

**EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LOS ASPECTOS GEOMECÁNICOS EN UN
PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR MEDIANTE SIMULACIÓN
NUMÉRICA**

**LINSAY LLAMARA GALLO FIAGA
HERMAN CRISTOBAL MURIEL FONTALVO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LOS ASPECTOS GEOMECÁNICOS EN UN
PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR MEDIANTE SIMULACIÓN
NUMÉRICA**

**LINSAY LLAMARA GALLO FIAGA
HERMAN CRISTOBAL MURIEL FONTALVO**

Trabajo de grado para optar el título de ingeniero de petróleos

**JORGE MARIO PALMA BUSTAMANTE
M.Sc. Ingeniería de Hidrocarburos
DIRECTOR**

**ZULY HIMELDA CALDERON CARRILLO
Ph.D. en Ingeniería
CO-DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

*A mi Madre Leonor Gallo, por siempre a ver creído en mí y recordarme siempre,
que el estudio es lo único que nadie nos puede quitar y por lo que siempre
debemos luchar.*

*A mi princesa Ana María Gómez, mi amada sobrina por las tantas veces me
sacaba una sonrisa y me alegraba la vida.*

*A mi hermanita Sirley Gallo, por sentirse orgullosa de mi y de quien espero que
siga las buenas enseñanzas y se convierta en la mejor profesional.*

*A Yolima y Stella mis queridas hermanas, quienes de un modo u otro me dieron
grandes enseñanzas y me apoyaron.*

*A Ana María Fiaga, a mi abue que con su temple me enseñó a que esforzarse no
es suficiente sino a entregarlo todo en cada cosa que se haga.*

*Y por último a mi extrañado Daniel Gallo mi hermano, que donde quiera que se
encuentre este complacido por el tipo de persona que me he convertido, y espero
no estar muy lejos de lo querías para mí.*

Gracias.

Lila

DEDICATORIA

A mi madre por su apoyo incondicional
a lo largo de esta grandiosa aventura
que se llama Universidad.

A mi padre por enseñarme que uno mismo
es el responsable y *arquitecto* de su propio
destino.

A mi hermano por enseñarme la mejor lección de mi vida:
“Vive un día a la vez”.

Danke.
Hermann

AGRADECIMIENTOS

*A ti, no es necesario nombrarte pero cada vez que te necesite me escuchaste,
por creer en mí y permitir que terminara lo que nunca creí empezar.
Por las tantas veces que me tendieron la mano a la familia Mora Carvajal, a
quienes les debo gran parte de mi meta; el poder convertirme en profesional.
A mis amigos y familia que forman parte de mi vida por todo su apoyo,
colaboración y enseñanzas.*

Gracias.

Lila

AGRADECIMIENTOS

A Lindsay, no hay necesidad de decir el por qué si tu perfectamente lo sabes.

Al profesor *Ramiro Escalante* R.I.P por enseñarme el amor hacia a los idiomas, en especial hacia el Alemán.

Al IEA y en especial al humanista turco *Alberto Assa* por hacer de mi la persona quien soy en estos días.

Al *Lety's Team*, mis amigos del alma en especial a Ballén mi primer amigo en Bucaramanga y a Pinto.

A la música, una magia más allá de todas las que hacemos aquí. *APWBD*

A la literatura, por crear mundos tan perfectamente ilógicos que permitieron escapar de la realidad. Especialmente al mundo de *J.K. Rowling*.

A las *Matemáticas* y a la *Física* por guiar mi mundo.

Al rey de los deportes, el *Baseball* simplemente por existir y en especial a *Boston Red Sox* por la alegría del 2013.

A la Universidad Industrial de Santander y en especial a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por acogerme estos últimos 5 años.

Dieu, vous ne jouiez pas un rôle crucial dans le développement de ce travail, donc, merci pour rien.

A ti lector, que te tomaste el tiempo de leer este trabajo, espero sea de tu agrado.

Danke.

Hermann

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	22
1. FUNDAMENTOS DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.....	24
1.1 PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.....	25
1.2 SCREENING DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR	26
1.3 FACTORES CON MAYOR INFLUENCIA QUE AFECTAN EL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.....	28
1.4 GENERALIDADES DE LA GEOMECÁNICA EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO	29
1.5 CONSIDERACIONES GEOMECÁNICAS EN PROCESOS DE RECOBRO TÉRMICO	30
1.6 TERMOELASTICIDAD	33
1.6.1 Deformación Térmica.....	33
1.6.2 Esfuerzo Térmico	34
1.6.3 Módulo de Young	35
1.6.4 Relación de Poisson.....	35
1.6.5 Constante de Lamé	35
1.6.6 Angulo de Fricción Interna	36
1.6.7 Cohesión	36
1.6.8 Poroelasticidad.....	37
1.6.9 Teoria de Biot's	37
1.6.10 Criterios de falla	38
1.6.11 Círculo de Mohr	39
1.6.12 Criterio de Falla de Mohr-Coulomb	40

1.6.13	Presión de Poro	40
1.7	ACOPLAMIENTO GEOMECÁNICO Y FLUJO DE FLUIDO EN EL MEDIO POROSO	42
2	DESARROLLO DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN	44
2.1	DESCRIPCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN	45
2.1.1	Propiedades del medio poroso.....	46
2.1.2	Modelo de Fluidos	47
2.1.3	Modelo Geomecánico	52
2.1.4	Esquema de Explotación.....	55
2.2	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL MODELO BASE	58
3	CALIBRACIÓN GEOMECÁNICA.....	62
3.1	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS GEOMECÁNICOS ...	62
3.1.1	Efectos sobre el factor de recobro.....	62
3.1.2	Efecto sobre el estado de esfuerzos	65
3.1.3	Efecto del ángulo de fricción interno del modelo de falla	67
3.1.4	Efecto del confinamiento	69
3.2	COMPARACIÓN DE MODELOS CONSTITUTIVOS DE FALLA DE DRUKER-PRAGER Y MOHR COULOMB	72
3.3	EFFECTO DEL ESTADO DE ESFUERZO INICIAL.....	74
4	EVALUACIÓN DE LOS EFECTOS GEOMECÁNICOS	76
4.1	COMPARACIÓN MODELO CON GEOMECÁNICA Y SIN GEOMECÁNICA.....	76
4.1.1	Diferencias de porosidad y permeabilidad	77
4.2	CONSIDERACIONES DE LOS EFECTOS TÉRMICOS.....	81
4.2.1	Efecto sobre los esfuerzos	81

4.2.2	Efecto sobre las propiedades petrofísicas.....	85
4.2.3	Evaluación de los Esfuerzos Térmicos a través del Círculo de Mohr.	87
4.3	EFFECTOS OPERACIONALES SOBRE LA GEOMECÁNICA.....	91
	CONCLUSIONES.....	95
	RECOMENDACIONES.....	97
	BIBLIOGRAFÍA.....	98
	ANEXOS.....	101

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Esquema del proceso de inyección continua de vapor.	24
Figura 2: Círculo de Mohr-Coulomb.....	39
Figura 3: Criterio de Mohr-Coulomb.....	41
Figura 4: Efecto del incremento de la presión de poro en el Circulo de Mohr.....	42
Figura 5: Modelo Base de Simulación	46
Figura 6: Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite.....	49
Figura 7: Curvas de permeabilidad relativa gas-líquido	50
Figura 8: Viscosidad vs Temperatura para crudo vivo.	50
Figura 9: Viscosidad vs Presión.....	51
Figura 10: Factor volumétrico de formación vs Presión	51
Figura 11: Gas en Solución vs Presión.....	52
Figura 12: Tasa de Producción de aceite modelo base	55
Figura 13: Presión Promedio del Yacimiento para 20 ciclos y caso base	56
Figura 14: Factor de recobro posterior a la producción en frio y estimulación cíclica	57
Figura 15: Presión promedio del yacimiento	58
Figura 16: Sensibilidad presión de fondo fluyendo en términos de Factor de Recobro	59
Figura 17: Sensibilidad presión de fondo fluyendo en términos de presión de yacimiento.....	60
Figura 18: Sensibilidad presión de fondo fluyendo en términos de tasa de producción	61
Figura 19: Diagrama tornado de análisis de sensibilidad de parámetros geomecánicos.....	63
Figura 20: Superficie de respuesta análisis de sensibilidad factor de recobro.....	65
Figura 21: Diferencia en el estado de esfuerzos al final del primer ciclo	66
Figura 22: Diferencia en el estado de esfuerzos al final del ciclo 10.....	67
Figura 23: Comparación del Modelo para Ángulos de Fricción de 20 y 30	68

Figura 24: Factor de recobro e inyección de agua para Ángulos de Fricción de 20 y 30.....	68
Figura 25: Factor de recobro modelo confinado y no confinado	69
Figura 26: Presión promedio de yacimiento con y sin confinamiento	71
Figura 27: Esfuerzos efectivos máximos modelo con confinamiento y sin confinamiento.....	71
Figura 28: Porosidad promedio de los modelos de Druker-Prager y Mohr Coulomb	73
Figura 29: Factor de Recobro de los modelos de Druker-Prager y Mohr Coulomb.	73
Figura 30: Factor de recobro modelo con menores esfuerzos iniciales	74
Figura 31: Tasa de producción de aceite modelo con menores esfuerzos iniciales	75
Figura 32: Comparación Factor de Recobro modelo con y sin geomecánica	77
Figura 33: Diferencias de porosidad entre modelo con y sin geomecánica	78
Figura 34: Porosidad promedio modelo con y sin geomecánica.....	79
Figura 35: Permeabilidad Horizontal modelo con geomecánica	80
Figura 36: Perfil de permeabilidad y temperatura modelo con geomecánica	80
Figura 37: Factor de recobro modelo con y sin termomecánica	82
Figura 38: Entalpía total inyectada modelo con y sin termomecánica	83
Figura 39: Diferencia de esfuerzos térmicos.....	83
Figura 40: Localización de los esfuerzos térmicos.....	84
Figura 41: Efecto de la termomecánica sobre la permeabilidad	85
Figura 42: Volumen de matriz de roca bajo efectos térmicos	86
Figura 43: Efectos térmicos sobre el círculo de Mohr al momento del rompimiento del vapor	88
Figura 44: Círculo de Mohr al inicio y final de la inyección de vapor considerando esfuerzos térmicos.....	90
Figura 45: Circulo de Mohr al inicio y final de la inyección de vapor sin considerar esfuerzos térmicos.....	90

Figura 46: Esfuerzo máximo para diferentes presiones.....91
Figura 47: Esfuerzo máximo para presión de inyección de 1500 y 1000 psi92
Figura 48: Distribución areal de esfuerzos y temperatura.....93
Figura 49: Distribución de esfuerzos al inicio y final de la inyección continua a través de la herramienta TCMC94

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Screening de una inyección continua de vapor.....	27
Tabla 2: Parámetros de yacimiento y operacionales de la proceso de inyección continua de vapor.....	28
Tabla 3: Dimensiones del emallo del modelo base.....	45
Tabla 4: Propiedades del medio poroso.	47
Tabla 5: Propiedades de los fluidos	48
Tabla 6: Endpoint de la curva de permeabilidad.	49
Tabla 7: Esfuerzos horizontales y verticales iniciales.	54
Tabla 8: Parámetros geomecánicos	54
Tabla 9: Condiciones operacionales de los pozos inyectoros y productores	56
Tabla 10: Rango de parámetros geomecánicos evaluados	64

LISTA DE ECUACIONES

	Pág.
Ecuación 1	34
Ecuación 2	34
Ecuación 3	35
Ecuación 4	35
Ecuación 5	36
Ecuación 6	40
Ecuación 7	40
Ecuación 8	41
Ecuación 9	53
Ecuación 10	53
Ecuación 11	64

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. GUÍA DE USA DE HERRAMIENTA ELECTRÓNICA LLAMADA CALCULADOR DE LOS CAMBIOS TÉRMICOS A TRAVÉS DEL CÍRCULO DE MOHR (TCMC)	101

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LOS ASPECTOS GEOMECÁNICOS EN UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA*

AUTORES: LINSAY LLAMARA GALLO FIAGA
HERMAN CRISTOBAL MURIEL FONTALVO**

PALABRAS CLAVES: Inyección Continua de Vapor, Crudo Pesado, Recobro Mejorado, Geomecánica, Simulación Numérica, Acoplamiento Numérico.

El objetivo del presente trabajo es describir los efectos de las propiedades geomecánicas en un proceso de inyección continua vapor cuando la roca presenta un comportamiento elástico. En términos generales, se evaluó el cambio en el estado inicial de esfuerzos a medida que la temperatura del medio poroso aumenta cuando se implementa un proceso de inyección de vapor.

Inicialmente se realizaron modelos conceptuales de simulación que describen un yacimiento de crudo pesado en el cual se implementa este tipo de recobro térmico. Posteriormente se activó el módulo geomecánico con un acoplamiento en 2 vías de modo que la porosidad del modelo de fluido será afectada por el módulo geomecánico. Esto se realiza porque en este tipo de acoplamiento, los esfuerzos y deformaciones llevan al cálculo de una nueva porosidad que es transferida al simulador de yacimiento. Esto conlleva a un proceso iterativo con el cual, la porosidad está siendo constantemente actualizada basada en los cálculos geomecánicos.

Además se desarrolló una herramienta electrónica llamada *Calculador de Los Cambios Térmicos a través del Círculo de Mohr (TCMC)* que permite observar los cambios que se presentan en el estado de esfuerzos a través de las variaciones del círculo de Mohr por efecto de incrementos de temperatura en un punto determinado. Esta herramienta también permite predecir las condiciones a las cuales ocurre la falla haciendo uso del criterio de falla de Mohr Coulomb.

*Proyecto de Grado.

**Facultad Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director M.Sc. Jorge Mario Palma Bustamante. Co-Director Ph.D. ZulyHimeldaCalderon Carrillo.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF GEOMECHANICS PROPERTIES IMPACT IN A STEAM FLOODING PROCESS USING NUMERICAL SIMULATION*

AUTHOR: LINSAY LLAMARA GALLO FIAGA
HERMAN CRISTOBAL MURIEL FONTALVO**

KEYWORDS: Steam Flooding, Heavy Oil, Enhanced Oil Recovery, Geomechanics, Numerical Simulation, Numerical Coupling.

The target of this project is to describe the effects of the geomechanics properties in a steam flooding process when the rock has an elastic behavior. In general terms, the change of the initial state of stresses as the temperature increases was evaluated when a steam injection process is implemented.

At first, conceptual simulation model were created. These models describe a heavy oil reservoir which implements this kind of thermal recovery. Subsequently, the geomechanics module was activated with a Two-Way coupling. In doing so, the porosity of the flow model will be affected by the geomechanics module. This is because in two-way coupling the stresses and strains lead to the calculation of a new porosity which is transferred to the simulator. This becomes an iterative process with the porosity being constantly updated based on the geomechanics-calculated values.

In addition, an electronic tool called *Thermal Changes Calculator through the Mohr Circle (TCMC)* was developed. This tool allows to observe the changes which are presented in the state of stresses as the temperature increases through the variations of the Mohr's Circle in a specific point. This electronic tool also allows to predict the conditions at which failure occurs using the Mohr-Coulomb failure criterion.

*Degree Project.

**Physicochemical Engineering's Faculty.Petroleum Engineering School.Director M.Sc. Jorge Mario Palma Bustamante.Co-Director Ph.D. ZulyHimelda Calderon Carrillo.

INTRODUCCIÓN

La alta demanda energética en la cual se desenvuelve la dinámica global hoy en día, ha llevado a reevaluar lo que constituyen las verdaderas reservas de crudo. Desde años atrás, las reservas de crudo convencional entraron en una etapa de declinación, por lo cual, los yacimientos de crudos pesados comenzaron a suplir transitoriamente esta demanda de hidrocarburo mundial. Los yacimientos de crudo pesado, constituyen alrededor de un 70% de las reservas actuales de crudo a nivel mundial, sólo en Colombia, el 30% de las reservas se le atribuye a este tipo de crudo.

Los métodos de explotación de los yacimientos de crudo pesado son variados; pero principalmente los métodos térmicos y la implementación de minería a cielo abierto constituyen la mejor forma de recuperación de ellos. Cabe destacar, que aunque los métodos térmicos ofrecen buenos resultados, los factores de recobro siguen siendo muy bajos, por lo cual los métodos de recobro mejorado, en especial los procesos de inyección de vapor han ido perfeccionándose con el pasar del tiempo valiéndose de diversas disciplinas, tales como la geomecánica, para crear modelos muchos más robustos y completos que permitan caracterizar mejor el proceso que ocurre en yacimiento.

La geomecánica, en los procesos de recuperación de crudo pesado nos brinda herramientas para optimizar los diferentes esquemas de producción al que se encuentre sometido el yacimiento en cuestión, además de la mitigación de riesgo, producto de las eventualidades originadas por los cambios que se producen en el medio poroso por aumento de la temperatura.

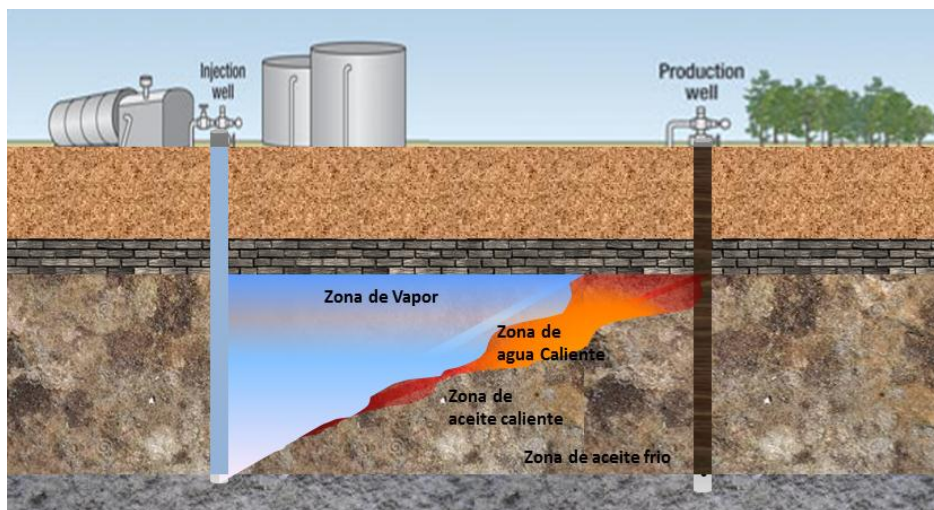
La finalidad del presente proyecto es realizar un estudio que me determine la influencia de los cambios geomecánico producto de un aumento de temperatura, en el comportamiento de un yacimiento sometido a un proceso de inyección de

vapor. Este proyecto servirá como fundamento para posteriores investigaciones realizadas en el ámbito geomecánico asociado a procesos de recobro térmico.

1. FUNDAMENTOS DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

La inyección continua de vapor es un proceso de recuperación térmica en el cual vapor húmedo es inyectado a la formación en forma continua a través de uno o más pozos inyectoros, con el objetivo de disminuir la viscosidad del crudo y permitir que este pueda ser desplazado con mayor facilidad hacia los pozos productores, tal como se muestra en la Figura 1. Esta técnica es conocida también como “empuje por vapor” y está enfocada en la recuperación de crudos pesados basada en el principio de desplazamiento.

Figura 1: Esquema del proceso de inyección continua de vapor.



Fuente: Autores.

La inyección continua de vapor se caracteriza por presentar mayores factores de recobro, en el orden del 30%-40% del OOIP, a diferencia que la inyección cíclica de vapor. Esto debido a que el volumen de la formación que es afectado por el proceso de inyección continua de vapor, es mayor que una cíclica. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que la inyección continua de vapor es una técnica empleada para la recuperación de crudos de alta viscosidad y es muy probable que al inicio del proyecto se tengan problemas de baja inyectividad de vapor en la

zona de interés. Con el objetivo de mejorar la inyectividad inicial del vapor es muy común antes de empezar la inyección continua de vapor, realizar varios ciclos de estimulación. Este tipo de método de recuperación térmica comenzó 1960 en el estado de California, EEUU se produjo por primera vez la aplicación comercial de este método de recobro. Al parecer la inyección continua de vapor tuvo sus inicios antes que la inyección cíclica, El mejor y más antiguo proyecto desarrollado en la inyección continua de vapor, es el piloto Getty Kern (1960) el cual estaba destinado originalmente a una inyección de agua caliente. Hasta hoy, cientos de proyectos y pilotos de inyección continua de vapor han sido implementados, teniendo como casos más representativos los campos Duri en Indonesia y Kern River en California¹.

En principio, este método de empuje por vapor, el tamaño de los arreglos entre pozos productores e inyectores, determinan en gran medida las pérdidas de calor hacia las rocas adyacentes, lo que genera una disminución en la eficiencia térmica. En este caso, el comportamiento depende básicamente del tamaño del arreglo. Del mismo modo a menor espesor, mayor área de contacto con la zonas adyacentes lo que me dará mayores pérdidas de energía. La estratificación del yacimiento disminuirá la eficiencia térmica del proceso de empuje de vapor.

1.1 PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

En la inyección continua de vapor, el petróleo es producido por causa de tres mecanismos básicos: destilación por vapor, reducción de la viscosidad y expansión térmica, siendo la destilación por vapor el más importante. Estos mecanismos pueden visualizarse considerando inyección de vapor en un medio poroso suficientemente largo, inicialmente saturado con petróleo y agua connata. El petróleo que se encuentra en el yacimiento es desplazado, resultando en la formación de una zona de vapor que avanza desplazando el aceite hacia el pozo

¹ CHU, CHIEH, GETTY OIL CO. "State-of-the-Art Review of Steamflood Field Projects". SPE 11733-PA.

productor. Una cierta fracción del petróleo no vaporizado es dejada atrás. El vapor que avanza se va condensando gradualmente, debido a las pérdidas de energía hacia las formaciones adyacentes, generando así una zona de agua caliente, la cual va desplazando petróleo y enfriándose a medida que avanza, hasta finalmente alcanzar la temperatura original del yacimiento. Así, se puede observar que se distinguen tres zonas diferentes: la zona de vapor, la zona de agua caliente y la zona de agua fría (Figura 1). Por lo tanto, el petróleo recuperado en el proceso es el resultado de los tres mecanismos operando en cada una de estas zonas. De este modo, en la zona de vapor, el desplazamiento se lleva a cabo por destilación de livianos, craqueo térmico y desplazamiento miscible. En la región de vapor condensado, la eficiencia de desplazamiento obedece a la reducción en la viscosidad del aceite por el aumento en la temperatura y el aceite desplazado es llevado delante del frente de vapor. Finalmente, en la zona de fluidos fríos, se produce un desplazamiento con muy baja eficiencia debido a los altos valores en la viscosidad del petróleo.

1.2 SCREENING DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

La posibilidad de aplicar la inyección continua de vapor depende de varias condiciones las cuales están basadas en experiencias ganadas en campo. Los screening contribuyen con la aplicación óptima del proceso recobro térmico y deben considerarse para evitar contratiempos o fracasos que ocasionen pérdidas económicas. A continuación en la Tabla 1 se muestra los criterios bajo los cuales es viable la implementación de un proceso de empuje por vapor en crudos de baja gravedad API².

²J.J. TABER, F.D. MARTIN. "EOR screening criteria revisited - part 1: introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects". SPE 35385-PA.

Los parámetros básicos de la inyección continua de vapor son tenidos en cuenta dentro del diseño del proceso y se clasifican en dos grandes grupos: parámetros de yacimiento y parámetros operacionales, como se observa en la Tabla 2, éstos permiten realizar chequeos en un plano general y hacen parte fundamental del éxito técnico y económico del proyecto.

Tabla 1: Screening de una inyección continua de vapor.

PETRÓLEO	
Viscosidad	<15000 cp
Gravedad API	13-15 °API
YACIMIENTO	
Espesor	>20 ft
Profundidad	<3000 ft
Porosidad	>20%
Permeabilidad	>5 md
Presión	>250 Psia
Temperatura	< 1500 °F
Saturación de Aceite	>55%

Fuente: CHU, CHIEH, GETTY OIL CO. "State-of-the-Art Review of Steamflood Field Projects". SPE 11733-PA.

Se considera que la inyección continua de vapor es un proceso que está influenciado tanto por los parámetros operacionales propios de la técnica, como por las propiedades de la roca y los fluidos de la zona que está siendo sometida a dicho proceso, anteriormente expuestos, de allí la importancia de analizar la influencia ejercida por estos factores en el comportamiento de la inyección térmica.

Tabla 2: Parámetros de yacimiento y operacionales de la proceso de inyección continua de vapor³.

PARÁMETROS DE YACIMIENTO	PARÁMETROS OPERACIONALES
Espesor de la arena productora.	Tasa de Inyección.
Profundidad de la formación.	Presión de Inyección.
Presión del yacimiento.	Temperatura del Vapor.
Viscosidad del crudo.	Calidad del vapor en la cara de la formación.
Saturación de aceite.	
Porosidad de la roca.	

Fuente: Autores.

1.3 FACTORES CON MAYOR INFLUENCIA QUE AFECTAN EL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.

Para mejorar el desarrollo de la inyección continua de vapor, se debe tener en cuenta los parámetros que afectan el proceso tanto positiva como negativamente; proporcionando un criterio decisivo a la hora de implementar un proyecto de inyección continua de vapor y con los cuales se busca establecer el mejor escenario para el desarrollo técnico y económico del proceso. Estos factores son nombrados a continuación:

- Espaciamiento entre Pozos.
- Heterogeneidades del Yacimiento.
- Intercalaciones de Arcilla.
- Estimulación Previa del Yacimiento.
- Perdidas de energía presentes en el Proceso de Inyección Continua de Vapor:
 - Pérdidas de energía en Superficie.
 - Pérdidas de energía en el Pozo.
 - Pérdidas de energía en la Formación.

³BOBERG, THOMAS."Thermal Methods of Oil Recovery". United States of America, 1988

Debido a que en el proceso de inyección continua de vapor, se presentan varios tipos de pérdidas de energía, es necesario conocer los conceptos básicos de las formas de transmisión de calor, y los lugares en los cuales se presentan estas pérdidas. Principalmente estas pérdidas de energía se presentan en superficie, en el pozo, en el yacimiento y hacia los estratos adyacentes a la formación productora; las cuales se pueden determinar teniendo en cuenta el caudal de inyección de vapor, el espesor de la formación y el espaciamiento entre los pozos del patrón utilizado⁴.

1.4 GENERALIDADES DE LA GEOMECÁNICA EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

La geomecánica, es una disciplina que estudia las características mecánicas de los materiales geológicos que conforman las rocas de formación. También es definida como la disciplina técnica que se dedica al diagnóstico, el modelado y el control de la deformación de las rocas. La geomecánica tiene su origen en la ingeniería civil, en el estudio de suelos y rocas como materiales fundamentales en la construcción de obras tales como: presas, túneles, vías, etc. Sus aplicaciones posteriormente se extendieron para fines mineros; en la construcción de túneles en minería subterránea y estabilidad de taludes en minería a cielo abierto⁵.

La geomecánica del petróleo es la rama de la ingeniería que trata con las propiedades mecánicas y el comportamiento de las formaciones geológicas, las cuales tienen gran influencia en la exploración, perforación y producción de petróleo y gas. Esta permite el estudio de fenómenos a escala de yacimiento tales como: evolución de fallas y fracturas en el tiempo geológico, compactación y subsidencia causada por la producción de fluidos, fallamiento inducido, entre

⁴MERCADO, DIANA, " Modelo Analítico Para Predecir El Comportamiento De La Inyección Continua De Vapor En Yacimientos Estratificados De Crudo Pesado". Bucaramanga, Santander. 2005.

⁵BONETT, O, VILLAMIL, Y. "Análisis de Estabilidad en Pozos de Petróleo Verticales Usando Elemento Finitos".

otros. También incluye fenómenos a escala de pozo, tales como la estabilidad de pozo durante la perforación, fracturamiento hidráulico, interacción formación-casing durante la producción, producción de arena, etc.

La geomecánica se fundamenta en conceptos de las teorías: mecánica de suelos y mecánica de rocas, igualmente de áreas como: Mecánica de fluidos, Termodinámica, Geología Física, entre otras.

1.5 CONSIDERACIONES GEOMECÁNICAS EN PROCESOS DE RECUBRO TÉRMICO

La geomecánica juega un rol significativo en las decisiones con respecto a todas las fases de exploración y producción de yacimientos de aceite y gas. Específicamente, la geomecánica influye en la evaluación de proyectos, desarrollo de campos y actividades de producción primaria, secundaria y terciaria. La inyección de fluidos en un método de recobro mejorado tales como polímeros, vapor y gas/CO₂ afecta los esfuerzos del yacimiento causando la redistribución y reorientación de los mismos en el campo. Por lo tanto, los estudios en geomecánica necesitan ser realizados en cada etapa de un proceso de recobro mejorado, es decir, desde el screening del método hasta el abandono del proyecto.

El desarrollo de esquemas de métodos de recobro mejorado envuelve un alto riesgo financiero e incertidumbres. Cuidadosamente, el screening necesario para elegir cual método de recobro mejorado es el más adecuado a utilizar, debe pasar por varias etapas, en las que encontramos análisis de simulación, estudios pilotos o implementación en campo.

Los principales parámetros técnicos considerados en un screening para la selección de un proceso de recobro mejorado son las propiedades de los fluidos

(Gravedad API, viscosidad, composición y compresibilidad del fluido), volúmenes remanentes (saturación de aceite remanente, porosidad, espesor neto y extensión areal), litología, permeabilidad, profundidad y temperatura. El esfuerzo Overburden está altamente relacionada con la profundidad del yacimiento; similarmente, la porosidad y permeabilidad son funciones que dependen en gran medida de los esfuerzos In Situ, al igual que la presión de poro y sus alteraciones como resultado de los procesos de recobro mejorado asociados a la producción⁶.

Por otra parte, los volúmenes remanentes están relacionados con la presión de poro, por lo tanto, al igual que con los esfuerzos efectivos In Situ. El contraste de temperatura entre el fluido inyectado y el fluido presente en el yacimiento también afecta los esfuerzos del campo del yacimiento. Por otra parte, en consecuencia a lo anteriormente mencionado, las propiedades geomecánicas juegan un rol muy importante en la decisión de cual tipo de proceso de recobro debería ser aplicado para maximizar el recobro.

Los esfuerzos térmicos cambian en la formación durante diversos procesos, tales como la inyección de agua, inyección de vapor, inyección de polímeros, inyección de gas, entre otros. Estos cambios pueden inducir a esfuerzos termoelásticos que alteran la magnitud y dirección de los esfuerzos principales (σ_{max} , σ_{min} , y σ_v). Similarmente, la presión de poro cambia, y la producción de arena en yacimientos de *oilsands* puede ocasionar alteraciones poro-elásticas a medida que cambian los esfuerzos efectivos. Estos cambios en los esfuerzos pueden causar deformaciones térmicas (durante el proceso de recobro térmico) que eventualmente llevar a ruptura o una falla por cizalla.

En el 2009 se llevó a cabo un estudio experimental en una de las formaciones carbonatadas de Arabia en yacimientos del medio oriente, obteniendo como

⁶TADESSE WELDU TEKLU, WALEED ALAMERI, RAMONA M.GRAVES, AZRA,N, TUTUNCU, AND HOSSEIN KAZEMI, Colorado School of Mines, and ALSUMAITI, ALI, The Petroleum Insitute. "Geomechanics Considerations in Enhanced Oil Recovey".SPE 162701. November 2012.

resultados que a medida que hay un incremento de los esfuerzos efectivos como resultado de la temperatura, provocan una disminución de la permeabilidad. Ellos llevaron a cabo el experimento utilizando como muestra un corazón sometido a varias temperaturas (77, 158, 167 y 212 °F) y los esfuerzos efectivos en rangos de (725 a 4000 Psi)⁷.

Otro estudio realizado en 2005 y 2010 mostraron la reducción de la permeabilidad con el incremento de los esfuerzos efectivos en corazones de carbonatos y en corazones de areniscas fracturadas⁸ y no fracturadas⁹. Además se observó que la reducción de la permeabilidad es más pronunciada en corazones fracturados que en los no fracturados para el caso de las arenas¹⁰. Por otro lado, los procesos como la Estimulación Cíclica por Vapor, el Drenaje Gravitacional Asistida por Vapor y la producción en frío de crudos pesados mediante arena, son los procesos térmicos líder para yacimientos bituminosos en arenas no consolidadas. Los procesos de inyección de vapor incrementan la presión y temperatura de yacimiento, lo suficiente para causar falla por cizalla dentro y más allá de la zona de acción de la cámara de vapor en la arena. Esta falla por cizalla trae como resultado un incremento en el volumen total de la roca, un fenómeno conocido como “*dilatación*”. El incremento asociado en la permeabilidad para estos casos puede alcanzar el valor de hasta 10 veces la permeabilidad vertical original¹¹. En procesos de inyección de vapor, además del mejoramiento de la producción debido al incremento en permeabilidad o mojabilidad, la presión de poro arriba de

⁷ Benzagouta M. S., and Amro M., 2009. “Pressure and temperature effect on petrophysical characteristics: Carbonatereservoir case”, SPE 126045, presented at the 2009 SPE Saudi Arabia section technical symposium and exhibition held in AlKhobar, Saudi Arabia, May 09 – 11.

⁸ Ferno M.A., Haugen A, and Graue A., 2010. Visualizing Oil Displacement in Fractured Carbonate Rocks - Impact on Oil Recovery at Different Hydrostatic Stress and Wettability Conditions. ARMA 10-288, presented at 44th U.S. Rock Mechanics Symposium and 5th U.S.- Canada Rock Mechanics Symposium, Salt Lake City, Utah, Jun. 27 - 30. 13. Gassmann F., 1951. Elastic waves through a packing of spheres. Geophysics, 16, 673-685.

⁹ Muralidharan V., Erwin Putra, and David. S. Schechter. 2005: Investigating the Changes in Matrix and Fracture Properties and Fluid Flow under Different Stress-state Conditions, Saudi Aramco Journal of Technology.

¹⁰ Ferno M.A., Haugen A, and Graue A., 2010. Visualizing Oil Displacement in Fractured Carbonate Rocks - Impact on Oil Recovery at Different Hydrostatic Stress and Wettability Conditions. ARMA 10-288, presented at 44th U.S. Rock Mechanics Symposium and 5th U.S.- Canada Rock Mechanics Symposium, Salt Lake City, Utah, Jun. 27 - 30.

¹¹ Collins P., 2007. Geomechanical Effects on the SAGD Process. SPE Res Eval&Eng 10 (4): 367-375. SPE-97905-PA.

la cámara de vapor se incrementa sustancialmente¹², promoviendo el crecimiento de la cámara de vapor¹³. La dirección de propagación de la cámara de vapor está determinada por los esfuerzos actuantes en la roca matriz que a la vez son función de la profundidad del yacimiento y de la tectónica local¹⁴.

Quizás las variables geomecánicas más afectadas a lo largo de cualquier proceso térmico son las relacionadas con la *termoelasticidad*, o también conocida como la cedencia que presenta los materiales debido a cambios de temperatura.

1.6 TERMOELASTICIDAD

Así como la relación entre las tensiones y deformaciones se observa cotidianamente, también se aprecia en multitud de situaciones donde los campos de temperatura y tensión/deformación están acoplados. Así pues, si se calienta un cuerpo este se deforma y a veces aparecen en él tensiones. Más aun, en ciertos materiales se observa que incluso una deformación elástica produce cambios de temperatura (el llamado *efecto Gough-Joule*). Este problema acoplado es en general muy complejo, pero si el acoplamiento es únicamente en un sentido (la temperatura produce deformaciones pero no viceversa) su formulación es sencilla.

1.6.1 Deformación Térmica

Es muy bien conocido que la mayor parte de materiales se expande o contrae bajo un cambio de temperatura. Considerando un material elástico, el cual está libre a expandirse, y que además posee una temperatura inicial T_0 , y la temperatura sufre

¹²Ibid 10. Page 30.

¹³Yale D. P., Mayer T., Wang J., 2010. Geomechanics of oil sands under injection. ARMA 10-257, presented at the 44th US Rock Mechanics Symposium and 5th U.S.-Canada Rock Mechanics Symposium, held in Salt Lake City, UT Jun. 27–30.

¹⁴TADESSE WELDU TEKLU, WALEED ALAMERI, RAMONA M.GRAVES, AZRA,N, TUTUNCU, AND HOSSEIN KAZEMI, Colorado School of Mines, and ALSUMAITI, ALI, The Petroleum Institute. "Geomechanics Considerations in Enhanced Oil Recovery".SPE 162701. November 2012.

un cambio llegando a un valor T. La deformación térmica axial resultante del cambio de temperatura viene dada por la siguiente expresión:

$$\varepsilon_a = -\alpha_T(T - T_0)$$

Ecuación 1

Donde α_T es el coeficiente de expansión térmica lineal. El signo menos asegura que α_T sea positivo (para casos normales donde un incremento de temperatura origina una expansión). Cuando se compara la expansión térmica de la roca con la de un fluido, es importante advertir que para los fluidos a menudos se utiliza el *coeficiente volumétrico de expansión térmica*.

1.6.2 Esfuerzo Térmico

Si el cuerpo en consideración está limitado en los extremos, de tal forma que no haya cambio en la longitud, un *esfuerzo térmico* aumentará cuando la temperatura se incremente. La magnitud del esfuerzo térmico puede ser inferida si se supone que este dará origen a una deformación de igual magnitud pero signo contrario a la *deformación térmica*. El esfuerzo térmico resultante para un cambio de temperatura (T-T₀) para el cuerpo en consideración, está totalmente limitada a una dirección Ecuación 2¹⁵:

$$\sigma_a = \frac{-E\varepsilon_a}{1-\nu} = \frac{E\alpha_T(T - T_0)}{1-\nu}$$

Ecuación 2

¹⁵FJAER, E. et Al. "Petroleum Related Rock Mechanics".2nd Edition.Oxford. Elsevier. 2008.

1.6.3 Módulo de Young

El módulo elástico de Young, denotado por E o Y, también conocido como módulo de elasticidad, es una medida de la rigidez del material, es decir, la resistencia a la deformación cuando el material es sometido a esfuerzos uniaxiales. Es el gradiente de la curva en una gráfica de esfuerzo vs deformación, en la región elástica. El módulo de Young es una propiedad constante para un material elástico-lineal y su valor, en la mayoría de los casos es muy alto, del orden de 10^9 Pa.

$$E = \frac{\text{Esfuerzo}}{\text{Deformación}} = \frac{\sigma}{\epsilon}$$

Ecuación 3

1.6.4 Relación de Poisson

La relación de Poisson es un parámetro adimensional, que relaciona la deformación lateral con respecto a la deformación longitudinal. Este parámetro, varía entre 0 y 0,5. Entre más se aproxime a cero, el material es más compresible. Materiales con ν igual 0,5 (incompresibles) mantienen el volumen constante independientemente del esfuerzo aplicado.

$$\nu = \frac{\text{Deformación Lateral}}{\text{Deformación Vertical}} = \frac{\epsilon_x}{\epsilon_y}$$

Ecuación 4

1.6.5 Constante de Lamé

Es una constante elástica de los materiales, que permite caracterizar el comportamiento elástico de los mismos. Esta constante es obtenida experimentalmente y además se encuentra relacionada con el módulo de Young y la relación de Poisson mediante la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{E\nu}{(1 + \nu)(1 - 2\nu)}$$

Ecuación 5

Cabe destacar, que cuando $\nu=0$, se trata de materiales perfectamente compresibles, por lo cual λ toma el valor de 0. Y cuando $\nu=0,5$, se trata de materiales incompresibles, donde λ tiende a infinito.

1.6.6 Angulo de Fricción Interna

El ángulo de fricción interna, o simplemente ángulo de fricción, está directamente relacionado con el concepto de fricción interna, que se define como la resistencia al deslizamiento causado por la fricción que hay entre las superficies de contacto de las partículas y debido a su densidad. En términos generales, el ángulo de fricción interna depende principalmente de la compacidad, granulometría, porosidad, forma de las partículas, anisotropía, humedad, ángulo de ataque y volumen de arcilla presente en el medio¹⁶. El ángulo de fricción interna representa la pendiente de la envolvente de falla en el criterio de Mohr-Coulomb, como se puede observar en la Figura 3.

1.6.7 Cohesión

La cohesión en las rocas, se puede definir como la fuerza inherente o la resistencia al corte sin esfuerzo normal, y puede obtenerse como el corte de la línea recta, de la envolvente resultante del criterio de falla de Mohr-Coulomb como se puede notar en la Figura 3. Se representa con el símbolo S_o o simplemente con la letra C.

Entre otras constantes elásticas utilizadas, encontramos el módulo de rigidez y el modulo volumétrico.

¹⁶ DELGADO, LEYDI, "Metodología para Estimar El Ángulo de Fricción Interna Utilizando Técnicas de Inteligencia Artificial que Integren Datos de Laboratorio con Perfiles Eléctricos". Bucaramanga, Santander. 2011

1.6.8 Poroelasticidad

Generalmente las rocas son tratadas como si fuesen materiales sólidos completamente homogéneos. Sin embargo, las rocas están generalmente compuestas de materiales no homogéneos en escala microscópica. La forma en que comporta la roca, su respuesta elástica, sus fallas por esfuerzos etc., depende en gran medida de las partes no solidas de los materiales. El espacio poroso, el cual, además de ser esencial para el almacenamiento de hidrocarburos, juega un rol muy importante en la mecánica de rocas. Inicialmente, se debe considerar un estudio del medio poroso y permeable en escala macroscópica, el cual permite estudiar las propiedades mecánicas tanto estáticas como dinámicas. Esta aproximación está basada en la teoría de Maurice A. Biot¹⁷.

1.6.9 Teoria de Biot's

La teoría de Biot, considera un medio isotrópico, poroso y permeable que consiste de dos componentes: parte sólida y fluida; donde el tensor de esfuerzos representa los esfuerzos externos totales en un elemento de volumen adjunto al armazón sólido. El elemento de volumen balancea este esfuerzo parcialmente por los esfuerzos en el armazón sólido y parcialmente por la presión hidrostática en el fluido (presión de poro, P_o).

Estas y muchas otras propiedades geomecánicas, son tenidas en cuenta, dependiendo del criterio de falla que se haya tomado como base de trabajo en cualquier módulo geomecánico acoplado a un simulador de yacimientos.

¹⁷ Ibid 14. Page 32.

1.6.10 Criterios de falla

Por otro lado, un problema a resolver en cualquier proceso de inyección de vapor, es saber si al momento de la inyección se puede llegar a fracturar la formación o no, y si es así, cuál es ese límite permisible sin fracturar la formación.

Existen diversos criterios de falla, que permiten predecir bajo ciertas condiciones el momento cuando falla la roca a medida que hay un cambio en el régimen de esfuerzos. En términos generales, los criterios de falla se dividen en dos grandes grupos, dependiendo si se tiene o no en cuenta el esfuerzo principal intermedio σ_2 ¹⁸.

No incluyen σ_2 :

- ✓ Criterio de Von Mises.
- ✓ Criterio de Griffith.
- ✓ Criterio de Mohr Coulomb.
- ✓ Criterio de Hoek-Brown.

Incluyen σ_2 :

- ✓ Criterio de Drucker-Prager.
- ✓ Criterio Modificado de Lade.
- ✓ Criterio de Mogi-Coulomb.

En especial, el simulador de yacimientos para procesos térmicos STARS de la compañía CMG, en su módulo geomecánico posee la opción de trabajar con diversos criterios de falla tales como Mohr-Coulomb, Drucker-Prager, Von Mises entre otros, los cuales presentan propiedades geomecánicas tales como el módulo

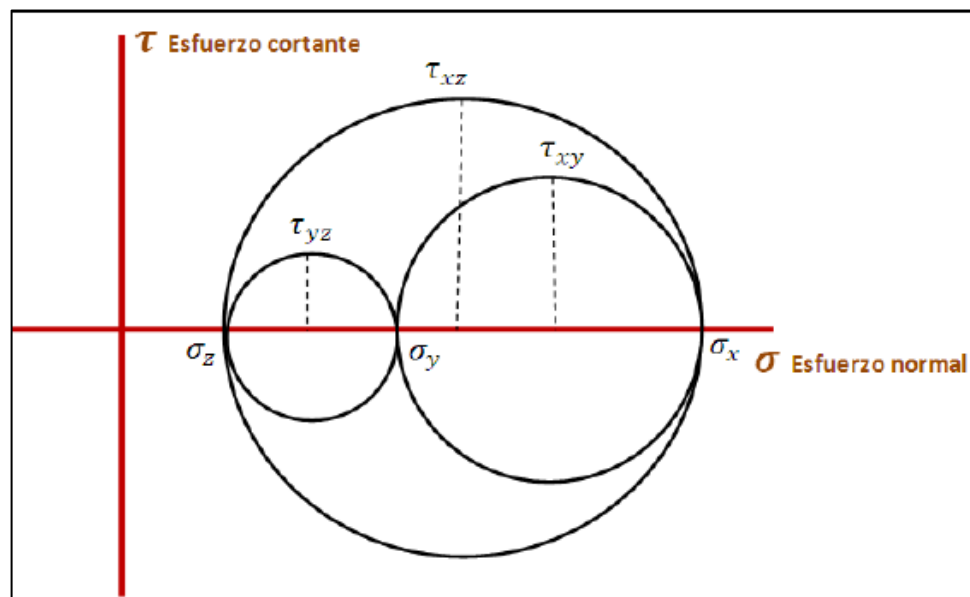
¹⁸ Ibid 14. Page 32.

elástico de Young, la relación de Poisson, el Angulo interno de fricción, el coeficiente de expansión térmica, el coeficiente de Biot entre otros¹⁹.

1.6.11 Círculo de Mohr

El círculo de Mohr es un método para representar gráficamente el estado tensional que tiene un punto de un sólido a un instante determinado. Los círculos de Mohr son usados para determinar las magnitudes de los esfuerzos normal y cortante en un plano específico dentro de un elemento, como se observar en la Figura 2²⁰.

Figura 2: Círculo de Mohr-Coulomb.



Fuente: QUIROGA, PEDRO. VILLAVECES DIEGO. "Determinación de la Mejor Trayectoria de Perforación Basada en Un Análisis Geomecánico, Aplicado a Campo Escuela Colorado". Bucaramanga, Santander. 2013.

¹⁹ CMG. Computer Modelling Group. Calgary, Alberta Canada. User Manual-STARs 2010.

²⁰ QUIROGA, PEDRO. VILLAVECES DIEGO. "Determinación de la Mejor Trayectoria de Perforación Basada en Un Análisis Geomecánico, Aplicado a Campo Escuela Colorado". Bucaramanga, Santander. 2013.

1.6.12 Criterio de Falla de Mohr-Coulomb

El criterio de falla más utilizado es el Criterio de Mohr-Coulomb. Es el criterio de falla más simple que puede ser utilizado para determinar la falla en el medio poroso. Este criterio de falla es una extensión de la ley de fricción original de Coulomb (1773). Expresado en términos del esfuerzo de corte y del esfuerzo normal, se tiene la siguiente expresión:

$$|\tau| = S_0 + \mu\sigma'$$

Ecuación 6

Donde μ es el coeficiente fricción interna y S_0 la cohesión. Si se dibujase el criterio de Mohr-Coulomb, y el círculo de Mohr tocase la línea de falla, el ángulo ψ que se origina en el corte entre la línea de falla y el eje coordenado horizontal es llamado ángulo interno de fricción (o ángulo de fricción) como se muestra en la Figura 3 y está relacionado con el coeficiente de fricción interna por la siguiente expresión²¹:

$$\tan \psi = \mu$$

Ecuación 7

1.6.13 Presión de Poro

Cuando se habla de esfuerzos efectivos, intrínsecamente se está hablando de presión de poro. Los esfuerzos efectivos son pensados como fuerzas que se transmiten a través de la roca, los cuales pueden causar la deformación del material. Como la presión de poro es igual en todas las direcciones, afectara únicamente a los esfuerzos normales. Los esfuerzos de cizallas, que son debidos a la diferencia en los esfuerzos principales, no se verán afectados. En un gráfico τ - σ' el efecto de un incremento de la presión de poro mientras los esfuerzos totales permanecen constantes, es mover el círculo de Mohr hacia la izquierda y acercarlo

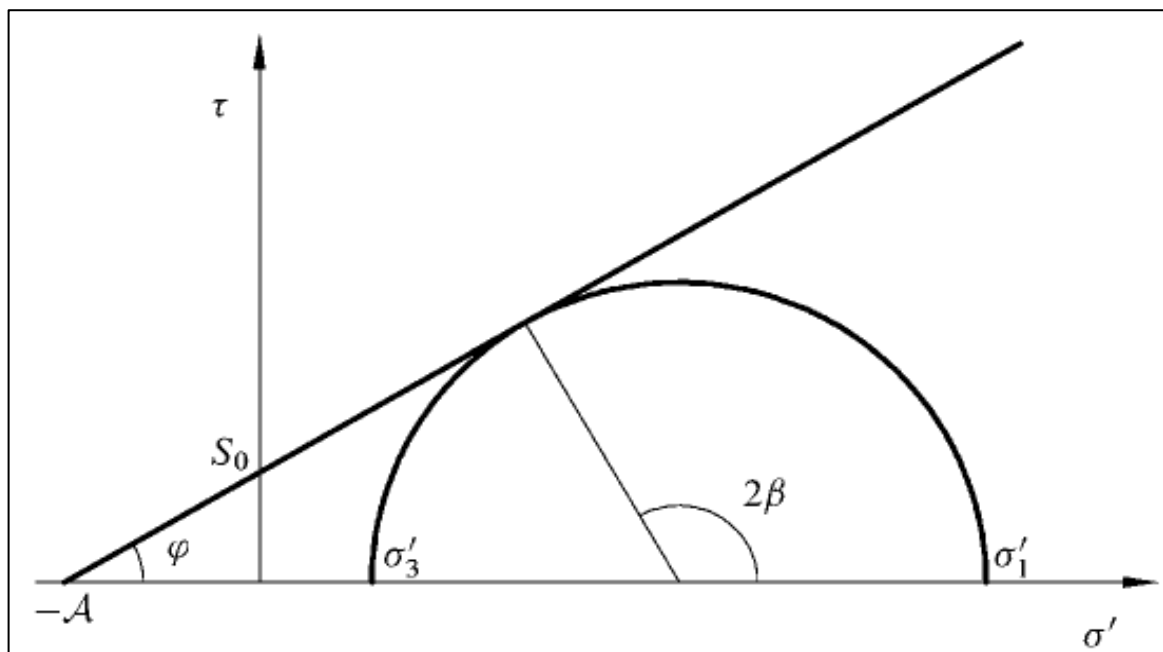
²¹ Ibid 14. Page 32.

a la línea de falla por cizalla y tensión, como se observa en la Figura 4. La relación entre esfuerzo efectivo (σ_{eff}) y presión de poro (P_p) se muestra en la Ecuación 8. Donde σ_v es el esfuerzo vertical y α el coeficiente de Biot.

$$\sigma_{eff} = \sigma_v - \alpha P_p$$

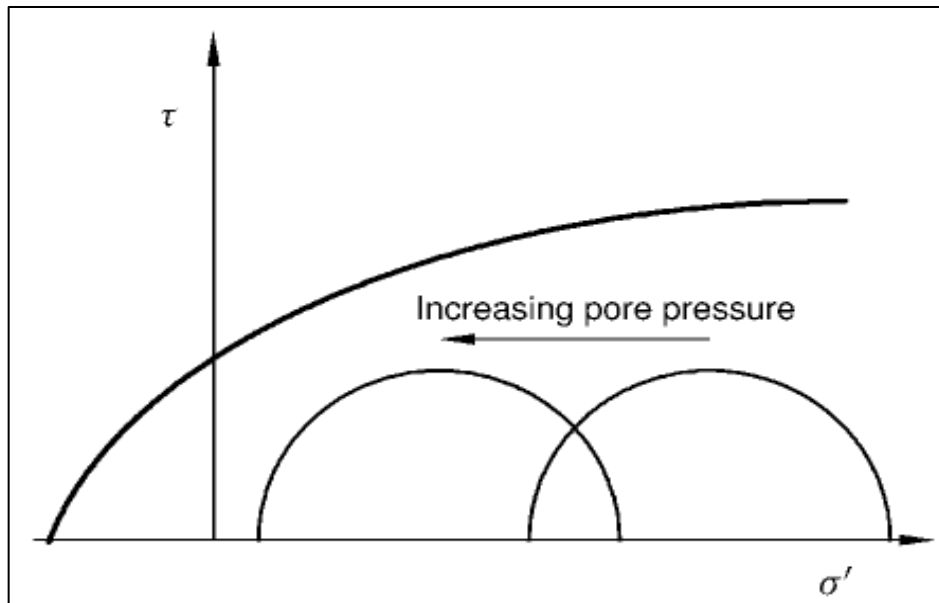
Ecuación 8

Figura 3: Criterio de Mohr-Coulomb.



Fuente: FJAER, E. et Al. "Petroleum Related Rock Mechanics". 2nd Edition. Oxford. Elsevier. 2008.

Figura 4: Efecto del incremento de la presión de poro en el Circulo de Mohr.



Fuente: FJAER, E. et Al. "Petroleum Related Rock Mechanics". 2nd Edition.Oxford. Elsevier. 2008.

1.7 ACOPLAMIENTO GEOMECÁNICO Y FLUJO DE FLUIDO EN EL MEDIO POROSO

Como se mencionó anteriormente, la geomecánica juega un rol muy importante durante los periodos de producción primaria, secundaria y terciaria de una yacimiento. Para cuantificar estos efectos, las ecuaciones que modelan el flujo de fluido en el medio poroso y la mecánica de roca, deben ser acopladas: esto se logra mediante técnicas de acoplamiento numérico parcial o total.

En las técnicas de acoplamiento parcial, las ecuaciones de flujo de fluido y de geomecánica son solucionadas por separado, y la información más relevante es intercambiada entre éstas a un tiempo especificado por el usuario. Este método es computacionalmente eficiente a medida que el flujo de fluido pueda ser refinado en un intervalo de tiempo (del orden de días) y comparado con los resultados

geomecánicos en su intervalo de tiempo específico (del orden de meses)²². Además de la flexibilidad del tiempo, el acoplamiento parcial es conveniente para implementar diferentes tamaños de celda y espaciamiento de celda. El simulador de flujo solamente incluye el yacimiento, mientras que, el modelo geomecánico puede extenderse más allá en las dirección vertical y lateral.

En las técnicas numéricas de acoplamiento total, las ecuaciones que gobiernan el flujo de fluido y el modelo geomecánico pueden ser solucionadas iterativamente²³ o simultáneamente²⁴. Las aproximaciones totalmente acopladas, aunque pretenden ser robustas, son computacionalmente costosas; como es el caso de yacimientos de caliza, yacimiento de aceite en arenas no consolidadas, yacimientos altamente fracturados y yacimientos de Shale. La mayoría de yacimientos son altamente sensitivos a esfuerzos; es por esta razón, es imperativo llevar a cabo la simulación usando técnicas de acoplamiento total²⁵.

²² Minkoff S., Stone M., Bryant S., and Peszynska M., 2004. Coupled geomechanics and flow simulation for time-lapse seismic modeling. *Geophysics*, Vol. 69, No 1, 200 – 211.

²³ Chin L.Y., Thomas L.K., Sylte J.E., and Pierson R.G., 2002. Iterative Coupled Analysis of Geomechanics and FluidFlow for Rock Compaction in Reservoir Simulation. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 57 (2002), No. 5, 485 – 497.

²⁴ Charoenwongsa S., Kazemi H., Miskimins J., and Fakcharoenphol P., 2010. A Fully-Coupled Geomechanics and Flow Model for Hydraulic Fracturing and Reservoir Engineering Applications. Paper SPE 137497 presented at the Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, Oct. 19 – 21.

²⁵ *Ibid* 13. Page 30.

2 DESARROLLO DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN

La simulación numérica es la herramienta más avanzada con la que cuenta actualmente los ingenieros de yacimientos, la cual integra diversos modelos como: modelos numéricos, matemáticos, físicos, diferenciales y computacionales. En este estudio se hace uso de la herramienta Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator (STARS), el cual, es un simulador trifásico de procesos avanzados de CMG utilizado para modelar flujo de fluidos multicomponentes, permitiendo incorporar un acoplamiento parcial entre el modelo de yacimiento con el modelo geomecánico, permitiendo un modelamiento más preciso del comportamiento real del yacimiento.

El modelo conceptual de simulación es un modelo simplificado que contiene las principales características geológicas, petrofísicas y de fluidos del modelo original, el cual difiere principalmente en el tamaño del modelo, grado de discretización y la configuración estructural del mismo. El objetivo principal de este modelo es agilizar el tiempo de cómputo con el fin estudiar un fenómeno específico a nivel de yacimiento. En este caso, se estudia el impacto de los aspectos geomecánicos en un proceso de inyección continua de vapor, antecedido por un periodo de producción en frío y 14 estimulaciones cíclicas de vapor, lo anterior con el fin de representar las etapas de desarrollo típicas de un campo de crudo pesado. Se realizaron unos 14 ciclos de inyección cíclica por vapor porque se considera que a partir de este ciclo a ciclos posteriores, la presión promedio de yacimiento cae muy por debajo de la presión base de yacimiento que se tuviese si se tuviese la yacimiento en producción en frío como se puede observar en la Figura 13.

El modelo conceptual utilizado en este trabajo está conformado por un patrón de inyección de cinco puntos invertidos, con un área de 5 acres y un anillo externo de confinamiento de 3.3 acres como se puede apreciar en la Figura 5. Este modelo

no considera ningún tipo de fallas por lo cual los efectos geomecánicos se asocian a los efectos térmicos producto de la inyección de vapor.

2.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN

El diseño del modelo conceptual de simulación se inicia definiendo el tipo de enmallado a utilizar y posteriormente el tamaño del mismo. En este modelo se trabajó un sistema coordinado tipo cartesiano, el cual presenta una discretización que se observa en la Tabla 3, representando un patrón de inyección con un área de 5 acres y un espesor de 100 pies.

Tabla 3: Dimensiones del enmallo del modelo base.

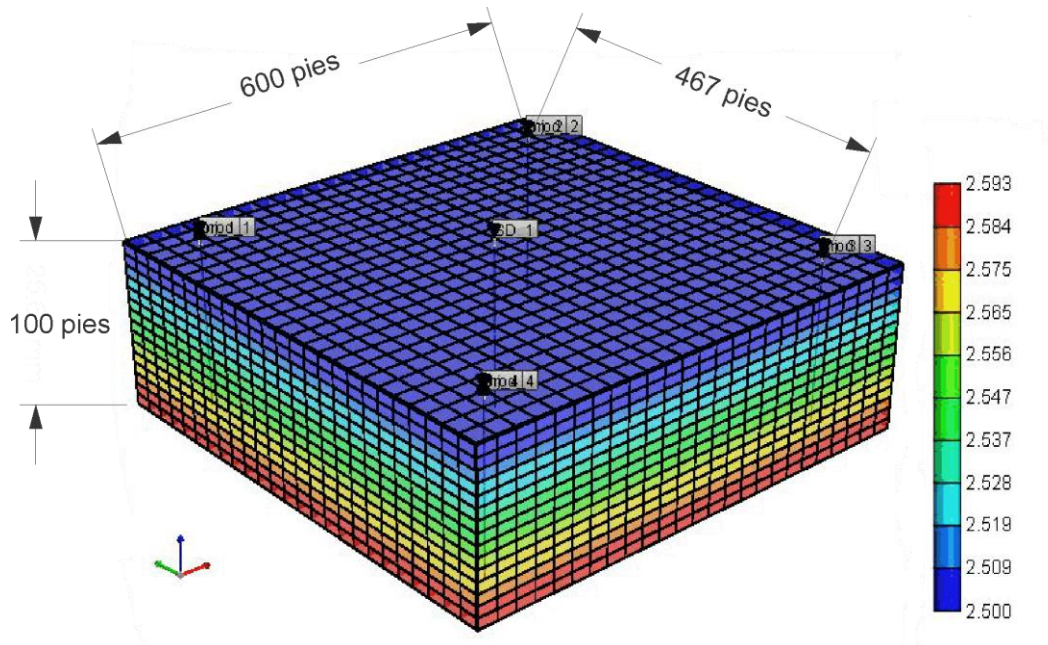
CARACTERÍSTICAS	DIVISIONES	TAMAÑO
Divisiones en I	25	24 ft
Divisiones en J	25	25 ft
Divisiones en K	15	6.7 ft

Fuente: Autores.

Establecerse un alto grado de discretización del modelo en cada una de las direcciones permite obtener mayor detalle en los fenómenos analizados, no obstante aumenta sustancialmente el tiempo de cómputo.

En la Figura 5, se observa el modelo base de simulación, el cual tiene un área total de 8,3 acres. Donde 5 acres son ocupados por el patrón de los pozos, los cuales tiene un espaciamiento entre pozos productores de 467 pies y los 3.3 acres restantes corresponden al anillo de confinamiento. La arena productora se encuentra a una profundidad de 2500 pies, y unas condiciones iniciales de presión de 1100 psi y temperatura de 105 °F. Este modelo considera que la capa superior e inferior está compuesta por arcilla.

Figura 5: Modelo Base de Simulación.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG), Builder.

2.1.1 Propiedades del medio poroso

Debido a la variación en el comportamiento térmico de las rocas en función de su naturaleza y composición, los diferentes medios rocosos deben ser modelados de manera diferente, en este modelo se utilizan dos tipos de rocas térmicas, las cuales representan el comportamiento de la arenisca y las capas de arcilla del overburden y underburden, las cuales se diferencian por sus propiedades de conductividad térmica y capacidad calorífica.

Características importantes como la capacidad de almacenamiento y flujo de fluidos son establecidas por la permeabilidad y porosidad. Esta última constituye uno de los parámetros que es afectado por el comportamiento geomecánico del yacimiento. En la Tabla 4 se muestra las propiedades que presenta el modelo.

Tabla 4: Propiedades del medio poroso.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Permeabilidad en i	1100	mD
Permeabilidad en j	1100	mD
Permeabilidad en k	1/3(1100)	mD
Porosidad	0,25	Fracción
Compresibilidad de la Roca	5,00E-06	1/Psi
Conductividad Térmica de la Roca	28	BTU/ft*day*°F
Conductividad Térmica del petróleo	2	BTU/ft*day*°F
Conductividad Térmica del Agua	8,6	BTU/ft*day*°F
Conductividad Térmica del gas	1,2	BTU/ft*day*°F
Capacidad Calorífica de la Roca	35	BTU/ft³*°F
Capacidad Calorífica del Overburden=Underburden	40	BTU/ft³*°F
Conductividad Térmica del Overburden=Underburden	30	BTU/ft*day*°F

Fuente: MERCADO, DIANA, Modelo analítico para predecir el comportamiento de la inyección continua de vapor en yacimientos estratificados d crudo pesado. Modificado por los autores.

2.1.2 Modelo de Fluidos

El modelo de fluidos en un componente esencial el proceso de simulación numérica, puesto que este permite reproducir el comportamiento de los fluidos del yacimiento ante los cambios de presión, temperatura y volumen. Idealmente, el modelo de fluidos debería ser creado a partir de datos obtenidos en laboratorio; ya que no se cuenta con datos reales, se hace necesaria la obtención de un PVT sintético a través de un software especializado. El principio de operación de estos softwares es la implementación de diferentes correlaciones numéricas que me permiten determinar las propiedades de los fluidos a diferentes presiones y Temperaturas. En la Tabla 5 se encuentra las propiedades para la elaboración del PVT sintético propias de un aceite negro.

Tabla 5: Propiedades de los fluidos.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Temperatura de yacimiento	115	°F
Presión de burbuja	600	psi
Viscosidad	1934	cp
Gravedad API	12	°API
Gravedad específica del gas	0.6	Fracción
Correlación de viscosidad del crudo muerto	Beal and Chew	
Correlación de viscosidad de crudo vivo	Beal and Chew	

Fuente: Autores.

Debido a que no se cuenta con datos petrofísicos reales, es necesaria la construcción de las curvas de permeabilidad relativa a través de la ecuación Hirasaky, la cual se basa en los puntos finales de las curvas. La Tabla 6 muestra los valores vinculados en el módulo correspondiente de STARS[®].

La saturación residual de aceite depende de la presión capilar, mojabilidad y temperatura de los fluidos; debido al proceso de recobro térmico implementado, la temperatura del yacimiento aumentará constantemente hasta un límite máximo, reduciendo la saturación de aceite residual. Las saturaciones de agua y aceite y sus respectivas permeabilidades relativas se observan en la Figura 6 al igual que la interacción gas-líquido en la Figura 7.

Para aplicaciones de procesos térmicos, el efecto más drástico sobre los fluidos del yacimiento es resultado del aumento en la temperatura del yacimiento; debido a la relación inversa entre viscosidad y temperatura para los fluidos hidrocarburos. Para este modelo de simulación, el comportamiento de viscosidad en función de la temperatura se observa en la Figura 8, de igual manera en la Figura 9 el comportamiento de la viscosidad contra presión. Del mismo modo se puede evidenciar el comportamiento del factor volumétrico de formación contra presión

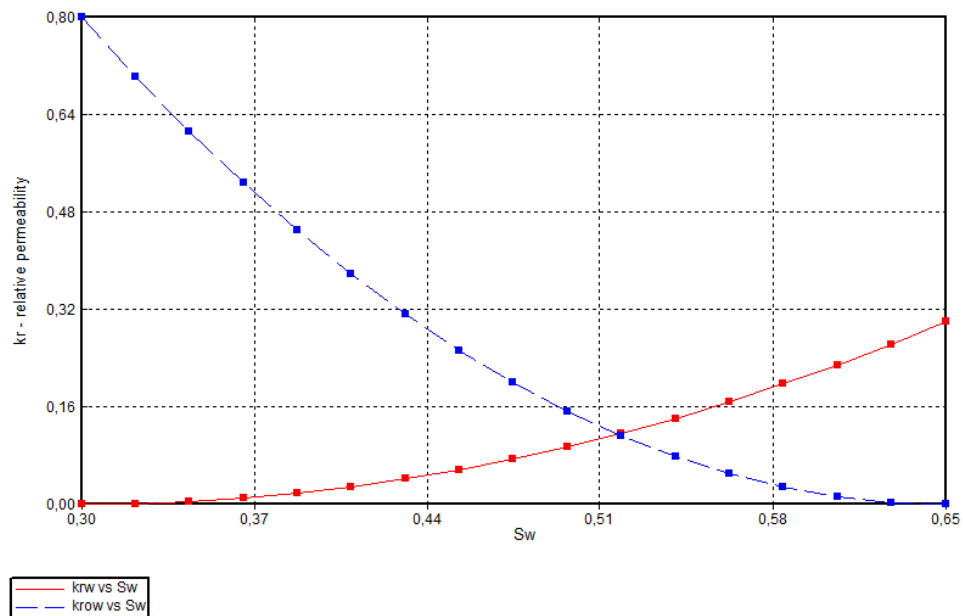
propio de un aceite negro de 12 °API y gas en solución en función de la presión, Figura 10 y Figura 11 respectivamente.

Tabla 6: Endpoint de la curva de permeabilidad.

End Point	Valor
Saturación de Agua Connata (SWCON)	0.3
Saturación de agua Crítica (SWCRIT)	0.3
Saturación de aceite irreducible al agua (SOIRW)	0.35
Saturación de aceite residual al agua (SORW)*	0.35
Saturación de aceite irreducible al gas (SOIRG)	0.2
Saturación de aceite residual al agua (SORG)*	0.2
Saturación de gas Connata (SGCON)	0
Saturación de gas crítica (SGCRIT)	0.1
Permeabilidad Relativa del agua @SORW (KRWIRO)	0.3
Permeabilidad relativa del aceite @SWCON (KROCW)	0.9

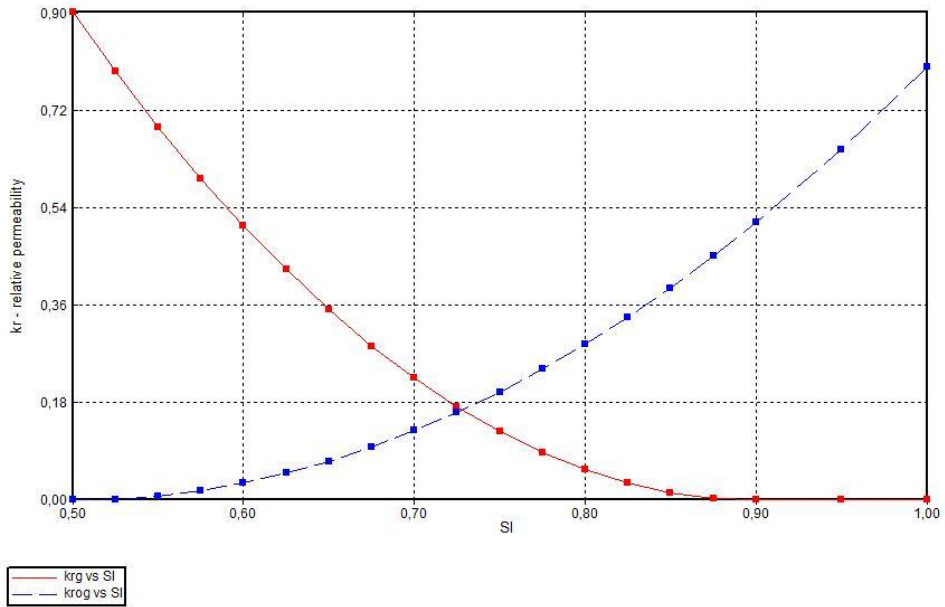
Fuente: Autores.

Figura 6: Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite.



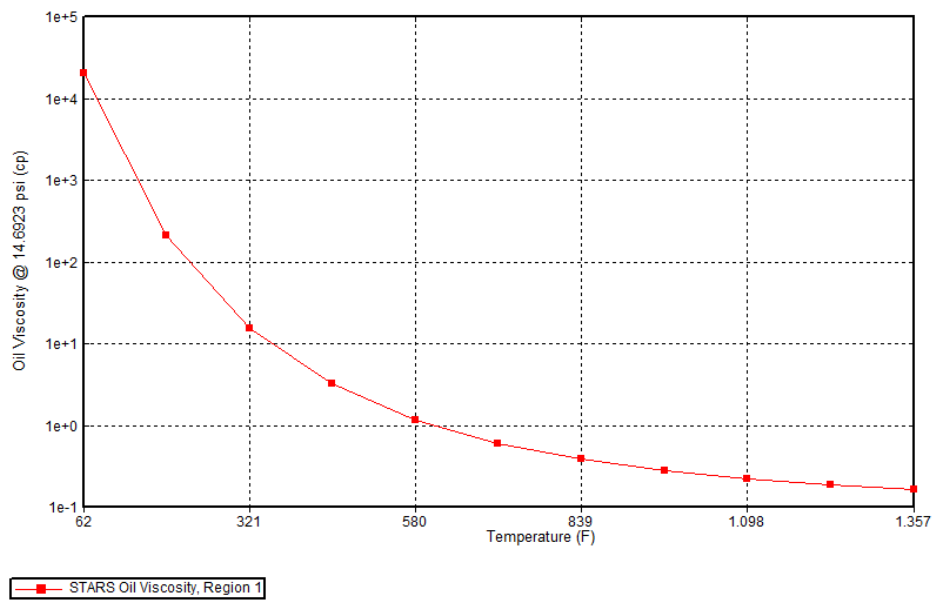
Fuente: Computer Modeling Group (CMG), Builder.

Figura 7: Curvas de permeabilidad relativa gas-líquido.



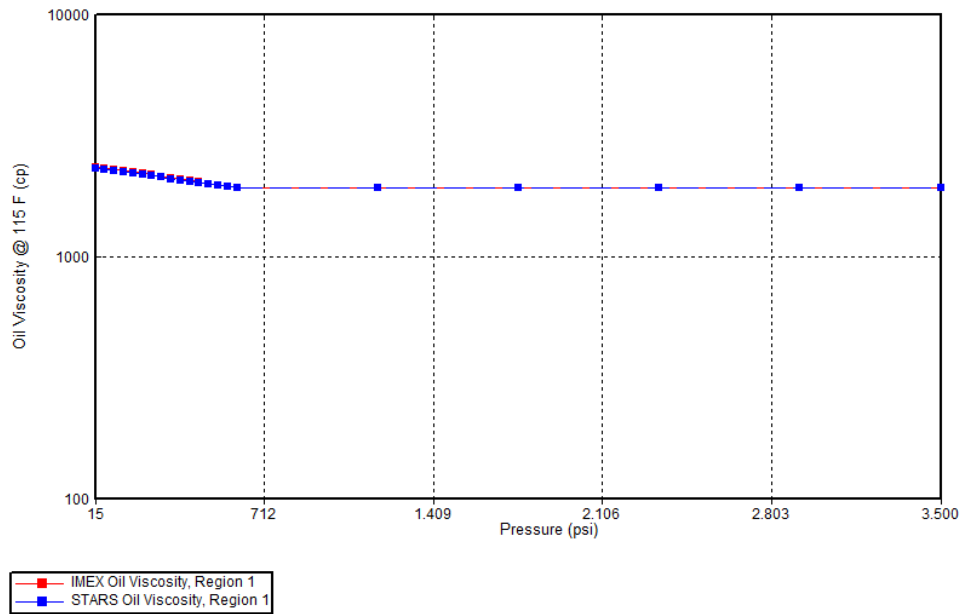
Fuente: Computer Modeling Group (CMG), Builder.

Figura 8: Viscosidad vs Temperatura para crudo vivo.



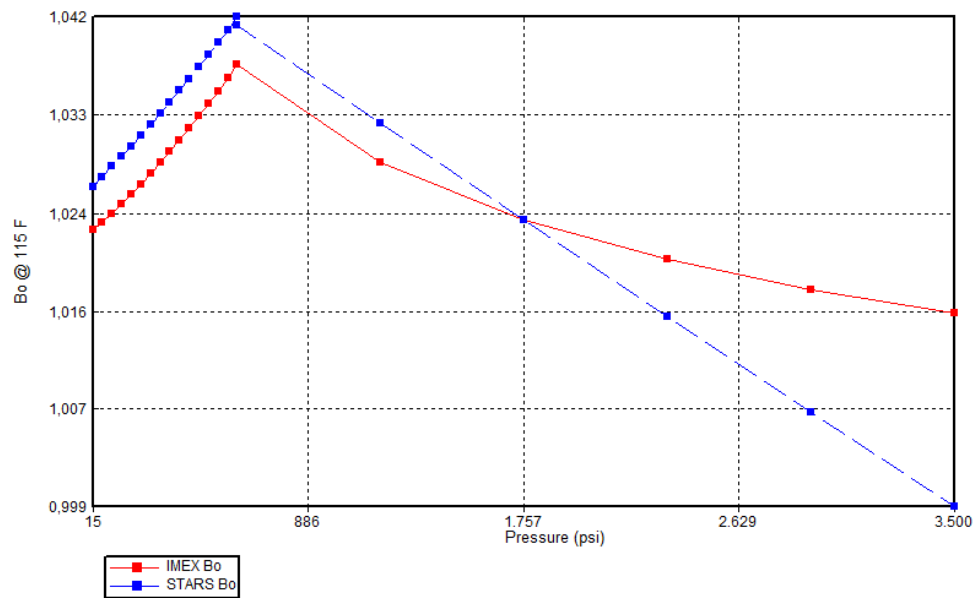
Fuente: Computer Modeling Group (CMG), Builder.

Figura 9: Viscosidad vs Presión.



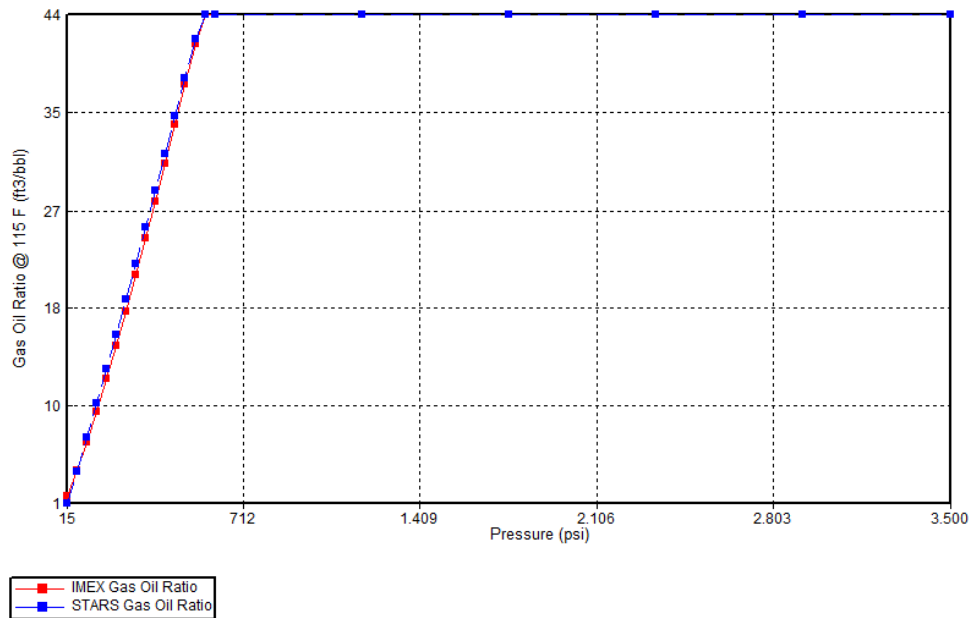
Fuente: Computer Modeling Group (CMG), Builder.

Figura 10: Factor volumétrico de formación vs Presión.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG), Builder.

Figura 11: Gas en Solución vs Presión.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG), Builder.

2.1.3 Modelo Geomecánico

Otro componente importante en el desarrollo de un modelo de simulación es el modelo geomecánico, el cual considera el estado de esfuerzos inicial, los criterios de falla y las variaciones en el estado de esfuerzo debido a la inyección y extracción de fluidos del yacimiento, además de los esfuerzos inducidos por los cambios de temperatura. La consideración de estas variables es importante debido a que los esfuerzos pueden afectar la porosidad y permeabilidad del yacimiento, cambiando de esta manera las condiciones de flujo del petróleo y el gas en el proceso de inyección de vapor.

Inicialmente debe definirse el número de dimensiones comprendidas por la geomecánica y el grado de acoplamiento entre el módulo geomecánico y de flujo. En este caso se selecciona geomecánica 3D y un acoplamiento de dos vías, lo cual significa que todos los cambios geomecánicos, de porosidad y permeabilidad serán utilizados para el cálculo en el módulo de flujo del simulador.

Una vez establecidos los anteriores valores, se crean los tipos de rocas con geomecánica, en esta caso una sola, en la cual se establecen los diferentes parámetros geomecánicos observados en la Tabla 8, los cuales están basados en datos obtenidos de la formación Berea²⁶, localizada en el estado de Kentucky, EE.UU. La formación Berea se encuentra ubicada a una profundidad de 2000 pies y tiene características muy similares a las rocas almacén del Valle Medio del Magdalena. Adicionalmente debe seleccionarse el modelo de falla empleado por el simulador, en este caso se selecciona el modelo de Mohr-Coulomb, debido a que se modela un comportamiento elástico-plástico de la arena productora.

Finalmente, se debe especificar el estado de esfuerzos iniciales en cada una de las direcciones, los cuales deben ser introducidos a través del archivo de texto del modelo de simulación. La Tabla 7 muestra el estado de esfuerzos iniciales para las diferentes capas del modelo de simulación. Los esfuerzos horizontales se establecieron mediante la Ecuación 9, deducida por SafdarKhan²⁷, en esta ecuación α es el coeficiente de poroelasticidad de Biot's, y $K_o = \frac{\nu}{1-\nu}$, donde ν es la relación de Poisson.

$$\sigma_h = k_0(\sigma_v - \alpha * P_p) + \alpha * P_p$$

Ecuación 9

De mismo modo los esfuerzos verticales iniciales se definieron de acuerdo a los esfuerzos de sobrecarga, a través de la Ecuación 10, donde la densidad de la roca (ρ_{roca}), está dada en lb/gal y h es la profundidad en pies donde se realizara el cálculo del estado de esfuerzos.

$$\sigma_v = 0.052 * \rho_{roca} * h \text{ (psi)}$$

Ecuación 10

²⁶FJAER, E. et Al. "Petroleum Related Rock Mechanics".2nd Edition. Oxford. Elsevier. 2008. Page 438.

²⁷KHAN, Safdar.Caprock Integrity Analysis in Thermal Operations: An Integrated Geomechanics Approach. WHOC11-609.

Tabla 7: Esfuerzos horizontales y verticales iniciales.

CAPA	σ_v (psi)	σ_h (psi)	CAPA	σ_v (psi)	σ_h (psi)
1	2000	1400	9	2050.72	1416.91
2	2006.34	1402.11	10	2057.06	1419.02
3	2012.68	1404.23	11	2063.4	1421.13
4	2019.02	1406.34	12	2069.74	1423.25
5	2025.36	1408.45	13	2076.08	1425.36
6	2031.7	1410.57	14	2082.42	1427.47
7	2038.04	1412.68	15	2088.76	1429.59
8	2044.38	1414.79			

Fuente: Autores.

Tabla 8: Parámetros geomecánicos.

PROPIEDAD	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
Módulo de Young	E	500000	psi
Cohesión de la roca	S_o	350	psi
Coe. Expansión térmica	Coexter.	7.22 x10⁻⁶	1/°F
Angulo de fricción	φ	30	Grados
Coefficiente de Biot's	A	1	Adimensional
Relación de Poisson	Σ	0.25	Adimensional
Densidad de roca	P	18.2	lb/gal

Fuente: Autores.

De acuerdo a Fjaer²⁸, el coeficiente de Biot's es aproximadamente 1 para medios altamente porosos como las rocas sedimentarias, y una buena relación de Poisson es 0.25 para este tipo de materiales.

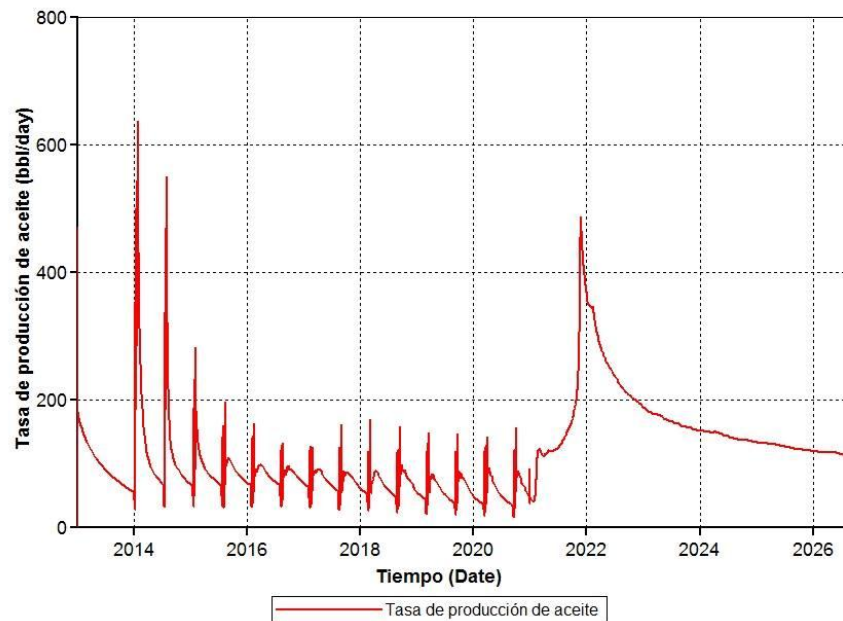
²⁸Ibid 14. Page 32.

2.1.4 Esquema de Explotación

Luego de realizar varias sensibilidades a las condiciones operacionales para el modelo de simulación conceptual, se determinaron las condiciones más apropiadas para la explotación del modelo bajo las condiciones actuales; es importante resaltar que el proceso de estudio es la inyección continua de vapor y no las etapas previas de explotación del yacimiento; las cuales son simuladas pero no constituyen el objetivo principal del estudio.

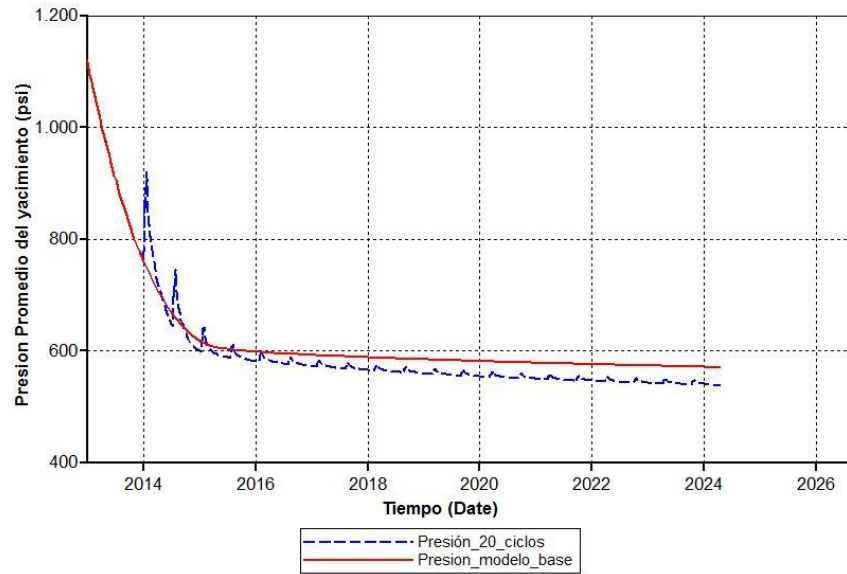
Debido a la alta viscosidad del crudo a condiciones de yacimiento, se implementa solo un año de explotación en frío, posteriormente se inicia la estimulación cíclica con vapor en cada uno de los pozos exteriores del patrón; para lo anterior se considera que existe un solo generador móvil que rota por cada uno de los pozos, es decir, se realiza la etapa de inyección de vapor en un pozo a la vez. La Tabla 9 muestra las condiciones operacionales de los pozos productores e inyectores del modelo.

Figura 12: Tasa de Producción de aceite modelo base.



Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

Figura 13: Presión Promedio del Yacimiento para 20 ciclos y caso base.



Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

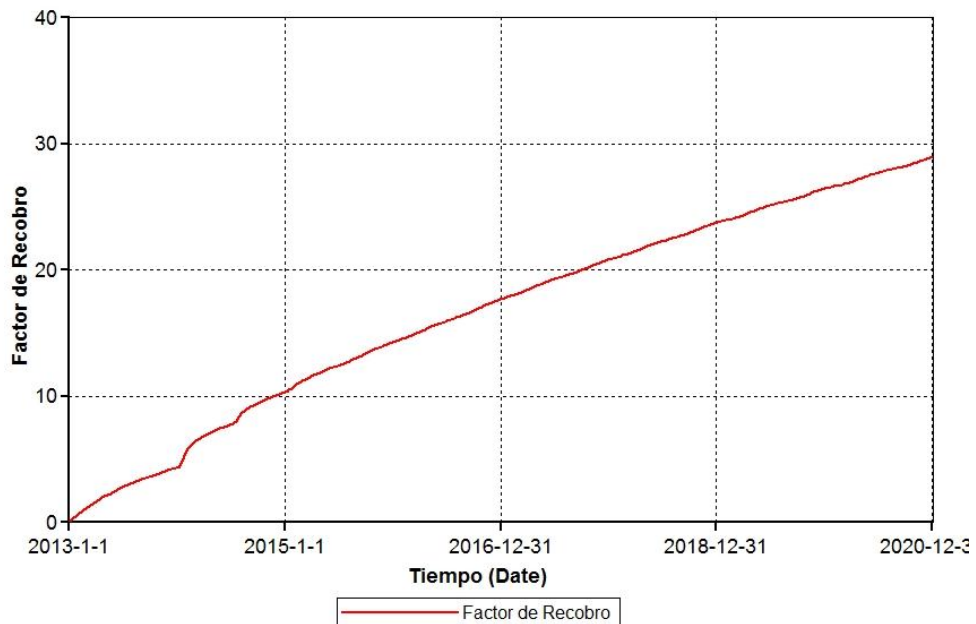
Tabla 9: Condiciones operacionales de los pozos inyector y productores.

Pozos Productores	
Propiedad	Valor
Presión de fondo de pozo (BHP)	500 psi
Tasa de líquidos máxima	1500 BPD
Pozos inyector	
Tasa de inyección	1600 BCWED
Presión de inyección	1300 psi
Calidad del vapor	0.6

Fuente: Autores.

Debido a la rotación del generador de vapor, los picos de la etapa de producción para cada uno de los ciclos no están definidos claramente. Sin embargo es evidente la reducción en la eficiencia de cada ciclo aplicado, tal como se muestra en la Figura 12.

Figura 14: Factor de recobro posterior a la producción en frío y estimulación cíclica.

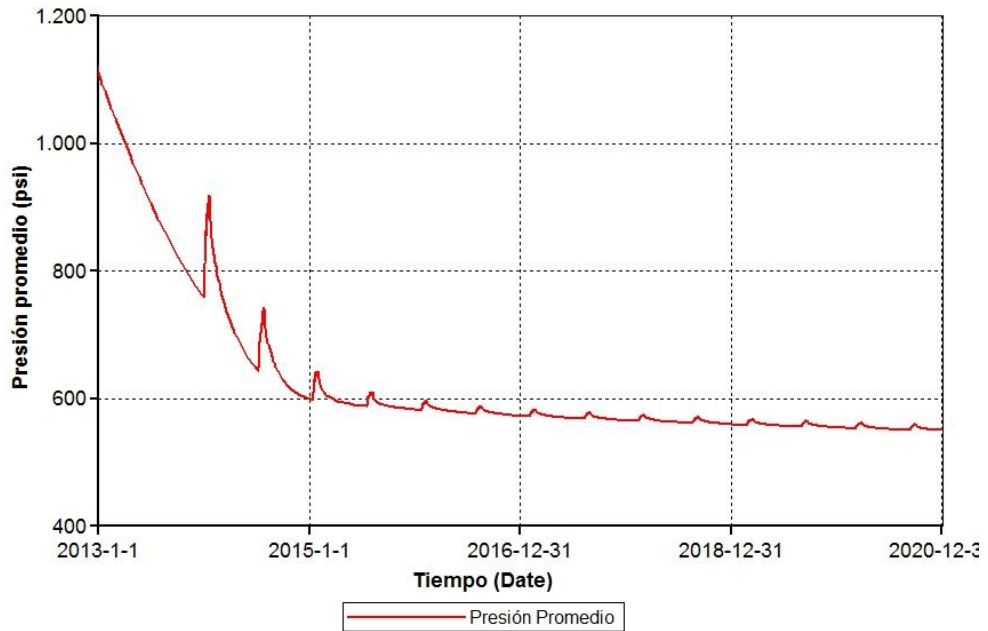


Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

Es importante resaltar que el factor de recobro mostrado en la Figura 14 corresponde a la recuperación de las reservas demarcadas por el sector que encierran los cuatro pozos productores, por lo cual, el aporte de fluidos hidrocarburos de zonas externas al patrón de pozos inciden en el incremento relativo del valor del factor de recobro, y por ende al final de la estimulación cíclica se tiene un factor de recobro cercano al 30%.

La Figura 15 muestra el comportamiento de la presión promedio del yacimiento, la cual se estabiliza en un valor muy cercano a la presión de burbuja, en el cual los ciclos cuatro y posteriores no tienen mayor efecto sobre la presión promedio del modelo.

Figura 15: Presión promedio del yacimiento.



Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

2.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL MODELO BASE

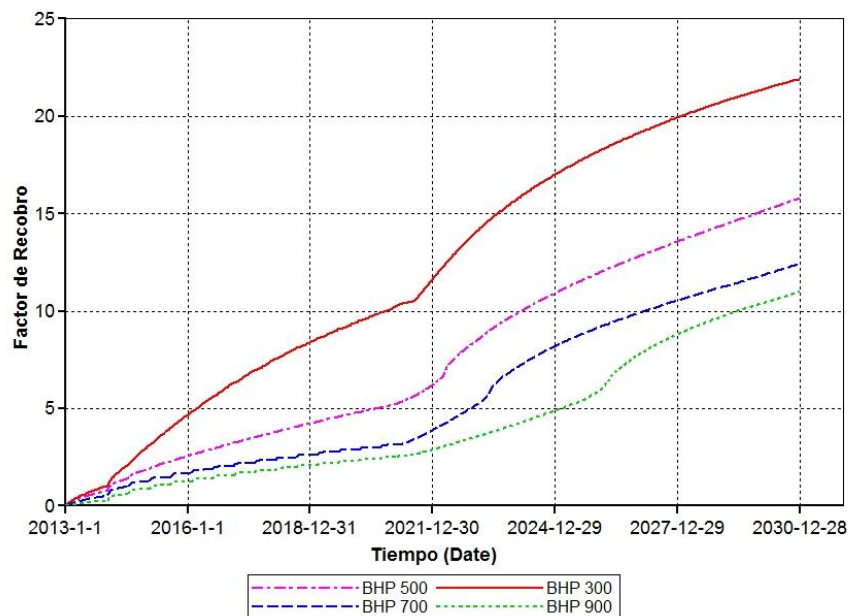
Antes de obtener el modelo base ajustado, fue necesario realizar un análisis de sensibilidad de diversos criterios con el fin de determinar el modelo de simulación más adecuado para el trabajo actual. En primera instancia se determina la presión de fondo fluyendo de los pozos productores y posteriormente se sensibiliza el número de ciclos de estimulación antes de la inyección continua de vapor.

El grado de discretización del modelo de simulación se define con base en trabajos de simulación de yacimientos realizados anteriormente, de los cuales concluyen que el grado de discretización afecta principalmente el tiempo de cómputo empleado en la simulación; sin embargo, una discretización muy fina del modelo, implicaría tiempos de cómputo muy grandes debido los cálculos geomecánicos.

La Figura 16 muestra el comportamiento del factor de recobro bajo diversas presiones de fondo fluyendo, en este caso se consideran presiones de 300, 500, 700 y 900 psi para los pozos productores; de igual manera la Figura 17 muestra el comportamiento de la presión promedio de yacimiento bajo los diversos escenarios planteados. A medida que la presión de fondo disminuye, el factor de recobro aumenta significativamente, sin embargo, la presión promedio del modelo también disminuye, cayendo en algunos casos por debajo de la presión de burbuja del fluido antes de implementar el proceso de Inyección continua de vapor.

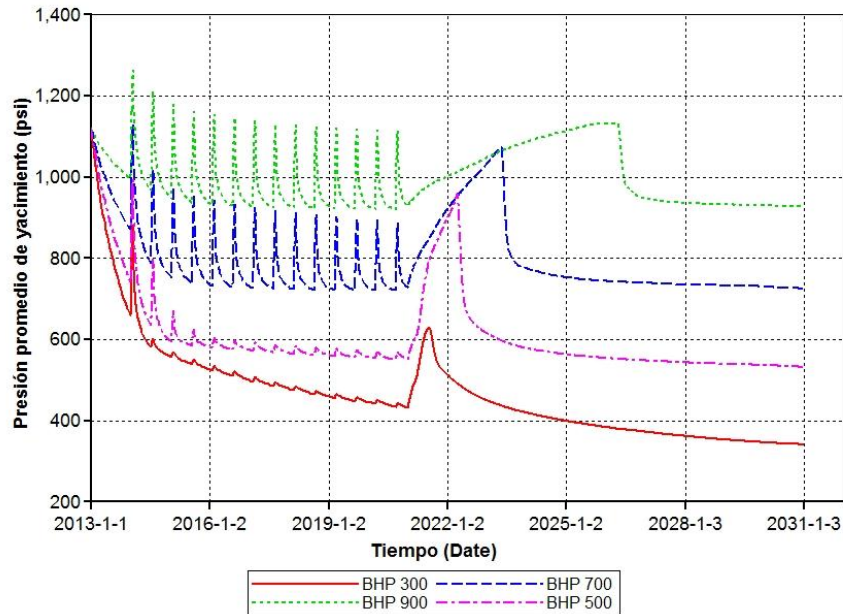
Con base en lo anterior, una presión de fondo fluyendo de 500 psi representa un escenario intermedio entre un factor de recobro aceptable y un manteamiento de presión del modelo con el fin de tener energía suficiente durante el proceso de inyección continua de vapor y de esta manera evitar una posible capa de gas que permitiría una canalización severa del vapor.

Figura 16: Sensibilidad presión de fondo fluyendo en términos de Factor de Recobro.



Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

Figura 17: Sensibilidad presión de fondo fluyendo en términos de presión de yacimiento.

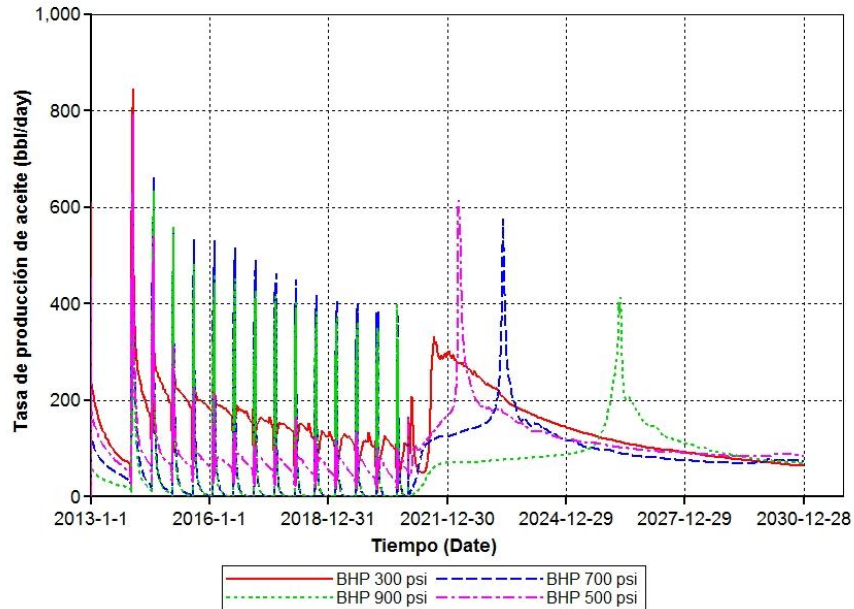


Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

La Figura 18 muestra la tasa de producción de aceite para los diferentes escenarios de producción anteriormente planteados, de la cual se observa que a mayor presión de fondo en los pozos productores, más tiempo toma la ruptura del vapor durante la etapa de inyección continua (pico de producción) debido a que el vapor se expande más lentamente ya que existe menos caída de presión entre los pozos productores y el pozo inyector; de igual manera la reducción en la tasa de producción de aceite es directamente proporcional a la presión de fondo del yacimiento.

Varios trabajos previos en el área de simulación de yacimientos han realizado el análisis de sensibilidad de la presión y tasa de inyección para crudos de características muy similares, típicamente se implementa la mayor tasa de inyección que reciba el yacimiento, la cual está limitada por las restricciones operacionales del generador, es decir la capacidad y presión operacional del mismo.

Figura 18: Sensibilidad presión de fondo fluyendo en términos de tasa de producción.



Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

Desde el punto de vista termodinámico es conveniente inyectar el vapor a la menor presión posible, con el fin de alcanzar mayor calor latente de vaporización, sin embargo debe existir una diferencia de presión entre el yacimiento y el pozo inyector con el fin de conseguir inyectividad. En el presente trabajo se implementa una diferencia de presión de 520 psi respecto a la presión del yacimiento en el momento de iniciar los ciclos de estimulación, con lo cual la presión de inyección es 1200 psi, valor que se encuentra entre los límites operacionales de los generadores disponibles comercialmente.

3 CALIBRACIÓN GEOMECÁNICA

A continuación se analiza el impacto de los diferentes parámetros geomecánicos sobre las condiciones de flujo del modelo de simulación, para lo anterior se utiliza el software Enhance & Accelerate Sensitivity Analysis, History Matching, Optimization & Uncertainty Analysis (CMOST) de la compañía CMG. Un análisis de sensibilidad de los diversos parámetros geomecánicos es importante con el fin de determinar las variables de mayor influencia sobre el proceso de inyección de vapor, para ello se utiliza como criterio fundamental el factor de recobro obtenido al final del proceso.

3.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS GEOMECÁNICOS

Debido a que no se cuenta con pruebas de laboratorio que determinen los diversos parámetros geomecánicos utilizados en el presente estudio, un rango de tolerancia debe establecerse para cada uno de estos valores, con el fin de considerar diversos escenarios de explotación y su correspondiente impacto sobre la efectividad del proceso térmico de recobro mejorado.

La Tabla 8 muestra los diversos parámetros geomecánicos utilizados en el modelo base, los cuales corresponden a datos deducidos por interpolación de profundidades de la formación Berea²⁹.

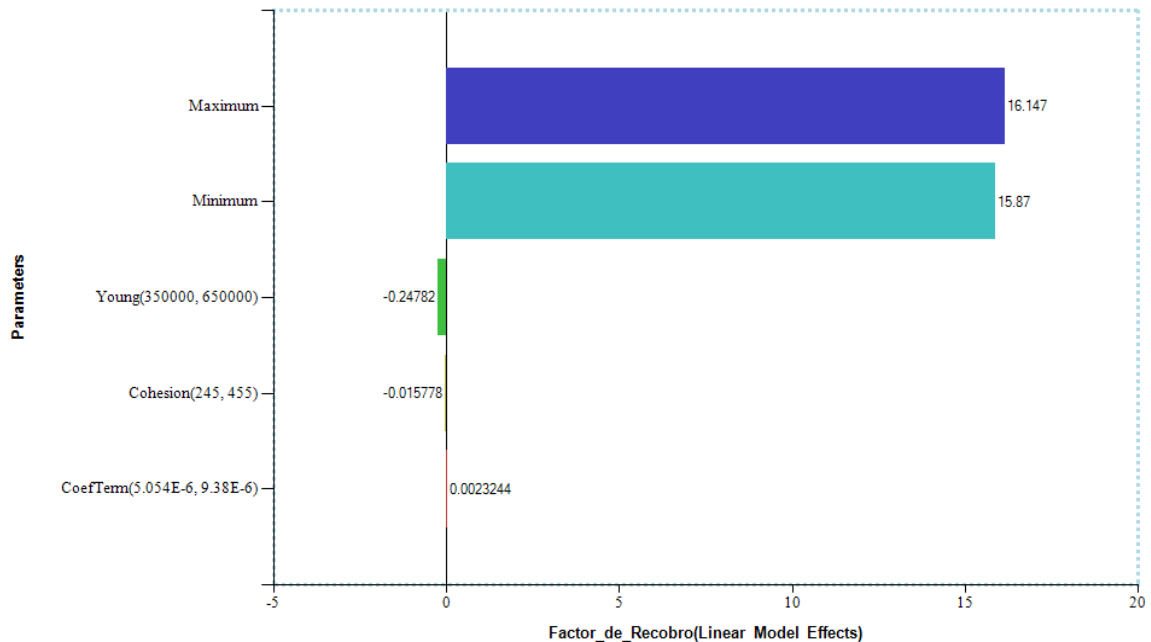
3.1.1 Efectos sobre el factor de recobro

Con el fin de establecer la relevancia de cada parámetro geomecánico se utiliza el software CMOST de la compañía CMG, considerando un rango de variación de hasta el 30% en cada uno de los parámetros geomecánicos utilizados (ver Tabla 10), manteniendo constante el escenario de explotación e inyección de los pozos.

²⁹ Ibid 26. Page 52

La Figura 19 muestra el diagrama tornado resultado del análisis de sensibilidad realizado por el software CMOST de CMG, del cual se observa el impacto poco significativo de los diversos parámetros geomecánicos de la roca simulada sobre el factor de recobro.

Figura 19: Diagrama tornado de análisis de sensibilidad de parámetros geomecánicos.



Fuente: Enhance & Accelerate Sensitivity Analysis, History Matching, Optimization & Uncertainty Analysis (Cmost). CMG 2012.

Tras un incremento del módulo de Young de 3500000 a 650000 psi, el factor de recobro se reduce en un 0.24%, lo cual se debe al aumento de la rigidez del material, es decir, al incrementar el módulo de Young se requerirá una mayor variación en el estado de esfuerzos para obtener una deformación dada. Un incremento módulo de Young, es equivalente a decir que el comportamiento elástico del material es aún menor, es por esto, el riesgo de falla se hace aún mayor. Aunque se aumente la probabilidad de riesgo de falla, las propiedades del medio poroso tales como la porosidad y permeabilidad presentaran una tendencia a disminuir porque la roca se encuentra aún en un comportamiento elástico, que es lo que justifica la pequeña disminución del factor de recobro. La deformación

de la roca está directamente relacionada con el cambio de porosidad, y del mismo modo con el cambio de permeabilidad del medio poroso. De acuerdo al volumen original de hidrocarburos en sitio, un 0.24% representan 10202 Bbl de hidrocarburo líquido a condiciones de superficie.

Los parámetros restantes no presentan gran influencia sobre el factor de recobro de acuerdo a los resultados obtenidos, lo anterior debido a que el incremento en los esfuerzos térmicos (coeficiente de expansión térmica) no son lo suficientemente significativos para alcanzar la envolvente de falla (cohesión), esto debido a que la dilatación producto de aumento de temperatura no es lo suficientemente grande para provocar variaciones en el volumen de la roca evitando modificación relevantes de la porosidad y permeabilidad del modelo.

Tabla 10: Rango de parámetros geomecánicos evaluados.

	Módulo de Young [Psi]	Coefficiente de Expansión Térmica[1/°F]	Cohesión [Psi]
Bajo	350000	5.05 E-06	255
Base	500000	7.22 E-06	350
Alto	650000	9.38 E-06	455

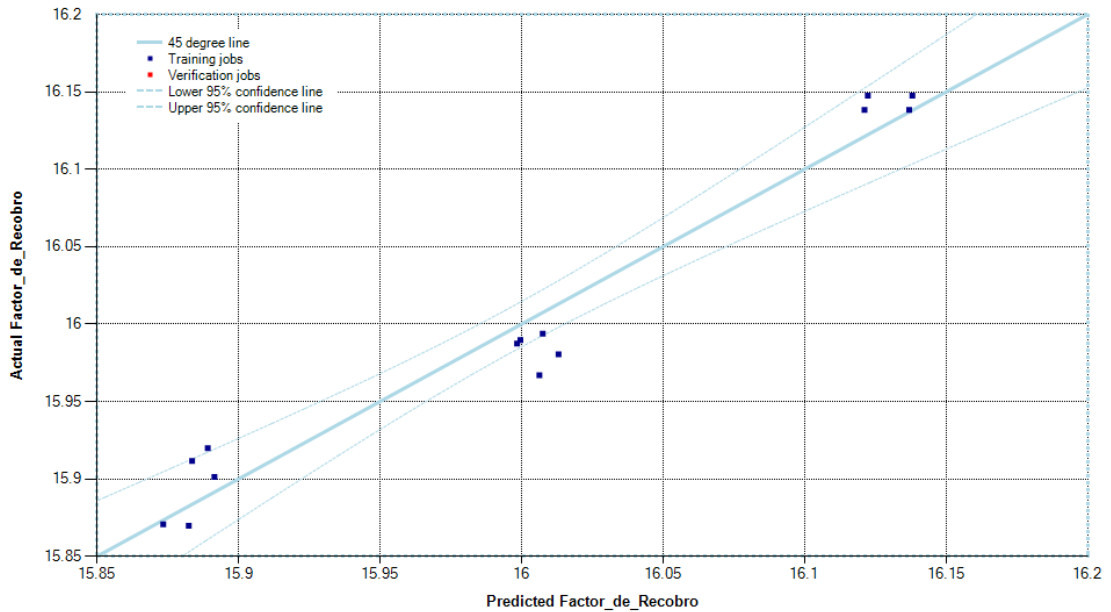
Fuente: Autores.

La Figura 20 muestra la superficie de respuesta de la correlación obtenida a partir del análisis de sensibilidad efectuado a través de la herramienta CMOST, a partir de la cual se puede determinar el factor de recobro esperado para el modelo de simulación actual, bajo las mismas condiciones operacionales establecidas, sin necesidad de realizar la simulación respectiva, siempre y cuando los valores evaluados de módulo de Young, cohesión y coeficiente de expansión térmica se encuentren entre los rangos fijados anteriormente.

$$R = 16.44175 - 8.260541 \times 10^{-7} * Young + 537.3008 * CoefTerm - 7.513173 \times 10^{-5} * Cohesion$$

Ecuación 11

Figura 20: Superficie de respuesta análisis de sensibilidad factor de recobro.



Fuente: Enhance & Accelerate Sensitivity Analysis, History Matching, Optimization & Uncertainty Analysis (Cmost). CMG 2012.

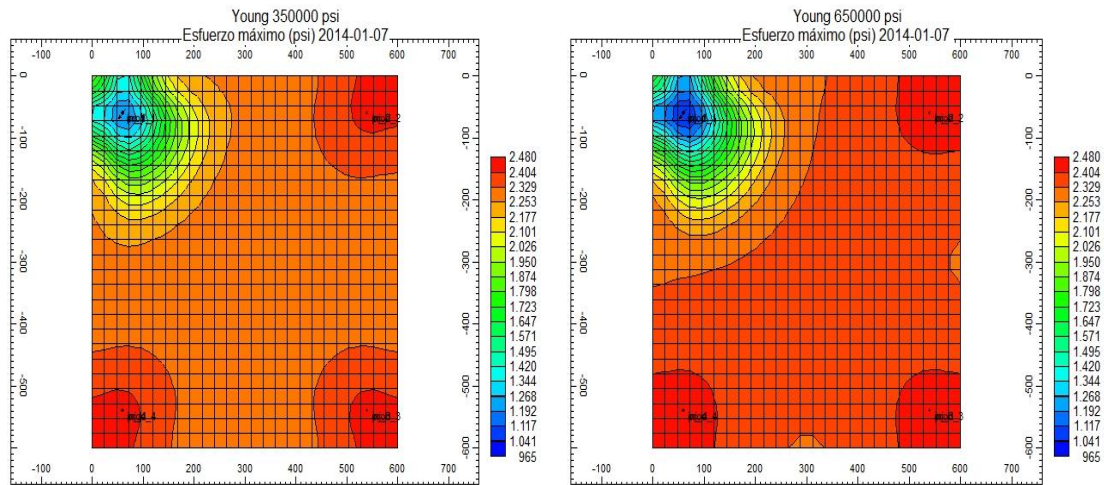
3.1.2 Efecto sobre el estado de esfuerzos

La Figura 21 muestra las diferencias en el estado de esfuerzos entre el modelo con un módulo de Young de 650000 psi y un módulo de Young de 350000 psi. Se observa que en términos generales que a mayor módulo de Young se requieren mayores esfuerzos efectivos para alcanzar una deformación dada, fenómeno que ocurre en un radio mayor al radio de calentamiento.

Sin embargo para un radio menor al del radio del calentamiento se presentan mayores esfuerzos para módulos de Young bajos, este comportamiento se da como respuesta a cambios de temperatura de un material dúctil ($E=350000$ Psi), el cual alcanza mayores deformaciones producto del aumento de temperatura y presión, causando aumentos en los esfuerzos in situ. Caso contrario a lo que ocurre con un material frágil ($E=650000$), los cuales sufren deformaciones pero no

lo suficientemente significativa para superarlos los esfuerzos producidos en un material dúctil.

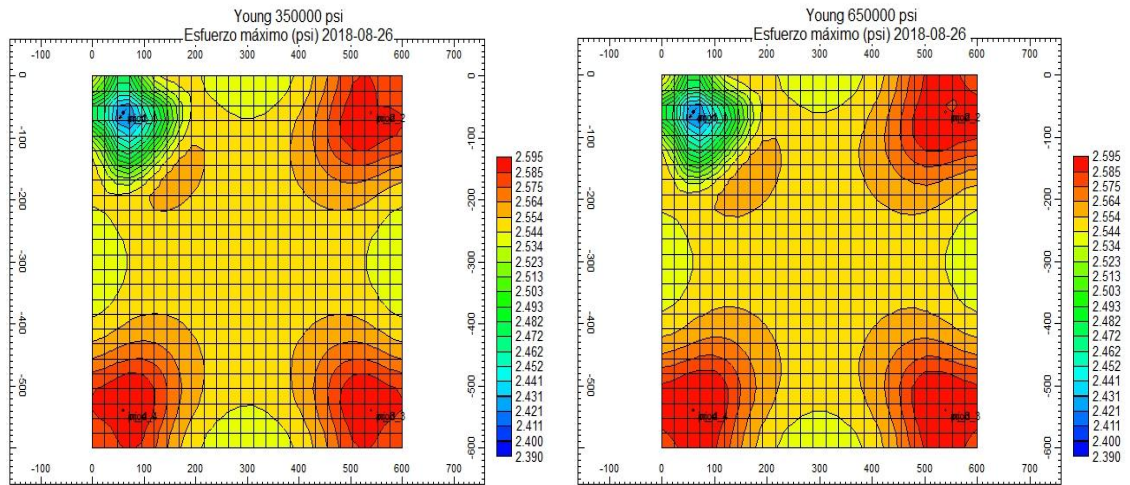
Figura 21: Diferencia en el estado de esfuerzos al final del primer ciclo.



Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

La Figura 22 muestra la diferencia en el estado de esfuerzos al final del décimo ciclo, del cual se evidencia en que los efectos térmicos sobre el estado de esfuerzos son menos significativos en relación al efecto del módulo de Young, debido principalmente al incremento local de la temperatura en las inmediaciones de los pozos (Ecuación 2).

Figura 22: Diferencia en el estado de esfuerzos al final del ciclo 10.



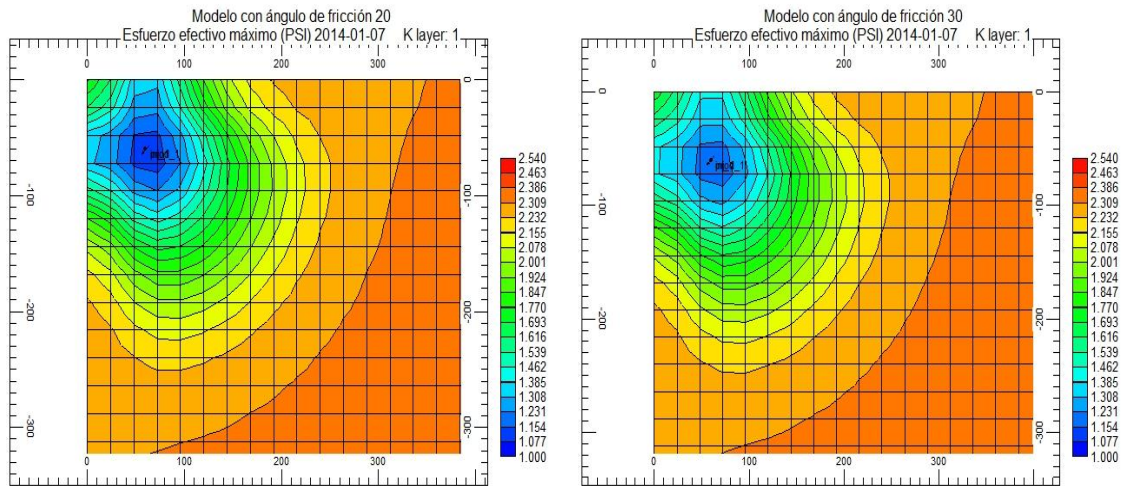
Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

3.1.3 Efecto del ángulo de fricción interno del modelo de falla

El ángulo de fricción interno del modelo de falla influye directamente sobre el esfuerzo de cizallamiento necesario para alcanzar la envolvente de falla. Por lo anterior no deberían observarse mayores cambios en el estado de esfuerzos a no ser que dicho valor alcance el valor crítico y el material alcance la región plástica.

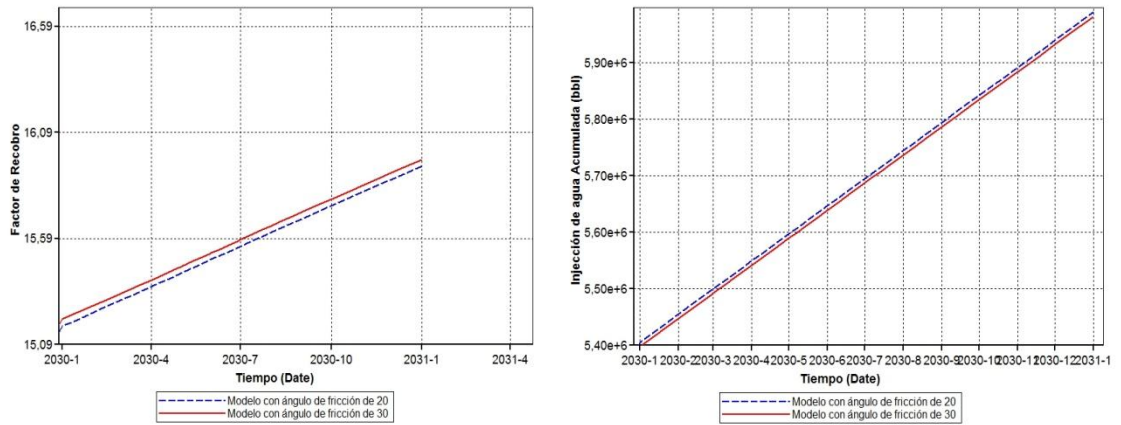
Como puede observarse en la Figura 23, no existen diferencias significativas entre los estados de esfuerzos para diferentes valores del ángulo de fricción, sin embargo se aprecian algunas diferencias en los resultados de simulación en términos de factor de recobro y cantidad de vapor inyectado durante la etapa de inyección continua; en la Figura 24 se puede apreciar que entre mayor sea el ángulo de fricción interna, los esfuerzos efectivos serán relativamente mayores al momento de la inyección de fluidos.

Figura 23: Comparación del Modelo para Ángulos de Fricción de 20 y 30.



Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

Figura 24: Factor de recobro e inyección de agua para Ángulos de Fricción de 20 y 30.



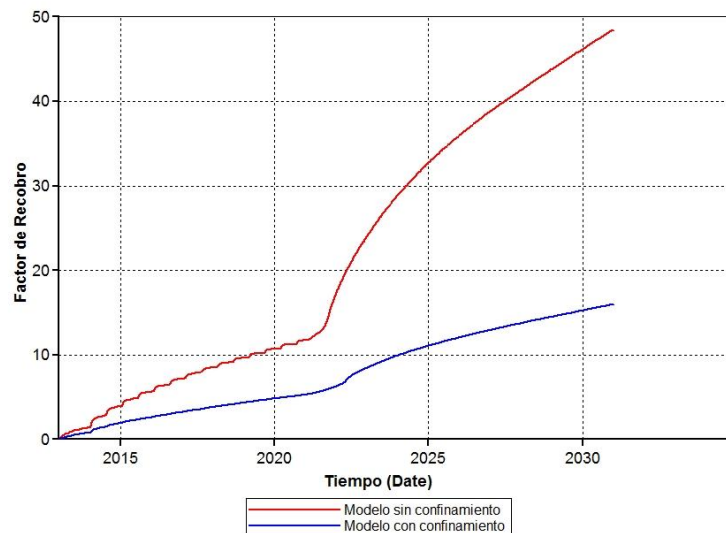
Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

3.1.4 Efecto del confinamiento

El confinamiento de un modelo de simulación es una forma de incorporar el efecto de la porción restante del yacimiento sobre el modelo de simulación, principalmente en términos de mantenimiento de presión y aporte de fluidos al sector simulado. Lo anterior se realiza con el fin de no incorporar del todo el yacimiento como un modelo de simulación si no solamente el sector de interés.

La Figura 25 muestra el comportamiento del factor de recobro para el modelo confinado y el modelo sin confinamiento, como puede apreciarse, aparentemente el proceso es mucho más efectivo en un modelo sin confinamiento, sin embargo debe considerarse que el modelo sin confinamiento tiene una menor cantidad hidrocarburos in situ; a pesar de tener una menor producción acumulada de hidrocarburos, alcanza una un mayor factor de recobro debido varias razones que se exponen a continuación.

Figura 25: Factor de recobro modelo confinado y no confinado.

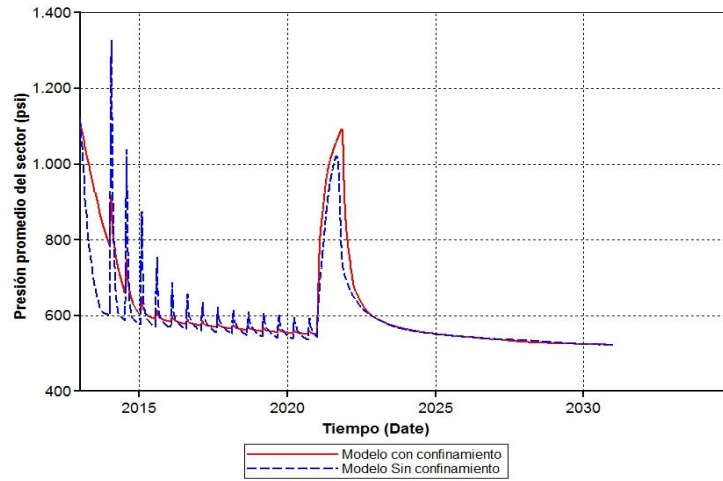


Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

En primera instancia la mayoría de reservas del modelo no confinado se encuentran dentro del radio de drenaje de los cuatro pozos productores, caso contrario en el modelo con confinamiento, donde gran cantidad de hidrocarburos se encuentran en el anillo destinado para tal fin y no se mueven hacia los pozos productores. Por otra parte el comportamiento de la presión promedio de yacimiento tiene un comportamiento similar en la etapa de inyección continua para ambos modelos, debido a que las condiciones operacionales (presión de fondo fluyendo) de los pozos se mantuvieron constantes (ver Figura 26).

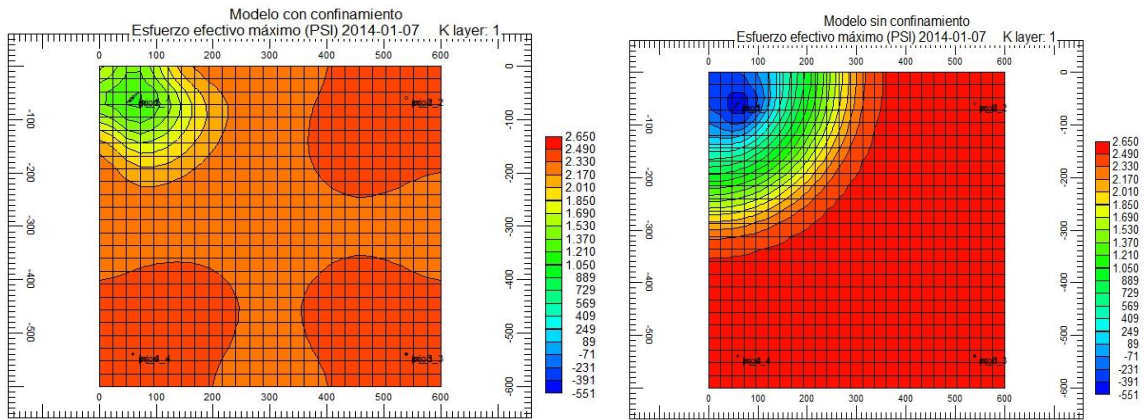
Finalmente el comportamiento geomecánico del modelo varía considerablemente, la Figura 27 muestra la distribución de los efectos esfuerzos efectivos máximos una vez finalizado el primer ciclo de inyección. El anillo de confinamiento provoca una propagación menos drástica de los efectos en los cambios en la presión de poro (pozo estimulado); debido a que éste aporta fluidos y contribuye al mantenimiento de presión al modelo de simulación, de modo que cuando ocurra la inyección del vapor, la presión de poro no aumenta simultáneamente. Caso contrario a lo que ocurre con el modelo que no posee anillo de confinamiento, el cual presenta un aumento de presión de poro abruptamente provocando cambios en los esfuerzos in situ severos, debido a que no cuenta con fluidos que contribuyan a su mantenimiento de presión.

Figura 26: Presión promedio de yacimiento con y sin confinamiento.



Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

Figura 27: Esfuerzos efectivos máximos modelo con confinamiento y sin confinamiento.

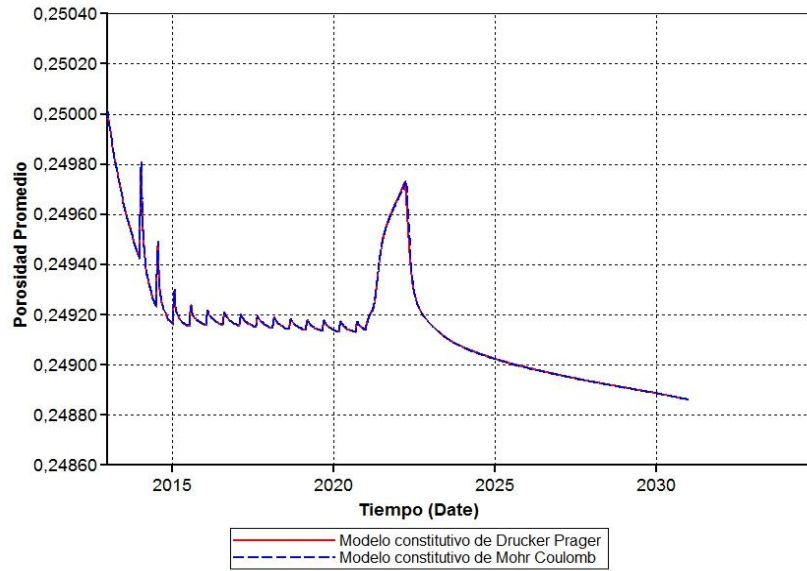


Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

3.2 COMPARACIÓN DE MODELOS CONSTITUTIVOS DE FALLA DE DRUKER-PRAGER Y MOHR COULOMB

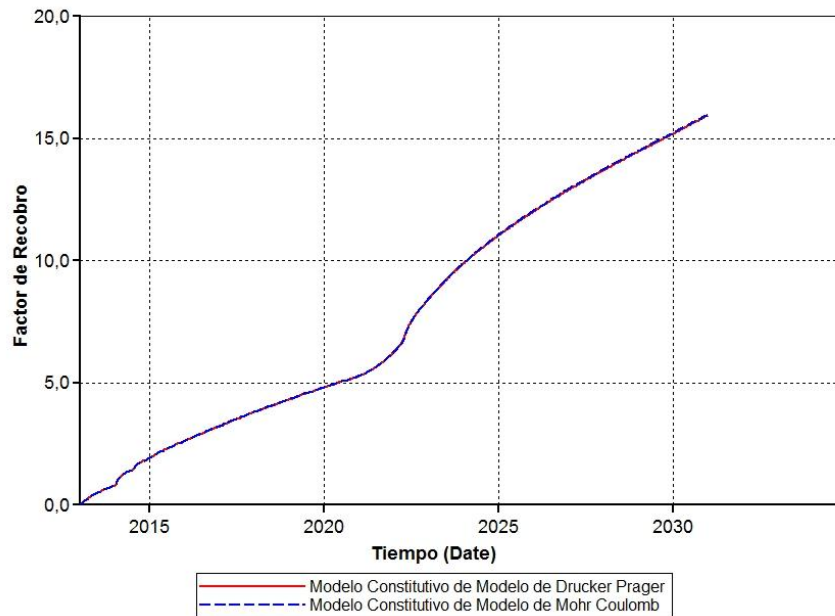
Diferencias poco significativas pueden encontrarse en la implementación de cualquiera de los dos modelos constitutivos, ambos modelos tienen como resultado cambios de porosidad muy similares (ver Figura 28), por lo cual la permeabilidad y el factor de recobro tienen valores similares en ambos casos, debido a que los modelos no alcanzan condiciones críticas cercanas al fallamiento por cizalla de la roca. Los picos de porosidad se presentan al momento de la inyección de vapor porque es el momento donde se alcanzan las mayores temperaturas originando la mayor cantidad de esfuerzos térmicos que contrarrestan el efecto de dilatación de la roca. Al comenzar la etapa de producción, estos esfuerzos térmicos van lentamente regresando al estado inicial y es por esto que la porosidad presenta una tendencia de disminución, esto para la inyección cíclica por vapor. En la etapa continua, la porosidad aumenta hasta que se presenta la ruptura del vapor, de ese instante en adelante presentará una tendencia a disminuir, debido al comportamiento similar anteriormente explicado. Aunque el criterio de falla de Mohr-Coulomb no incluye el esfuerzo principal intermedio σ_2 y el criterio de Drucker-Prager sí, los resultados similares radican en la suposición que hace estos modelos de igualar el esfuerzo principal intermedio a los esfuerzos principales máximos o mínimos con el fin de facilitar el uso del modelo y disminuir el tiempo de cómputo para llegar a sus respectivas predicciones. Por otro lado, dado las diferencias intrínsecas de los modelos, se puede dar el caso que, mientras el criterio de falla de Mohr-Coulomb considere un elemento en un estado ya plástico, el criterio de Drucker-Prager podría considerarlo todavía en el régimen elástico o viceversa.

Figura 28: Porosidad promedio de los modelos de Druker-Prager y Mohr Coulomb.



Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

Figura 29: Factor de Recobro de los modelos de Druker-Prager y Mohr Coulomb.



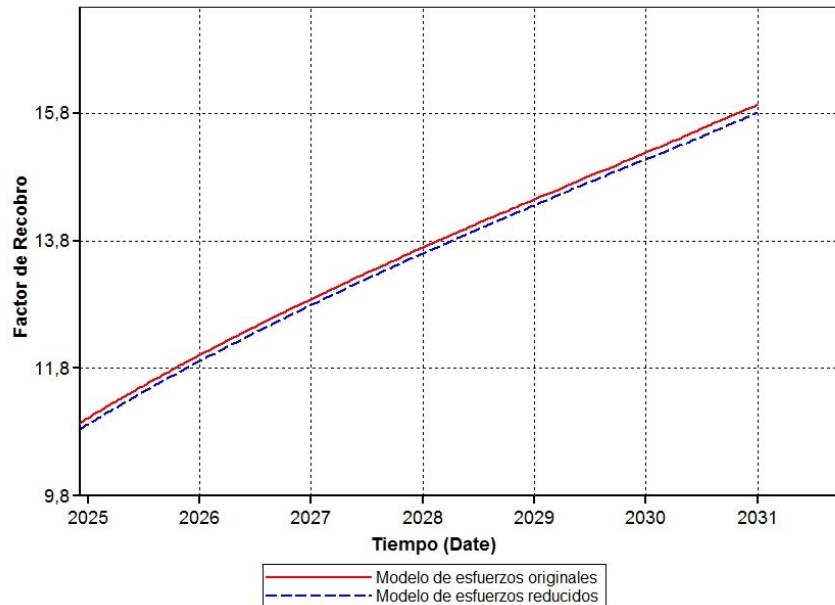
Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

3.3 EFECTO DEL ESTADO DE ESFUERZO INICIAL

A continuación se considera el efecto de la variación en el estado inicial de esfuerzos, para ello se disminuye el estado inicial de esfuerzos en 500 psi en todas las direcciones para cada una de las capas, lo anterior en relación al modelo geomecánico base relacionado en la Tabla 7.

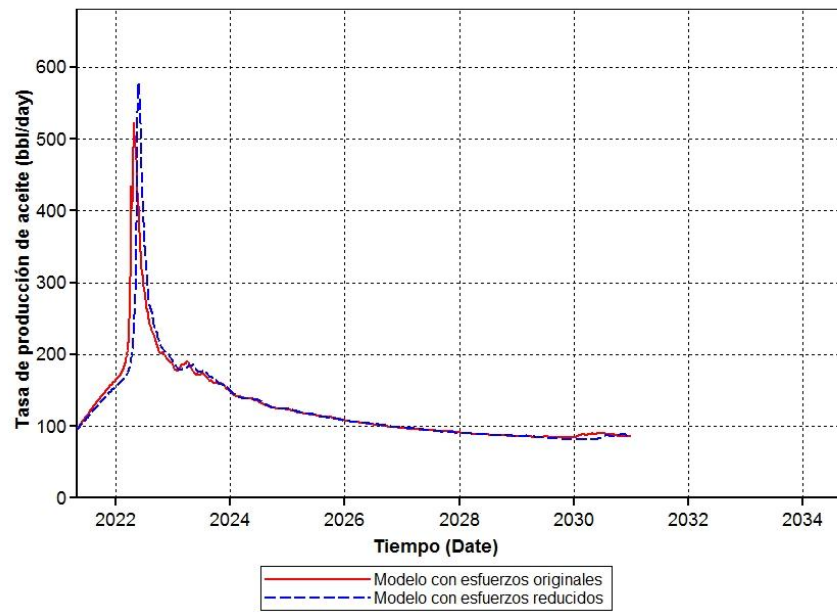
De acuerdo a la Figura 30, a medida que se reducen los esfuerzos iniciales del modelo, se obtiene un mayor factor de recobro al final del proceso de inyección continua de vapor. Lo anterior debido a que el rompimiento del vapor en los pozos productores toma más tiempo para el modelo de esfuerzos reducidos. En la Figura 31 se puede observar la tasa de producción de aceite para los dos tipos de regímenes de esfuerzos, del cual se aprecia claramente la fecha de rompimiento del vapor para cada uno de los casos.

Figura 30: Factor de recobro modelo con menores esfuerzos iniciales.



Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

Figura 31: Tasa de producción de aceite modelo con menores esfuerzos iniciales.



Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

4 EVALUACIÓN DE LOS EFECTOS GEOMECÁNICOS

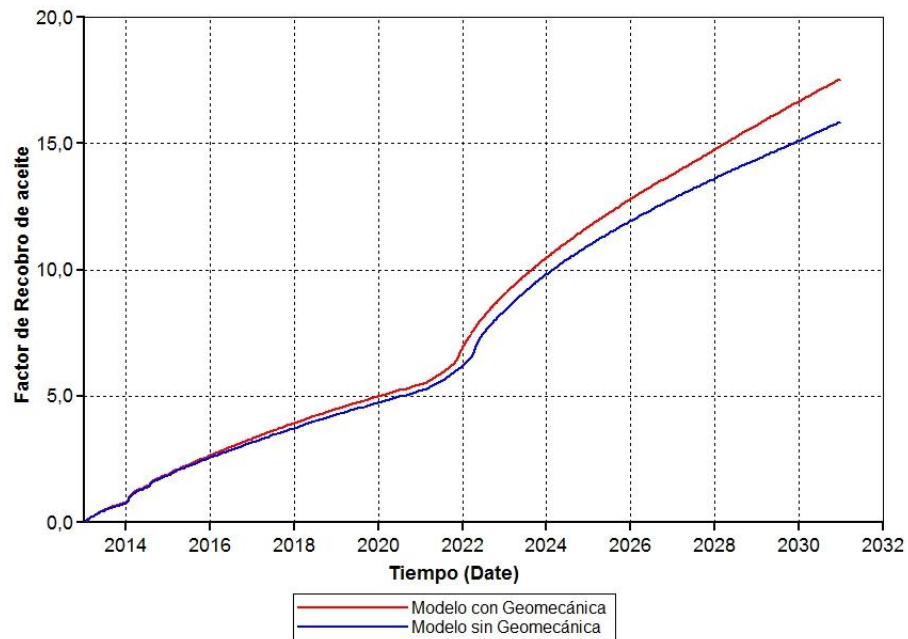
Una vez establecida la relevancia de las variables geomecánicas sobre el estado de flujo del modelo de simulación, se procede a analizar el impacto sobre el proceso de inyección continua de vapor. Lo anterior se realiza tomando en cuenta diversas propiedades y mediciones del proceso arrojadas por el simulador, para lo cual en primera instancia se comparan dichas variables de un modelo de simulación que toma en cuenta la geomecánica y un modelo de simulación sin geomecánica; posteriormente se analizan puntualmente los esfuerzos térmicos inducidos por el proceso a través de la herramienta; Calculador de Los Cambios Térmicos a través del Círculo de Mohr (TCMC).

4.1 COMPARACIÓN MODELO CON GEOMECÁNICA Y SIN GEOMECÁNICA

Inicialmente se comparan estos dos tipos de modelos con el fin de determinar de manera global el efecto de las consideraciones geomecánicas sobre variables operacionales como el factor de recobro y tasas de inyección de vapor. La Figura 32 muestra el comportamiento del factor de recobro para el modelo de simulación con geomecánica y sin geomecánica, el cual al final del proceso de inyección de vapor se diferencian en 1.71%, lo cual equivale a una diferencia de producción de 72742.7 Bbl.

Como puede observarse las diferencias entre los dos modelos se hacen significativas una vez se inicia la implementación de los procesos térmicos de recuperación mejorada (CSS e Inyección continua de vapor), especialmente durante la etapa de inyección continua de vapor debido a la importancia de los esfuerzos térmicos inducidos durante esta etapa de explotación del yacimiento.

Figura 32: Comparación Factor de Recobro modelo con y sin geomecánica.



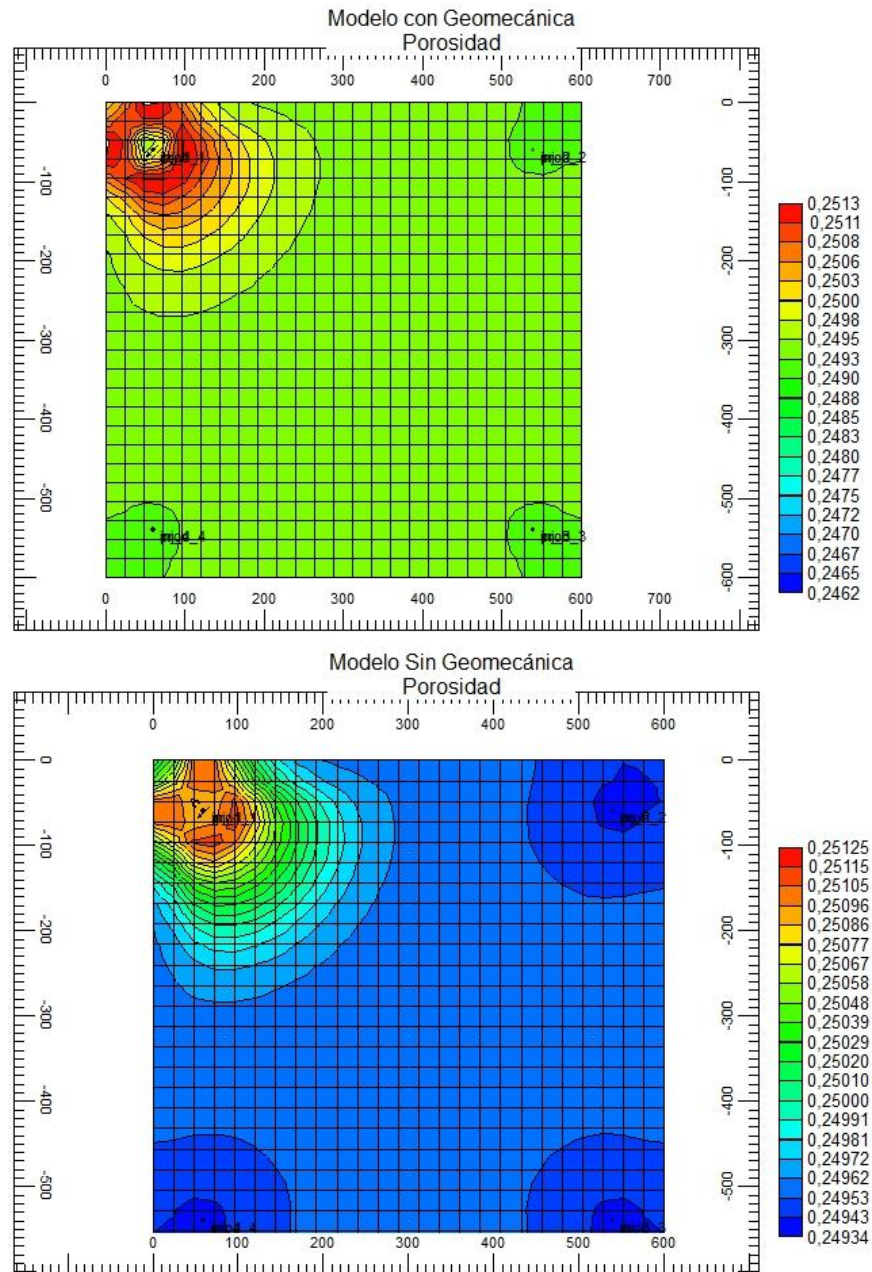
Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

4.1.1 Diferencias de porosidad y permeabilidad

La porosidad y permeabilidad son las variables que mayor influencia tienen sobre el comportamiento del factor de recobro en los modelos de simulación numérica, adicional a ello son estas las variables que son afectadas directamente por los efectos geomecánicos. A continuación se analizan las diferencias y los periodos críticos para cada modelo de simulación analizado.

La Figura 33 muestra las diferencias en los valores de porosidad actual, en el 2014-01-07, lo cual corresponde al primer ciclo de inyección de vapor. Diferencias poco significativas pueden ser encontradas entre ambos modelos en ese tiempo de simulación, sin embargo la Figura 34 muestra la porosidad promedio del modelo para diferentes fechas.

Figura 33: Diferencias de porosidad entre modelo con y sin geomecánica.

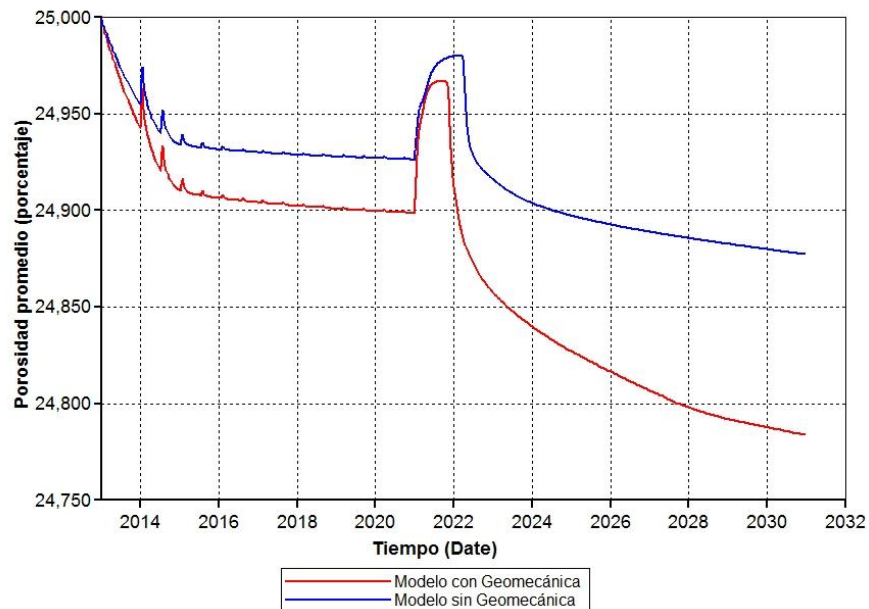


Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

La alteración de los esfuerzos locales causados por la inyección de vapor induce a cambios en los esfuerzos in-situ (modelo con geomecánica), lo cual favorece el proceso de compactación de la roca de yacimiento. Esta compactación ocurrió como respuesta del aumento de presión y temperatura durante el proceso de

inyección de vapor, lo cual conlleva a una disminución de la porosidad y por ende una disminución de permeabilidad (Figura 35). Dicha reducción del espacio poroso provoca que el calor inyectado sea usado para calentar la matriz de la roca y no para desplazar los fluidos. Atendiendo a este evento, los esfuerzos efectivos (esfuerzos sobre la roca) aumenta a lo largo de la inyección de fluidos, provocando la disminución de la porosidad como resultado de estos esfuerzos los fluidos se ven obligados a desplazarse aumentando las recuperación de hidrocarburos (Ver Figura 32).

Figura 34: Porosidad promedio modelo con y sin geomecánica.

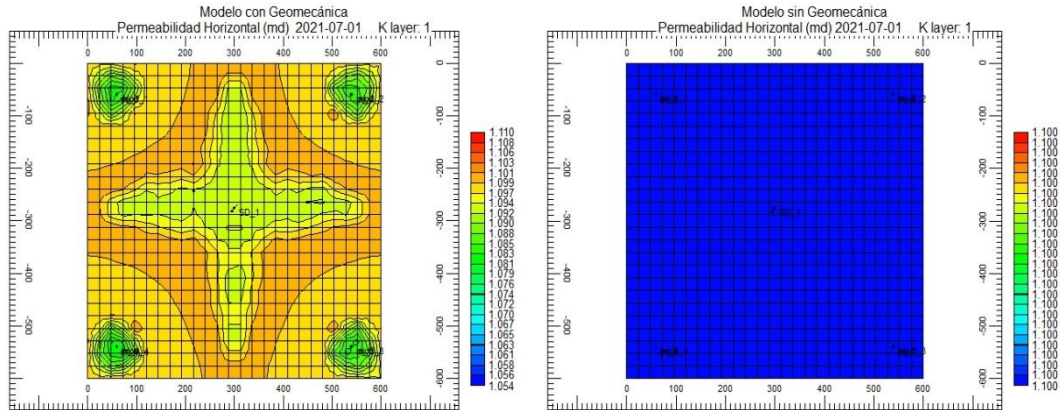


Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

La Figura 35 muestra la distribución de permeabilidades para la capa 1 del modelo de simulación con geomecánica y sin geomecánica, siete meses después de iniciada la etapa de inyección continua. Es fácilmente observable que la compactación del medio poroso afecta negativamente la permeabilidad del medio, adicionalmente la dilatación térmica de la roca debido a la inyección de vapor provoca un efecto adicional de disminución de la permeabilidad del medio poroso, ver Figura 36.

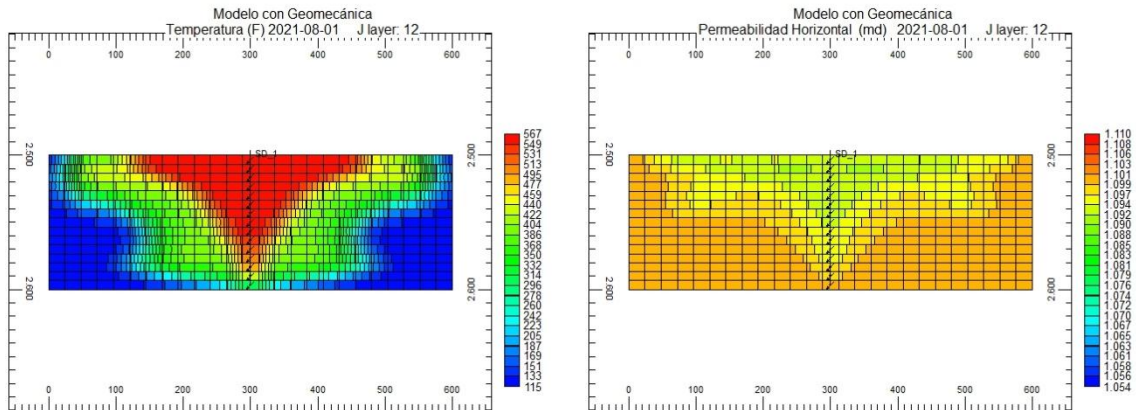
Contrario a lo que ocurre en el modelo sin geomecánica, el cual no existe una retroalimentación entre los cambios de porosidad debido al cambio esfuerzos y el modelo de fluidos, por lo cual para este modelo los cambios debido a los procesos geomecánicos son despreciables.

Figura 35: Permeabilidad Horizontal modelo con geomecánica.



Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

Figura 36: Perfil de permeabilidad y temperatura modelo con geomecánica.



Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

El efecto térmico es más drástico en los primeros ciclos de inyección de vapor debido a que la diferencia de temperatura es mucho mayor que en ciclos posteriores. De igual forma al iniciar la inyección continua de vapor se tiene una diferencia de temperatura significativa, puesta que esta zona del yacimiento no ha estimulada térmicamente.

4.2 CONSIDERACIONES DE LOS EFECTOS TÉRMICOS

Los efectos sobre el estado de esfuerzos en el modelo de simulación desarrollado son consecuencias de dos factores principales: la geomecánica y la termomecánica, siendo el segundo de gran relevancia en procesos de recobro mejorado como la inyección continua de vapor. Para evaluar el papel de los esfuerzos térmicos es necesario discretizar los esfuerzos aportados por el incremento de temperatura en el yacimiento y aquellos esfuerzos resultado de la geomecánica.

Para lo anterior se utiliza el mismo modelo base pero sin vincular el coeficiente de expansión térmica de la roca, con lo cual los esfuerzos resultados del incremento de temperatura serán nulos. La Figura 37 muestra el factor de recobro obtenido tras la implementación de la inyección continua de vapor, las diferencias en términos de recobro son mínimas entre ambos casos, dado a que La expansión térmica puede ser más efectiva en la recuperación de crudos livianos en lugar de crudos pesados, de modo que la recuperación debido a este mecanismo de recobro es inapreciable. De igual forma la Figura 38 muestra la entalpía total inyectada a lo largo del proceso, de lo cual es posible afirmar que las diferencias en el comportamiento energético del yacimiento es poco significativo.

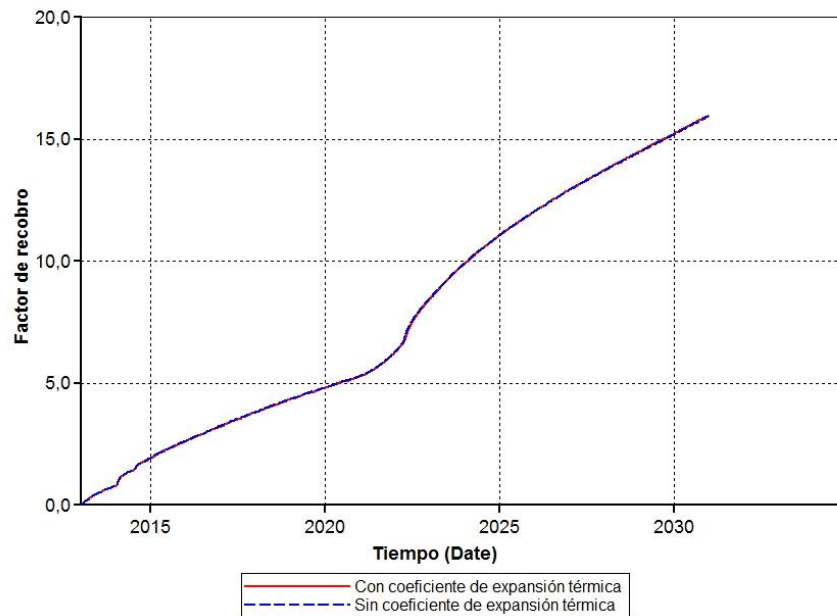
4.2.1 Efecto sobre los esfuerzos

La Figura 39 muestra un esquema transversal de los esfuerzos sobre la roca alrededor del pozo inyector seis meses después de iniciada la inyección continua de vapor, se puede observar que para el modelo que tiene en cuenta el coeficiente de expansión térmica se presentan esfuerzos entre un 15 y 20% mayores en relación al modelo sin coeficiente de expansión. Las zonas de mayor diferencia en términos de esfuerzos son aquellas donde se encuentra presente el vapor, debido a la mayor diferencia de temperaturas.

Al evaluarse el modelo se observa que dentro de la zona de vapor se obtienen mayores esfuerzos (ver Figura 40); lo anterior debido a que a las inmediaciones del pozo las deformaciones son principalmente producto de los esfuerzos térmicos, ya que el yacimiento sufrió una variación de temperatura muy alta ($\Delta T=462^{\circ}\text{F}$) en comparación a la presión ($\Delta P=200$ Psi) debido a la inyección de fluidos.

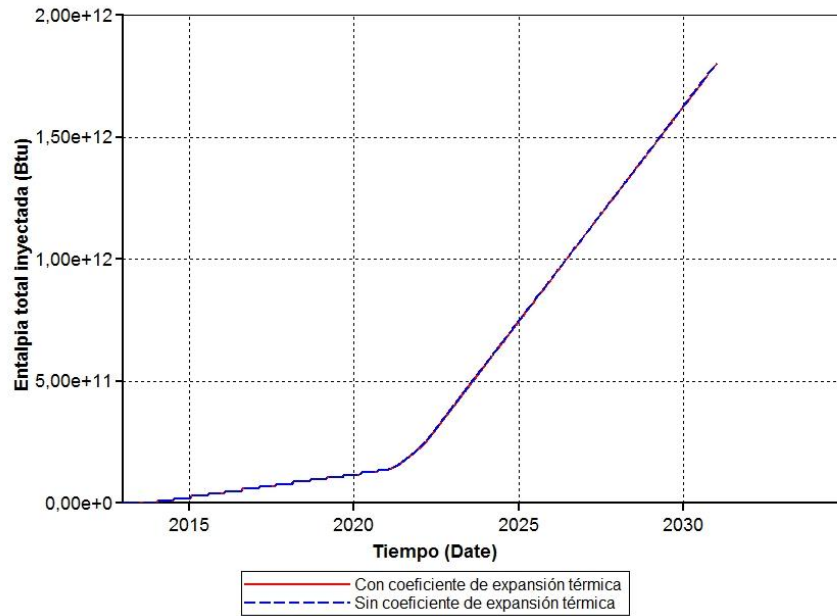
En respuesta a esto, el yacimiento es regido por efectos productos del aumento de temperatura, de modo que dentro la zona de vapor se presentará aumentos de los esfuerzos y por fuera de esta se presentara disminución de los esfuerzos como consecuencia no de temperatura sino del aumento de presión.

Figura 37: Factor de recobro modelo con y sin termomecánica.



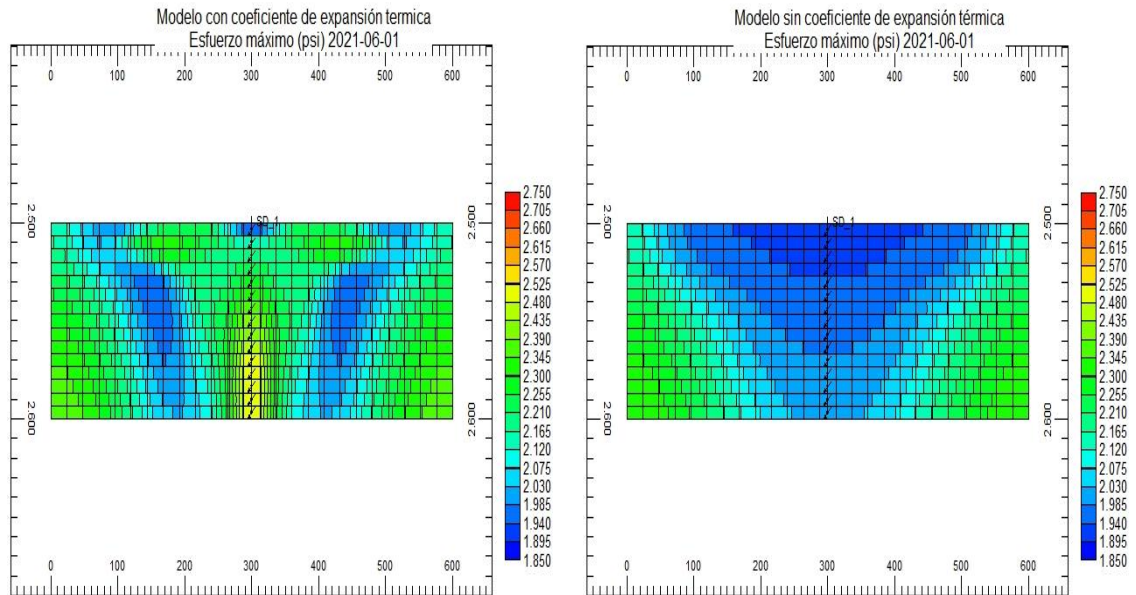
Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

Figura 38: Entalpía total inyectada modelo con y sin termomecánica.



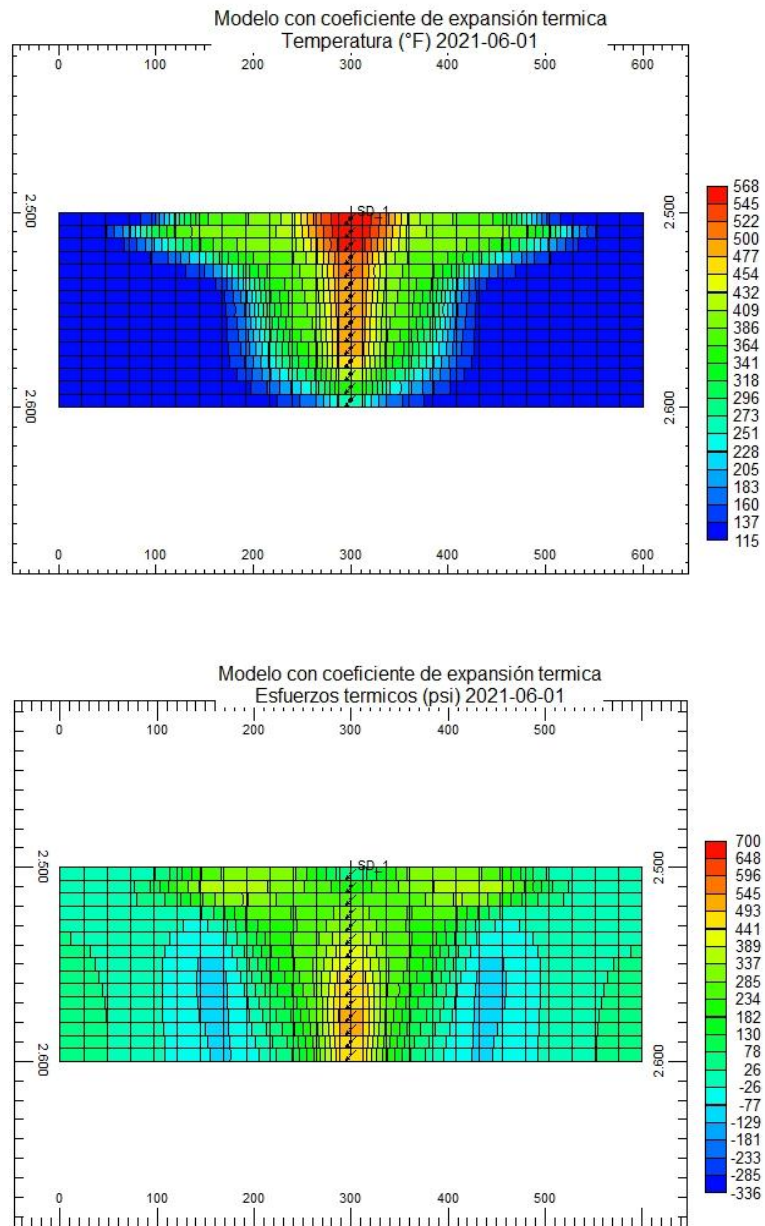
Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

Figura 39: Diferencia de esfuerzos térmicos.



Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

Figura 40: Localización de los esfuerzos térmicos.

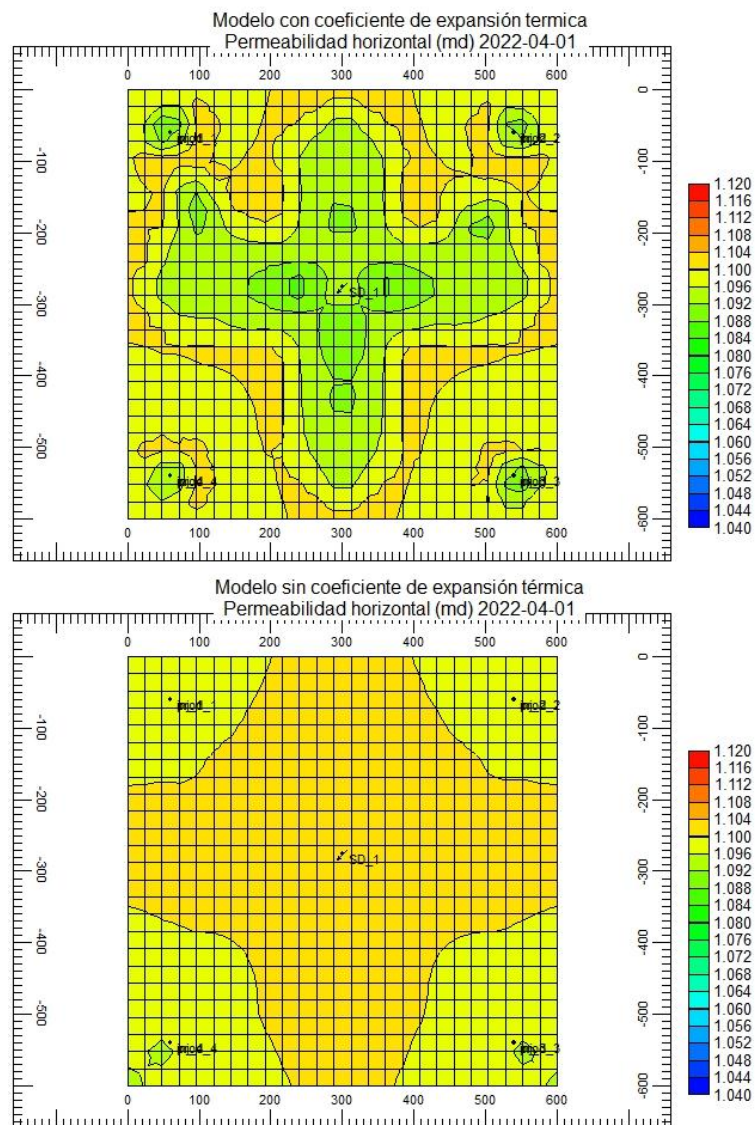


Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

4.2.2 Efecto sobre las propiedades petrofísicas

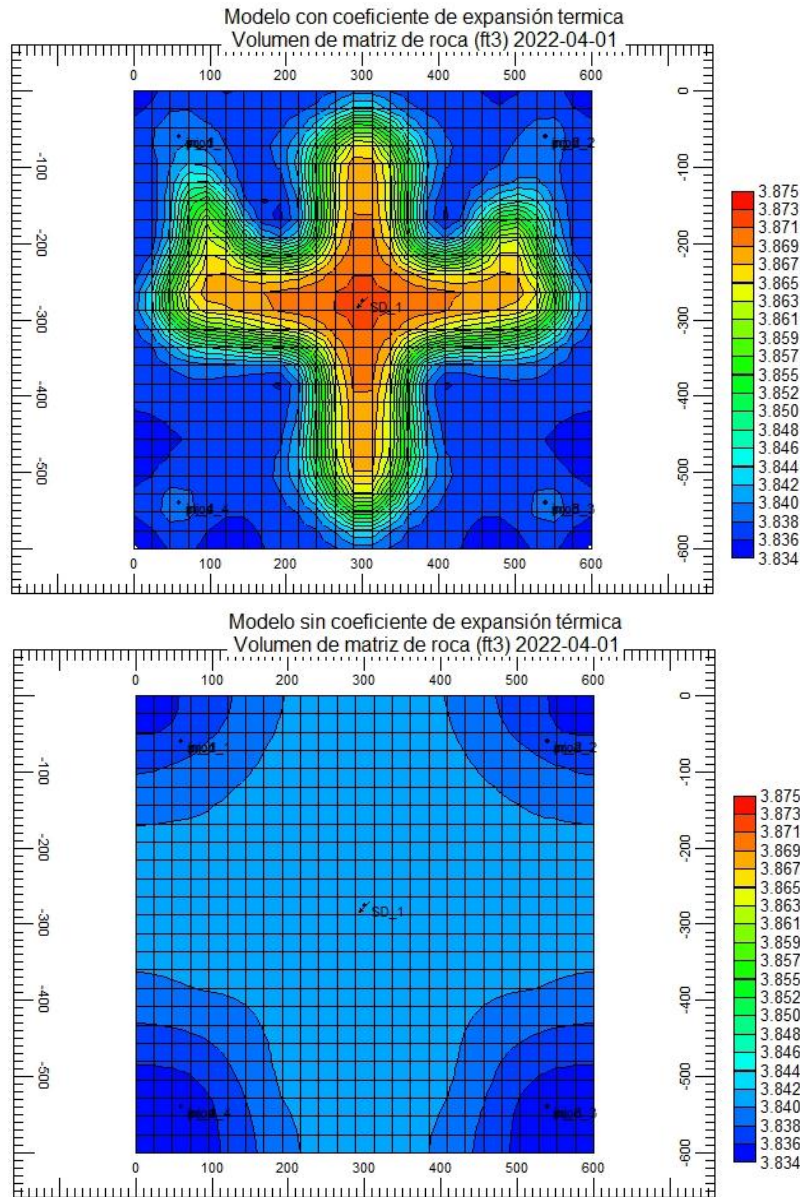
La Figura 41 muestra el efecto de la termomecánica sobre la permeabilidad de la primera capa del modelo al momento del rompimiento del vapor en los pozos productores, la consideración del coeficiente de expansión térmica induce una reducción adicional de la porosidad y por lo tanto una reducción en la permeabilidad del medio.

Figura 41: Efecto de la termomecánica sobre la permeabilidad.



Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

Figura 42: Volumen de matriz de roca bajo efectos térmicos.



Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

La Figura 42 muestra el volumen de la matriz para ambos escenarios de simulación, como puede observarse el coeficiente de expansión térmica provoca un incremento del volumen de la roca debido a la dilatación por la diferencia de temperaturas; dicha dilatación provoca una disminución del volumen poroso de la roca, afectando negativamente la permeabilidad de la misma. Sin embargo la

reducción en permeabilidad no es lo suficientemente significativa para influenciar negativamente el proceso global de inyección de vapor y su efectividad.

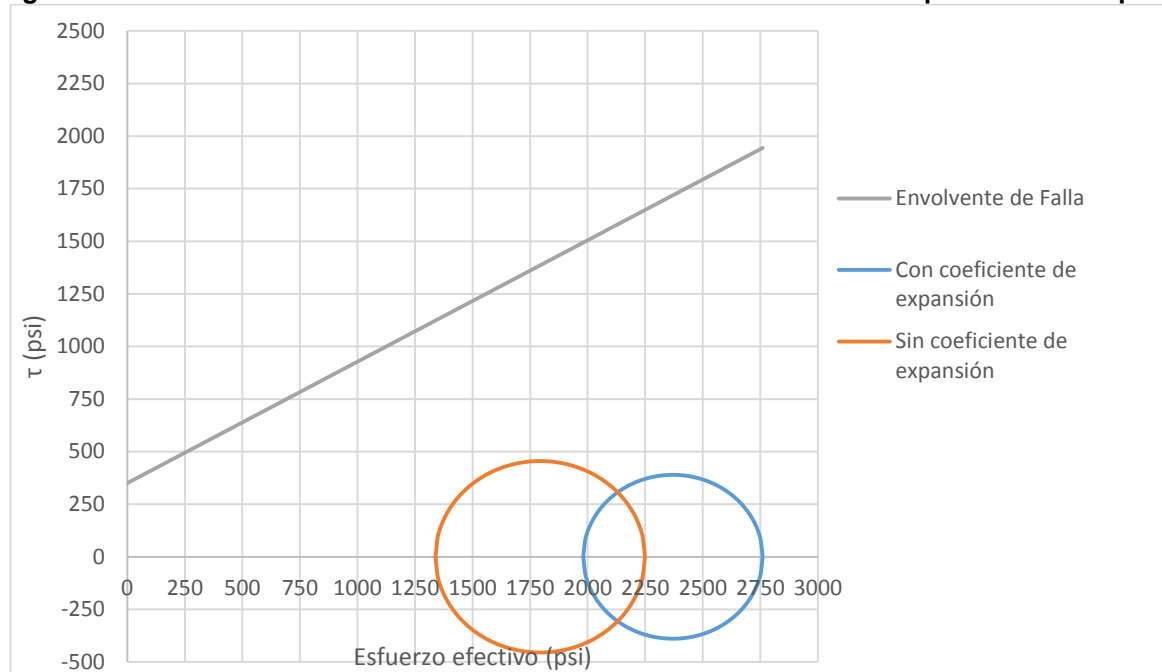
4.2.3 Evaluación de los Esfuerzos Térmicos a través del Círculo de Mohr

Tradicionalmente, el círculo de Mohr es utilizado para visualizar los esfuerzos tanto normales como de cizalla para determinar gráficamente la resistencia a cizalla de los materiales. Con el fin de observar los cálculos en el círculo de Mohr bajo diferentes escenarios, se desarrolló una herramienta a través del software Results Report de CMG obtiene los datos de un modelo de simulación para darles un posterior tratamiento en la plataforma Excel.

Para lo anterior, es necesario seleccionar un bloque del modelo de simulación al cual hacerle seguimiento durante las diferentes etapas de explotación del yacimiento, en este caso se selecciona el bloque 14,12,8 debido a que se encuentra cercano al pozo inyector de vapor.

Como se aprecia en la Figura 43, la vinculación del coeficiente de expansión térmica (considerar esfuerzos térmicos), permite mayores esfuerzos mínimos y máximos, sin embargo la diferencia entre los mismos es más reducida (radio del círculo), por lo cual las condiciones de falla son más cercanas para el caso que no considera los esfuerzos térmicos, debido al mayor radio del círculo y menor distancia del eje vertical.

Figura 43: Efectos térmicos sobre el círculo de Mohr al momento del rompimiento del vapor.



Fuente: herramienta Calculador de Los Cambios Térmicos a través del Círculo de Mohr (TCMC).

Por otro lado, la Figura 44 muestra el círculo de Mohr al inicio y al final del proceso de inyección continua de vapor para el bloque 14,12,8 en el modelo con coeficiente de expansión térmica. En esta figura el círculo azul, representa el estado inicial de los esfuerzos antes de la inyección continua, y está más cerca de la envolvente de falla. Cuando la inyección comienza, muchos cambios suceden en el estado de esfuerzos:

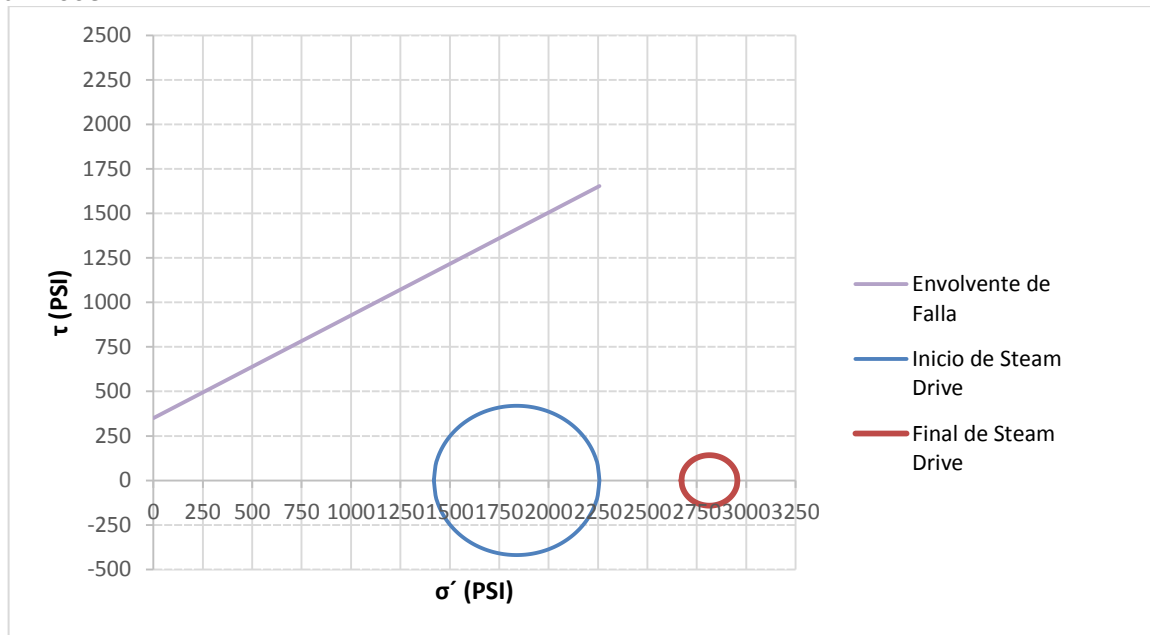
- i. Debido al aumento de Temperatura, los esfuerzos efectivos aumentan, lo cual causa que el círculo de Mohr se mueva hacia la derecha, más lejos de la envolvente de falla, disminuyendo las posibilidades de falla por cizalla.
- ii. El incremento de la temperatura causa un incremento en los esfuerzos totales. En un yacimiento donde el material es confinado por materiales adyacentes las deformaciones en la dirección lateral pueden aumentar

debido al aumento de los esfuerzos laterales. Mientras que la deformación en la dirección vertical puede ser compensada en la forma de la superficie terrestre, dado que no hay restricción en esa dirección debido a la libre superficie del suelo³⁰. Estas condiciones de frontera causan que el esfuerzo total en la dirección lateral incremente considerablemente, mientras que el esfuerzo total vertical sea menores a cambio experimentados cuando el vapor es inyectado. Esto causa que el círculo de Mohr se vuelva más grande y esté a la izquierda para la tocar la envolvente de falla. Caso contrario a lo que ocurre cuando la inyección de vapor finaliza (círculo rojo) los esfuerzos totales son mayores razón por la mueve más a la derecha, pero los esfuerzos de laterales han disminuido, debido a que el cambio en la temperatura no es representativo.

La Figura 45 muestra el efecto de la inyección continua de vapor en el círculo del Mohr del bloque 14,12,8 para el modelo sin coeficiente de expansión térmica; como puede apreciarse el efecto sobre el mismo es mínimo, ya que el estado de esfuerzos se afecta principalmente por las condiciones en los cambios de presión de poro y no por cambios en la temperatura del yacimiento, puesto que no existe coeficiente de expansión térmica. De esta manera se puede concluir que la consideración de los efectos térmicos es de vital importancia para modelar el cambio en el estado de esfuerzos de la roca de yacimiento.

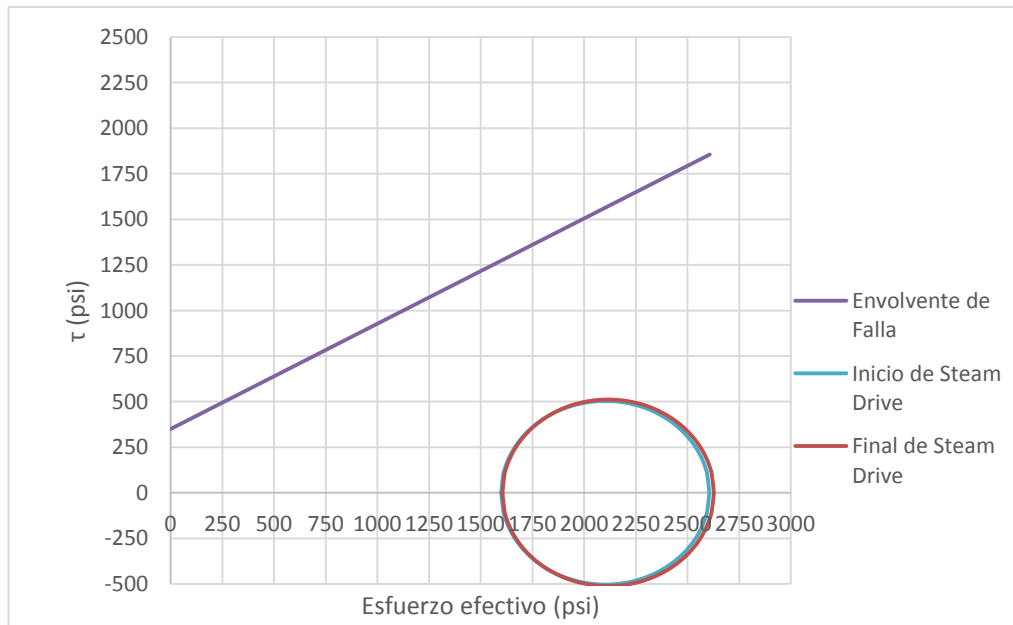
³⁰ Settari, A., Ito, Y., Fukushima, N. and Vaziri, H. [1993]. Geotechnical aspects of recovery processes in oil sands. Canadian Geotechnical Journal, v. 30, pp 22-33.

Figura 44: Círculo de Mohr al inicio y final de la inyección de vapor considerando esfuerzos térmicos.



Fuente: herramienta Calculador de Los Cambios Térmicos a través del Círculo de Mohr (TCMC).

Figura 45: Círculo de Mohr al inicio y final de la inyección de vapor sin considerar esfuerzos térmicos.



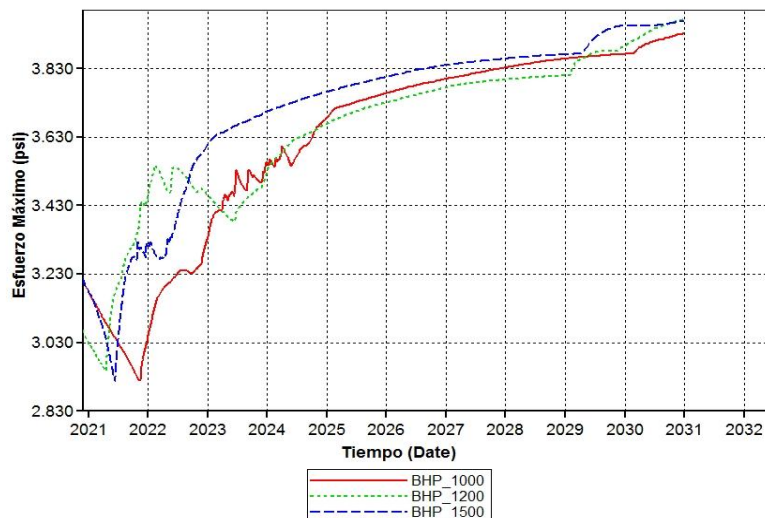
Fuente: herramienta Calculador de Los Cambios Térmicos a través del Círculo de Mohr (TCMC).

4.3 EFECTOS OPERACIONALES SOBRE LA GEOMECÁNICA

Una vez establecidos los efectos de los cambios en las propiedades geomecánicas sobre el proceso de recobro mejorado, se procede a determinar el grado de influencia de los cambios en la presión de inyección de vapor sobre los efectos geomecánicos del yacimiento. Para lo anterior, se plantean tres escenarios con presiones de inyección de 1000, 1200 y 1500 psi.

La Figura 46 muestra el esfuerzo máximo presentado en el modelo para diferentes presiones de inyección de vapor, como puede observarse, el esfuerzo máximo presentado en el modelo es directamente proporcional a la presión de inyección. De igual manera, la Figura 47 muestra un esquema de la distribución de esfuerzos efectivos máximos alrededor del pozo inyector diez meses después de iniciada las operaciones de térmicas de inyección; puede apreciarse que los esfuerzos más significativos se concentran en la zona de mayor temperatura alrededor de la zona de vapor.

Figura 46: Esfuerzo máximo para diferentes presiones.

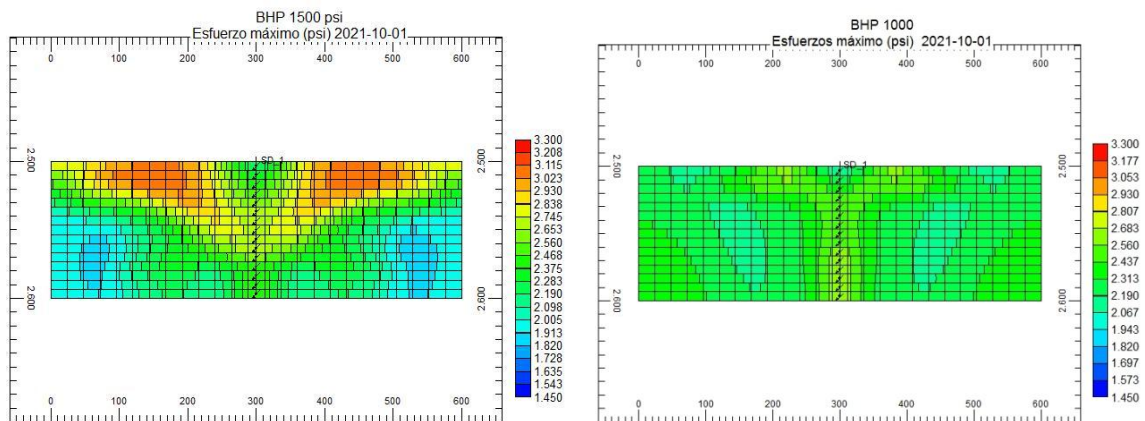


Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

A mayor presión de inyección se alcanza una mayor presión de poro en la roca, sin embargo el vapor también alcanza una mayor temperatura con lo cual los efectos térmicos son mucho mayores; como puede apreciarse, es más significativo el efecto del incremento de la temperatura que el efecto en el incremento en el presión de poro (efectos opuestos) ya que el resultado global de incrementar la presión de inyección conlleva a un incremento neto en los esfuerzos máximos del modelo.

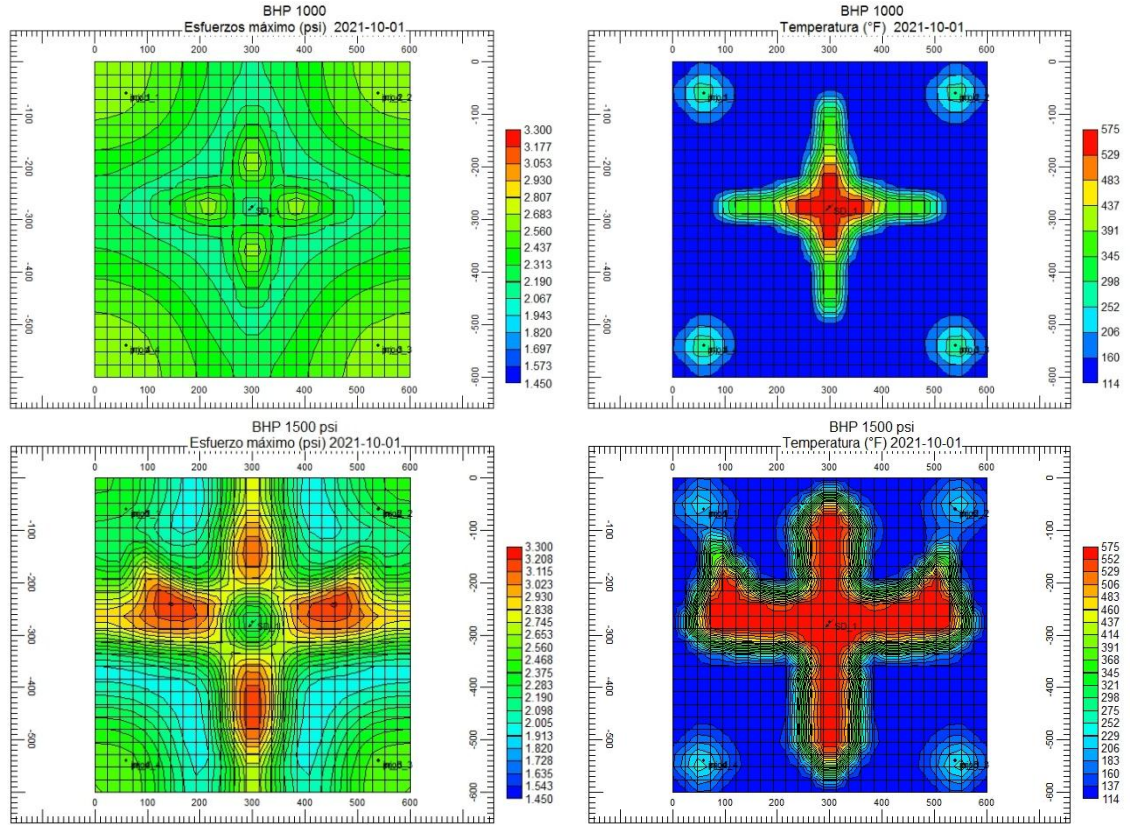
Es importante considerar que a mayor presión de inyección el vapor se desplazará más rápidamente hacia los pozos productores, por lo cual se obtiene un rompimiento del vapor más acelerado. Una mayor rapidez de la expansión de la zona de vapor implica un mayor contacto areal del vapor con el yacimiento, con lo cual para un tiempo dado se tiene un mayor volumen de yacimiento sometido a esfuerzos térmicos, tal como se aprecia en la Figura 48.

Figura 47: Esfuerzo máximo para presión de inyección de 1500 y 1000 psi.



Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

Figura 48: Distribución areal de esfuerzos y temperatura.



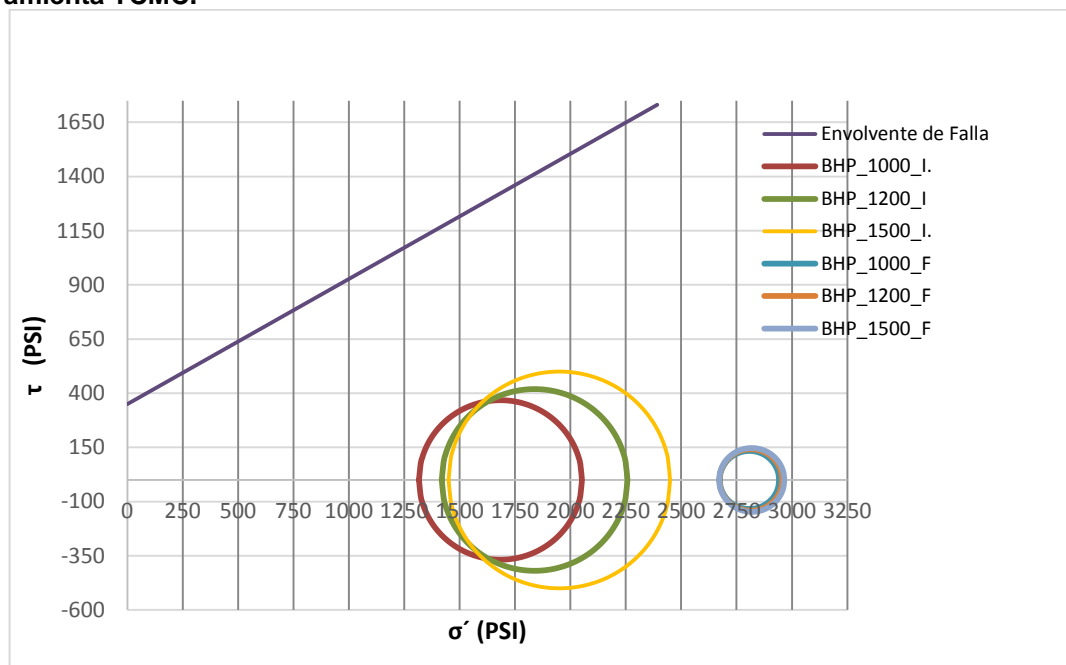
Fuente: Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator. CMG 2012.

Convencionalmente, la presión fractura es medida o interpretada a partir de la prueba de mini-frac. Esta prueba busca el límite de la presión de inyección. Sin embargo, en algunos casos se compromete la integridad de roca a pesar de mantener la inyección neta por debajo de la presión de fractura. Estos casos claramente indican que el diseño del esquema de la presión de inyección fue hecho únicamente sobre la prueba del mini-frac, la cual no es suficiente, debido a que, la presión de fractura es estimada a partir de la prueba mini-frac que considera la tracción como único fracaso. Pero la roca puede fallar por tensión, cizalla o por la combinación de otros modos complejos. Este trabajo presenta la herramienta TCMC, la cual nos proporciona información sobre el comportamiento de los esfuerzos a los que se somete la roca a lo largo del proceso de inyección,

considerando esfuerzos no solo por aumento de presión sino también los de temperatura.

La Figura 49 muestra los círculos de Mohr para tres escenarios con presiones de inyección de 1000, 1200 y 1500 psi. Donde se observa que a mayor presión de inyección, (círculo amarillo P=1500 Psi) al inicio el proceso de inyección continua, se presentan mayores esfuerzos, por lo que este círculo se encuentra más a la derecha del eje x, pero al mismo tiempo presenta los mayores esfuerzos de cizalla, comportamiento que se refleja en el aumento del radio del círculo en comparación al de los otros radios de presión de inyección. Del mismo modo se puede observar que para la presión de 1500 psi, se puede alcanzar la envolvente de falla, es decir, puede llegar a fallar más rápido que los otros esquemas. De este modo se puede deducir que un presión óptima de inyección sería la de 1200 Psi, de modo que genera los esfuerzos en la roca pero sin comprometer la integridad de la misma.

Figura 49: Distribución de esfuerzos al inicio y final de la inyección continua a través de la herramienta TCMC.



Fuente: Herramienta Calculador de Los Cambios Térmicos a través del Círculo de Mohr (TCMC)

CONCLUSIONES

- ❖ El ángulo de fricción interna no presenta mayor relevancia en el estado de esfuerzo generado dentro del yacimiento. Este parámetro influye en la rapidez con la cual se puede alcanzar la envolvente de falla debido a que representa la pendiente de la misma.
- ❖ El mayor aumento del volumen de la matriz se presenta en las regiones donde se alcanzan las mayores temperaturas, es decir, en las inmediaciones del pozo y donde se concentra mayormente el vapor. Son en estos lugares donde se presenta la mayor disminución de porosidad y por ende de permeabilidad del yacimiento.
- ❖ Los esfuerzos térmicos son originados como una respuesta de la roca producto del aumento de temperatura durante la inyección de vapor. Es por esto, que los esfuerzos térmicos son localizados principalmente en las zonas de mayor temperatura, es decir donde se encuentre el vapor; zona donde se genera los esfuerzos máximos efectivos.
- ❖ El efecto directo del aumento de la presión de poro producto de la inyección de vapor es la disminución de los esfuerzos efectivos. Esto ocurre para zonas donde los esfuerzos térmicos no son predominantes, es decir, zona de baja temperatura.
- ❖ A mayor presión de inyección, el vapor se desplazará más rápidamente hacia los pozos productores, por lo cual se obtiene un rompimiento del vapor más acelerado. Una mayor rapidez de la zona de vapor implica un mayor contacto areal del vapor con el yacimiento, con lo cual para un tiempo dado se tiene un mayor volumen de yacimiento sometido a esfuerzos térmicos.

- ❖ La herramienta electrónica desarrollada permite predecir el estado de falla de la roca a través del círculo de Mohr, y de esta forma determinar las condiciones bajo las cuales la roca presenta un comportamiento elástico y cuando se alcanza el comportamiento plástico.

- ❖ La herramienta desarrollada sirve como soporte para evaluar los diferentes estados de esfuerzos bajo distintas presiones de inyección, con el fin de obtener total certidumbre de las condiciones a las cuales ocurre fractura en la roca.

RECOMENDACIONES

- ❖ Debido a que el presente trabajo se evaluó los efectos de las propiedades geomecánicas en un proceso de inyección continua de vapor cuando el medio tenía un comportamiento elástico, se recomienda evaluar los efectos de las mismas propiedades durante el mismo proceso, cuando el medio se comporta plásticamente, es decir, la falla ha ocurrido en la roca.
- ❖ Se recomienda evaluar los efectos de las propiedades geomecánicas para otro tipo de procesos de recobro mejorado, como por ejemplo un proceso de inyección de polímeros, inyección de CO₂, un proceso de Combustión In-Situ, un proceso SAGD, inyección cíclica con pozos horizontales, un proceso THAI, o un proceso THSF entre otros; y además contemplar el comportamiento tanto elástico como plástico de la roca.
- ❖ Se recomienda realizar el mismo estudio para un yacimiento heterogéneo, y así evaluar el performance del mismo cuando se encuentran intercalaciones de arcilla dentro del yacimiento.
- ❖ Se recomienda realizar un trabajo experimental a través de pruebas de laboratorio para observar los cambios que se presentan tanto en las propiedades geomecánicas como en las propiedades del medio poroso cuando la roca es sometida a altas temperaturas.

BIBLIOGRAFÍA

1. Benzagouta M. S., and Amro M., 2009. "Pressure and temperature effect on petrophysical characteristics: Carbonatereservoir case", SPE 126045, presented at the 2009 SPE Saudi Arabia section technical symposium and exhibition held in AlKhobar, Saudi Arabia, May 09 – 11.
2. BOBERG, THOMAS."Thermal Methods of Oil Recovery". United States of America, 1988.
3. BONETT, O, VILLAMIL, Y. "Análisis de Estabilidad en Pozos de Petróleo Verticales Usando Elemento Finitos".
4. Charoenwongsa S., Kazemi H., Miskimins J., and Fakcharoenphol P., 2010. A Fully-Coupled Geomechanics and Flow Model for Hydraulic Fracturing and Reservoir Engineering Applications. Paper SPE 137497 presented at the Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, Oct. 19 – 21.
5. Chin L.Y., Thomas L.K., Sylte J.E., and Pierson R.G., 2002. Iterative Coupled Analysis of Geomechanics and FluidFlow for Rock Compaction in Reservoir Simulation. Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 57 (2002), No. 5, 485 – 497.
6. CHU, CHIEH, GETTY OIL CO. "State-of-the-Art Review of Steamflood Field Projects". SPE 11733-PA.
7. CMG. Computer Modelling Group. Calgary, Alberta Canada. User Manual- STARS 2010.

8. Collins P., 2007. Geomechanical Effects on the SAGD Process. SPE Res Eval&Eng 10 (4): 367-375. SPE-97905-PA.
9. DELGADO, LEYDI, "Metodología para Estimar El Ángulo de Fricción Interna Utilizando Técnicas de Inteligencia Artificial que Integren Datos de Laboratorio con Perfiles Eléctricos". Bucaramanga, Santander. 2011
10. Ferno M.A., Haugen A, and Graue A., 2010. Visualizing Oil Displacement in Fractured Carbonate Rocks - Impact on Oil Recovery at Different Hydrostatic Stress and Wettability Conditions. ARMA 10-288, presented at 44th U.S. Rock Mechanics Symposium and 5th U.S.- Canada Rock Mechanics Symposium, Salt Lake City, Utah, Jun. 27 - 30. 13. Gassmann F., 1951. Elastic waves through a packing of spheres. Geophysics, 16, 673-685.
11. FJAER, E. et Al. "Petroleum Related Rock Mechanics". 2nd Edition. Oxford. Elsevier. 2008.
12. J.J. TABER, F.D. MARTIN. "EOR screening criteria revisited - part 1: introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects". SPE 35385-PA.
13. KHAN, Safdar. Caprock Integrity Analysis in Thermal Operations: An Integrated Geomechanics Approach. WHOC11-609.
14. MERCADO, DIANA, " Modelo Analítico Para Predecir El Comportamiento De La Inyección Continua De Vapor En Yacimientos Estratificados De Crudo Pesado". Bucaramanga, Santander. 2005.

15. Minkoff S., Stone M., Bryant S., and Peszynska M., 2004. Coupled geomechanics and flow simulation for time-lapse seismic modeling. *Geophysics*, Vol. 69, No 1, 200 – 211.
16. Muralidharan V., Erwin Putra, and David S. Schechter. 2005: Investigating the Changes in Matrix and Fracture Properties and Fluid Flow under Different Stress-state Conditions, *Saudi Aramco Journal of Technology*.
17. QUIROGA, PEDRO. VILLAVECES DIEGO. “Determinación de la Mejor Trayectoria de Perforación Basada en Un Análisis Geomecánico, Aplicado a Campo Escuela Colorado”. Bucaramanga, Santander. 2013.
18. TADESSE WELDU TEKLU, WALEED ALAMERI, RAMONA M. GRAVES, AZRA, N, TUTUNCU, AND HOSSEIN KAZEMI, Colorado School of Mines, and ALSUMAITI, ALI, The Petroleum Institute. “Geomechanics Considerations in Enhanced Oil Recovery”. SPE 162701. November 2012.
19. Yale D. P., Mayer T., Wang J., 2010. Geomechanics of oil sands under injection. ARMA 10-257, presented at the 44th US Rock Mechanics Symposium and 5th U.S.-Canada Rock Mechanics Symposium, held in Salt Lake City, UT Jun. 27–30.

ANEXOS

ANEXO A. GUÍA DE USA DE HERRAMIENTA ELECTRÓNICA LLAMADA CALCULADOR DE LOS CAMBIOS TÉRMICOS A TRAVÉS DEL CÍRCULO DE MOHR (TCMC)

1. Descripción y requerimientos de la Herramienta

1.1 Introducción

La herramienta electrónica llamada *Calculador de Los Cambios Térmicos a través del Círculo de Mohr (TCMC)* que permite observar los cambios que se presentan en el estado de esfuerzos a través de las variaciones del círculo de Mohr³¹ por efecto de incrementos de temperatura en un punto determinado.

1.2 Exigencias del modelo de simulación

Para el uso de esta herramienta el usuario debe incluir las keywords necesarias en el modelo de simulación. Las cuales solicitan información de salida, de modo que en el registro especial, muestre los datos de esfuerzos efectivos en i, j, k, diferencia de esfuerzos, ángulo de fricción interna y esfuerzos máximos, para un bloque en concreto, que es el bloque se va a analizar

STRESMXP= Esfuerzo máximo obtenido

STRESI= Esfuerzo efectivo en la dirección I

STRESJ= Esfuerzo efectivo en la dirección J

STRESK= Esfuerzo efectivo en la dirección K

STRESSDIFF= Diferencia de esfuerzos (el máximo esfuerzo principal menos el mínimo esfuerzo principal)

FRICANGLE= Ángulo de fricción interna

GCOHESION= Cohesión

³¹ Ibid 15. Page 34.




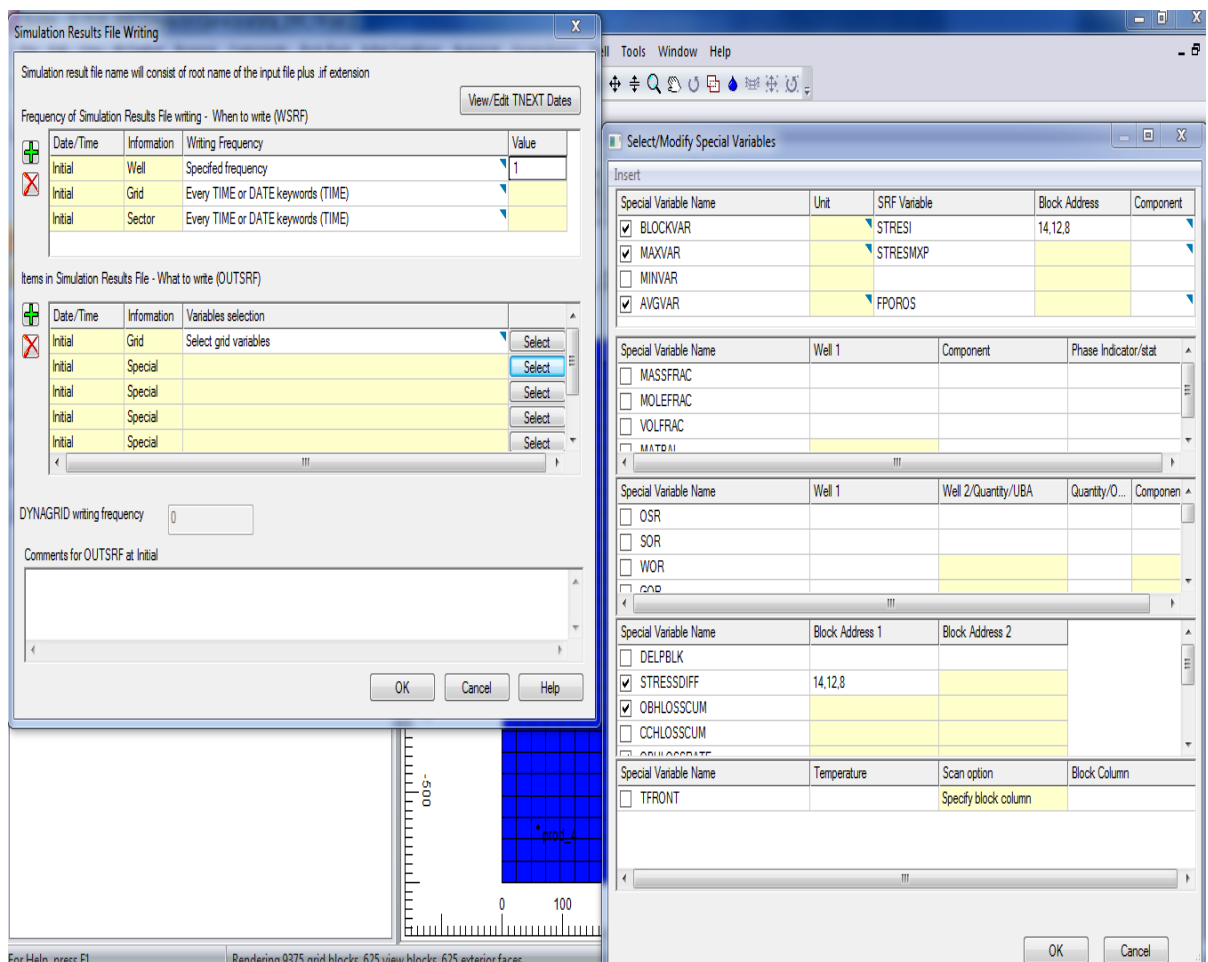


La vinculación de estas keyword se hace mediante, *I/O control/Simulation results output*. En *ítems in simulation result files what to write (OUTSRF)* click sobre la ficha el botón , posteriormente click en *ok/select en la sección special/BLOCKVAR*, luego en el icono , selecciono STRESI y se añade la dirección de del bloque a evaluar. Del mismo modo se selecciona MAXVAR y en , selecciono STRESMXP, y también STRESSDIFF, y se añade la dirección del bloque q se está analizando, por ultimo le damos ok. (Ver figura A_1)

Figura A_1. Ingreso de keywords STRESI.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG), Builder.

luego de nuevo le damos click en el botón  y seguidamente click en *ok/select en la sección special/ BLOCKVAR*, luego en el icono , selecciono STRESJ (STRESK, FRICANGLE, GCOHESION), y se añade la dirección de del bloque a evaluar, luego OK.

Este procedimiento permite obtener como el .dat una línea de las siguientes características.

OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR STRESI 14,12,8

MAXVAR STRESMXP

STRESSDIFF 14,12,8

AVGVAR FPOROS

OBHLOSSCUM

OBHLOSSRATE

OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR STRESJ 14,12,8

OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR STRESK 14,12,8

OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR FRICANGLE 14,12,8

OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR GCOHESION 14,12,8

OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR STRESI 14,12,8

Una vez vinculado estas keyword, se lanza la simulación en el procesador térmicos STARS de la compañía CMG.

1.3 Aplicación de la herramienta TCMC

En la herramienta electrónica *Calculador de Los Cambios Térmicos a través del Círculo de Mohr (TCMC)*, el usuario en la hoja llamada principal³², debe suministrar el mismo nombre del archivo .irf que se obtuvo de la corrida anteriormente

³² Hoja dentro del archivo de Excel llamada Principal.

lanzada, pero sin la extensión, luego se debe establecer la fecha de inicio y de evaluación de los esfuerzos, del mismo se añade la dirección de bloque se desea analizar .

Una vez determinada las fechas y dirección del bloque, se dirige a la pestaña *rwd*³³. En esta pestaña el usuario encontrará Keywords que serán utilizadas por el Software *Results Report* de CMG para reportar los resultados numéricos necesarios. El usuario deberá copiar el texto desde la keyword ="FILES "nombre_del_archivo" hasta TABLE-END y llevarlo a un block de notas y guardarlo con la extensión *.rwd* (asegurarse que tipo de documento este en la opción todos los archivos (*.*)).

A continuación el *.rwd* generado se ejecuta a través de *Results Report* de CMG;



como resultado, el software entregará una hoja *.xls* la cual deberá ser abierta y copiada en su totalidad para luego pegarse esta información de nuevo en la hoja electronica TCMC, en la pestaña llamada database³⁴ (Ver figura A-2)

³³ Hoja dentro del archivo de Excel llamada *rwd*.

³⁴ Hoja dentro del archivo de Excel llamada Database.

Figura A_2. Alimentar el database.

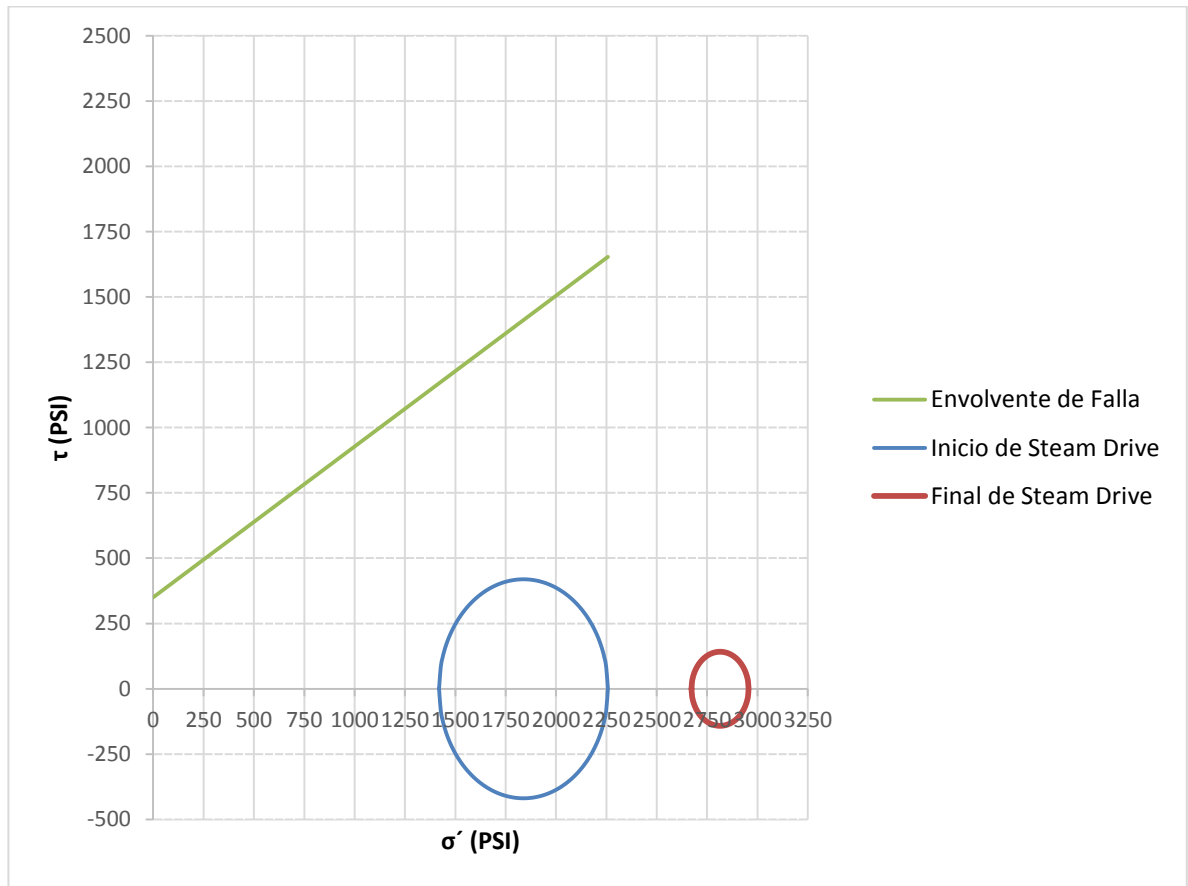
TIME	DATE	Effective No	Effective No	Effective No	Stress Differ	Friction Angl	Cohesion
	YYYY/MM/DD	psi	psi	psi	psi	psi	psi
2923	02/01/2021	1572.53	1532.99	2507.2	974.437	30	350
2923	02/01/2021	1572.53	1532.99	2507.2	974.437	30	350
2923	02/01/2021	1572.53	1532.99	2507.2	974.437	30	350
2924	03/01/2021	1523.25	1474.29	2444.36	970.595	30	350
2924	03/01/2021	1523.25	1474.29	2444.36	970.595	30	350
2924	03/01/2021	1523.25	1474.29	2444.36	970.595	30	350
2925	04/01/2021	1515.03	1462	2425.77	964.422	30	350
2925	04/01/2021	1515.03	1462	2425.77	964.422	30	350
2925	04/01/2021	1515.03	1462	2425.77	964.422	30	350
2926	05/01/2021	1508.87	1453.64	2406.68	953.813	30	350
2926	05/01/2021	1508.87	1453.64	2406.68	953.813	30	350
2926	05/01/2021	1508.87	1453.64	2406.68	953.813	30	350
2926	05/01/2021	1508.87	1453.64	2406.68	953.813	30	350
2927	06/01/2021	1513.97	1453.83	2402.44	949.44	30	350
2927	06/01/2021	1513.97	1453.83	2402.44	949.44	30	350
2927	06/01/2021	1513.97	1453.83	2402.44	949.44	30	350

Fuente: herramienta Calculador de Los Cambios Térmicos a través de Círculo de Mohr (TCMC).

Posteriormente se ingresa a la process³⁵, en esta pestaña se encuentra los esfuerzos efectivos y de cizalla que se obtienen de la simulación y se usan para el diseño del círculo de Mohr y la envolvente de falla.

³⁵ Hoja dentro del archivo de Excel llamada Process.

Figura A_3. Circulo de Mohr y envolvente de falla.



Fuente: herramienta Calculador de Los Cambios Térmicos a través del Círculo de Mohr (TCMC).

La anterior figurara nos muestra los estados de esfuerzos del yacimiento al estar sometido a esfuerzos térmicos luego de un inyección de vapor. En el eje x, se encuentra los esfuerzos efectivos y en el eje Y, los esfuerzos de cizalla.