la formación de los Andes comenzó durante el periodo del Cretácico (Bayona et al. 2008). Una acreción tectónica inicial comenzó durante el Aptiano, mientras la subsidencia flexural se propagó hacia el este. La incursión marina ocurrió a lo largo del eje central de depositación (localizada cerca a la posición actual de la Cordillera Oriental), migrando progresivamente hacia el este con la depositación de las formaciones Une, Gachetá y Guadalupe en los Llanos (Villamil 1999; Sarmiento-Rojas et al. 2006). Al final del Maastrichtiano, la baja subsidencia en la cuenca

Llanos resultó en la depositación de las formaciones Barcos, Cuervos y Mirador. Durante el Eoceno se depositaron las formaciones Carbonera y León. (Penagos, 2015, p. 443)

Los depósitos marinos del Cretácico tardío, incluyendo la formación Gachetá se consideran la principal roca fuente en el sistema petrolífero de la cuenca Llanos.

2.2 Descripción estratigráfica

Durante el Cretácico tardío, el mar inundó la cuenca de los Llanos Orientales durante un aumento global del nivel del mar. En el Albiano - Cenomaniano tardío, se depositaron areniscas litorales a deltaicas (Fm. Une o Areniscas Inferiores) en la Cordillera Oriental y en la parte más occidental de los llanos. Durante el Turoniano-Coniaciano hasta el presente, el Piedemonte se inundó (Cooper et al., 1995) pero no el área entera de los Llanos. Durante el Cenomaniano al Coniaciano, las areniscas fluviales trenzadas transportadas hacia arriba hasta la costa y las areniscas ricas en cuarzo estuarino fueron depositadas en los Llanos (Fajardo et al., 2000). Mientras que la superficie máxima de inundación para los sedimentos del Cretácico de la Cordillera Oriental es el límite Cenomaniano-Turoniano (Villamil y Arango, 1998), que en los Llanos es el Campaniano (Fajardo et al., 1993; Cooper et al., 1995). Durante el Campaniano, se depositaron “inner shelf mudstone” marinos poco profundos y limolita con algunas areniscas intercaladas (Gacheta Fm). (Sarmiento L., 2011, p. 37)

Bayona et al. (2008) describió la geometría restaurada de la cuenca y las características internas de las unidades sintectónicas (arquitectura estratal, espesor, composición de las areniscas) y modeló el comportamiento flexural de la litosfera a fin de restringir la evolución de la cuenca. Identificaron cinco secuencias tectónico-estratigráficas en la Cuenca de antepaís en dos secciones transversales recuperadas de la Cordillera Oriental y de la parte occidental de los Llanos. Concentrando la atención en la tercera secuencia que corresponde al Eoceno inferior a medio (Fm. Picacho en la Cordillera Oriental, Fm. Mirador y parte basal de la Fm. Carbonera en los Llanos) se registraron aproximadamente 15 millones de años de subsidencia en los Llanos y el Piedemonte durante el periodo del eoceno temprano a medio, mientras ocurría una reducción más allá del occidente en el Magdalena Medio. (Sarmiento L., 2011, p. 42)

La secuencia estratigráfica de la cuenca de los llanos se ilustra en la Figura 2-3.

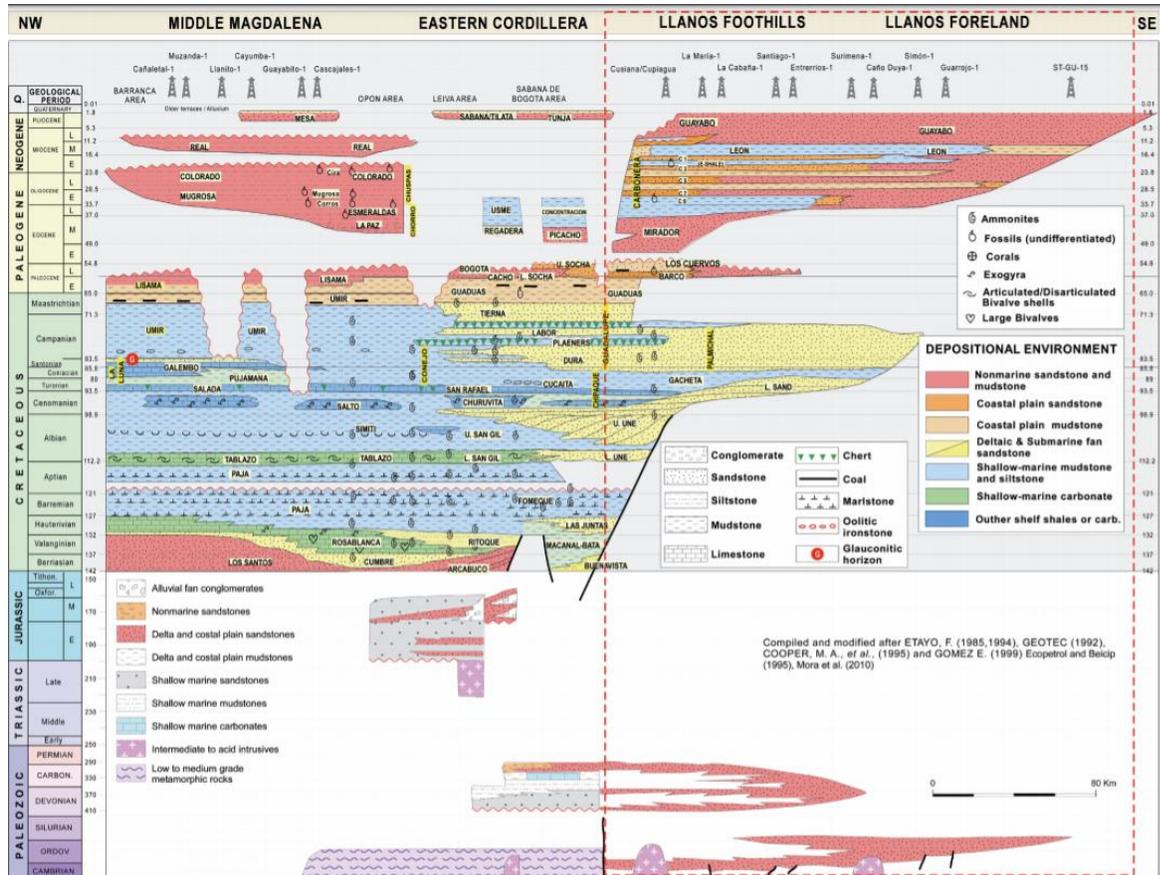


Figura 2-3: Estratigrafía regional de las cuencas Valle Medio del Magdalena, Llanos y Cordillera Oriental (Sarmiento L., 2011, p. 38-39).

2.3 Descripción del yacimiento

El yacimiento principal está formado por unidades siliciclásticas de edad cretácica tardía. El espesor neto va desde los 30 ft hasta 180 ft o más en algunos pozos. El buzamiento del yacimiento es alrededor de 25° hacia el este y la información recolectada de 18 pozos ha mostrado agua móvil inicial a diferentes elevaciones en un rango de 300 ft. Se piensa que la acumulación sucedió previo al basculamiento/inclinación de la estructura y por tanto se preservó el contraste de saturación entre las zonas de transición y las zonas de agua. Lo anterior pudo suceder por la alta viscosidad del crudo. El sello lateral pudiera haberse formado por un crudo altamente biodegradado. La roca sello superior corresponde a

mudstone y *shales* del terciario en tanto que hacia el occidente aflora el sello y el yacimiento de interés. (Andarcia et al., 2014)

El yacimiento contiene crudo extrapesado de 6.5° API, el cual es inmóvil a temperatura del yacimiento (100 °F) dado que la viscosidad es superior a 100,000 cp (ver Figura 2-4). En análisis *finger print* realizado sobre muestras provenientes de diferentes profundidades se evidencia una biodegradación fuerte probablemente debido a la percolación de agua fresca. La biodegradación de crudo pesado resulta en baja gravedad API y altas viscosidades. (Andarcia et al., 2014)

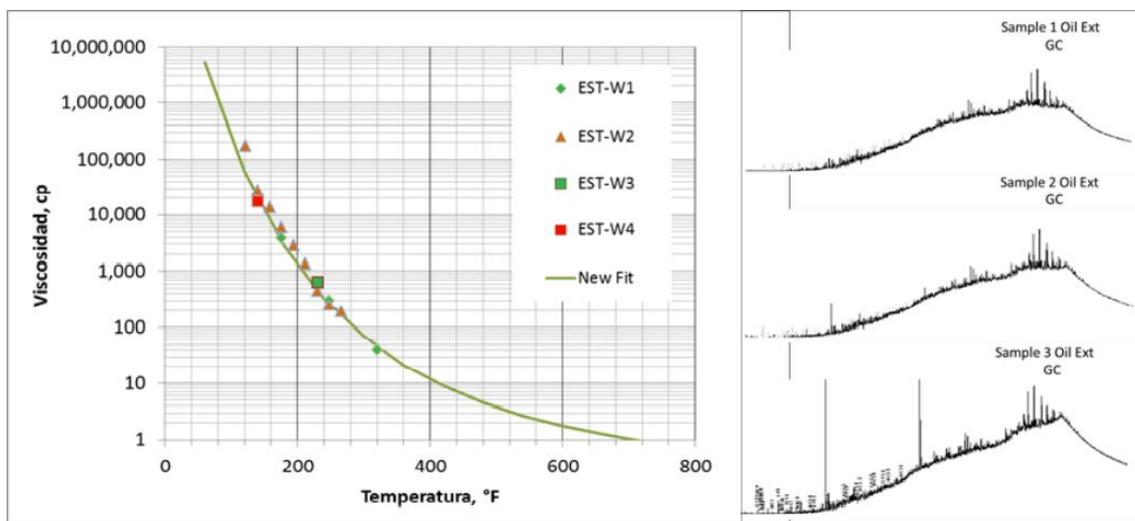


Figura 2-4: Viscosidad de aceite vs temperatura y *finger print* del yacimiento de estudio (Andarcia et al., 2014).

La roca del yacimiento exhibe una buena calidad con permeabilidades absolutas superiores a 1 Darcy. La caracterización del yacimiento de esta acumulación compleja incluye registros básicos y especiales, núcleos, análisis básicos y especiales, pruebas de propiedades térmicas de la roca, pruebas de desplazamiento, muestreo de fluidos y análisis de muestras de crudo extraídas de los núcleos preservados. (Andarcia et al., 2014)

2.4 Generalidades del modelo estático

Se construyó un modelo estático con el fin de representar las principales características estructurales del yacimiento (ver Figura 2-5). La malla se pobló de acuerdo con el modelo de facies y petrofísico. Se identificaron tipos de roca y se asignaron sus curvas de

permeabilidad relativa obtenidas a partir de pruebas especiales y de pruebas de desplazamiento en núcleo; con estos datos se realizó un screening de procesos de recobro mejorado, siendo SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*) la tecnología que mostró opciones más factibles para ser aplicada (Andarcia et al., 2014).

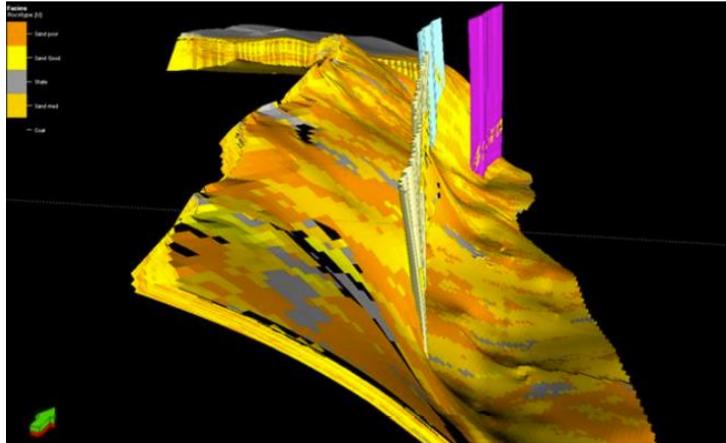


Figura 2-5: Modelo estático de la zona de estudio (Andarcia et al., 2014).

La porosidad y la permeabilidad se modeló por geoestadística condicionado al tipo de roca (ver Figuras 2-6 y 2-7). El dato de entrada proviene de la interpretación petrofísica basada en los registros adquiridos en los pozos. En cuanto a la saturación de agua se calculó con el modelo de Archie y adicionalmente se utilizó una correlación de FZI (ver Figura 2-8).

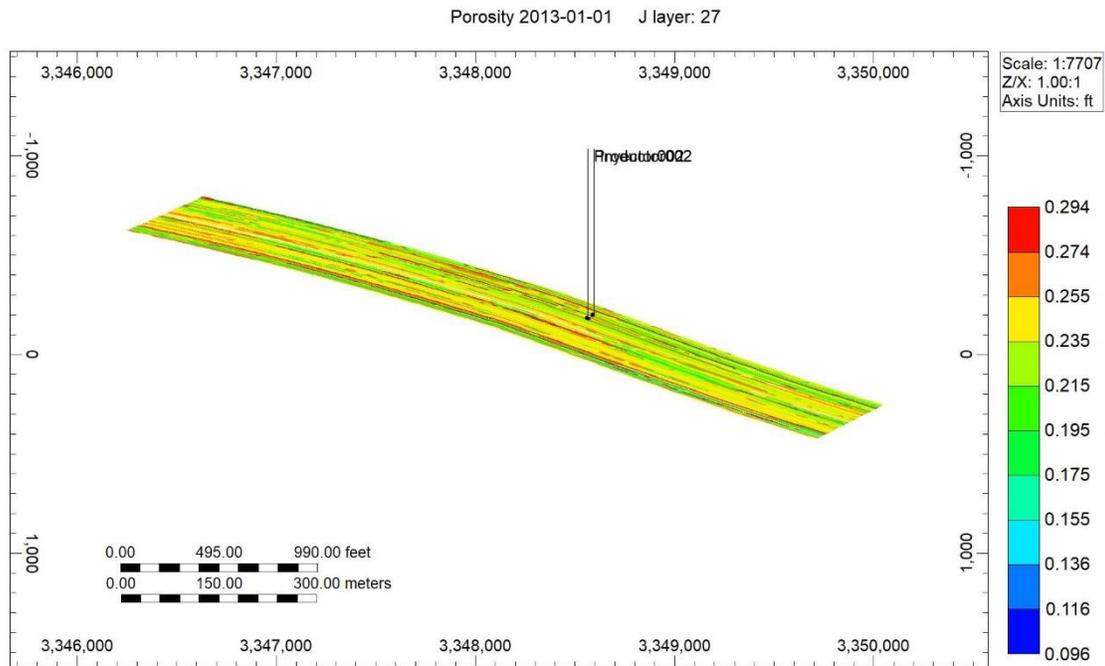


Figura 2-6: Distribución de porosidad.

El valor mínimo de porosidad es de 0.096 mientras que el máximo corresponde a 0.294. La mayor parte de la malla, es decir el 77.6%, contiene valores entre 0.215 y 0.274.

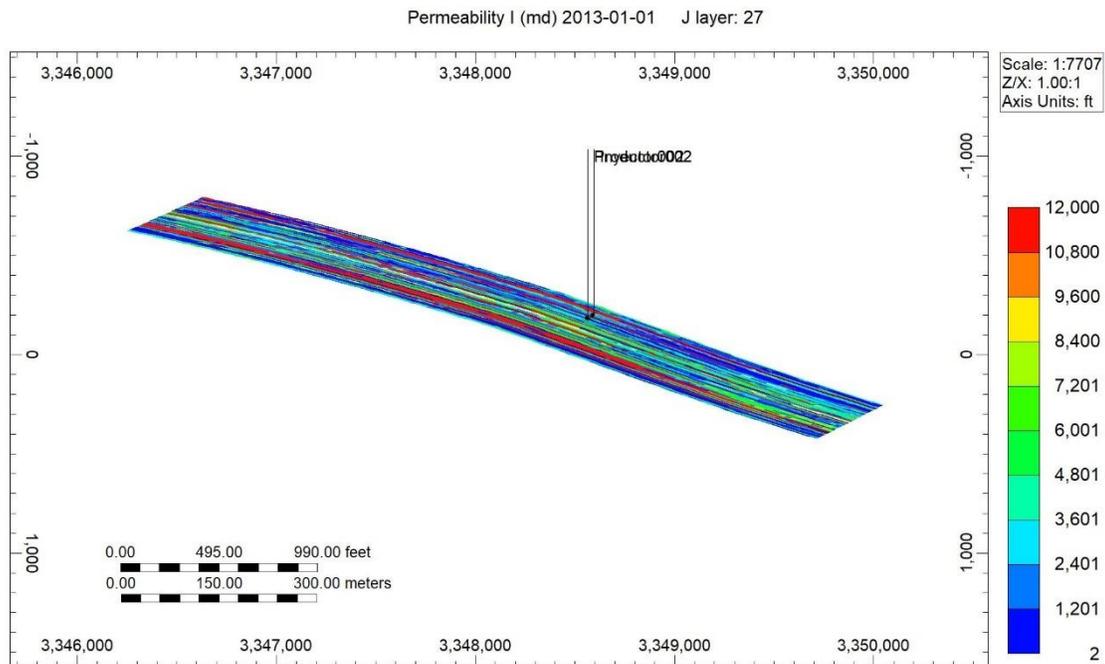


Figura 2-7: Distribución de permeabilidad.

La permeabilidad oscila entre 1.61 md y 12,000 md, siendo el promedio de 4,723 md.

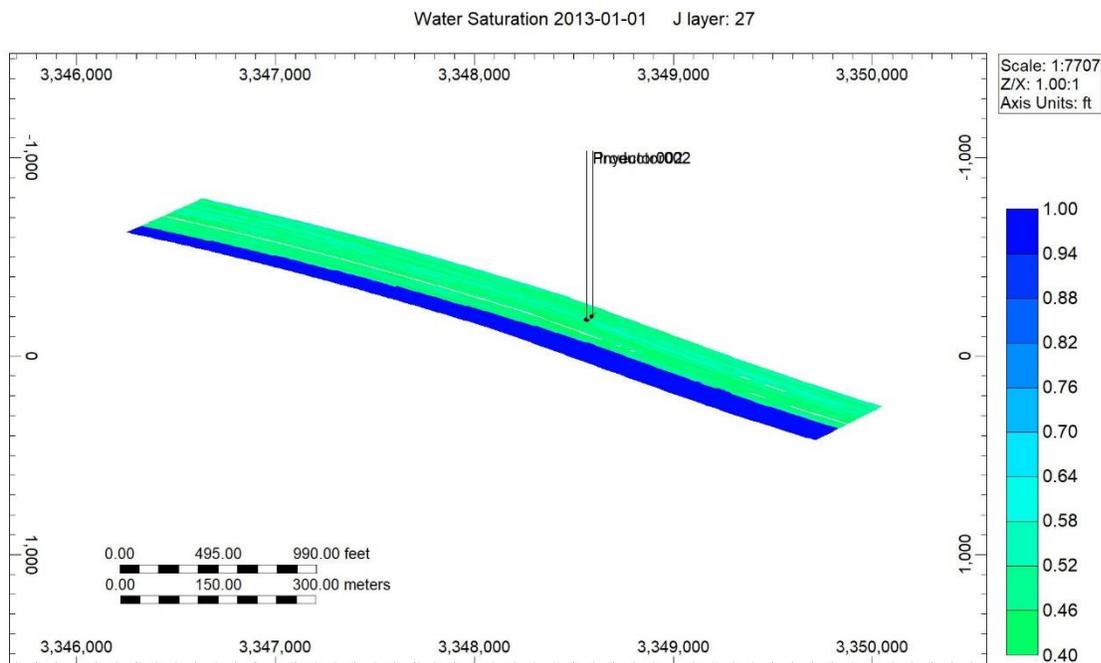


Figura 2-8: Distribución de saturación de agua.

En cuanto a la saturación de agua, dejando a un lado el contacto agua – aceite, comprende valores entre 0.398 y 0.579. La información proveniente de los pozos perforados en el área confirmó la existencia de un contacto agua – petróleo inclinado que puede estar también relacionado al sistema hidrodinámico de la zona.

2.5 Modelo dinámico

El modelo se basa en la evaluación del proceso de recobro térmico SAGD en un yacimiento de crudo pesado altamente inclinado con una presión inicial de 675 psi y una temperatura de 100 °F. El modelo se desarrolló en el módulo de Builder del software CMG.

2.5.1 PVT

El modelo PVT se construyó en el módulo de Winprop de CMG con datos de densidad, peso molecular, y viscosidad proveniente de núcleos preservados las cuales fueron medidos en laboratorio a diferentes temperaturas. En la Figura 2-4 se aprecia el ajuste de

la viscosidad en función de la temperatura mientras que en la Figura 2-9 se presentan todos los parámetros correspondientes al PVT.

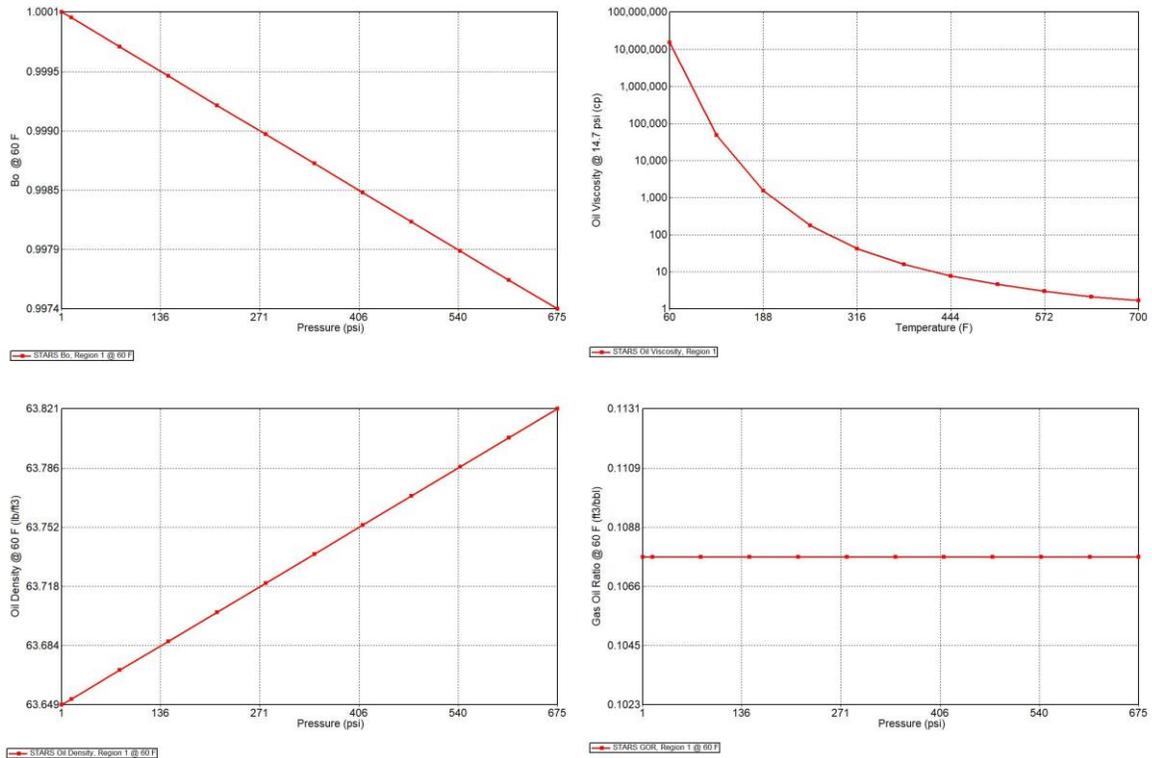


Figura 2-9: Parámetros del fluido correspondiente al PVT.

2.5.2 Presiones capilares y permeabilidades relativas

Se determinaron presiones capilares y distribución de tamaños de garganta de poro por el método de inyección de mercurio, plato poroso y centrífuga en muestras de roca obtenidas de 3 pozos perforados en el área. Se utilizó la ecuación empírica de Pittman (1992) para correlacionar las permeabilidades y porosidades con los tamaños de garganta de poro, a partir del cual se identificaron 3 tipos de roca como se aprecia en la Figura 2-10. Cada isolínea de radio de garganta de poro agrupa un tipo de roca.

Según la información la mayor cantidad de puntos se concentran en los tipos de roca 1 y 2, con permeabilidades superiores a 1,000 md. Se aplicó la función J Leverett (ecuación (2.1)) contemplando una porosidad y permeabilidad promedio para cada tipo de roca, con el propósito de identificar la presión capilar representativa de cada grupo, la cual se usó para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa.

$$J = P_c \frac{(k/\phi)^{1/2}}{\sigma \cos \theta} \quad (2.1)$$

Donde P_c corresponde a la presión capilar, k a la permeabilidad, ϕ a la porosidad, σ a la tensión interfacial y θ al ángulo de contacto.

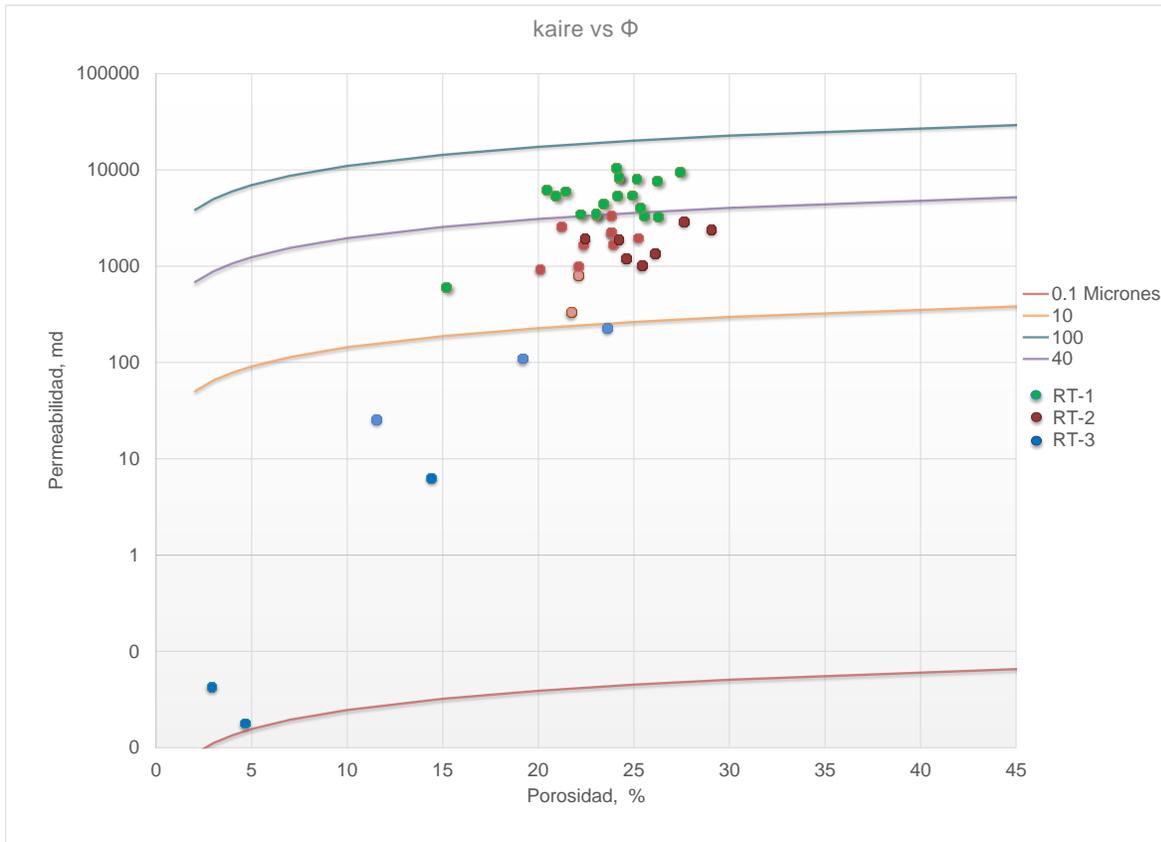


Figura 2-10: Tipos de roca a partir de metodología de radios de garganta de poro.

A partir del modelo de *Burdine* (ecuación (2.2)) para la fase mojanete y del modelo de *Brooks* y *Corey* (ecuación (2.3)) para la fase no mojanete se halló la curva de permeabilidad relativa para cada tipo de roca.

$$K_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^2 \frac{\int_0^{S_w} dS_w / P_c^2}{\int_0^1 dS_w / P_c^2} \quad (2.2)$$

Donde K_{rw} , S_w y S_{wc} corresponde a la permeabilidad relativa, saturación y saturación crítica de la fase mojante respectivamente, P_c a la presión capilar en función de la saturación.

$$K_{rn} = \left(1 - \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}}\right)^2 \left[1 - \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}}\right)^{(\lambda+2)/\lambda}\right] \quad (2.3)$$

Donde K_{rn} corresponde a la permeabilidad relativa de la fase no mojante y λ al índice de distribución de tamaño de poro.

Los *end points* se estimaron resolviendo la ecuación (2.4) con el ajuste de curvas tipo del método de Brooks y Corey/Burdine k_r/S_{wD} .

$$\frac{K_{rn}^o}{K_{rw}^o} = \frac{(K_{rn}/K_{rw})_{MP}}{(K_{rnD}/K_{rwD})_{MP}} \quad (2.4)$$

Donde K_{rn}^o y K_{rw}^o son los *end points* de las curvas de permeabilidad relativa y MP es el punto de ajuste de una función (Blasingame, 1995).

Se realizaron también pruebas de desplazamiento con vapor y agua, de donde se obtuvieron los exponentes de saturación para cada fase. Esta información permitió calibrar las curvas de permeabilidad relativa estimadas por los métodos mencionados previamente.

Durante la prueba con inyección de agua fría la saturación de aceite residual fue igual a la saturación inicial dada la alta viscosidad del crudo. En el desplazamiento con vapor se obtuvieron saturaciones de aceite bajas, por cuanto se relacionó una saturación de aceite residual a los diferentes valores de temperatura experimentados en las pruebas.

En las Figuras 2-11, 2-12 y 2-13 se presentan las curvas de permeabilidad relativa para cada tipo de roca, mientras que la Tabla 2-1 se muestran los valores de saturación de aceite residual en función de la temperatura.

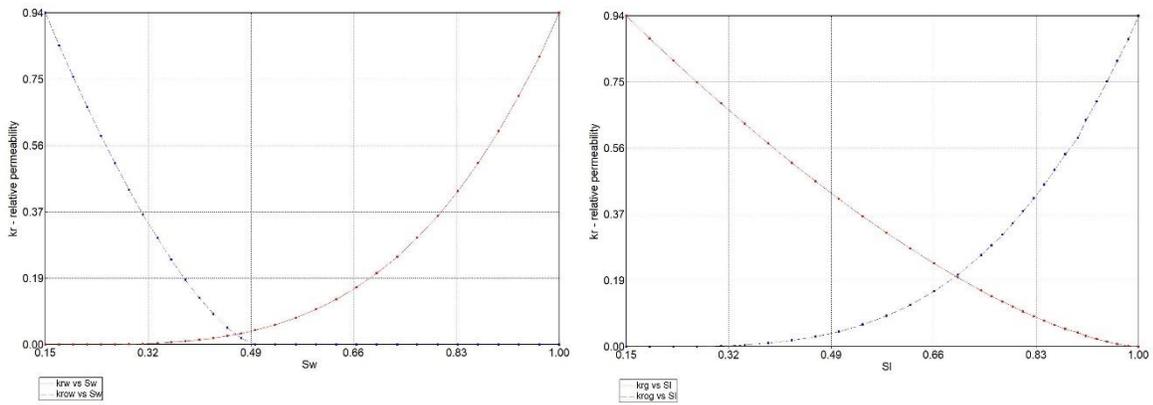


Figura 2-11: Curvas de permeabilidad relativa para el tipo de roca 1.

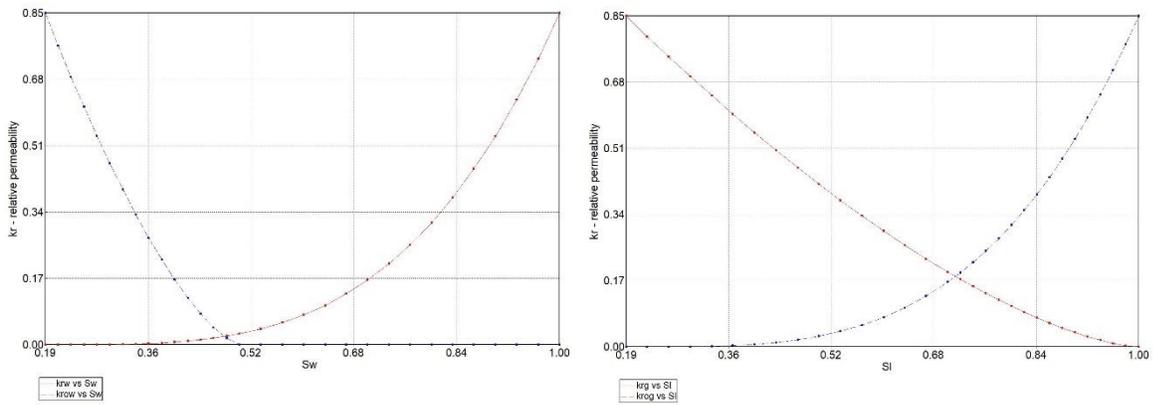


Figura 2-12: Curvas de permeabilidad relativa para el tipo de roca 2.

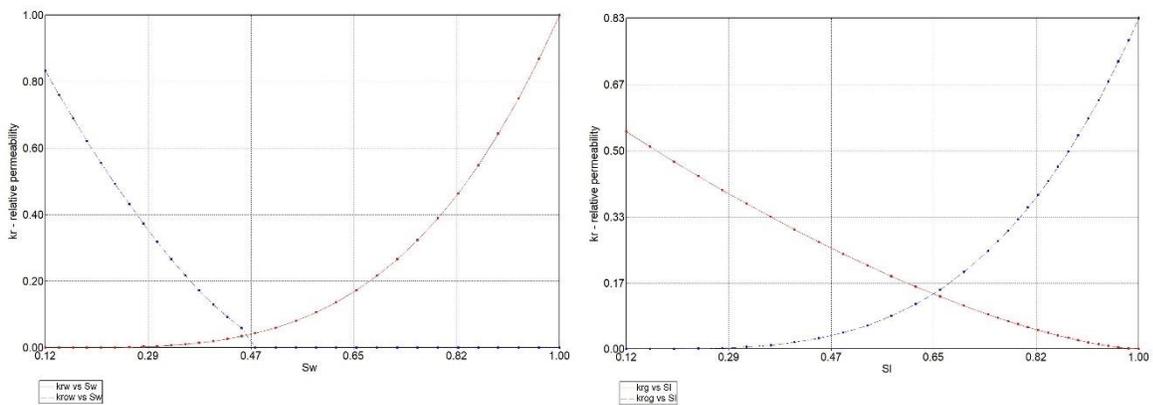


Figura 2-13: Curvas de permeabilidad relativa para el tipo de roca 3.

Tabla 2-1: Saturación de aceite residual en función de la temperatura.

TEMPERATURA [°F]	SATURACIÓN DE ACEITE RESIDUAL [FRACCIÓN]
200	0.21
250	0.19
300	0.16
350	0.15
400	0.14
450	0.13
500	0.12
550	0.11
600	0.10

2.5.3 Propiedades térmicas

La conductividad térmica y la capacidad calorífica de la roca se obtuvo a partir de ensayos de laboratorio en muestras de un pozo localizado en el área de estudio. Para la formación de interés la conductividad térmica medida e introducida en el simulador fue de 14 BTU/día-ft-°F. La capacidad calorífica medida fue 51 BTU/°F-ft³.

La conductividad térmica asignada para la fase acuosa, la fase oleica y la fase gaseosa fue de 8.6, 1.8 y 0.4 BTU/día-ft-°F, respectivamente, acorde con los valores sugeridos en el manual de STARS de CMG.

Para las pérdidas de calor en el *overburden* y *underburden* se tomaron los valores sugeridos del simulador tanto en la conductividad térmica de 24 BTU/ft-día-°F como la capacidad calorífica de 35 BTU/ °F-ft³.

La compresibilidad de la roca medida para la formación de interés es de 1.94E-05 1/psi a una presión de 669 psi. Este valor corresponde a la compresibilidad del volumen poroso, en concordancia con el dato solicitado en el simulador.

2.5.4 Sector model

Con el fin de facilitar el modelamiento numérico del proceso de recuperación térmico SAGD se extrajo un sector que comprende 76 celdas en la dirección I, 130 celdas en la dirección J y 57 celdas en la dirección K (modelo 3D), con las siguientes dimensiones:

DI: 76 X 28 ft

DJ: 130 X 30 ft

DK: 57 X 3 ft

Para un total de 563,160 celdas (ver Figura 2-14).

La resolución de la malla es alta con el fin de capturar los efectos asociados a los cambios de temperatura reflejados por ejemplo en el crecimiento de la cámara de vapor y en la transferencia de calor, los cuales inciden directamente en la productividad de crudo.

La inicialización no se hizo por equilibrio vertical a fin de representar la distribución de fluidos en el área de acuerdo con el contacto inclinado identificado por petrofísica.

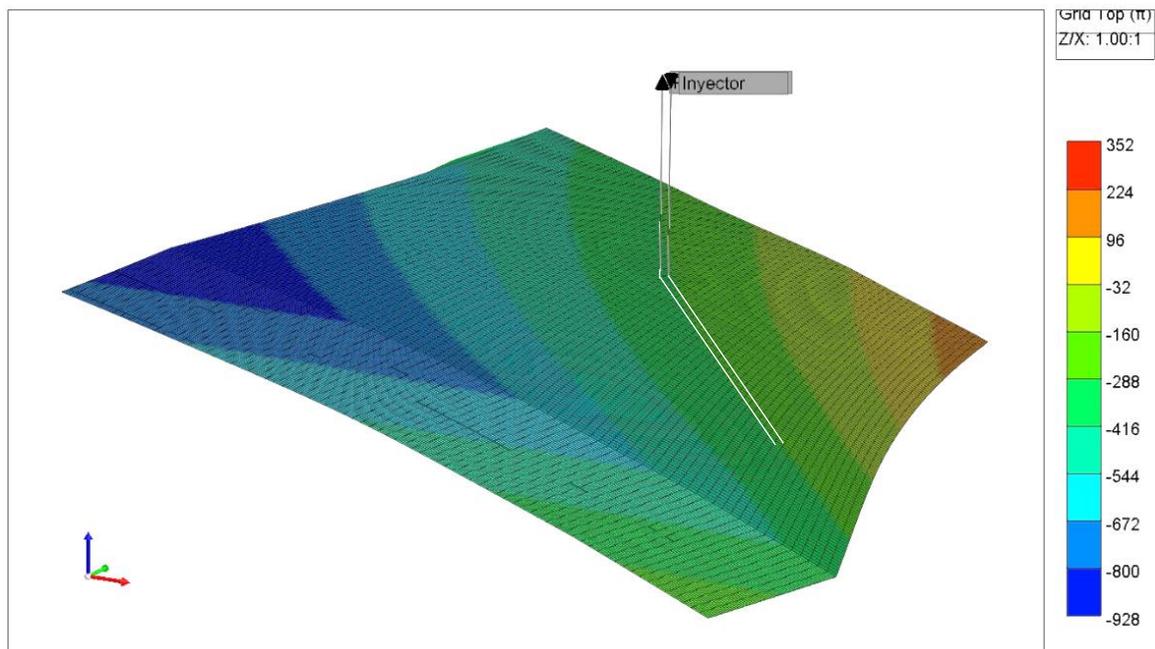


Figura 2-14: Sector model con arreglo de pozos.

Para modelar el proceso de recobro térmico *Steam Assisted Gravity Drainage*, SAGD, se ubicaron dos pozos uno encima del otro, un inyector y un productor a una distancia de 15 ft en la vertical. Los pozos con una longitud horizontal de 2300 ft se ubicaron siguiendo el rumbo de las capas (Figura 2-14), teniendo en cuenta las características petrofísicas de la zona y la distancia al contacto agua-petróleo.

Los parámetros operacionales establecidos para cada pozo se muestran en las Tablas 2-2 y 2-3.

Tabla 2-2: Parámetros operacionales del pozo inyector en una configuración SAGD.

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Máxima tasa de agua, STW	5000	B/D
Máxima presión de fondo, BHP	1500	psi
Temperatura del fluido inyectado	480	°F
Calidad del vapor	0.7	

Tabla 2-3: Parámetros operacionales del pozo productor en una configuración SAGD.

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Máxima tasa de líquido, STL	5000	B/D
Máximo <i>draw-down</i> , DWN	50	psi
Máxima tasa de vapor	20	B/D

El modelo no incluye *heaters* para iniciar el periodo de precalentamiento al inicio de proceso.

Se probó la variable *steam trap*, es decir los pozos productores fueron operados con base en la temperatura de operación más que por la presión o las tasas de producción (Chang et al, 2011, p. 15). Lo anterior con el fin de prevenir la producción de vapor vivo. Sin embargo, este parámetro no resultó útil dado que afectaba de manera negativa la producción de crudo y en consecuencia arrojaba mayores valores de SOR, por consiguiente se quitó del modelo.

El tiempo de simulación establecido para la corrida base fue de 10 años con el fin de analizar el impacto en el comportamiento productivo de aceite asociado al proceso de recobro térmico.

3.Desarrollo del modelo acoplado

Se ha evidenciado que el efecto de la presión y de la temperatura en procesos de recuperación térmica, en este caso de SAGD, tiene impacto en las propiedades petrofísicas del yacimiento que redundarán en el comportamiento productivo (Chalaturnyk et al., 1997; Collins, 2007; Olson et al., 2009; Khan et al., 2011) el cual puede ser evaluado a través de los modelos de flujo de fluidos acoplados con geomecánica de yacimientos (Zandi et al., 2010; Bao, 2012). El presente capítulo muestra paso a paso la construcción del modelo geomecánico 1D y el acople con el modelo dinámico de yacimientos, integrando la información que proviene de laboratorio y de campo luego de haber realizado un análisis exhaustivo de los datos.

3.1 Modelo geomecánico 1D

Para la construcción del modelo geomecánico, se consideró la información proveniente de 3 pozos ubicados en el campo de estudio dado que no se contaba con el set completo de datos procedentes de un único pozo. Los datos de núcleo y de registros se recolectaron, organizaron y analizaron en detalle para estimar y calibrar las propiedades elásticas y de resistencia de la roca, y así mismo los esfuerzos in situ.

3.1.1 Estimación y calibración de parámetros elásticos

La información analizada corresponde al pozo EST-P5, el cual cuenta con núcleos que cubren la formación de interés donde se realizaron pruebas de compresión uniaxial y compresión triaxial. Las pruebas se desarrollaron a temperatura del yacimiento que corresponde a 100 °F y a temperaturas mayores de 446 y 518 °F con el objetivo de evaluar el comportamiento de falla de la roca cuando ésta se somete a procesos de inyección de vapor, caso de evaluación del presente estudio. Para las pruebas de compresión triaxial, la roca se sometió a presiones de confinamiento de 800 y 1200 psi.

En la Figura 3-1 se aprecian las fotos de cada muestra que fue sometida a compresión triaxial con las dimensiones respectivas.

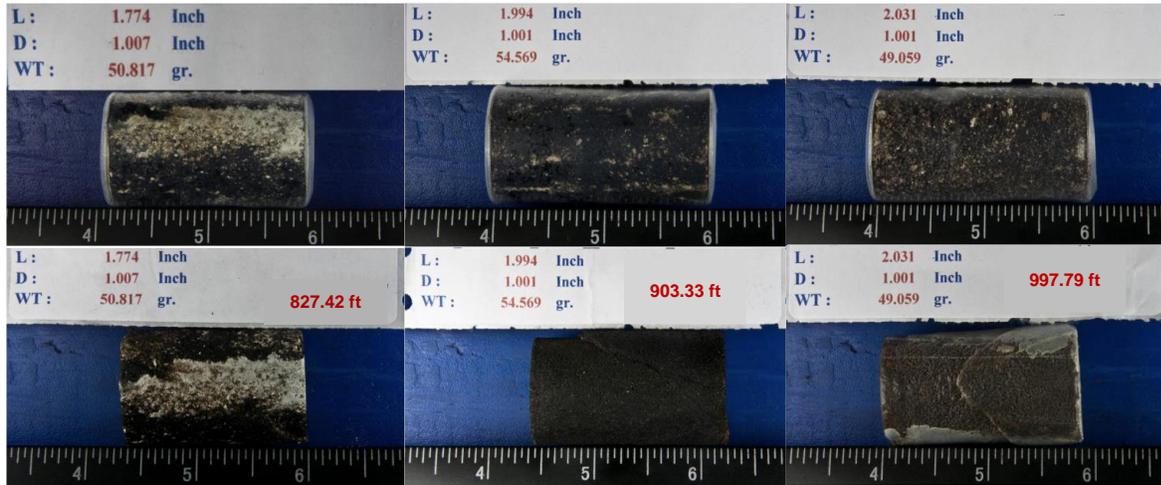


Figura 3-1: Fotos de las muestras previas y posteriores a las pruebas de compresión triaxial.

La relación de Poisson y el módulo de Young se muestran en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1: Propiedades elásticas de la roca. Pozo EST-P5.

PROFUNDIDAD [ft]	FORMACIÓN	T [°F]	Pc [psi]	MÓDULO DE YOUNG [psi]	RELACIÓN DE POISSON
827.42	GACHETA	100	800	1.00E+06	0.26
903.33	GACHETA	446	1200	5.30E+05	0.29
997.79	UNE	518	1200	4.10E+05	0.31

Para obtener el perfil de los parámetros elásticos a lo largo del pozo, es necesario contar con las ondas acústicas compresional y de cizalla (Ecuaciones (1.11) y (1.12)). Dado que el pozo EST-P5 no tiene información correspondiente a la onda de cizalla, se tomó como referencia la información del pozo EST-P7, *offset* más cercano al pozo EST-P8 donde se tiene el modelo dinámico sectorizado, que cuenta con registro sísmico dipolar a partir del cual se logró una correlación entre la onda compresional y de cizalla, a fin de extrapolar esta última al pozo EST-P5 (Ver ecuación (3.1)).

$$DT_S = 0.0214 \times DT_C^2 - 1.9585 \times DT_C + 185.43 \tag{3.1}$$

El valor de R^2 obtenido para la correlación fue 0.7606.

En la Figura 3-2 se muestran los valores de la onda de cizalla para las formaciones de interés en función de la onda compresional del pozo EST-P7. La figura de la izquierda tiene una discretización de tamaños por GR y de colores por densidad; se muestra una consistencia con valores altos de GR y densidad en regiones donde la velocidad acústica es mayor. En la figura de la derecha se presenta la regresión cuadrática que correlaciona la onda compresional y de cizalla donde se observa una tendencia directa de las variables con una correlación aceptable de los datos.

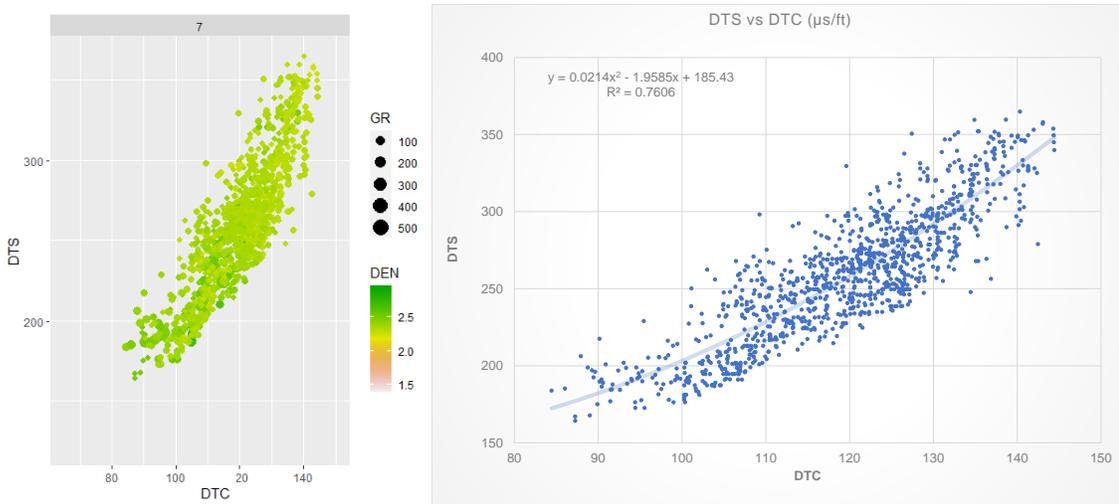


Figura 3-2: Correlación de la onda de cizalla en función de la onda compresional, pozo EST-P7.

Una vez estimada la onda de cizalla en el pozo EST-P5, se calculó la relación de Poisson dinámica (Ecuación (1.11)) y el módulo de Young dinámico (Ecuación (1.13)). La calibración de la curva se hizo con los datos medidos en laboratorio (Tabla 3-1). Para calibrar la relación de Poisson se obtuvo una constante de 0.733 mientras que para el módulo de Young se obtuvo una constante de 0.55. Las curvas finalmente calibradas pasan por los puntos medidos en laboratorio representando el comportamiento de la variable elástica para cada temperatura.

En la Figura 3-3 se presentan los perfiles en profundidad de los módulos elásticos y las curvas de entrada provenientes de registros para el cálculo, del pozo EST-P5.

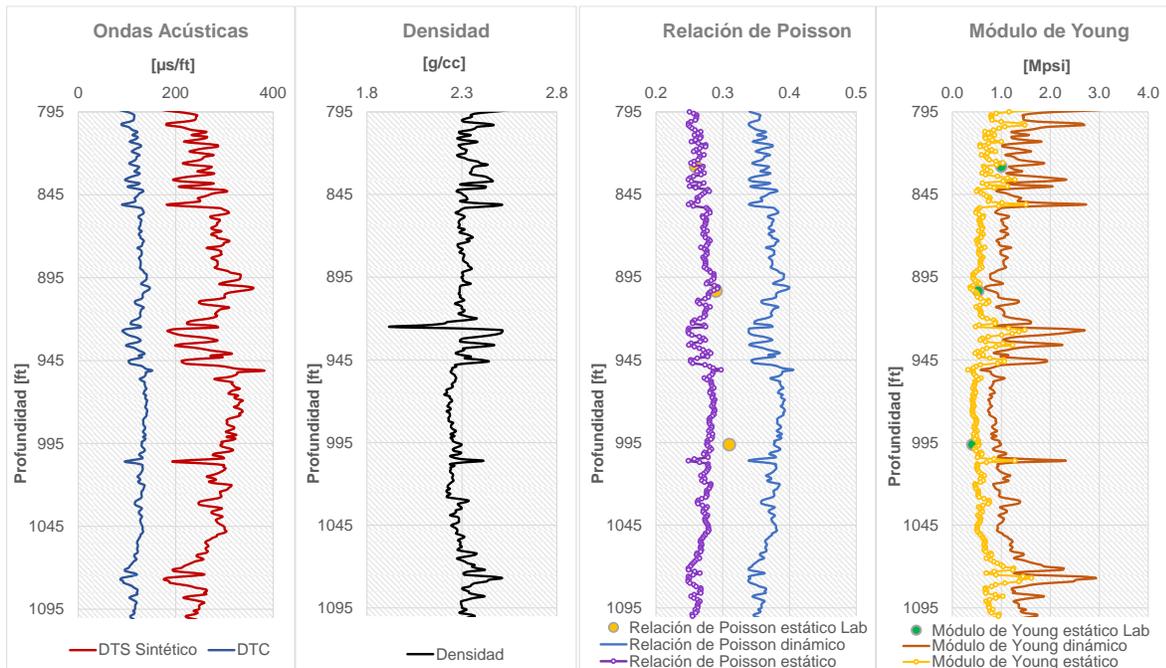


Figura 3-3: Relación de Poisson y módulo de Young calculados para el pozo EST-P5, a partir de la onda compresional, de cizalla y del registro de densidad.

Teniendo en cuenta que el modelo dinámico de yacimientos que será acoplado con el modelo geomecánico se encuentra en el sector del pozo EST-P8, se calcularon los módulos elásticos en el pozo en mención basado en las constantes previamente estimadas.

Con la ecuación (3.1) se estimó la onda DTS en el pozo EST-P8. A partir de la onda compresional y de cizalla se obtuvieron los módulos elásticos como se muestra en la Figura 3-4.

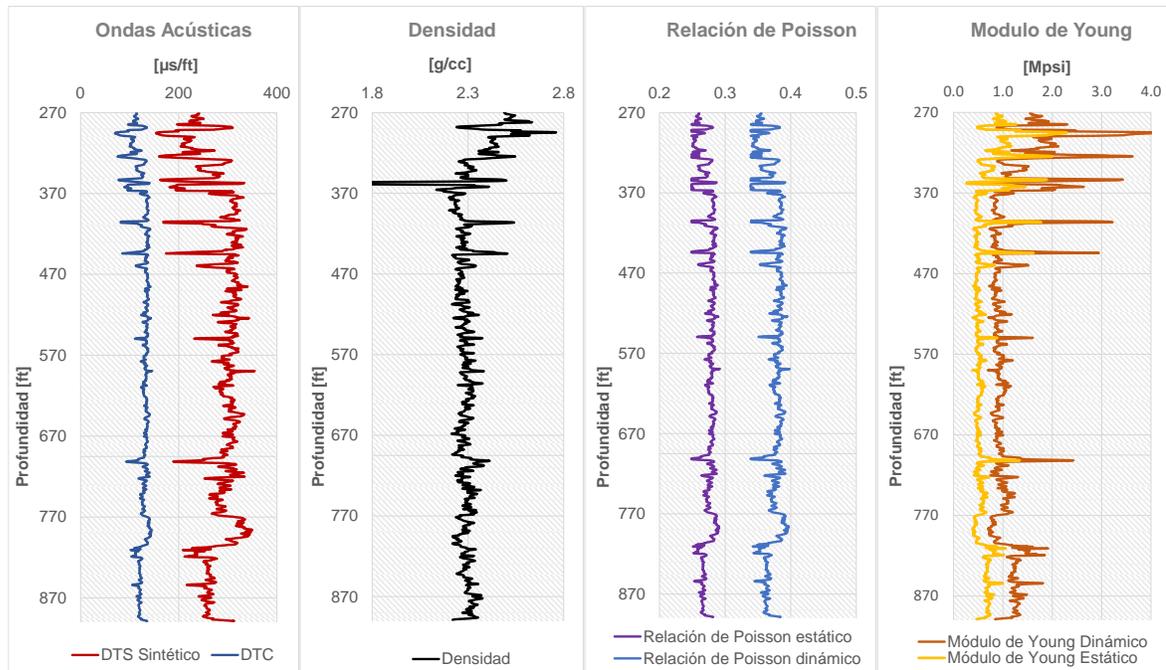


Figura 3-4: Relación de Poisson y módulo de Young calculados para el pozo EST-P8, a partir de la onda compresional, de cizalla y del registro de densidad.

3.1.2 Estimación y calibración de parámetros de resistencia

A partir de la correlación empírica de Lacy (Ecuación (1.14)) que involucra el módulo de Young previamente estimado, se calculó la resistencia a la compresión no confinada dinámica en el pozo EST-P5.

Es recomendable confirmar la validez de la correlación en el área de estudio y calibrarla si es posible con datos de laboratorio. Para este caso, la calibración se hizo con los datos de resistencia de la roca UCS, medidos en diferentes profundidades de la formación de interés en muestras del pozo EST-P5 (Figura 3-4).

La constante de calibración fue de 1.36.

Por otra parte, con los resultados obtenidos en las pruebas uniaxiales para la formación Une, se definieron las envolventes de falla de la roca. Se aplicó el modelo de falla de Mohr Coulomb y con la regresión lineal que consideró los diferentes círculos de Mohr, se obtuvo el ángulo de fricción interno y la cohesión como se presenta en la Tabla 3-2.

Tabla 3-2: Propiedades de resistencia de la roca. Pozo EST-P5.

PROFUNDIDAD [ft]	FORMACIÓN	T [°F]	Pc [psi]	UCS [psi]	COHESIÓN [psi]	ÁNGULO DE FRICCIÓN
1013	UNE	100	0	2414.91	450	45.5
1013.69	UNE	100	0	1775.86	400	41
1014.59	UNE	100	0	2080.386	450	45.5

Se calculó el ángulo de fricción interno (Ecuación (1.15)) y la constante de calibración obtenida fue de 1.686. La cohesión que se calculó a partir de la Ecuación (1.16) toma como dato de entrada el ángulo de fricción estático y el UCS estático, por cuanto no requiere calibración. Al graficar la curva de cohesión a lo largo del pozo con los datos obtenidos en laboratorio se evidencia un ajuste adecuado de la curva (Figura 3-5).

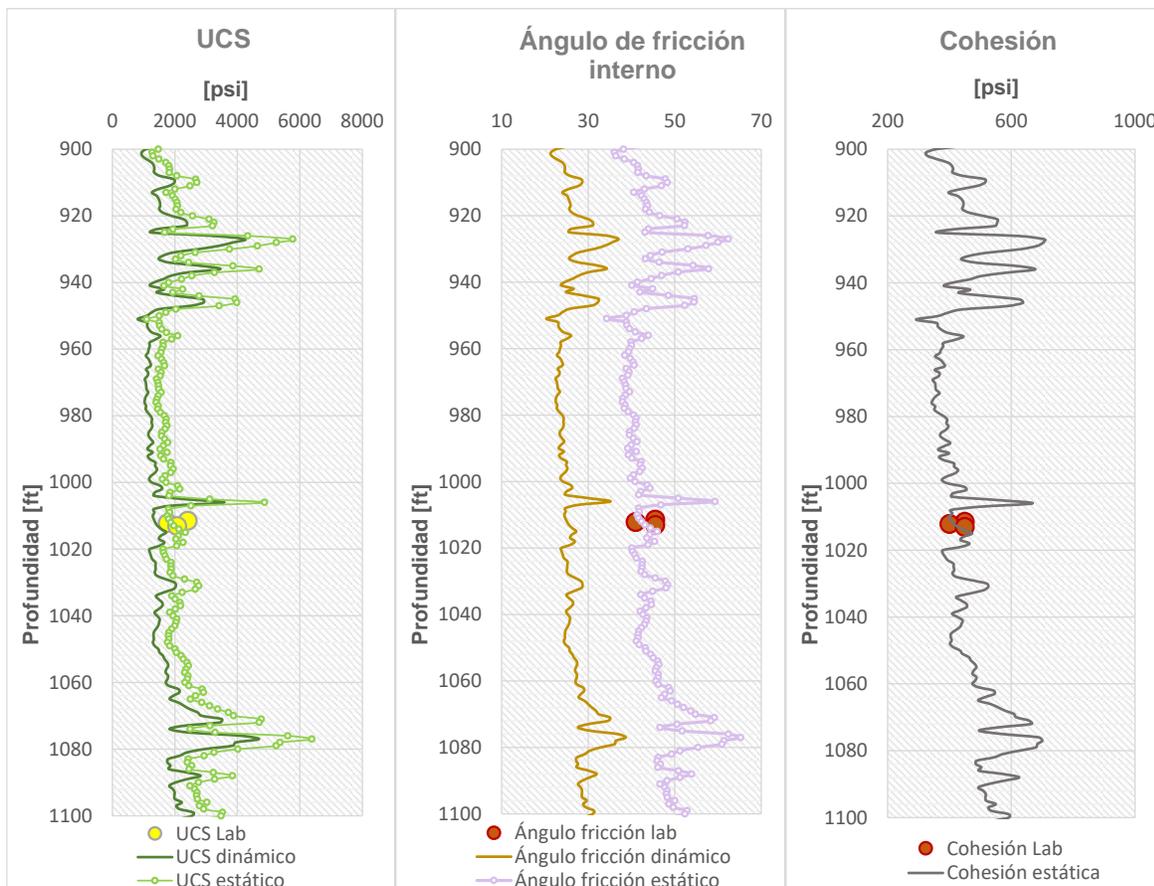


Figura 3-5: Perfil UCS, cohesión y ángulo de fricción interno calculados para el pozo EST-P5.

Con las constantes determinadas se calcularon los perfiles de resistencia en el pozo EST-P8 (Figura 3-6).

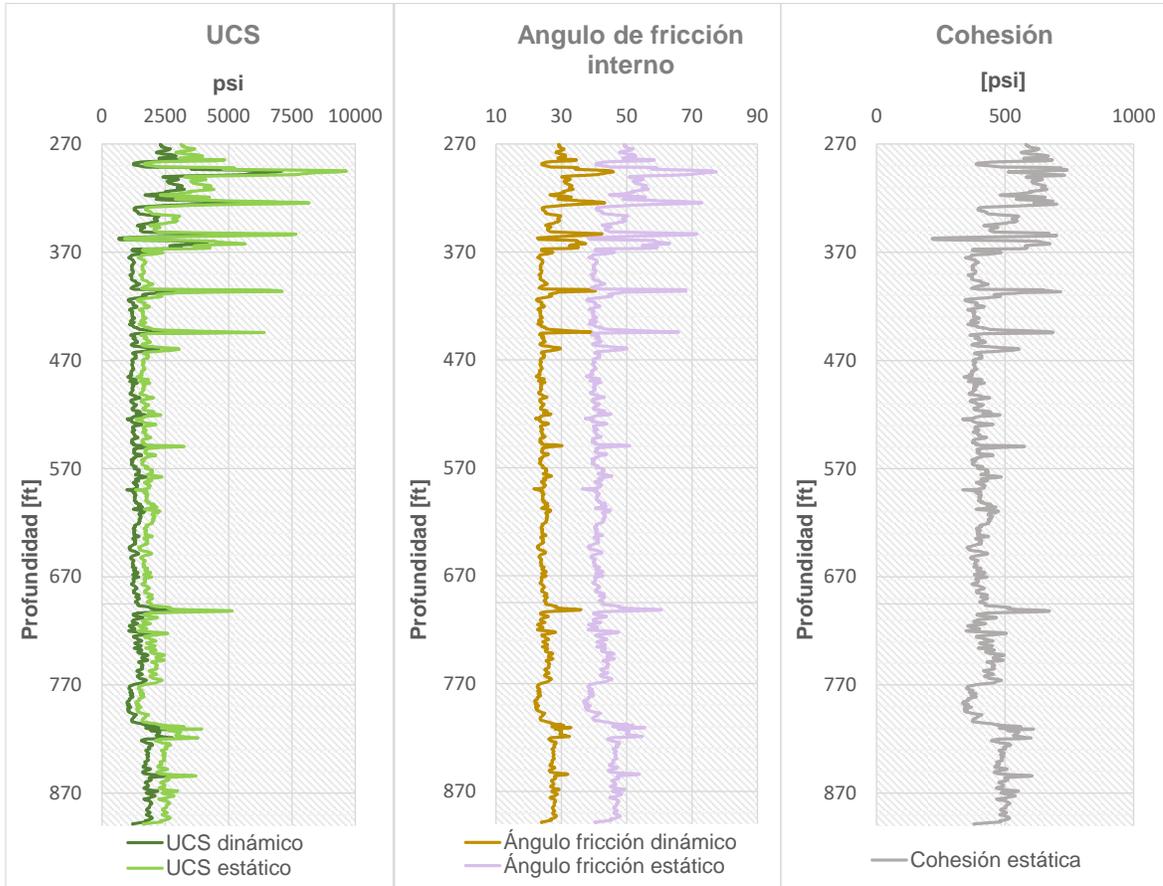


Figura 3-6: Perfil UCS, cohesión y ángulo de fricción interno calculados para el pozo EST-P8.

3.1.3 Estimación y calibración de esfuerzos in situ

Se determinó el estado de esfuerzos a lo largo del pozo EST-P8 con el cálculo de la magnitud de los esfuerzos principales vertical S_v , horizontal mínimo S_h y horizontal máximo S_H y la dirección de cada uno, identificado a través del análisis de los registros de imágenes.

- **Magnitud del esfuerzo vertical (S_v)**

La estimación del esfuerzo vertical parte del registro de densidad del pozo EST-P8 que contiene valores desde una profundidad de 135 ft hasta 902.75 ft.

Para evaluar la calidad de los datos, se analizó la curva de corrección de densidad ($DRHO, g/cc$), la cual indica cuanta corrección se ha agregado a la curva de densidad total ($RHOB, g/cc$) durante el procesamiento debido a efectos del hueco. Si la curva de corrección ($DRHO$) excedía los $0.2 g/cc$ el valor de densidad total obtenido de la curva ($RHOB$) se consideró inválido. (Páramo, 2016, p.20)

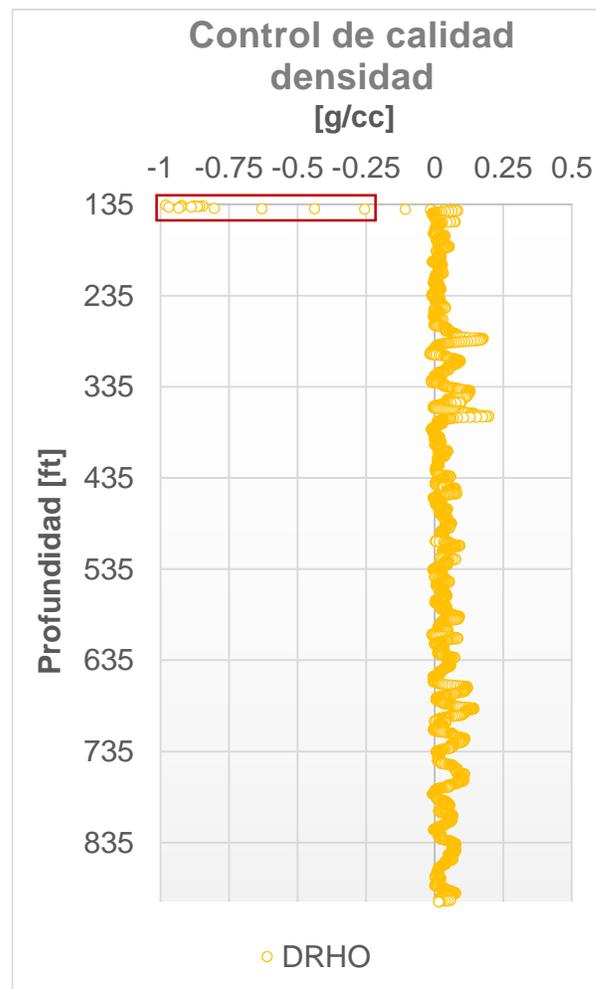


Figura 3-7: Curva de corrección de densidad ($DRHO$) del pozo EST-P8.

En el intervalo de 135 ft a 140.25 ft se evidenciaron valores inferiores a $\pm 0,2 g/cc$, como se resalta en la Figura 3-7.

Al mismo tiempo se analizó la calidad de hueco con la lectura del *caliper* vs el tamaño de la broca, en búsqueda de *washouts* que pudieran causar medidas erróneas en la densidad (Figura 3-8).

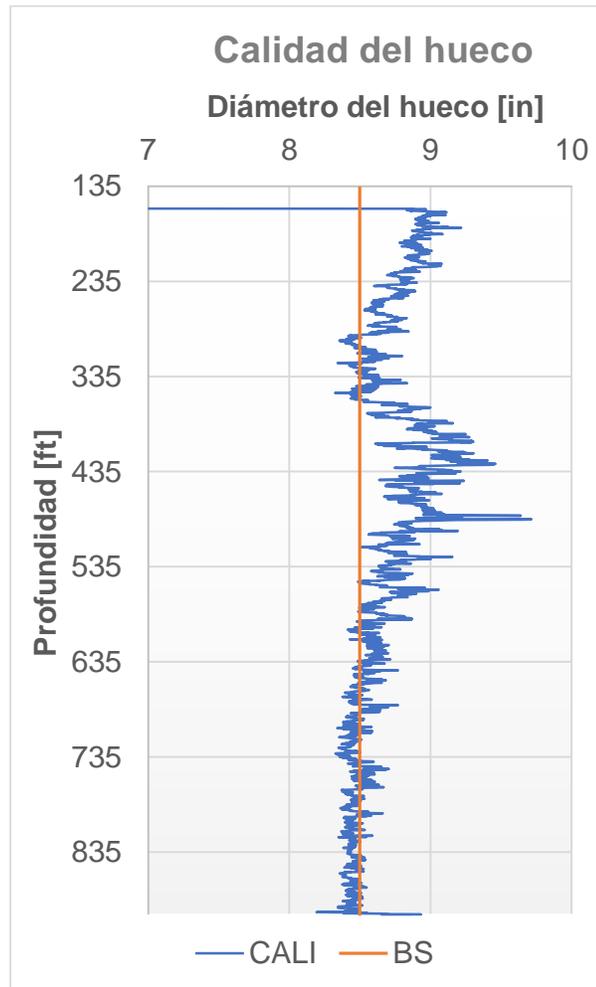


Figura 3-8: Tamaño del hueco vs diámetro de la broca en el pozo EST-P8.

Considerando que el registro de densidad es muy sensible al tamaño del hueco, se corrigieron los puntos superficiales que van desde la profundidad de 135 ft hasta 500 ft, donde se evidencia un tamaño de hueco mayor al tamaño de la broca. Para tal fin se usó el modelo de Miller (ecuaciones 1.18 y 1.19) que en general funciona muy bien para los primeros 1500 ft. Inicialmente se grafica el modelo con los parámetros por *default* para evidenciar que tan alejado se encuentra el modelo de los datos del pozo. Posteriormente se varían los parámetros en los rangos establecidos como se mencionó en el capítulo 1, hasta lograr que coincida el registro de densidad del pozo con el modelo de Miller.

En la Figura 3.9 se muestra la calibración del registro de densidad del pozo EST-P8 y en la Figura 3.10 el registro de densidad compuesto calibrado que se usó para determinar el esfuerzo vertical.

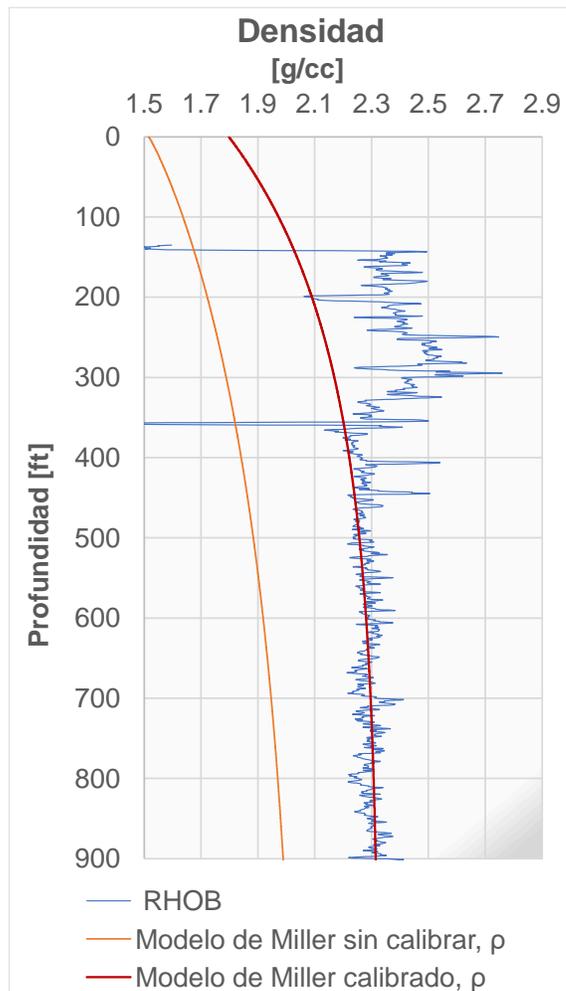


Figura 3-9: Calibración del registro de densidad con el modelo de Miller del pozo EST-P8.

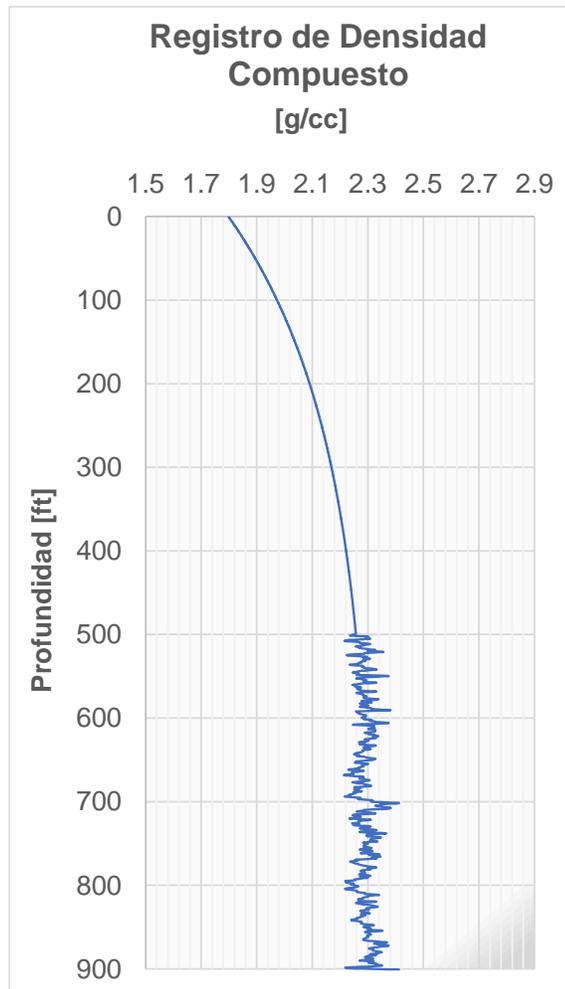


Figura 3-10: Registro de densidad compuesto del pozo EST-P8.

Finalmente, la magnitud del esfuerzo vertical se determinó con la ecuación (1.17), obteniendo así el perfil como se aprecia en la Figura 3-11.

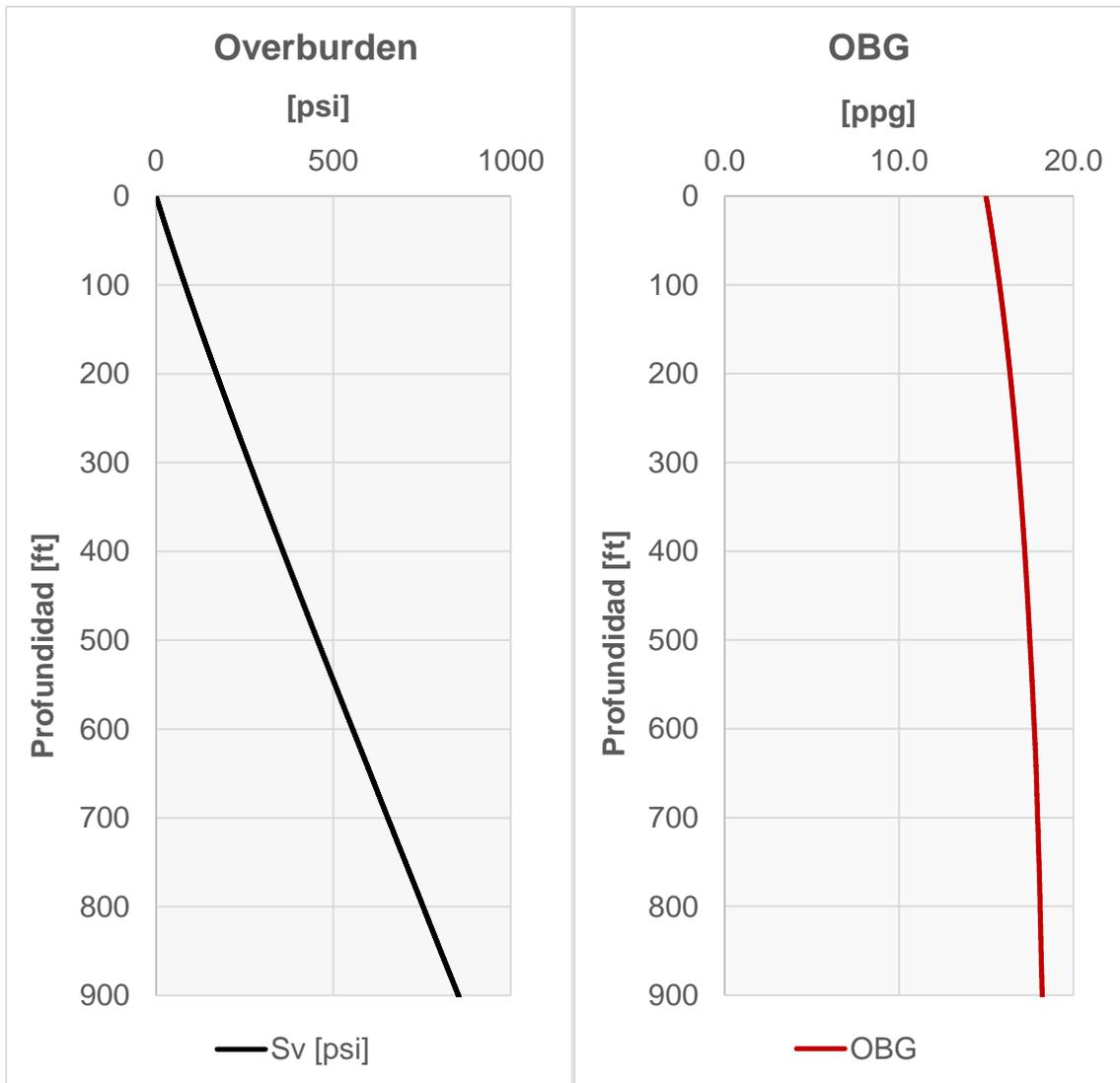


Figura 3-11: Esfuerzo vertical para el pozo EST-P8.

- **Presión de poro**

Dadas las características del crudo extrapesado, las pruebas de formación resultan desafiantes en crudos con altas viscosidades como las del yacimiento en estudio. Debido a que no se tienen datos medidos de presión se evaluaron parámetros como peso del lodo, nivel de gases y eventos asociados a pegadas diferenciales que permitieran confirmar un comportamiento normal de presión asociado a la presión hidrostática.

A lo largo del pozo el peso del lodo varió entre 8.8 ppg y 9.2 ppg, solamente a la profundidad de 861 ft se tuvo un peso de 10 ppg. No se reportaron niveles de gases a

ninguna profundidad y no se presentaron pegas diferenciales. Por lo anterior, y considerando además las bajas profundidades a la que se encuentra la formación de interés, se asume un gradiente de presión normal.

- **Magnitud del esfuerzo horizontal mínimo (S_h)**

El esfuerzo horizontal mínimo se determinó a partir de la ecuación (1.20) de Eaton (1969). Con el perfil de la relación de Poisson, del esfuerzo vertical y de la presión de poro obtenidos previamente, se halló el esfuerzo horizontal mínimo para cada profundidad como se aprecia en la Figura 3-12.

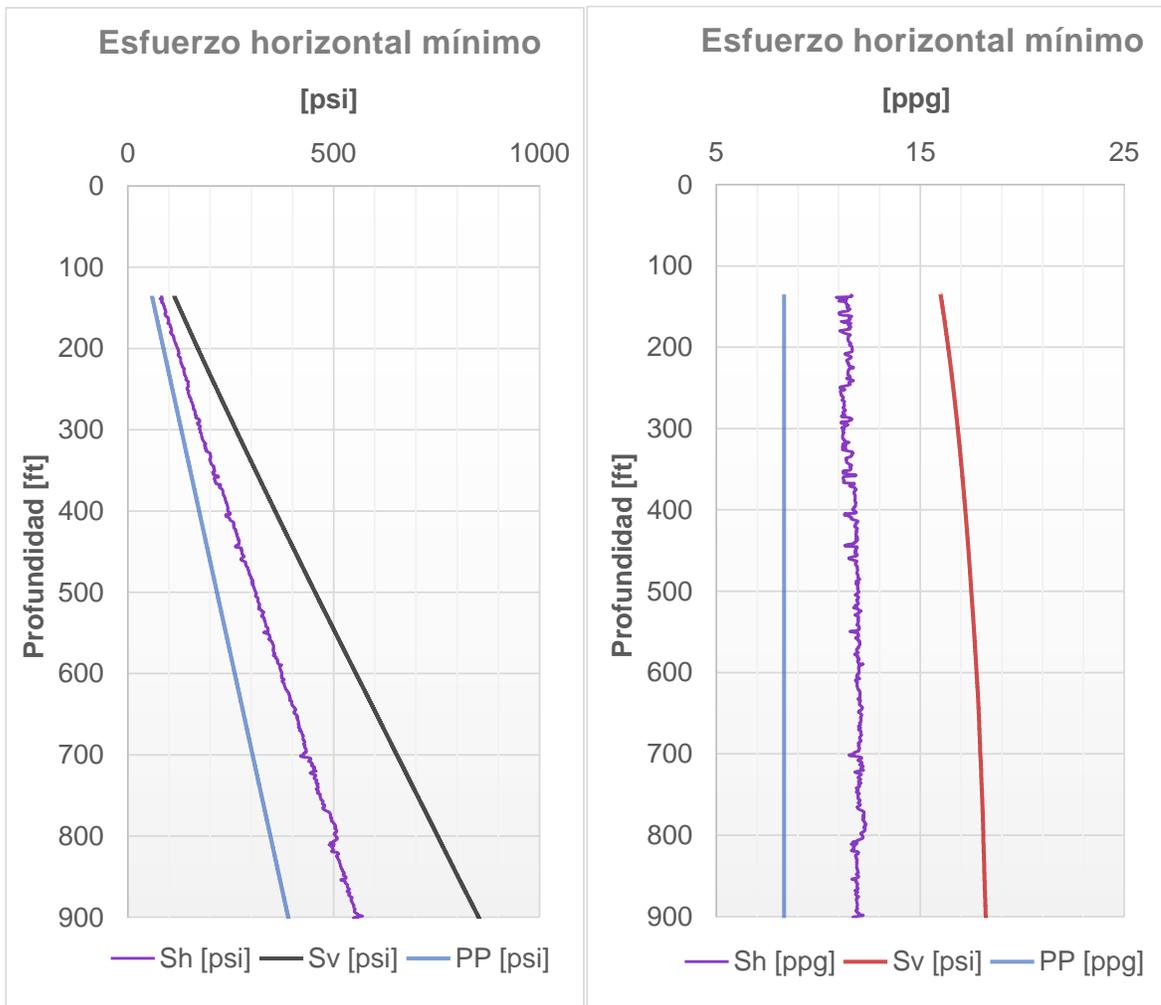


Figura 3-12: Esfuerzo horizontal mínimo sin calibrar para el pozo EST-P8.

Teniendo en cuenta que no hay pruebas de fractura en los pozos perforados en el área, no fue posible calibrar el registro por este medio. Para la calibración se asumió la presencia de fallas críticamente esforzadas con el fin de que el estado de esfuerzos esté en equilibrio friccional, considerando un coeficiente de fricción de 0.6 y una cohesión de 0. Con la ecuación (1.21) se calculó el esfuerzo horizontal mínimo a la profundidad de 875 ft (*breakout* identificado), y a partir de la relación entre el valor obtenido y el valor estimado inicialmente, se obtuvo un factor de 1.23 con el cual se calibró el esfuerzo horizontal mínimo en cada profundidad (Figura 3-13).

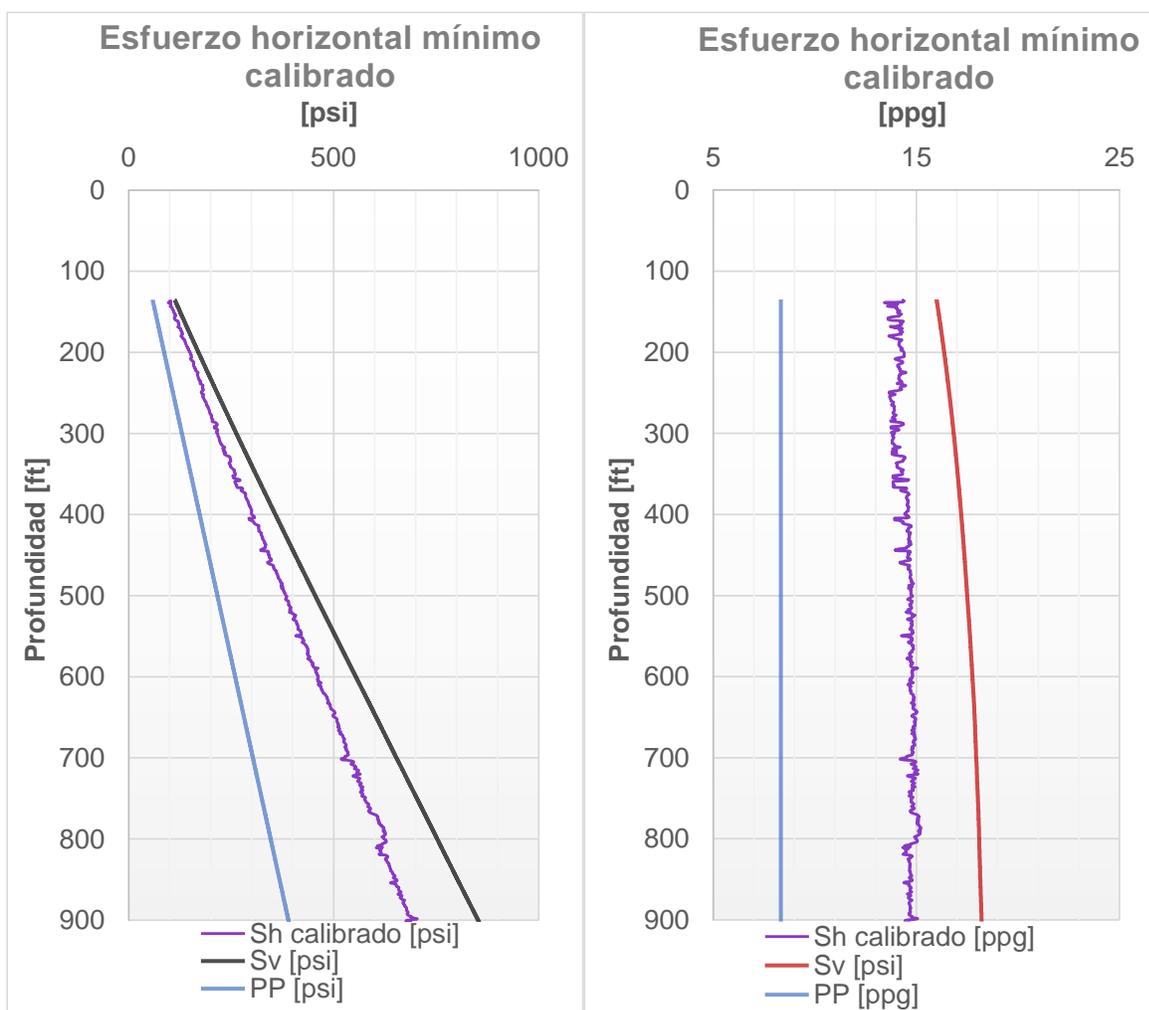


Figura 3-13: Esfuerzo horizontal mínimo calibrado para el pozo EST-P8.

- **Magnitud del esfuerzo horizontal máximo (S_H)**

Por medio de la relación entre el estado de esfuerzos y un *breakout* es posible obtener una ecuación que permita determinar el esfuerzo horizontal máximo como se definió en el capítulo 1, (Ecuación 1.22).

En el registro de imágenes se identificó un *breakout* en la formación de interés a la profundidad de 875 ft como se muestra en la Figura 3-14.

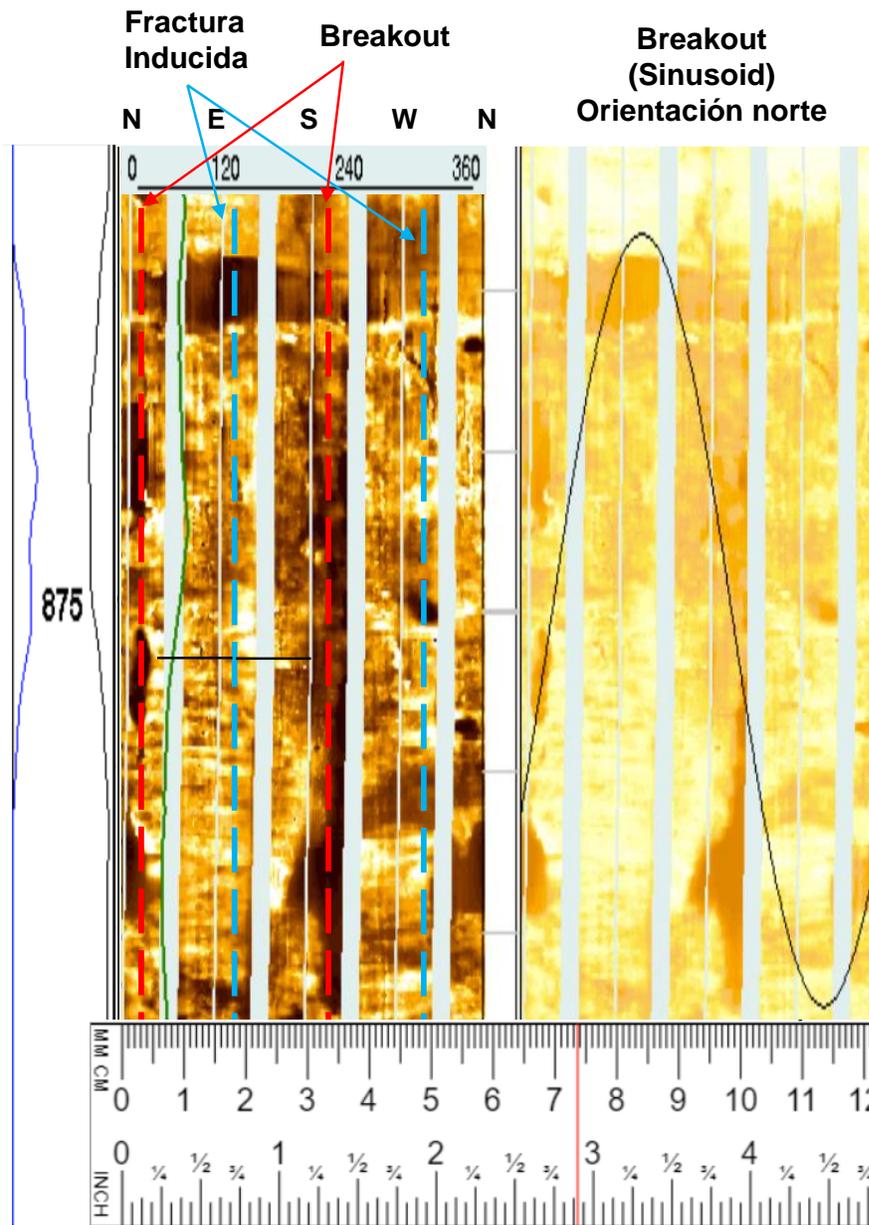


Figura 3-14: Identificación de *breakout* en registro de imágenes.

El área más oscura que indica mayor conductividad representa el *breakout* el cual se localiza simétricamente a los lados del pozo, es decir a 180° el uno del otro.

“Los *breakouts* se expresan en términos de “ancho de *breakout*”, que corresponde al ángulo que un *breakout* forma en la circunferencia del pozo” (Osorio, 2015). (Figura 3-15)

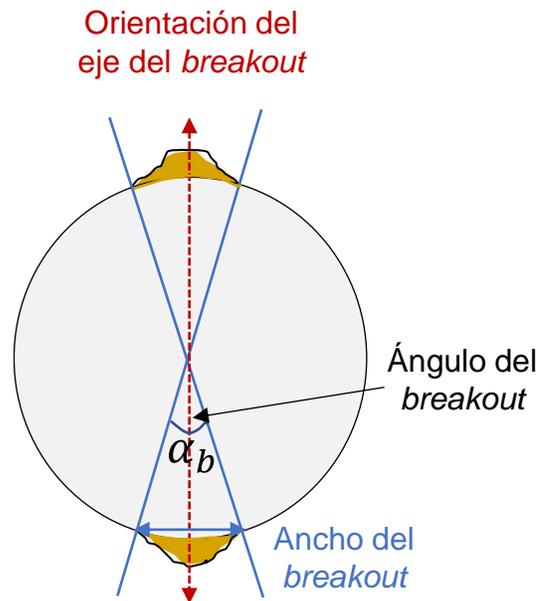


Figura 3-15: Esquema representativo del ángulo y ancho de *breakout*.

En este caso se midió el ancho del *breakout* desde la línea punteada en azul que representa el *azimuth* del esfuerzo horizontal máximo, dando como resultado un valor de 73.8° , que corresponde a θ_b presente en la ecuación (1.22). A la profundidad del *breakout* con los demás parámetros especificados en la ecuación (1.22) se calculó el esfuerzo horizontal máximo para la profundidad indicada.

Con el fin de estimar un perfil del esfuerzo horizontal máximo, se halló el factor tectónico el cual se define en la ecuación (1.23) obteniendo un valor de 2.639. Una vez determinado el factor tectónico se calculó el perfil de esfuerzo horizontal máximo (ecuación 1.24).

Cuando se grafican los tres esfuerzos principales (Figura 3.16) se puede observar que el esfuerzo horizontal máximo es mayor al esfuerzo vertical y éste a su vez es mayor al

esfuerzo horizontal mínimo, lo cual indica un régimen de esfuerzo *strike slip* típico en regiones con levantamiento moderado. Lo anterior es bastante coherente para una zona con presencia de cordillera como es el caso de estudio, tectónicamente activa.

Honrando el criterio de resistencia friccional, para este régimen, el esfuerzo horizontal mínimo está restringido por la ecuación (1.21) donde σ_1 corresponde al S_h y σ_2 al S_H . De tal manera, se calibró el esfuerzo horizontal mínimo como se muestra en la Figura 3-13.

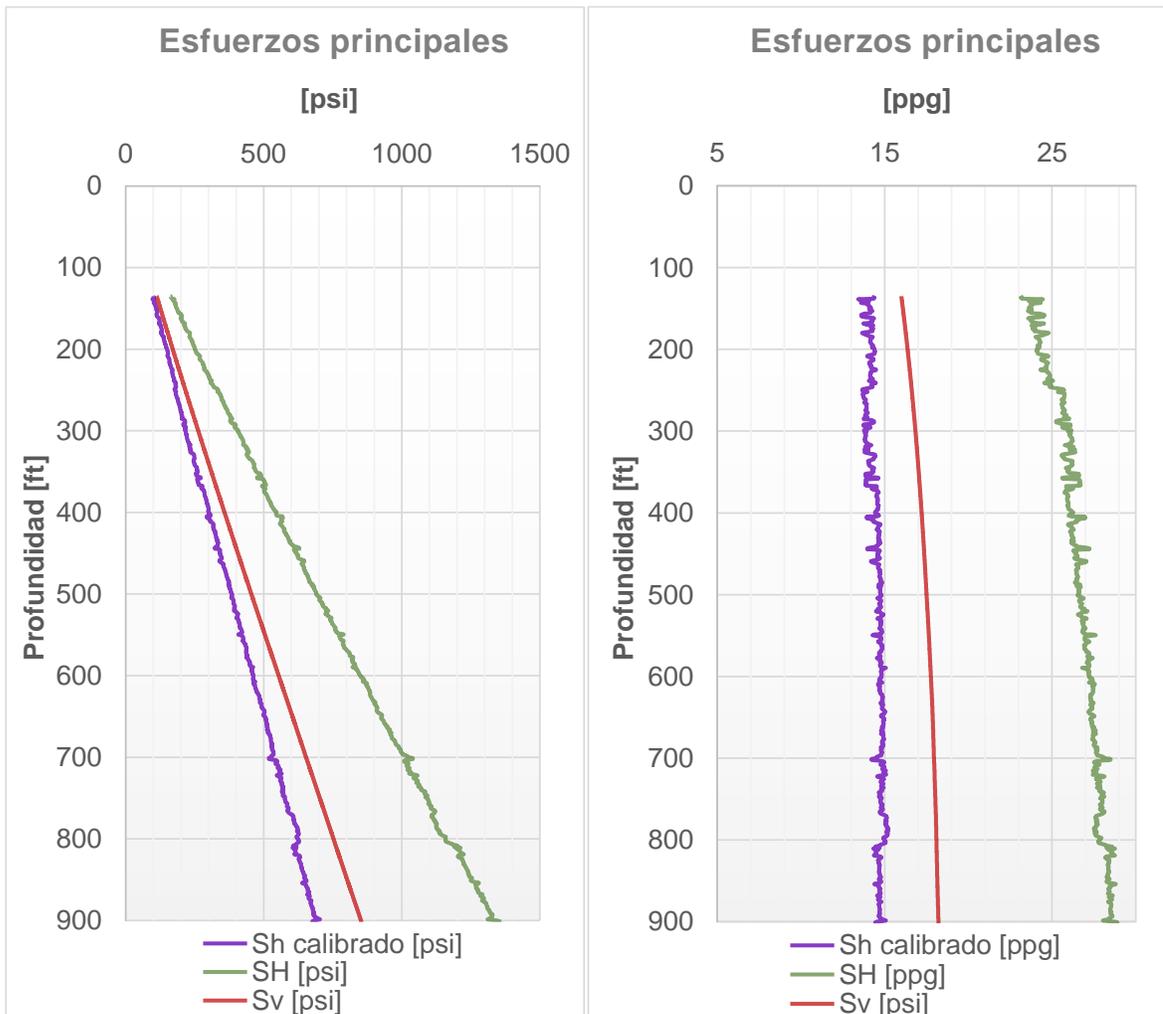


Figura 3-16: Esfuerzos horizontal máximo, horizontal mínimo y vertical en el pozo EST-P8.

▪ **Orientación de los esfuerzos principales**

La determinación de la dirección de los esfuerzos horizontales se basa en la posibilidad de falla en la pared del hueco la cual se puede detectar a través de registros. En un pozo vertical, el cual penetra capas de esfuerzos horizontales significativamente diferentes ($S_H > S_h$), se pueden detectar dos modos de falla: falla compresiva y de tensión. Las direcciones de esos dos modos de falla en una situación ideal son únicas, dado por la dirección de los dos esfuerzos principales horizontales. La falla compresiva o falla por cizalla, se inducirá en la dirección paralela al esfuerzo horizontal mínimo S_h si la presión del pozo es suficientemente baja para inducir falla por cizalla. En este contexto se hace referencia al *breakout* que conllevará a una ovalización del hueco. La falla tensil ocurrirá en la dirección paralela con el esfuerzo horizontal máximo S_H si la presión del pozo es suficientemente grande para inducir fractura. (FJAER et al., 2008, p. 296)

De acuerdo con la descripción previa, en el registro de imágenes se identificó un *breakout* a la profundidad de 875 ft, el cual se resalta con la línea punteada en rojo, mientras que la fractura inducida se demarca con la línea punteada en azul. La dirección del esfuerzo horizontal mínimo se midió respecto al norte como se observa en la Figura 3-14, que equivale a 19.69° mientras que la dirección del esfuerzo horizontal máximo está 289.69° respecto al norte.

3.2 Modelo dinámico de yacimientos acoplado con modelo geomecánico

Para el modelamiento acoplado se utilizó el simulador térmico STARS de la suite de CMG que incorpora el módulo de geomecánica. El modelo comprende dos mallas independientes, una de flujo de fluidos y otra de geomecánica que integra los parámetros estimados en el subcapítulo 3.1 y otros parámetros adicionales como son el coeficiente de Biot y el coeficiente de expansión térmico lineal.

3.2.1 Malla geomecánica

Se construyó una malla geomecánica independiente de la malla de flujo de fluidos las cuales se comunican entre sí. En la malla de flujo de fluidos se calculan las presiones,

temperaturas y composiciones, mientras que en la malla geomecánica se calculan los esfuerzos y deformaciones.

La malla geomecánica es de tipo cartesiano con 76 celdas en la dirección I, 130 celdas en la dirección J y 57 celdas en la dirección K. Las dimensiones se describen como sigue:

DI: 76 X 46.2626 ft

DJ: 130 X 31.0596 ft

DK: 57 X 22.5115 ft

La malla geomecánica se orientó teniendo en cuenta los esfuerzos normales y de cizalla, a través de las fórmulas de transformación aplicables para el yacimiento inclinado (ver Figura 3-17).

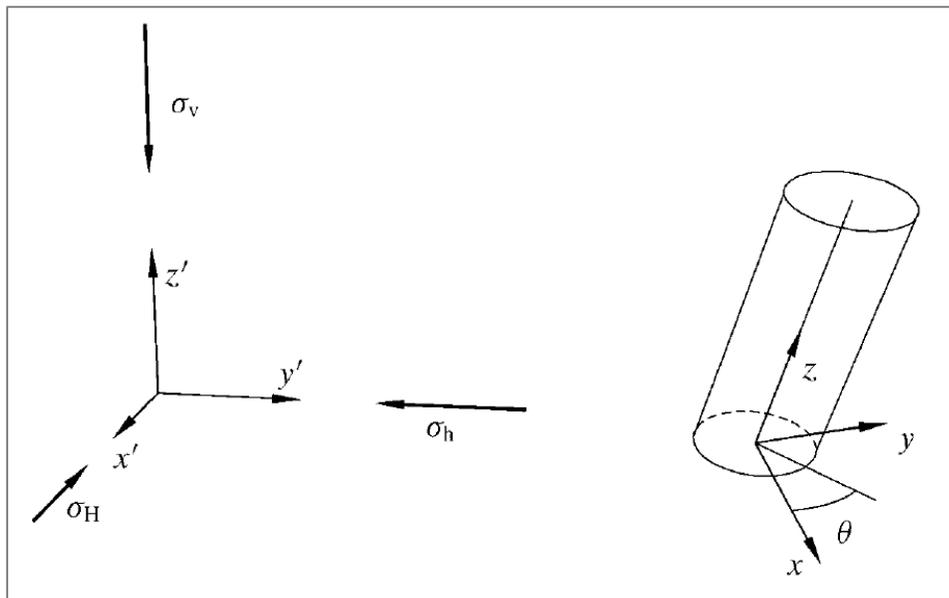


Figura 3-17: Sistema de coordenadas para un pozo desviado (FJAER et al., 2008, p. 146).

Una vez aplicadas las fórmulas de transformación que se describen matemáticamente por los cosenos directores, donde $I_{ij'}$ es el coseno del ángulo entre el eje i – y el eje j' - (FJAER et al., 2008, p. 146), y luego expresados en el sistema de coordenadas (x, y, z) se obtuvieron los esfuerzos normales y de cizalla.

En la Figura 3-18 se muestra el modelo con la malla de flujo de fluidos (interna) y la malla geomecánica (denotada por el cuadro externo en rojo). La dirección del esfuerzo horizontal mínimo respecto al norte es de 19.69°

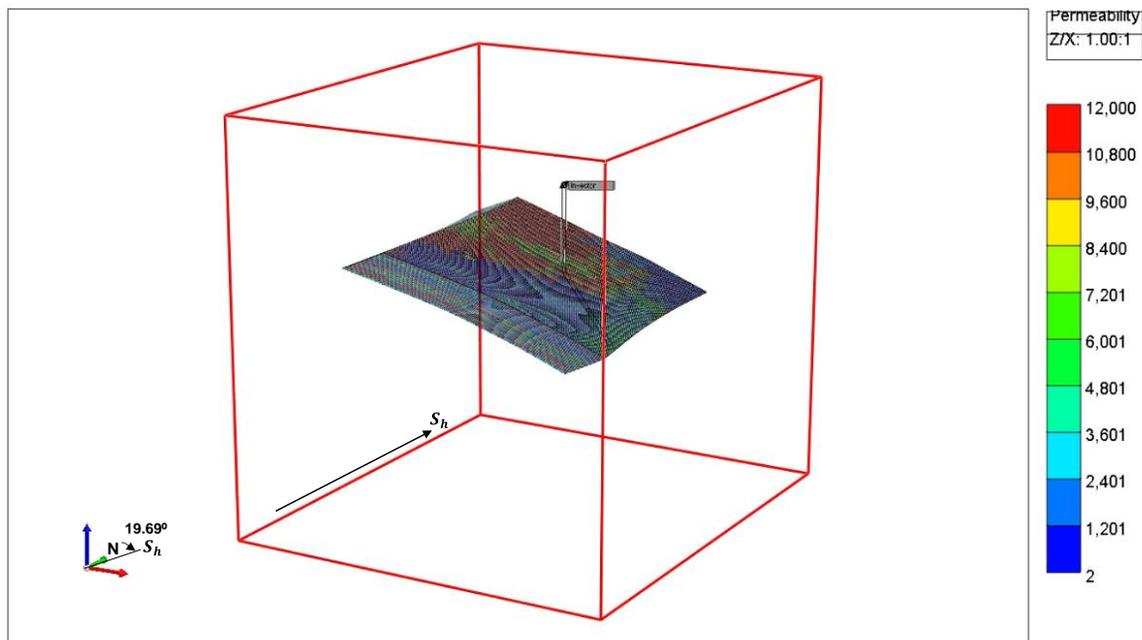


Figura 3-18: Modelo dinámico de yacimientos acoplado con geomecánica.

3.2.2 Esfuerzos *in situ*

La distribución de esfuerzos iniciales que corresponde al bloque 1, 1, 1 se menciona como sigue:

- El esfuerzo horizontal máximo (normal) quedó en la dirección de eje I, con un valor de 781 psi
- El esfuerzo horizontal mínimo (normal) quedó en la dirección del eje J, con un valor de 447 psi
- El esfuerzo vertical (normal) quedó en la dirección K, con un valor de 535.85 psi
- El esfuerzo de cizalla xy con un valor de 218 psi
- El esfuerzo de cizalla yz con un valor de 0 psi
- El esfuerzo de cizalla zx con un valor de 0 psi

- Los gradientes de $-1.35 (\sigma_x)$, $-0.77 (\sigma_y)$, $-0.924 (\sigma_z)$, $0.38 (\tau_{xy})$, $0 (\tau_{yz})$, $0 (\tau_{zx})$ respectivamente

3.2.3 Modelo de plasticidad

El modelo elastoplástico de Mohr-Coulomb se usó para simular el comportamiento geomecánico de la roca sometida al proceso de recobro térmico SAGD. Antes que la roca experimente un cambio irreversible (*yield*), el comportamiento de la arena se describe por la teoría elástica usando el módulo de Young y la relación de Poisson. Después que la roca falla, se asume que el material se comporta perfectamente plástico, en el cual la dilatación y la deformación volumétrica asociada se calculan usando la teoría de la plasticidad basado en reglas de flujo asociadas y no asociadas. El flujo asociado asume que la función potencial es igual a la función *yielding*, mientras que éstas no son iguales en el flujo no asociado. La función potencial en el flujo no asociado se describe por el ángulo de dilatación dinámico para dirigir el cambio en dilatación y la deformación volumétrica asociada. (Chang, et al., 2011, p. 5)

El criterio de falla de Mohr-Coulomb asume que los esfuerzos principales intermedios no tienen influencia sobre la falla, es decir $\sigma_1 > \sigma_2 = \sigma_3$. La superficie de falla es una pirámide hexagonal que representa el límite entre el comportamiento elástico y el comportamiento plástico, la cual se alcanza cuando se supera el esfuerzo pico de cizalla τ (ver subcapítulo 1.1.2). (Zoback, 2006)

En el presente estudio se usó la regla de flujo asociado para representar el comportamiento plástico. Los parámetros del modelo elastoplástico empleados en el simulador se muestran a continuación.

3.2.4 Parámetros geomecánicos

Las propiedades geomecánicas que involucra el modelo de Mohr-Coulomb asignadas para la formación Une y usadas en la simulación se muestran en la Tabla 3-3.

Tabla 3-3: Propiedades geomecánicas para la formación Une en el pozo EST-P8.

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Módulo de Young	0.553E6	psi
Relación de Poisson	0.277	-
Cohesión	424.4	psi
Ángulo de fricción interno	42.5	-

Considerando que no se presenta una variación significativa en las propiedades elásticas y de resistencia de la roca en la formación Une, se tomó el promedio de la zona de interés (Figura 3-19).

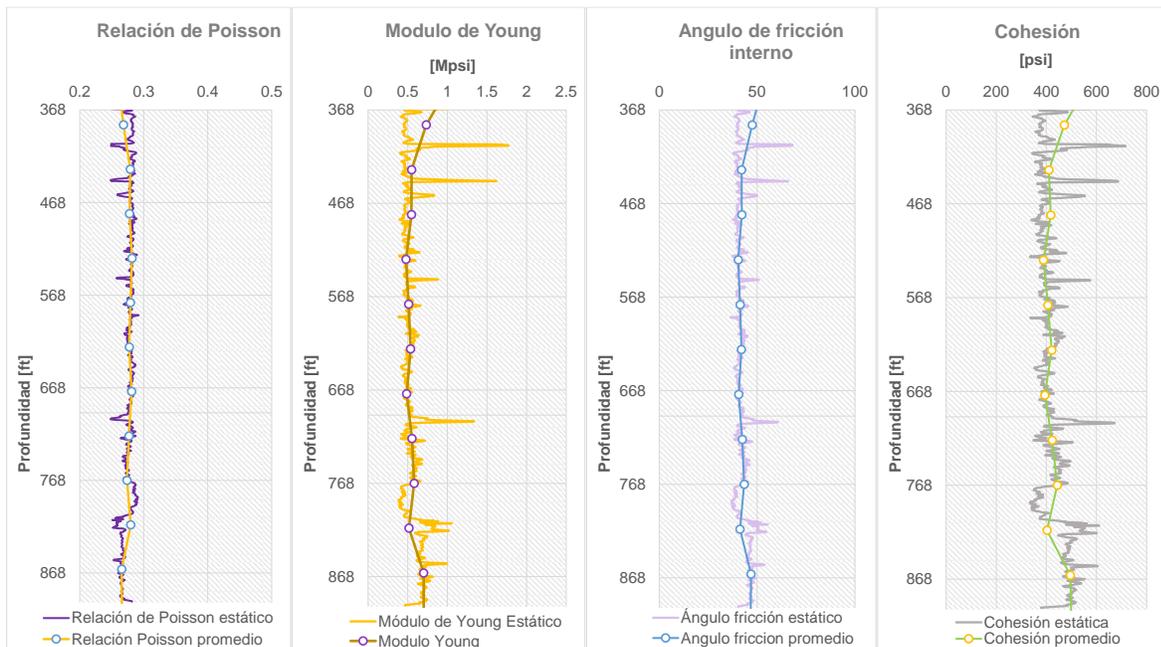


Figura 3-19: Parámetros geomecánicos promedio para la formación Une del modelo acoplado.

- **Coefficiente de Biot**

El coeficiente de Biot que representa la interacción entre la presión de poro y los esfuerzos de la roca se calculó a partir de la siguiente relación (Quezada et al., 2018, p.28). (ver ecuación (3.2))

$$\alpha = 1 - \left(\frac{1}{RHOB}\right)^3 \tag{3.2}$$

Donde α corresponde a la constante de Biot y $RHOB$ a la densidad de la roca. Esta relación se corrigió con un factor estimado entre el módulo de Young estático y el dinámico, de 0.55. El valor promedio obtenido en la formación Une para el pozo EST-P8 e introducido en el simulador fue de 0.986.

▪ **Coefficiente de expansión térmico lineal**

En laboratorio se midió la deformación axial con cambio de temperatura en muestras del pozo EST-P5 provenientes de la formación Une y Gachetá (Figura 3-20). De acuerdo con la ecuación (1.10) la pendiente corresponde al coeficiente de expansión térmico lineal, que en el caso de la formación de interés es de $8.5E-7$ $1/^\circ F$.

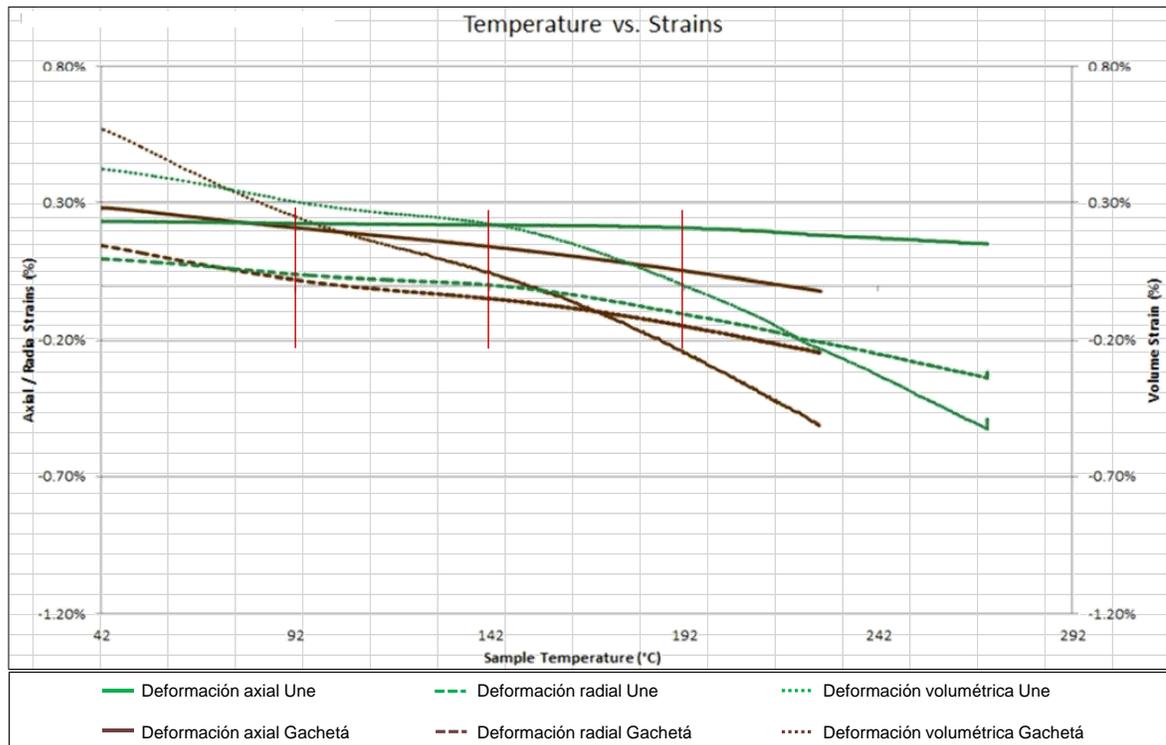


Figura 3-20: Deformación axial, radial y volumétrica en función de la temperatura medida en muestras del pozo EST-P5.

3.2.5 Tipo de acople

El flujo de fluidos y la deformación de la formación se acoplan de manera secuencial, es decir, se alternan los cálculos mientras se pasa información de una malla a la otra. El cálculo de flujo de fluidos actualiza presiones y temperaturas en cada paso de tiempo mientras que el módulo geomecánico actualiza la deformación en respuesta a la información proveniente del modelo de flujo. El módulo geomecánico envía al modelo de fluidos la nueva información de deformación que se usará en el próximo paso de tiempo. La respuesta de la deformación geomecánica se expresa en el cálculo de flujo de fluidos a través del cambio en parámetros que están en función de la porosidad (Figura 3-21). Así, en el modelo se usó el acople secuencial denotado con el *keyword* GCOUPLING 2. (Manual de CMG STARS, 2020)

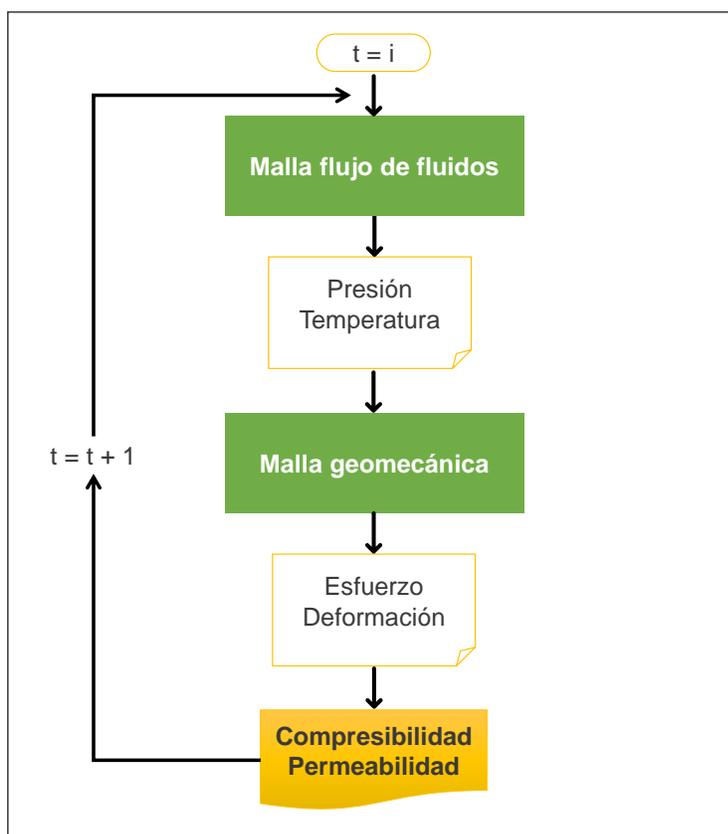


Figura 3-21: Diagrama de flujo de acople secuencial.

4. Discusión de resultados

Durante el proceso de recobro térmico SAGD, usualmente la presión del yacimiento aumenta conllevando a una disminución de los esfuerzos efectivos, contrario a lo que sucede en un proceso de recobro primario. Las altas temperaturas generan una expansión térmica de la roca, de tal manera que la deformación volumétrica dentro del yacimiento resultado de los cambios de temperatura, impactan los esfuerzos y deformaciones *in situ*; los esfuerzos horizontales totales incrementan más que lo esfuerzos verticales totales debido a las bajas profundidades del yacimiento y las deformaciones verticales inducidas térmicamente serán mayores que las deformaciones horizontales. Asumiendo que no hubiera cambios en la presión de poro, los efectos térmicos resultan en el desarrollo de esfuerzos de cizalla y en un camino de esfuerzos donde incrementan los esfuerzos de cizalla junto con los esfuerzos medios efectivos. La combinación de estos efectos asociados a la presión de poro y a la temperatura crean un conjunto complejo de interacciones entre el flujo de fluidos y la geomecánica. (Chalaturnyk et al., 1997, 2004; Uwiera et al., 2011; Oldakowski et al., 2012)

Para un estado de esfuerzos *in situ* anisotrópicos, la presión de inyección también generará esfuerzos y deformaciones de cizalla en la estructura. Tales procesos resultan en un cambio neto del volumen poroso y de la permeabilidad. (Chalaturnyk et al., 1997)

Con el objetivo de evaluar el impacto de la geomecánica en el desempeño del proceso de recobro térmico SAGD en un yacimiento altamente inclinado, se plantearon tres escenarios como se muestra en las Tablas 4-1 y 4-2, donde se establece un caso base con una presión de inyección de 1500 psi, un segundo escenario donde se varía la presión de inyección y un tercer escenario donde se varía la orientación de los pozos.

Las variables analizadas fueron la porosidad, permeabilidad, esfuerzos *in situ* y deformación de la roca con efecto en el desarrollo de la cámara de vapor, la producción de crudo y SOR.

Tabla 4-1: Parámetros operacionales del pozo inyector en diferentes escenarios.

PARÁMETRO	ESCENARIO BASE	SENSIBILIDAD PRESIÓN DE INYECCIÓN	SENSIBILIDAD ORIENTACIÓN DEL POZO
Máxima tasa de agua, STW [B/D]	5000		
Máxima presión de fondo, BHP [psi]	1500	2500	1500
Temperatura del fluido inyectado [°F]	480		
Calidad del vapor	0.7		
Orientación del pozo	Dirección del rumbo	Dirección del rumbo	Dirección perpendicular al rumbo

Tabla 4-2: Parámetros operacionales del pozo productor en diferentes escenarios.

PARÁMETRO	ESCENARIO BASE	SENSIBILIDAD PRESIÓN DE INYECCIÓN	SENSIBILIDAD ORIENTACIÓN DEL POZO
Máxima tasa de líquido, STL [B/D]	5000		
Máximo <i>draw-down</i> , DWN [psi]	50		
Máxima tasa de vapor [B/D]	20		

4.1 Evaluación de escenario base

Para el escenario base (escenario 1) se evaluó tanto el modelo de flujo de fluidos como el modelo acoplado con geomecánica de yacimientos, a fin de visualizar los efectos de la

geomecánica sobre el comportamiento productivo de SAGD en el yacimiento inclinado objeto de estudio.

Por la inclinación de las capas y altas permeabilidades del yacimiento, la cámara de vapor se desarrolla de forma irregular expandiéndose hacia las zonas más altas de la estructura mostrando un efecto de *overriding* (Figura 4-1).

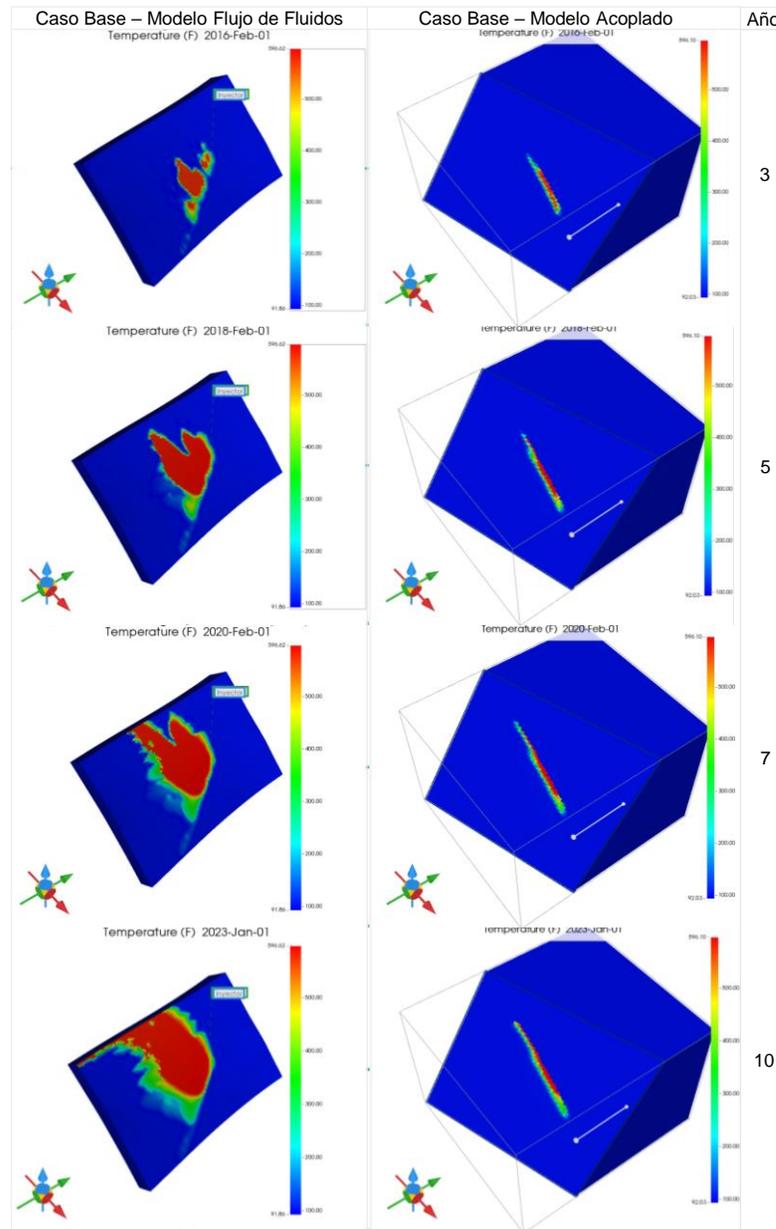


Figura 4-1: Evolución de la cámara de vapor en el tiempo, escenario base con presión de inyección de 1500 psi.

Lo anterior influye en la recuperación de hidrocarburos por la distribución del calor en la zona, afectando no solo la viscosidad del crudo sino los esfuerzos efectivos de la roca.

En la Figura 4-2 se muestra la porosidad evaluada en la celda (43, 79, 14) donde se ubica el pozo productor y donde se alcanzan temperaturas de 570 °F después de 3 años de inyección de vapor. La porosidad *current* denotada por la línea verde corresponde a la malla de flujo de fluidos, la cual es menor (0.001) respecto a la porosidad *geo-corrected* obtenida con la malla acoplada con geomecánica denotada por la línea naranjada. Para esta variable no se evidencian diferencias significativas entre los dos modelos.

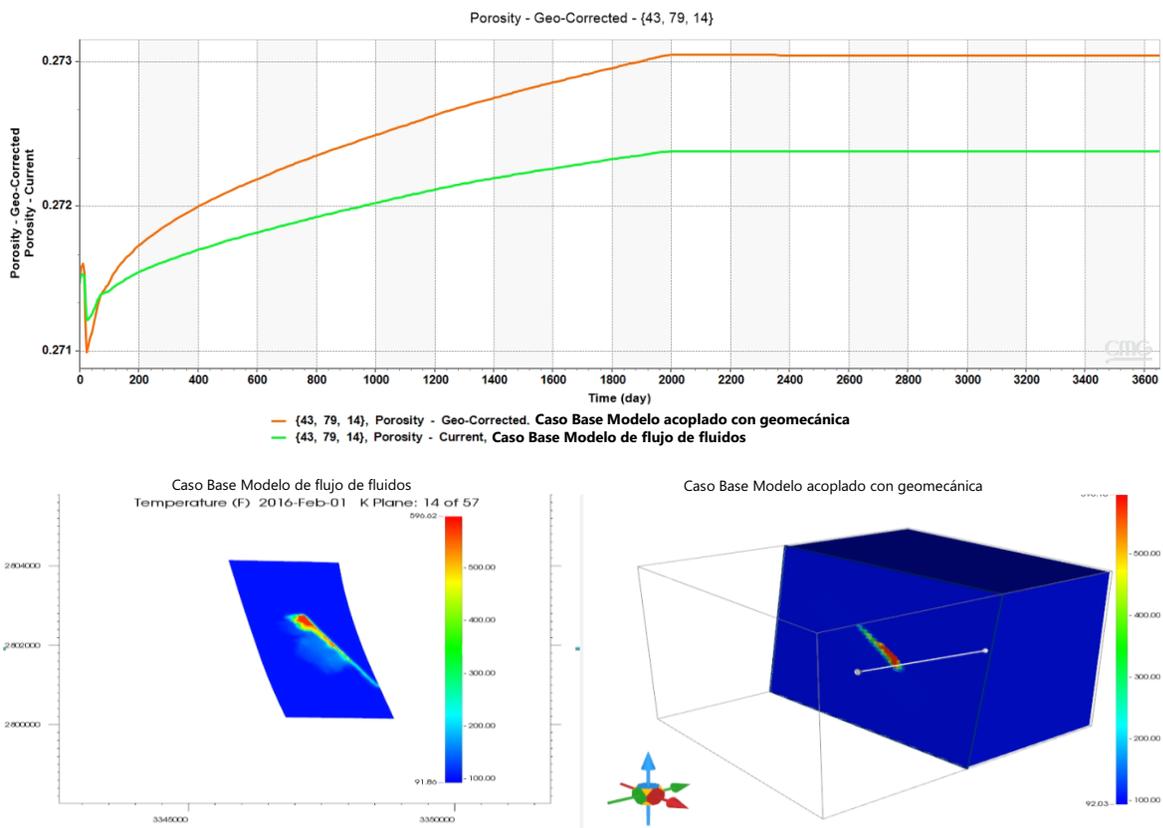


Figura 4-2: Porosidad del modelo de flujo de fluidos vs modelo acoplado con geomecánica, en la celda 43, 79, 14 donde se alcanzan temperaturas de 570 °F.

En términos de subsidencia, en la Figura 4-3 se observa subsidencia negativa en la celda de análisis (43, 79, 14) tanto en el modelo de flujo de fluidos como en el modelo acoplado, lo cual obedece al efecto de la inyección que aumenta la presión de la zona causando una

elevación de las capas. Los mayores cambios ocurren durante los primeros 5 años y luego permanece constante cuando se alcanza la máxima presión de fondo fluyendo en el pozo inyector. En esta variable se evidencia la importancia de la geomecánica sobre la deformación vertical en yacimientos someros independiente de la inclinación de las capas. Si bien el modelo de flujo de fluidos (línea magenta) muestra un levantamiento, estos valores pueden ser subestimados con respecto a la realidad cuando se compara con el modelo acoplado (línea morada).

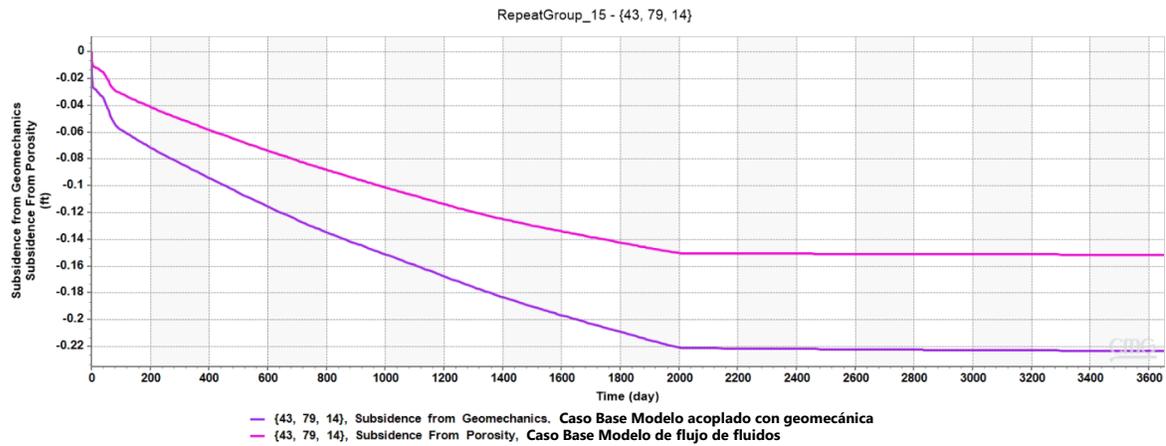


Figura 4-3: Subsistencia del modelo de flujo de fluidos vs modelo acoplado con geomecánica, en la celda 43, 79, 14 donde se alcanzan temperaturas de 570 °F.

Con el fin de evidenciar los cambios en permeabilidad, se usó la ecuación empírica de Li & Chalaturnyk (ver ecuación (4.1)):

$$\frac{k}{k_o} = \exp(C_{n1}\varepsilon_V) \tag{4.1}$$

Donde k_o es la permeabilidad inicial, C_{n1} parámetro para cada tipo de roca y ε_V la deformación volumétrica (Khajeh et al., 2011; Manual de CMG STARS, 2020).

El parámetro C_{n1} se calculó para cada formación a partir de mediciones de permeabilidad obtenidas en laboratorio a diferentes esfuerzos. Para cada valor de deformación radial y axial a la permeabilidad medida, se calculó la deformación volumétrica con la ecuación 4.2.

$$\varepsilon_V = 2\varepsilon_r + \varepsilon_a \tag{4.2}$$

Posteriormente se graficó el $\ln\left(\frac{k}{k_0}\right)$ vs ε_V y la pendiente obtenida que corresponde al parámetro C_{n1} , 99 para la formación Une y 93 para Mirador, se usó en el simulador.

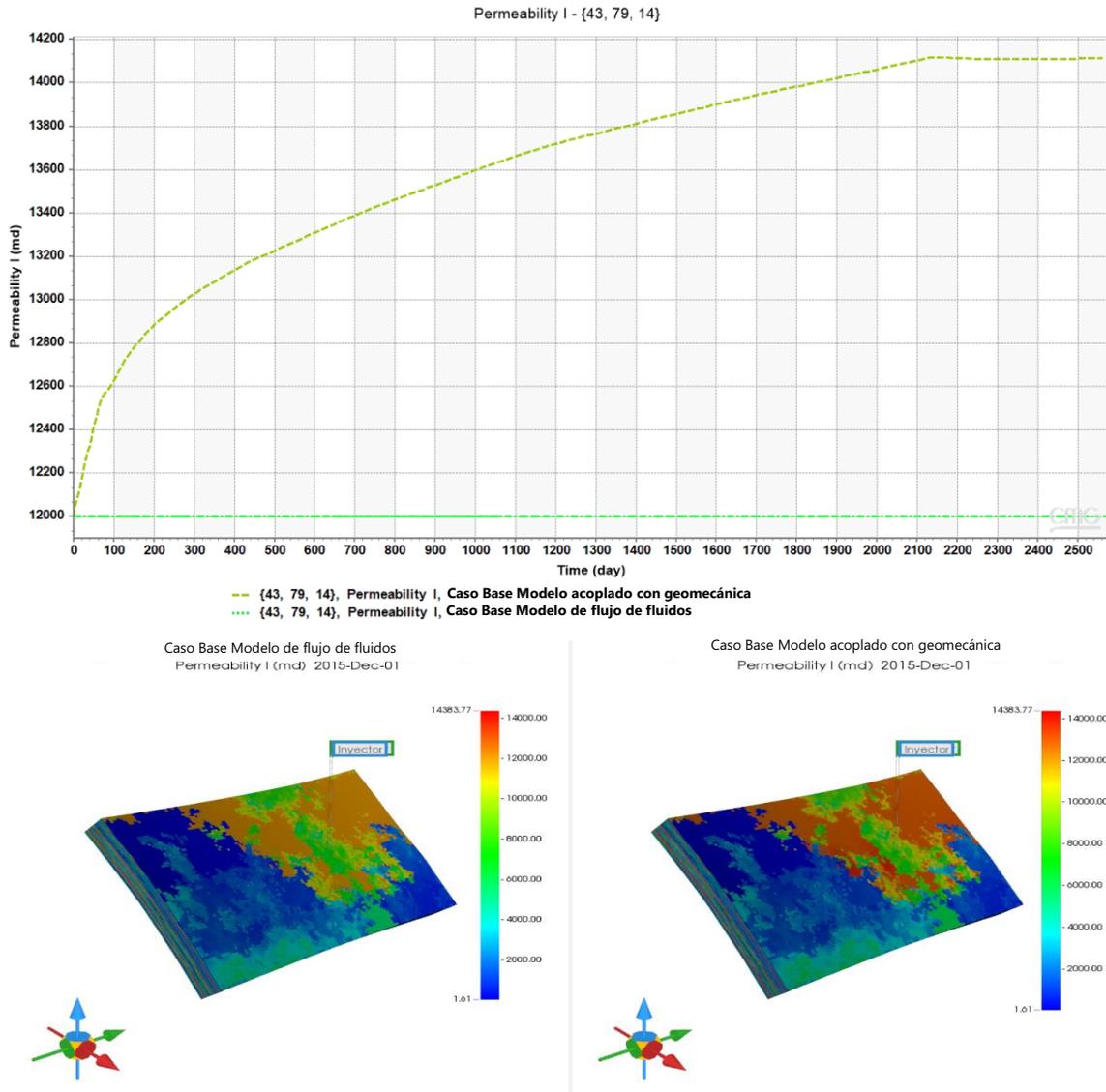


Figura 4-4: Permeabilidad del modelo de flujo de fluidos vs modelo acoplado con geomecánica, en la celda 43, 79, 14 donde se alcanzan temperaturas de 570 °F.

En la Figura 4-4 se muestra el cambio de permeabilidad en el modelo acoplado con geomecánica que corresponde a un 18% del valor inicial. El incremento de la permeabilidad podría estar relacionado estrictamente a los efectos de compresibilidad total

sin considerar cambios significativos de volumen inducidos por cizalla (Chalaturnyk et al., 2004), teniendo en cuenta que en el modelo no se evidenció falla por cizalla.

Respecto a la producción de crudo, no se evidencian cambios significativos entre el modelo de flujo de fluidos y el modelo acoplado bajo las condiciones operacionales establecidas. El comportamiento anterior podría relacionarse con las observaciones realizadas por Chalaturnyk haciendo referencia a una prueba de ajuste histórico para la fase A del proyecto UTF, donde se consideran altas permeabilidades de formación desde el inicio del ajuste o donde se incorpora la geomecánica contemplando falla por cizalla y dilatación con un rango de permeabilidades razonables, con una respuesta similar en la producción de crudo. La cámara de vapor avanza a medida que encuentra zonas de alta permeabilidad ya sea por las características iniciales del yacimiento o por efecto de falla por cizalla y dilatación. La producción de aceite será casi proporcional al volumen de la cámara de vapor. (Chalaturnyk et al., 1995)

Posiblemente el efecto de la geomecánica sobre el aumento de la permeabilidad no sea tan alto dadas las características del yacimiento, asociadas con permeabilidades del orden de Darcys, presencia de paquetes arenosos con buena continuidad lateral y pocas barreras que impidan el flujo de fluidos para la condición operacional analizada.

4.2 Estudio de sensibilidad

Se realizaron sensibilidades de las siguientes variables:

- Presión de inyección (escenario 2)
- Orientación de los pozos (escenario 3)

Los escenarios previos se compararon con el caso base del modelo acoplado con geomecánica, para ver la respuesta en el comportamiento de las variables de análisis.

4.2.1 Presión de inyección

Se consideró una presión de inyección de 2500 psi y se evaluaron sus resultados los cuales fueron comparados con el modelo base que comprende una presión de 1500 psi.

▪ **Crecimiento de la cámara de vapor**

En la Figura 4-5 se muestra la distribución de la cámara de vapor a través del cambio de temperatura para las 2 presiones de inyección en el tiempo de 1, 3, 5, 7, y 10 años.

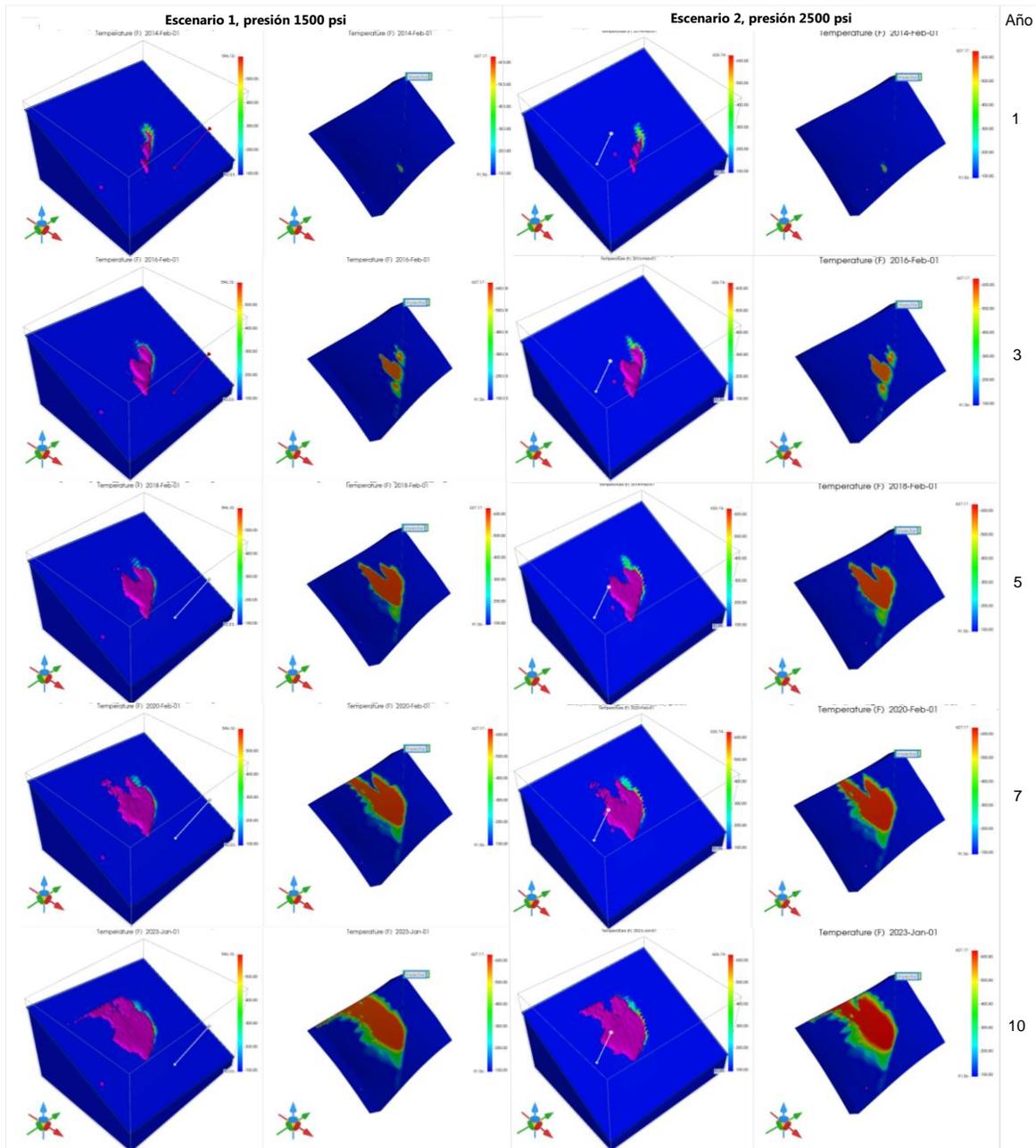


Figura 4-5: Distribución de la cámara de vapor en el tiempo, escenario 1 (1500 psi) y escenario 2 (2500 psi).

Teóricamente en yacimientos sin buzamiento la cámara de vapor se desarrolla de manera uniforme, con una forma triangular, sin embargo en este yacimiento altamente inclinado es evidente como la cámara tiende a irse hacia los estratos superiores por efecto de *overriding*, sin permitir una distribución areal homogénea.

En el décimo año de producción se observan diferencias en el cambio de la distribución de temperatura de un escenario con respecto al otro. Las magnitudes de temperatura que se alcanzan en cada escenario, 1 y 2, son de 620 °F y 580 °F respectivamente, lo cual impacta la relación de movilidades y la producción de crudo.

▪ **Esfuerzos *in-situ***

En el escenario 2 los esfuerzos medios efectivos disminuyen en mayor proporción respecto al caso base, alcanzando valores de hasta -330 psi después de 10 años de inyección, lo cual es consistente con las mayores presiones aplicadas en el yacimiento (Figuras 4-6 y 4-7).

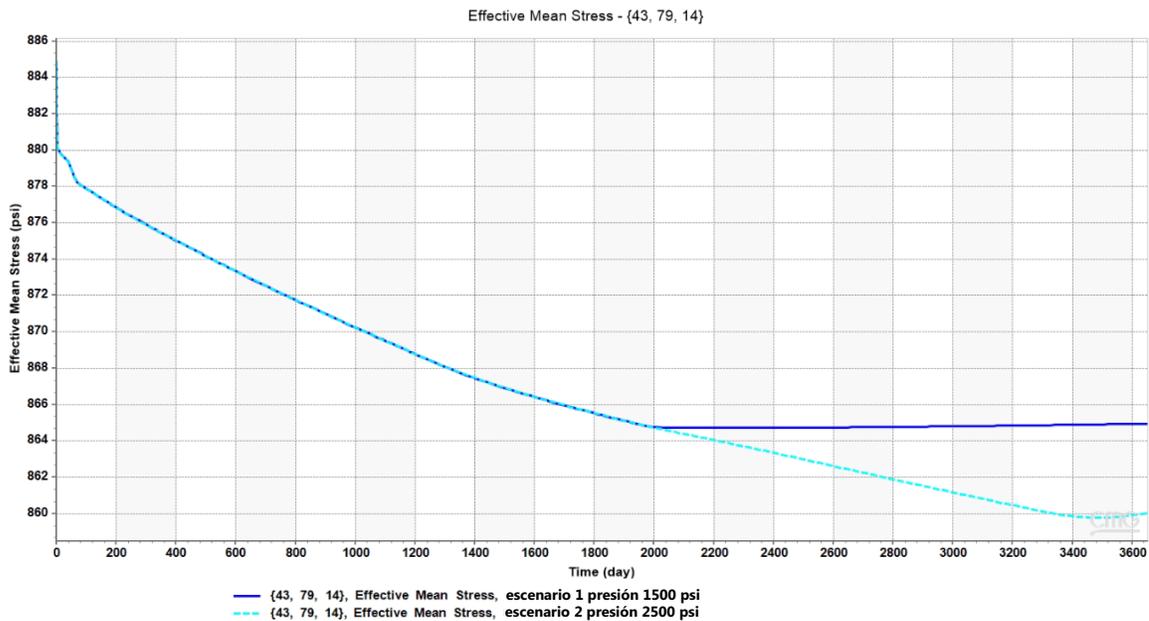


Figura 4-6: Comparativo de esfuerzos medios efectivos en la celda 43, 79, 14, escenario 1 (1500 psi) y escenario 2 (2500 psi).

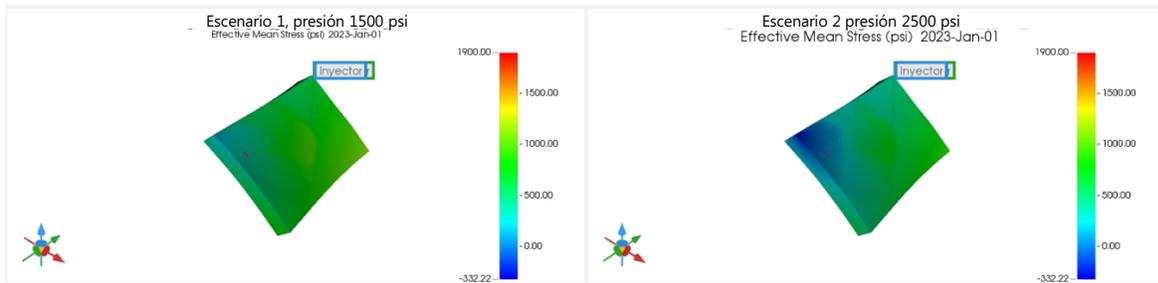


Figura 4-7: Esfuerzos medios efectivos después de 10 años de inyección, escenario 1 (1500 psi) y escenario 2 (2500 psi).

La Figura 4-8 muestra el comportamiento de falla por cizalla en el transcurso del tiempo para cada presión de inyección. En el escenario 2 se evidencia falla por cizalla denotado por las zonas de color rojo principalmente en la parte alta de la estructura donde la cámara de vapor ha tenido un mejor desarrollo, mientras que en el escenario 1 no se refleja falla por cizalla, posiblemente porque los esfuerzos dentro de la cámara de vapor tienden a ser isotrópicos y los esfuerzos de cizalla no se desarrollan de manera significativa (Chalaturnyk et al., 1995).

Se puede inferir que a pesar de considerar altas presiones de inyección como ya es notorio en el escenario 1, la alta inclinación del yacimiento no permite una geometría y distribución de la cámara de vapor que propicie esfuerzos diferenciales suficientemente altos para promover la falla por cizalla (escenario 1), como sí sucede en yacimientos de bajos buzamientos donde la cámara de vapor se desarrolla con movimientos hacia arriba y hacia abajo, que conlleva a la disminución de los esfuerzos verticales y el incremento de los esfuerzos horizontales en las regiones de crudo que aún no han sido calentadas, y que finalmente repercuten en el incremento de los esfuerzos diferenciales y por consiguiente en falla por cizalla (Chang et al., 2011). Para las condiciones operacionales evaluadas y la configuración de pozos establecida, el desarrollo y distribución (forma) de la cámara de vapor en el yacimiento altamente inclinado no genera la misma disminución de esfuerzos verticales que en un yacimiento de bajo buzamiento, influenciado por las fuerzas gravitacionales.

En el escenario 2 el camino de esfuerzos alcanza la envolvente de falla y deberá reflejarse tanto en la permeabilidad como en la producción de hidrocarburos.

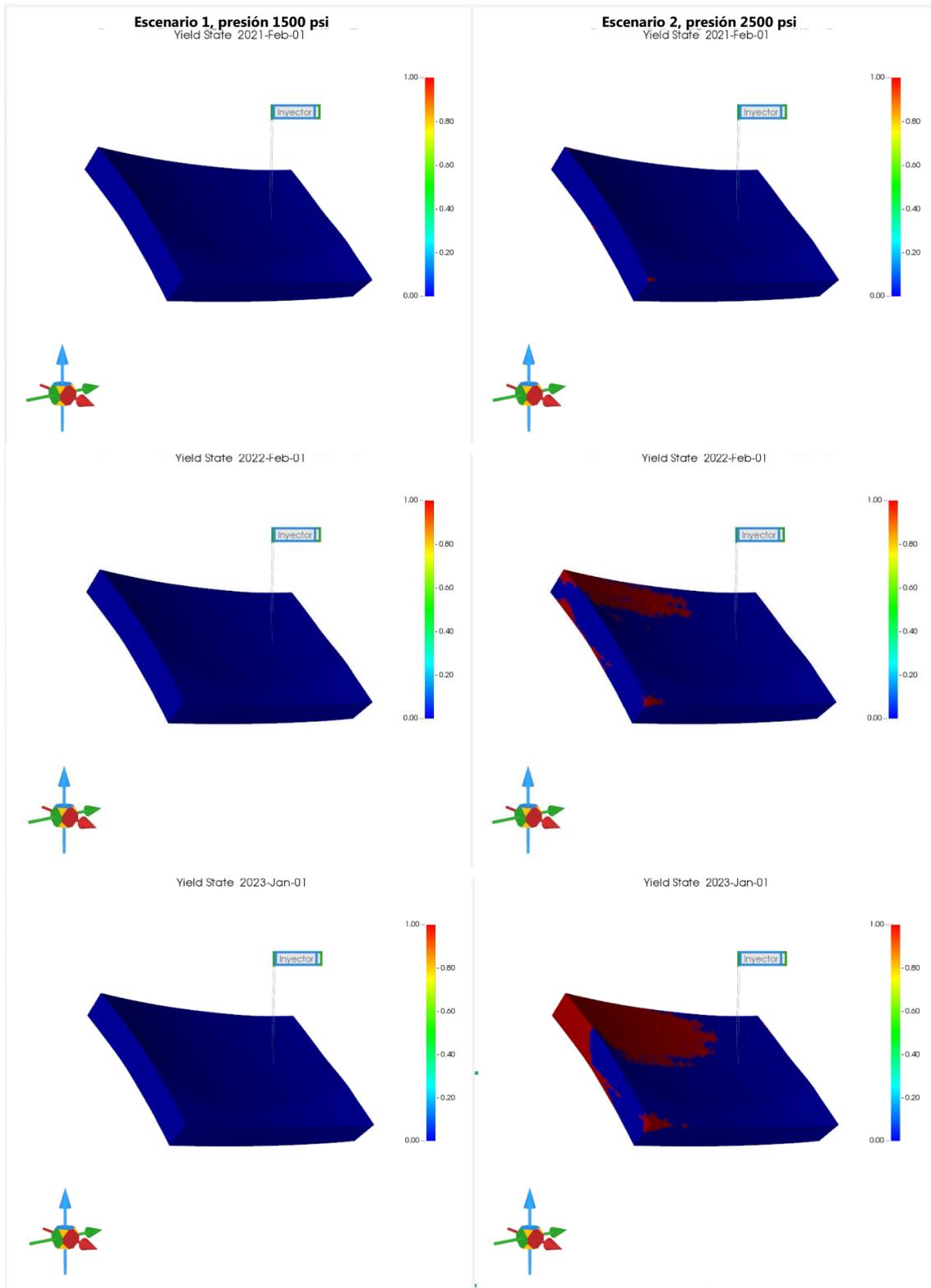


Figura 4-8: Falla por cizalla escenario 1 (1500 psi) y escenario 2 (2500 psi).

▪ **Subsidencia y levantamiento**

Se observa el impacto en la deformación de la roca obteniendo un máximo de subsidencia de -1.06 ft (escenario 2) en la región donde predominan los menores esfuerzos medios efectivos (Figura 4-9). El aumento progresivo de este parámetro con respecto al tiempo asociado a la expansión de la roca y la disminución de los esfuerzos medios efectivos es igual en los dos escenarios durante los primeros 2000 días de producción. En el escenario 2 donde no se alcanza la restricción de presión la tendencia continúa, alcanzando valores de -0.48 ft para la celda 43, 79, 14 (Figura 4-10).

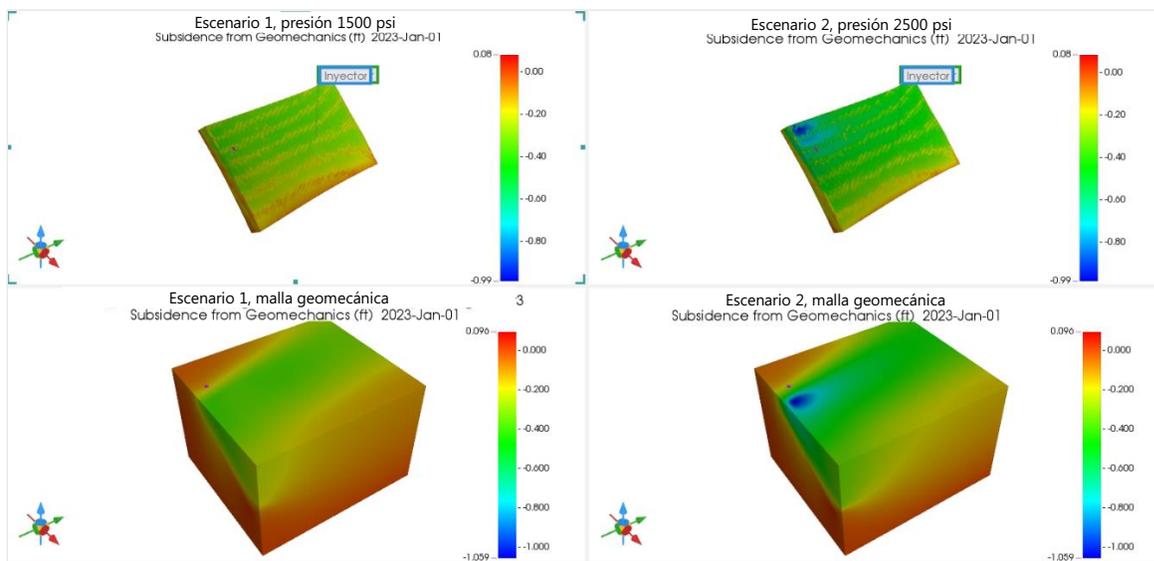


Figura 4-9: Subsistencia a los 10 años de inyección, escenario 1 (1500 psi) y escenario 2 (2500 psi).

La dilatación y cizalla redundará en un incremento de volumen dentro del yacimiento, lo cual se refleja en la deformación vertical y lateral. El desplazamiento máximo ocurre en las zonas cercanas a la envolvente de falla o en las zonas falladas como se exhibe en el escenario 2 con una presión de inyección de 2500 psi. En la Figura 4-11 se aprecia un comparativo del desplazamiento vertical entre el modelo de flujo de fluidos y el modelo acoplado con geomecánica para la celda de referencia del escenario 2, que corresponde a un 32% indicativo de la importancia de la geomecánica al momento de diseñar un proceso de recobro junto con sus facilidades.

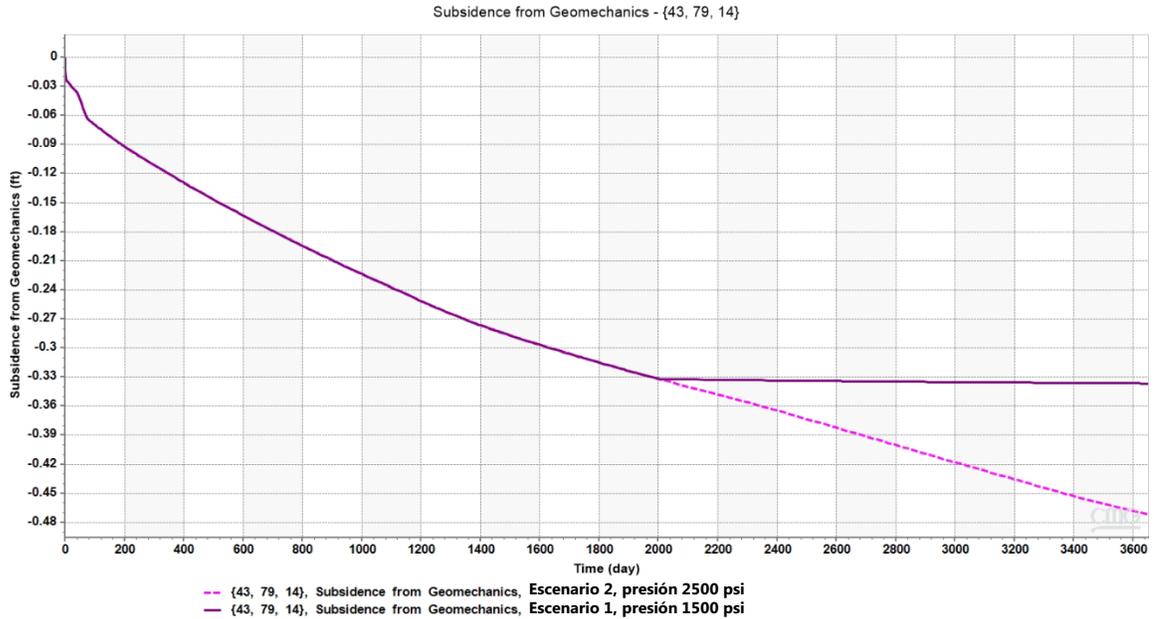


Figura 4-10: Comparativo de la subsidencia en el transcurso del tiempo entre el escenario 1 (1500 psi) y el escenario 2 (2500 psi).

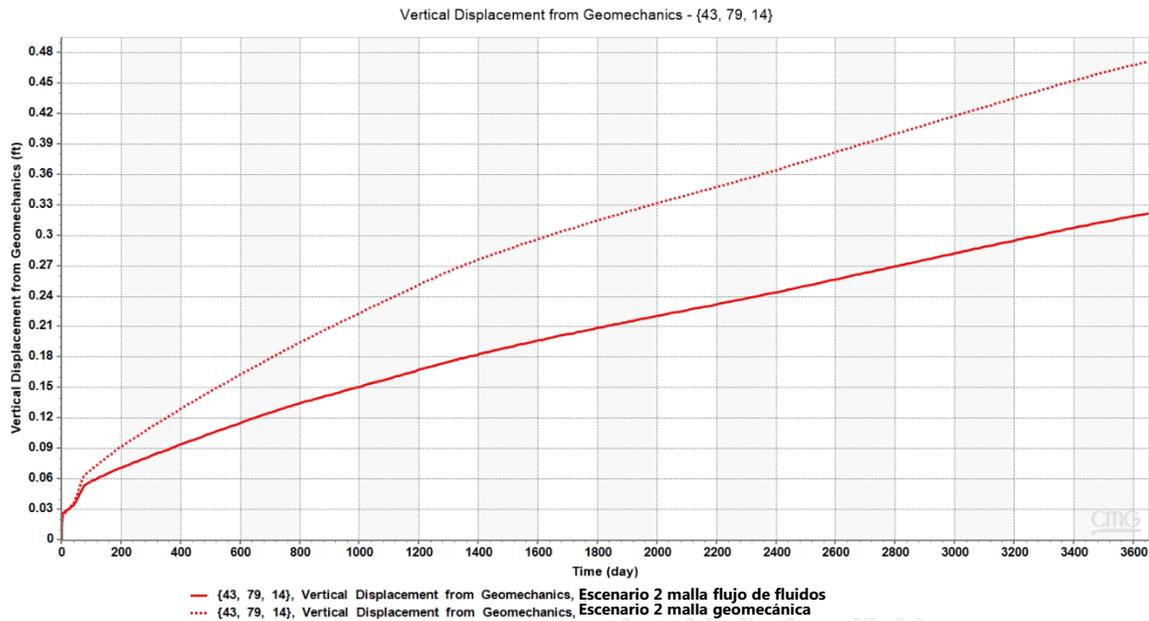


Figura 4-11: Comparativo del desplazamiento vertical entre el modelo de flujo de fluidos y el modelo acoplado con geomecánica, escenario 2 (2500 psi).

▪ **Porosidad y permeabilidad**

Los máximos beneficios en geomecánica se obtienen cuando la roca falla por cizalla (Collins, 2007, p. 370). En el escenario 2 se observa que efectivamente ocurre este comportamiento, propiciado un incremento de volumen poroso (Figura 4-13) y aumento del 16% en la permeabilidad. Luego de 2000 días de producción el camino de esfuerzos alcanza la envolvente de falla. Si se compara la permeabilidad en la celda 43, 7, 14 para los dos escenarios objeto de análisis (Figura 4-12), en el periodo inicial exhiben el mismo comportamiento, luego que la roca alcanza la envolvente de falla para el escenario 2, la permeabilidad continua en aumento influenciada por la combinación de cambios de volumen inducidos por cizalla y reducción de esfuerzos efectivos.

La mejora en permeabilidad redonda en un aumento en la tasa de producción que es proporcional a la raíz cuadrada de la permeabilidad.

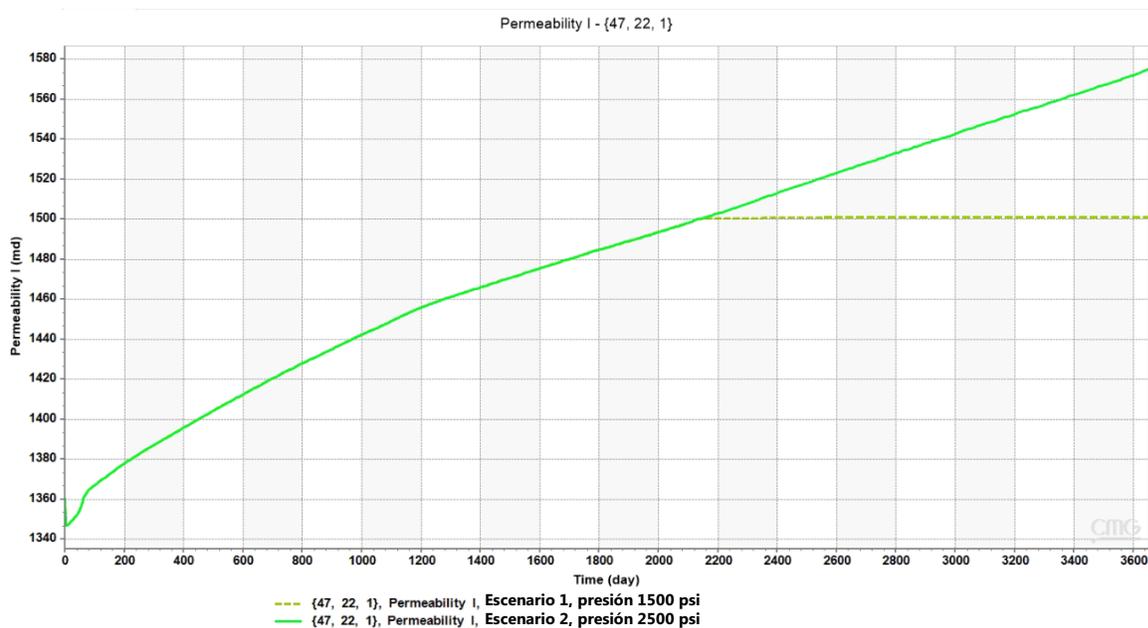


Figura 4-12: Comparativo de la permeabilidad en la celda 43, 79, 14 entre el escenario 1 (1500 psi) y el escenario 2 (2500 psi).

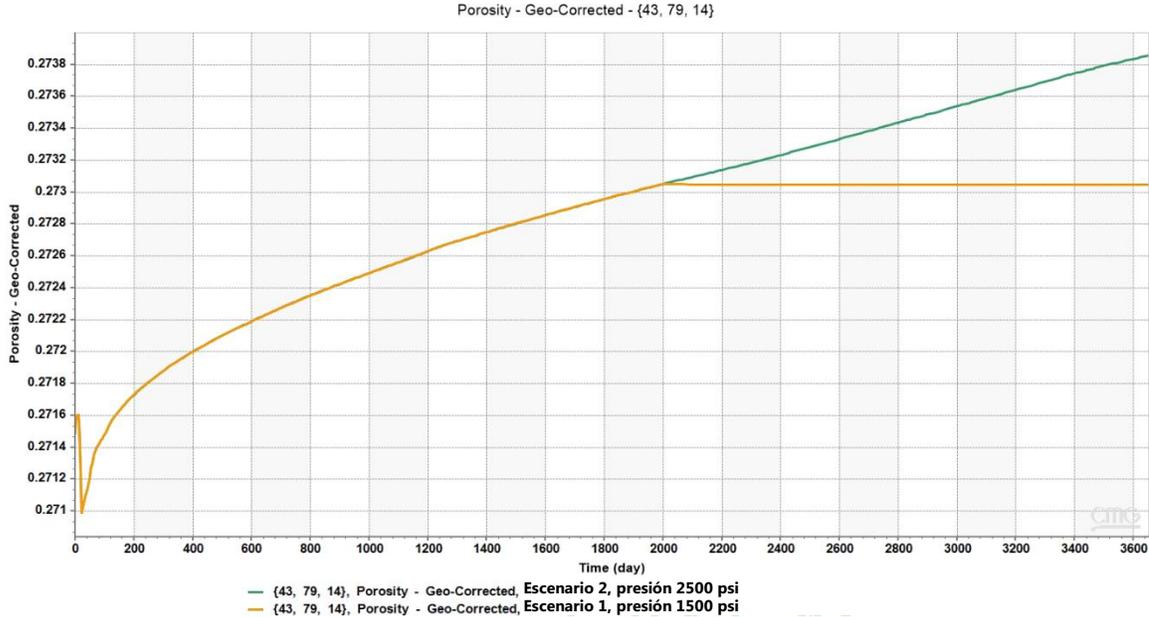


Figura 4-13: Comparativo de la porosidad en la celda 43, 79, 14 entre el escenario 1 (1500 psi) y el escenario 2 (2500 psi).

▪ **Comportamiento productivo**

Mayores presiones de inyección requieren mayores CSOR. Cuando se proponen bajas presiones de inyección para mantener el SOR básicamente se hace caso omiso a los efectos geomecánicos y de ahí los resultados en productividad (Collins et al., 2002). En este caso particular el SOR es muy similar en los dos escenarios, ver Figura 4-14. Los valores obtenidos de 33 – 39 siguen siendo altos comparados con los proyectos comerciales que varían entre 2 a 5 (Butler, 2001), donde se destacan proyectos como Jackfish, Foster Creek, Christina Lake y Firebag (Zandi, 2012).

Sin embargo, es preciso destacar que los valores elevados de SOR obedecen principalmente al alto buzamiento de las capas donde el vapor tiende a irse rápidamente hacia las zonas más altas de la estructura por efecto de la gravedad, en detrimento de la eficiencia del proceso, es decir se utiliza más vapor del que requeriría un proyecto eficiente para producir el mismo barril de crudo.

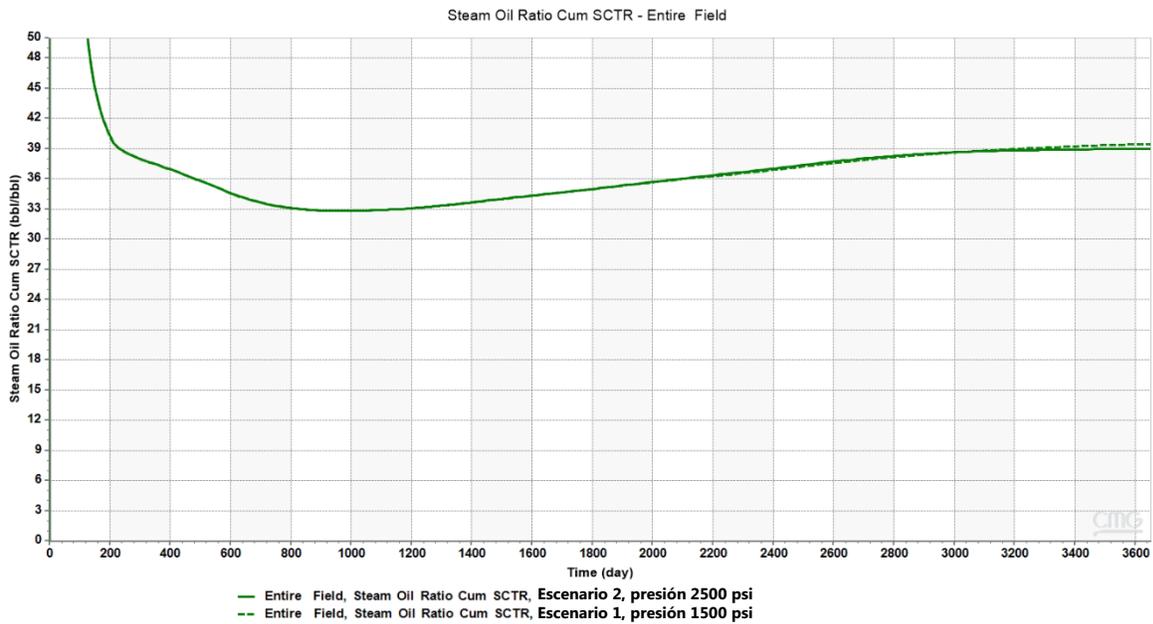


Figura 4-14: Comportamiento del SOR escenario 1 (1500 psi) y escenario 2 (2500 psi).

En cuanto a la producción de crudo se empiezan a notar las diferencias una vez se alcanza la restricción operativa de máxima presión de inyección en el escenario 1. En el último periodo se observa un cambio en la tendencia de la tasa de crudo (inclinación) posiblemente influenciada por las mejoras en la porosidad y la permeabilidad, ya sea relacionadas a falla de tensión o de cizalla que impacta positivamente la producción (Figura 4-15).

Así mismo, se obtiene una diferencia en el volumen de aceite acumulado luego de 10 años de producción (Figura 4-16). Comparando el volumen del modelo de flujo de fluidos con el modelo acoplado, las diferencias para un arreglo de pozos son de 60,000 bbl, que, si se extrapola a una densidad apreciable de pozos, impacta fuertemente el VPN para el desarrollo de este tipo de proyectos.

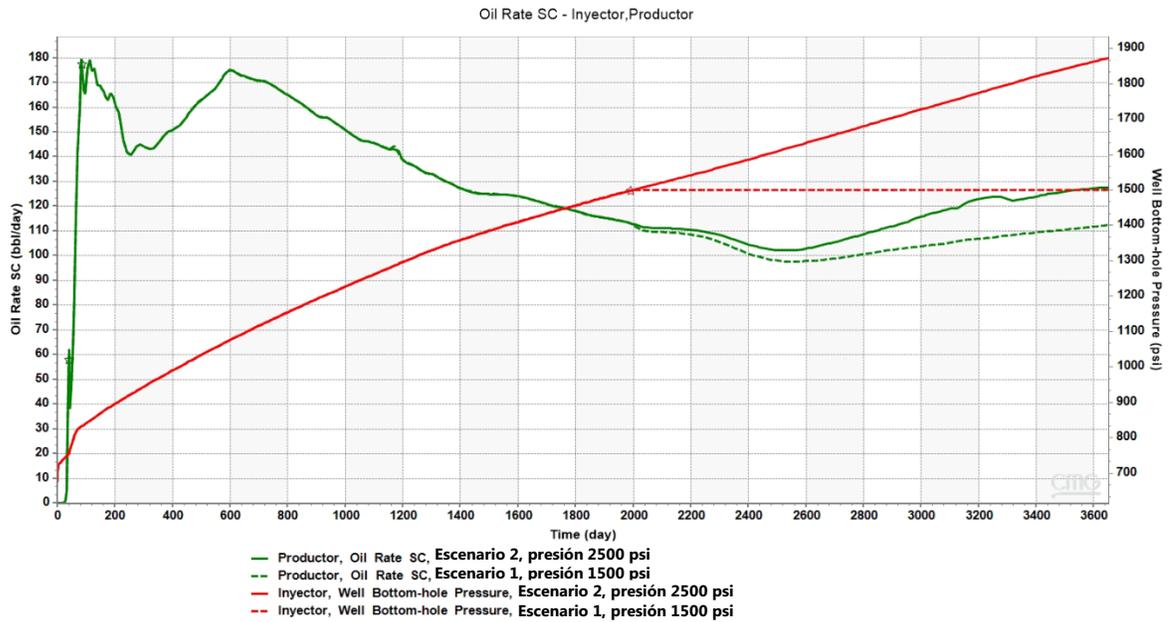


Figura 4-15: Comparativo de tasa de producción de aceite entre el escenario 1 (1500 psi) y el escenario 2 (2500 psi).

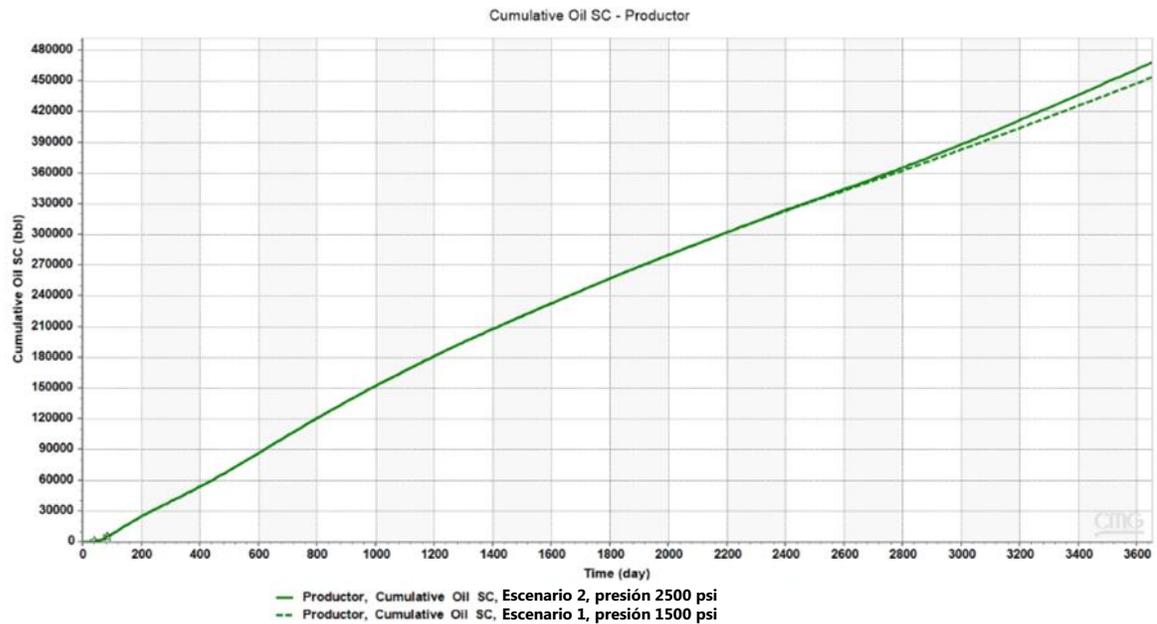


Figura 4-16: Comparativo de producción acumulada de aceite entre el escenario 1 (1500 psi) y el escenario 2 (2500 psi).

4.2.2 Orientación de los pozos

En el escenario 1 (escenario base) el par de pozos está orientado siguiendo el rumbo de las capas, mientras que en el escenario 3 el par de pozos se ubicó perpendicular al rumbo.

- **Crecimiento de la cámara de vapor**

Para el par de pozos orientado perpendicular al rumbo de las capas, el desarrollo y distribución de la cámara de vapor varía considerablemente respecto al escenario 1 comprobando que a pesar de inyectar vapor en la parte baja de la estructura, éste escapa rápidamente hacia las zonas superiores resultando en una forma de cono invertido con desarrollo solamente en cierta porción del pozo (Figura 4-17). Lo anterior indica que esta configuración es menos eficiente respecto al caso de referencia, dejando áreas del yacimiento sin contactar a pesar de tener un pozo de gran longitud que las atraviesa.

- **Esfuerzos *in-situ***

En el escenario de evaluación los esfuerzos medios efectivos disminuyen rápidamente al término de 150 días de producción (Figura 4-18), motivado por un aumento considerable de la presión de poro además de la temperatura como se evidencia en el primer año de producción, donde la cámara de vapor se desarrolla más rápido en comparación con el caso base. Los esfuerzos medio efectivos dejan de cambiar una vez se alcanza la máxima presión de inyección.

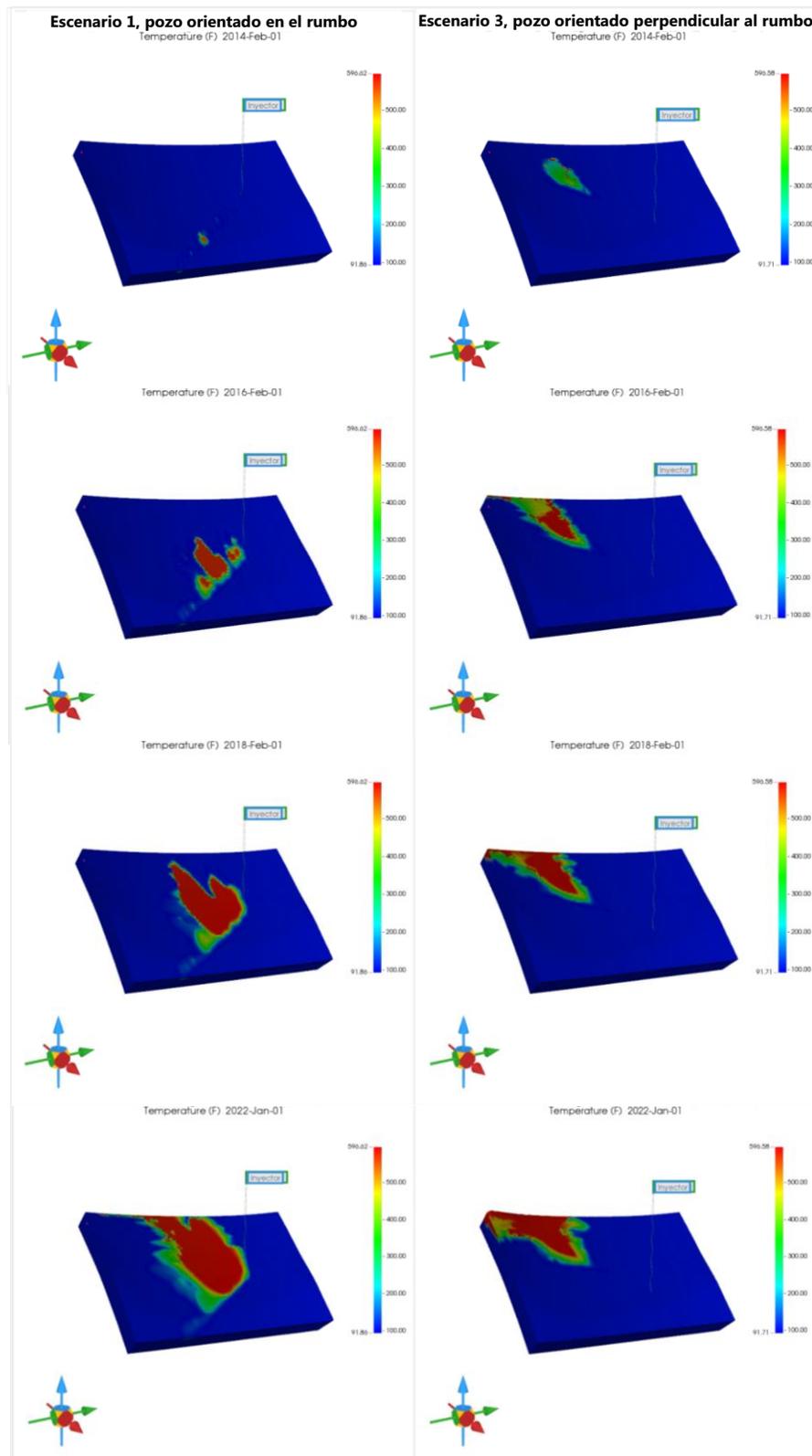


Figura 4-17: Distribución de la cámara de vapor en el tiempo, escenario 1 (pozo orientado en el rumbo) y escenario 3 (perpendicular al rumbo).

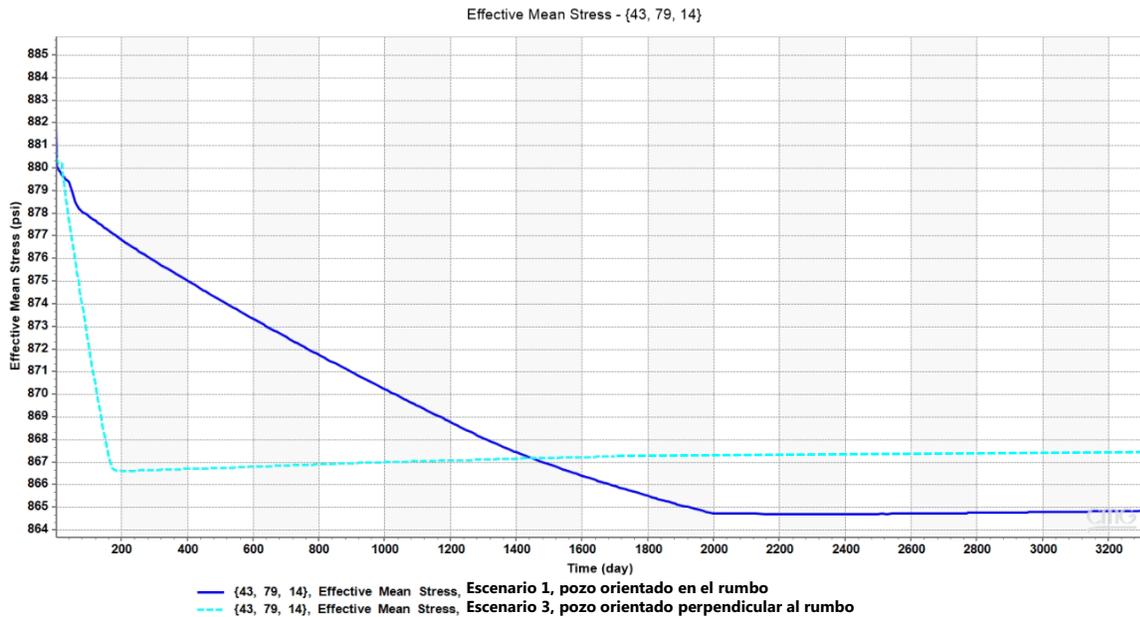


Figura 4-18: Comparativo de esfuerzos medios efectivos en la celda 43, 79, 14 entre el escenario 1 (pozo orientado en el rumbo) y el escenario 3 (perpendicular al rumbo).

La disminución de los esfuerzos efectivos favorece la falla por cizalla, debido a la reducción de la resistencia de la roca como se observa en la Figura 4-19.

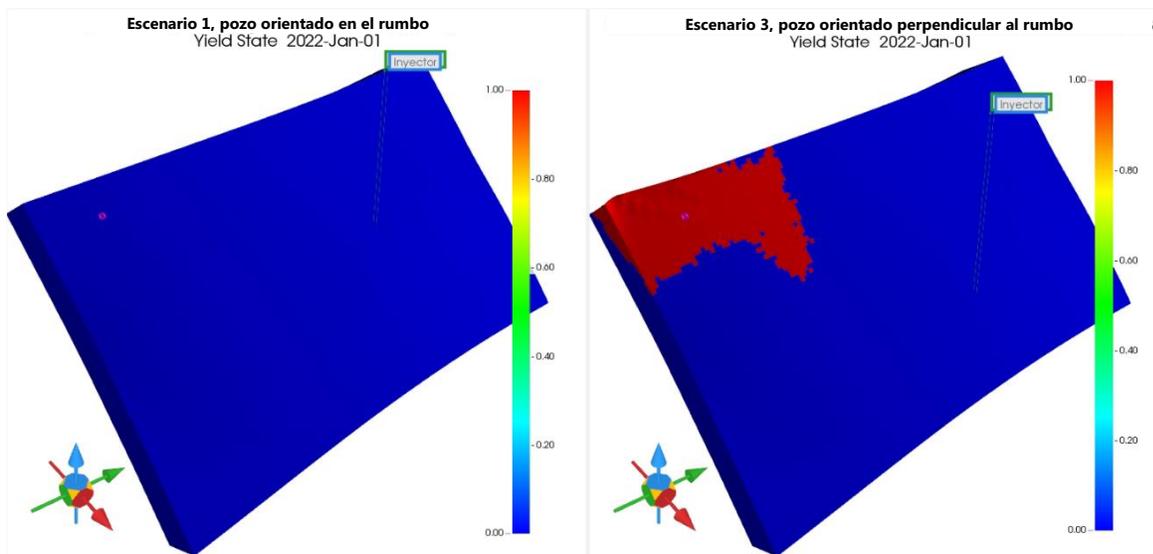


Figura 4-19: Falla por cizalla escenario 1 (pozo orientado en el rumbo) y escenario 3 (perpendicular al rumbo).

▪ **Subsidencia y levantamiento**

Las altas tasas de inyección alcanzadas a los 150 días de producción y el aumento de temperatura inciden en el levantamiento de las capas, llegando a valores de 0.28 ft en el escenario 3 vs 0.09 ft en el escenario 1 para el tiempo previamente mencionado (Figura 4-20).

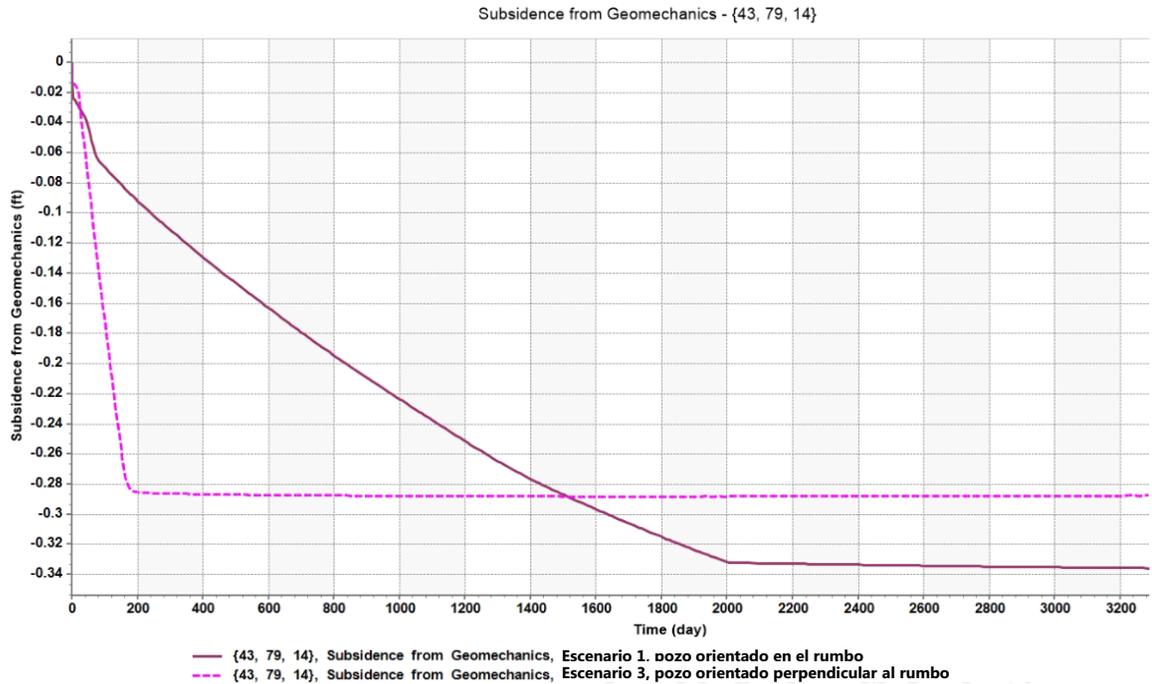


Figura 4-20: Comparativo de la subsidencia en el transcurso del tiempo entre el escenario 1 (pozo orientado en el rumbo) y el escenario 3 (perpendicular al rumbo).

▪ **Porosidad y Permeabilidad**

Aunque la porosidad cambia en los dos escenarios (Figura 4-22) el mayor efecto se refleja en el cambio de permeabilidad. Para el escenario 1 en la ceda 43, 79, 14 este parámetro pasa de 12,000 md a 14,118 md, mientras que en el escenario 3, se alcanzan valores de 13,565 md, lo cual representa una diferencia del 13% frente al valor inicial (Figura 4-21).

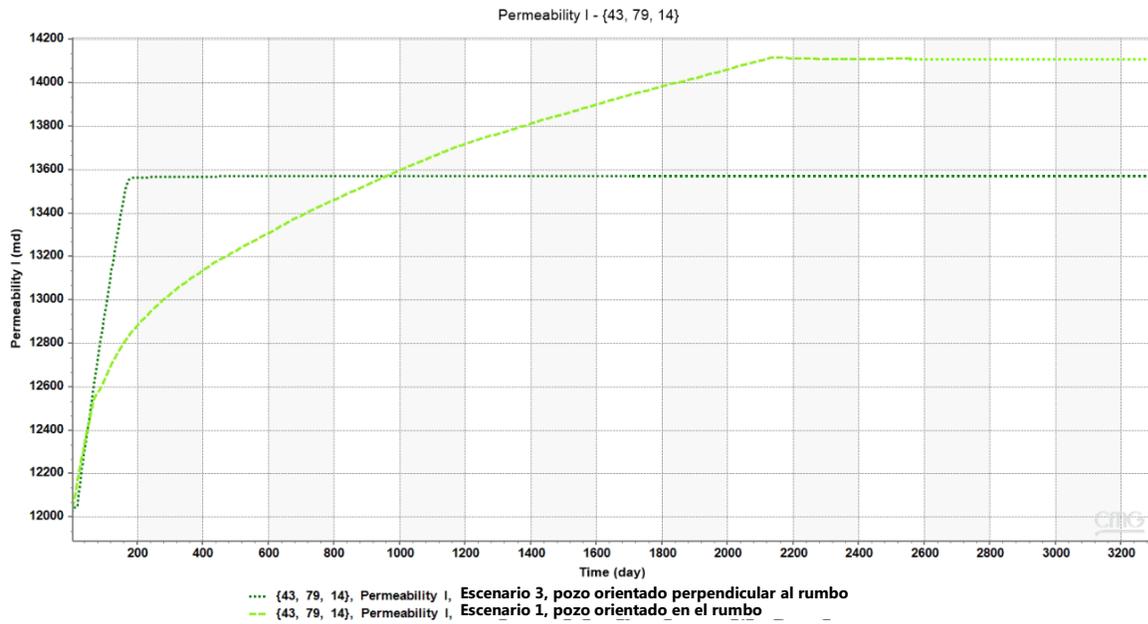


Figura 4-21: Comparativo de la permeabilidad entre el escenario 1 (pozo orientado en el rumbo) y el escenario 3 (perpendicular al rumbo).

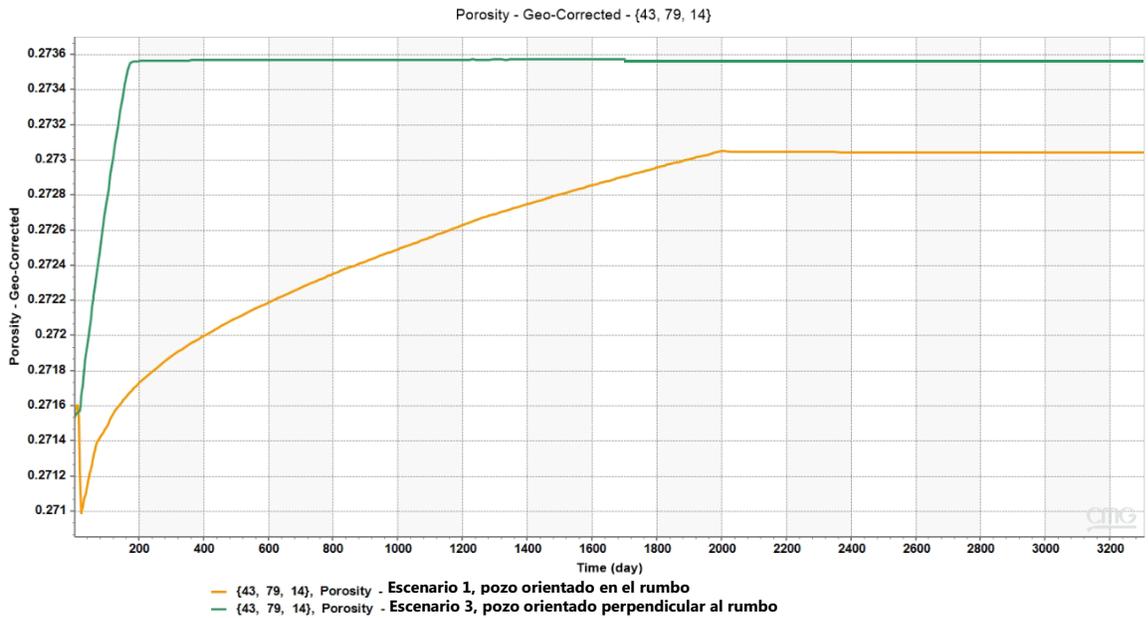


Figura 4-22: Comparativo de la porosidad entre el escenario 1 (pozo orientado en el rumbo) y el escenario 3 (perpendicular al rumbo).

▪ **Comportamiento productivo**

La orientación del pozo perpendicular al rumbo de la estructura presenta mayor SOR (*Steam oil ratio*) respecto al caso base, lo cual advierte una menor eficiencia del uso del vapor para producir el mismo barril de crudo (Figura 4-23).

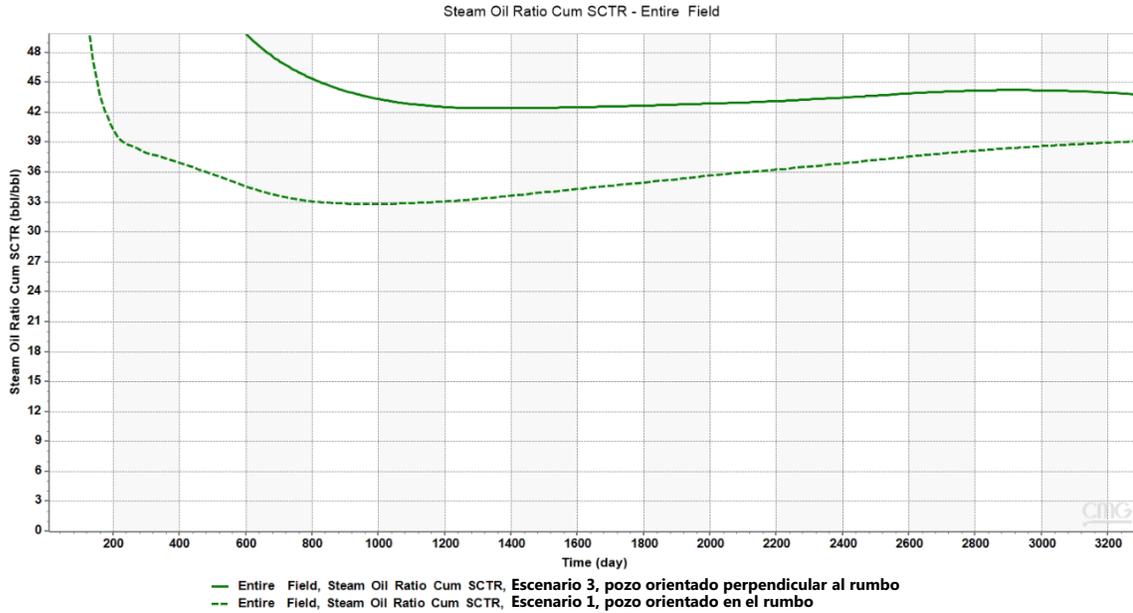


Figura 4-23: Comportamiento del SOR escenario 1 (pozo orientado en el rumbo) y escenario 3 (perpendicular al rumbo).

En promedio durante los primeros 1500 días, las diferencias son del 27% de un escenario respecto al otro, mientras que a los 9 años de producción la diferencia se reduce a un 12%. Este comportamiento se refleja en las tasas de producción de crudo, que durante los primeros años distan en mayor proporción en comparación con el último periodo productivo (Figura 4-24).

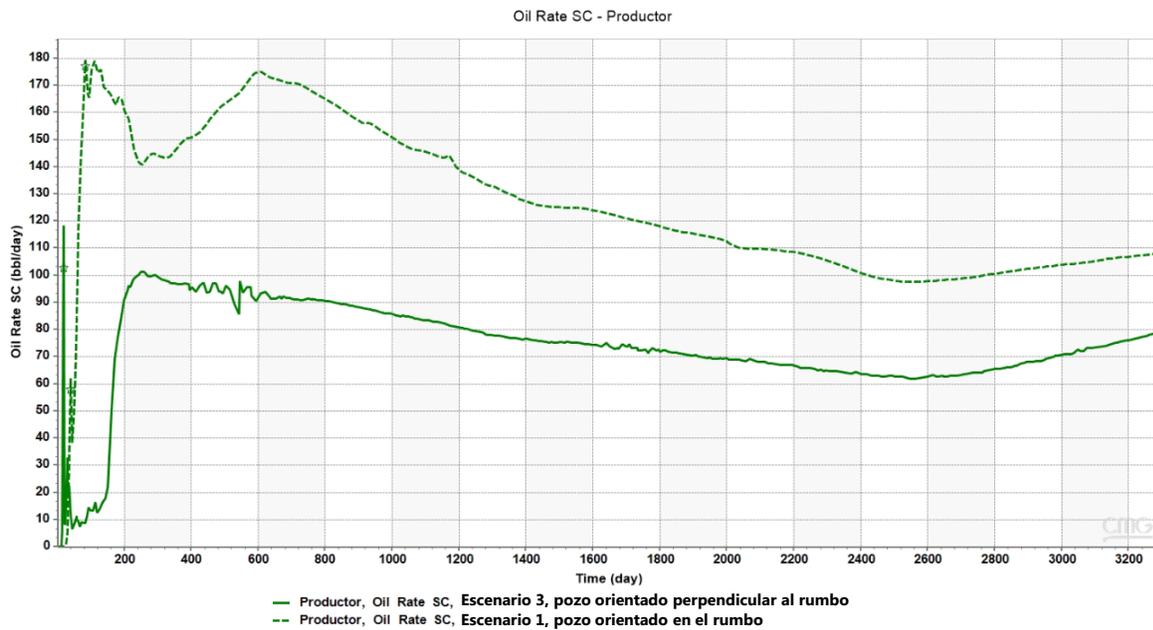


Figura 4-24: Comparativo de tasa de producción de aceite entre el escenario 1 (pozo orientado en el rumbo) y el escenario 3 (perpendicular al rumbo).

Se destaca también la diferencia en el inicio de producción de un tiempo de 150 días aproximadamente (tasas mayores a 10 bopd), posiblemente afectado por la orientación de los planos de cizalla a favor del pozo orientado preferentemente perpendicular al esfuerzo horizontal máximo (no obstante, involucra las dos componentes de esfuerzos). Aunque las tasas de producción de aceite del escenario 3 son menores, también es menor la declinación con respecto al escenario 1. El mismo comportamiento sucede con la tasa de producción de agua (Figura 4-25).

El volumen acumulado de aceite luego de 9 años de producción es de 240,000 bbl para el escenario 3 vs 412,000 bbl respecto al caso base (escenario 1), lo que representa una diferencia del 42% (Figura 4-26).

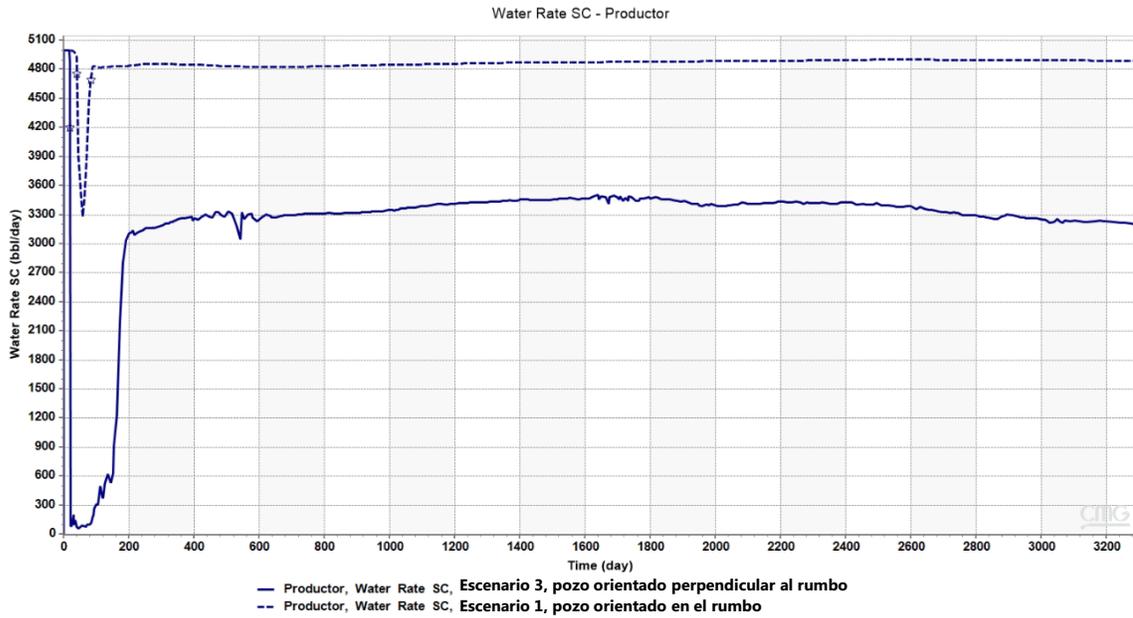


Figura 4-25: Comparativo de tasa de producción de agua entre el escenario 1 (pozo orientado en el rumbo) y el escenario 3 (perpendicular al rumbo).

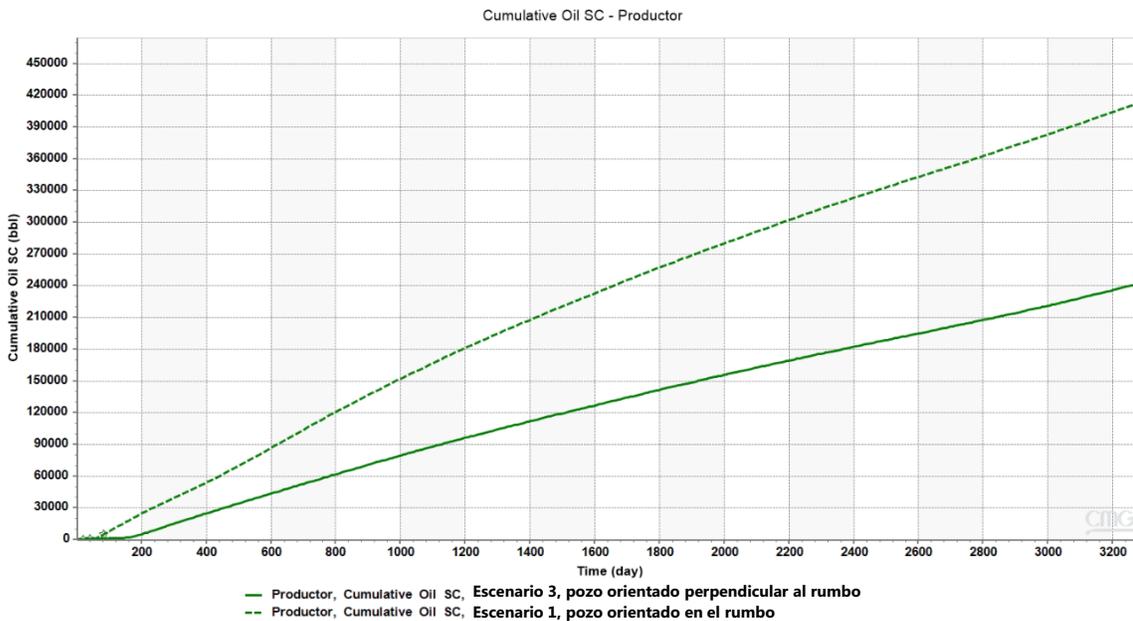


Figura 4-26: Comparativo de producción acumulada de aceite entre el escenario 1 (pozo orientado en el rumbo) y el escenario 3 (perpendicular al rumbo).

5. Conclusiones y recomendaciones

5.1 Conclusiones

- Se construyó un modelo de yacimientos 3D acoplado flujo de fluidos con geomecánica, que integró información de laboratorio tal como:
 - Relación de Poisson
 - Módulo de Young
 - UCS
 - Ángulo de fricción interno
 - Cohesión
 - Compresibilidad
 - Deformaciones
 - Permeabilidades a diferentes esfuerzos
 - Viscosidad del crudo
 - Propiedades térmicas de la roca
 - Datos de análisis básicos de petrofísica
 - Datos de análisis especiales de petrofísica
 - Datos de pruebas de desplazamiento en núcleo

e información de campo proveniente de:

- Registros básicos
- Registros especiales

que permitió evidenciar la evolución del comportamiento mecánico de la roca y de flujo de fluidos, asociados a los cambios de presión y temperatura para el proceso de recobro térmico SAGD en un yacimiento altamente inclinado.

- Los resultados asociados a la simulación numérica para un par de pozos inyector-productor en el yacimiento de estudio altamente inclinado, evidencian la afectación de los siguientes parámetros producto del proceso de recobro térmico SAGD:
 - Porosidad, con cambios mínimos por debajo del 1%

- Subsistencia, máxima de 1 ft
- Permeabilidad, la cual presentó un incremento entre el 13% y 18% según la orientación del pozo respecto al modelo no acoplado, para la celda de referencia
- Disminución de los esfuerzos medios efectivos, que para el escenario base (pozo orientado en el rumbo de la estructura) no conlleva a falla por cizalla

El cambio de los parámetros previamente mencionados no impacta la productividad de crudo ni el SOR para el caso base, debido a que no se evidencian diferencias respecto a los resultados obtenidos en el modelo no acoplado. Lo anterior puede estar relacionado al comportamiento de falla para las condiciones evaluadas.

- Se realizó un estudio de sensibilidad a la presión de inyección considerando un escenario base de 1500 psi y un escenario de 2500 psi donde se evidencia que:
 - El yacimiento falla por cizalla a mayores presiones, incidiendo en un aumento de la permeabilidad del 16% frente al valor inicial.
 - Para la misma configuración de pozos cuando el yacimiento falla por cizalla, en el escenario 2 se refleja un incremento en la producción de crudo y una disminución en el SOR frente al escenario 1 (menor presión) donde no ocurre falla por cizalla.
 - Al término de 10 años de producción la tasa diaria de crudo es 1.2 veces mayor para el escenario 2 (de mayor presión) respecto al escenario base.
 - En la parte alta de la estructura donde prevalecen las mayores temperaturas debido al desarrollo de la cámara de vapor por efecto del alto buzamiento, para el escenario 2, los esfuerzos medios efectivos disminuyen sustancialmente pasando de 600 psi a -332 psi en promedio, frente al escenario base el cual alcanza valores de 100 psi.
 - En el escenario 2 se observa el impacto en la deformación de la roca obteniendo un máximo de subsidencia de -1.06 ft en la región donde predominan los menores esfuerzos medios efectivos, que es 2.7 veces mayor respecto al escenario base.
- En el caso de mayores presiones de inyección (escenario 2) se encontró una mejora en la producción acumulada de crudo de 60,000 bbl para el modelo acoplado vs el modelo no acoplado.

- Se realizó un estudio de sensibilidad a la orientación del pozo, considerando un escenario con dirección preferente hacia el esfuerzo horizontal máximo y el otro perpendicular a éste, donde se encontró:
 - Para el pozo orientado preferentemente en la dirección del esfuerzo horizontal máximo, a pesar de observar un desarrollo más rápido de la cámara de vapor, éste escapa rápidamente hacia las zonas altas de la estructura sin reflejar un inicio rápido en la producción de crudo, como sí sucede con el escenario base.
 - Las altas tasas de inyección alcanzadas a los 150 días de producción y el aumento de temperatura inciden en el levantamiento de las capas, llegando a valores de 0.28 ft vs 0.09 ft (caso base) para el tiempo previamente mencionado.
 - Aunque la porosidad cambia en los dos escenarios el mayor efecto se refleja en el cambio de permeabilidad. Para el escenario base la mejora es del 18% frente al valor inicial, mientras que en el escenario 3, el aumento es del 13%.
 - La orientación del pozo perpendicular al rumbo de la estructura presenta mayor SOR respecto al caso base (12%), lo cual advierte una menor eficiencia del uso del vapor para producir el mismo barril de crudo.
 - El volumen acumulado de aceite luego de 9 años de producción es de 240,000 bbl vs 412,000 bbl respecto al caso base, lo que representa una diferencia del 42%.

5.2 Recomendaciones

- Analizar escenarios con la configuración de dos o más pares de pozos para medir el impacto en el barrido de crudo e inicio de falla por cizalla, por efecto de la conexión de las cámaras de vapor.
- Valorar escenarios con los pozos orientados en la dirección de los esfuerzos principales para indagar en las diferencias de inicio de producción y volumen acumulado.
- Modelar la roca sello a fin de cuantificar el impacto en la deformación y posible falla de la roca.

Bibliografía

- Andarcia, L., Bermudez, J., Reyes, Y., Caycedo, H. and Suarez, A. (2014). Factors Affecting SAGD Performance in Dipped Bed Extra Heavy Oil Reservoirs. SPE 171050-MS.
- Bao, Xia. (2012). *Thermal simulation and optimization of SAGD process: case study on Surmont pilot project* [Tesis de maestría, University of Calgary].
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. A., y Martínez, J. F. (2007). Colombian sedimentary basins: nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. ANH.
- Blasingame, T. A. (1995). *Brooks/Corey/Burdine relative permeability relation and type curve matching of relative permeability data*. Petroleum Engineering 620 course notes – Fluid Flow in Petroleum Reservoirs.
- Brady, B. H. G. y Brown, E. T. (2005). *Rock mechanics for underground mining*. Springer Science + Business Media, Inc.
- Butler, R. M. (1989). The potential for horizontal wells for petroleum production. *JCPT, Volume 28* (3).
- Butler, R. M. (2001). Some recent developments in SAGD. *JCPT, Volume 40* (1).
- Butler, R. M. and Stephens, D. J. (1981). The Gravity Drainage of Steam-Heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells. *JCPT 81-02-07*.
- Carvajal, J. M. (2013). *Informe evaluación del comportamiento de falla de la formación Une* (Informe no. 10000048).
- Chang, J., Ivory, J. y ITO. Y. (2011). Geomechanics effects at SAGD wells – enhancing formation permeability. AACI research program, report No. 1011-19.
- Chalaturnyk, R. J. y LI, P. (2004). When is it important to consider geomechanics in SAGD operations? *JCPT, Volume 43* (4), 53 – 61.
- Chalaturnyk, R. J. y Scott, J. (1995). Geomechanics issues of steam assisted gravity drainage. SPE 30280.
- Chalaturnyk, R. J. y Scott, J. (1997). Geomechanical response of heavy oil reservoirs to the steam assisted gravity drainage process. SPE 37569.

- CMG. (2020). *Manual simulation model building, BUILDER*.
- CMG. (2020). *Manual thermal & advanced processes simulator, STARS*.
- Collins, P.M., Carlson, M.R., Walters, D.A. and Settari, A. (2002). Geomechanical and Thermal Reservoir Simulation Demonstrates SAGD Enhancement Due to Shear Dilation. SPE/ISRM 78237.
- Collins, P. M. (2007). Geomechanical effects on the SAGD process. SPE 97905.
- Dusseault, M. B. (1993). Stress Changes in Thermal Operations. SPE 25809.
- Energy Technical Services, Alberta Energy. (2016). Oil Sands Production Profile: 2004 – 2014.
- Fjaer, E., Holt, R. M., Horsrud, P., Raaen, A. M. y Risnes, R. (2008). *Petroleum related rock mechanics*. Elsevier.
- Goodman, Richard E. (1989). *Introduction to rock mechanics*. Richard E. Goodman.
- Gu, F., Chan, M. y Fryk, R. (2011). Geomechanical data acquisition, monitoring, and applications in SAGD. SPE 145402.
- Jaeger, J. C., Cook, N. G. W., Zimmerman, R. W. (2007). *Fundamentals of rock mechanics*. Blackwell Publishing.
- Khajeh, M., Chalaturnyk, R. y Boisvert, J. (2011). Impact of heterogeneous geomechanical properties on coupled geomechanical – flow simulation of SAGD. SPE 148338.
- Khan, Safdar; Han, Hongxue; Ansari, Sajjad; Vishteh, Morteza; Khosravi, Nader (2011). Caprock integrity Analysis in Thermal Operations: An Integrated Geomechanics Approach. WHOC11-609.
- Oldakowski, Kaz, Sawatzky, Ron. (2012). Geomechanical effects on SAGD operations: identifying areas for AACI research. AACI research program, report No. 1112-14.
- Olson, Jon E.; Yaich, Elyes and Holder, Jon (2009). Permeability Changes due to Shear Dilatancy in Uncemented Sands. ARMA 09-157.
- Osorio G. José Gildardo. (2015). *Geomecánica avanzada de ingeniería de yacimientos. 4. Determinación de la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo* [Diapositiva de Power Point]. Material Facultad de Minas – Universidad Nacional de Colombia.
- Osorio G. José Gildardo. (2015). *Geomecánica avanzada de ingeniería de yacimientos. 5. Determinación de la magnitud del esfuerzo horizontal máximo* [Diapositiva de Power Point]. Material Facultad de Minas – Universidad Nacional de Colombia.

- Osorio G. José Gildardo. (2015). *Geomecánica avanzada de ingeniería de yacimientos. 6. Determinación de orientación de esfuerzos principales* [Diapositiva de Power Point]. Material Facultad de Minas – Universidad Nacional de Colombia.
- Osorio G. José Gildardo. (2015). *Geomecánica avanzada de ingeniería de yacimientos. 10. Cálculo de propiedades dinámicas* [Diapositiva de Power Point]. Material Facultad de Minas – Universidad Nacional de Colombia.
- Páramo Sepúlveda, Liliana Marcela. (2016) *Análisis geomecánico y de estabilidad para el pozo ·3 del campo caso estudio* [Trabajo final de maestría, Universidad Nacional de Colombia].
- Penagos, F. G., Moretti, I., Lanord, C. y Guichet, X. (2015). Origins of formation waters in the Llanos foreland basin of Colombia: geochemical variation and fluid flow history. *Geofluids* (14), 443 – 458.
- Quezada Espinosa, David Andrés y Vásquez Alegría, Cristhian Fabián. (2018) *Estudio de simulación matemática para la evaluación de un fracturamiento hidráulico en el campo Lobo* [Tesis de pregrado, Universidad Central del Ecuador].
- SAGD basics, de three streams engineering LTD. (s.f.). <https://slideplayer.com/slide/12699556/>.
- Sarmiento, L. F. (2011). Petroleum geology of Colombia-Llanos Basin, Vol. 9. Fondo editorial Universidad EAFIT – ANH.
- Uwiera-Gartner, M. M. E., Carlson, M. R., Walters, D. y Palmgren, C. T. S. (2011). Geomechanical simulation of caprock performance for a proposed, low pressure, steam assisted gravity drainage pilot project. CSUG/SPE 148886.
- Zandi, S. (2012). Numerical modeling of Geomechanical Effects of Steam Injection in SAGD Heavy Oil Recovery. HAL 0067145.
- Zandi, S., Renard, G., Nauroy, J. F., Guy, N. y Tijani, M. (2010). Numerical modelling of geomechanical effects during steam injection in SAGD heavy oil recovery. SPE 129250.
- Zoback, Mark D. (2006). *Reservoir geomechanics: earth stress and rock mechanics applied to exploration, production and wellbore stability*. Cambridge Press.