

Simulación numérica del efecto de la temperatura sobre las propiedades de la roca para un campo sometido a procesos térmicos

Grupo de investigación en Simulación de Yacimientos y Recobro Mejorado.
Línea de investigación en Simulación de Yacimientos .
M. Esquivel; N.Vargas; R. Sandoval•

Recibido: 12 de octubre de 2011

Aceptado: 31 octubre de 2012

RESUMEN

Desde el punto de vista geomecánico, la inyección de vapor, dado que es un proceso en el cual se le trasmite energía en forma de calor al yacimiento, se puede llegar a generar una variación en las propiedades iniciales de la roca; es decir, propiedades como la porosidad, la permeabilidad y la compresibilidad de la roca pueden verse afectadas luego de someter a un yacimiento a este tipo de procesos, esto está relacionado directamente con las propiedades mecánicas de la roca dado que, dependiendo de éstas, la afectación sobre las propiedades de roca será en mayor o menor grado.

Es por esta razón que se planteó la realización de esta investigación la cual buscaría determinar, mediante la utilización de un simulador numérico de yacimientos acoplado a un simulador geomecánico, la posible afectación y variación de las propiedades del yacimiento al realizar el proceso de inyección de vapor; para la ejecución de este estudio se utilizó un sector del Campo Santa Clara el cual está en evaluación para la implementación futura de la inyección de vapor cíclica y cuyos resultados serían de vital importancia para definir la viabilidad e incidencia de este recobro en el campo de estudio.

ABSTRACT

From the geomechanical point of view the injection of steam as it is a process in which energy is transmitted as heat to the site can give rise to a variation in the initial properties of the rock, properties such as porosity, permeability and compressibility of the rock can be affected after submitting a site to this type of process, this is directly related to the mechanical properties of rock such as involvement depending on the properties of rock will be more or lesser degree.

It is for this reason that I raise the achievement of this research which seek to estimate using a numerical reservoir simulator coupled with a geomechanical simulator and change the possible involvement of reservoir properties to make the process of injecting steam to the execution of this study used a section of the Campo Santa Clara which is under evaluation for future implementation of cyclic steam injection and the results would be of vital importance to define the feasibility and impact of this recovery in the field.

• Docente investigador. Fundación Universidad de América.

INTRODUCCIÓN

El siguiente trabajo tiene como objetivo determinar cómo cambian las propiedades de la roca al someter al yacimiento a un proceso de estimulación como lo es la inyección cíclica de vapor en un sector del Campo Santa Clara a partir de una simulación numérica. Este estudio se realizó utilizando el simulador térmico STARS de la empresa *Computer Modelling Group*; el cual es un líder a nivel mundial en el modelamiento de procesos térmicos. Éste cuenta con un módulo geomecánico que permite determinar los cambios en las principales propiedades de la roca teniendo en cuenta los cálculos de flujo de fluidos. Las principales propiedades que se van a analizar en este proyecto son la permeabilidad, porosidad y la compresibilidad ya que son las que se verían más afectadas con un proceso térmico. La inyección cíclica de vapor es el método de recobro terciario a usar en este campo para mejorar el recobro de crudo, aumentando como tal la producción de sus tres fases, como también dándole un nuevo rumbo a la producción gracias a que al momento de inyectar calor al yacimiento, no sólo cambian las propiedades de los fluidos que habitan en él, sino también las propiedades de la roca; de esta manera se da lugar a una mayor eficiencia al momento de la producción. El método de recuperación térmica es preferido a otros por varias razones: en el caso de aceites viscosos, el calor se utiliza para provocar el desplazamiento del aceite y ganar eficiencia. La reducción en la viscosidad del crudo que va acompañada con un incremento en la temperatura no solamente permite al petróleo fluir con libertad, sino que también favorece el radio de movilidad.

INYECCIÓN DE VAPOR CÍCLICA

El proceso de inyección cíclica de vapor es a veces llamada "*huff and puff*" o "*steam soak*". El método es muy usado en pozos que producen petróleo de baja gravedad API (alta viscosidad). Este es un proceso cíclico en el cual el mismo pozo es usado para inyección y producción.

Un proceso típico involucra la inyección hacia un pozo de aproximadamente 1.000 barriles de agua por día en la forma de vapor. La inyección continúa por dos o tres semanas, después de la cual el pozo es cerrado por unos cuantos días. El periodo de cierre es lo suficiente largo para que el vapor condense pero no para disipar la presión substancialmente.

Después del periodo de cierre, el pozo será producido por un periodo de tiempo entre unos meses a aproximadamente un año.

El ciclo de inyección seguido por producción será repetido varias veces; usualmente en cada ciclo se producirá menos petróleo que en el ciclo previo. Algunos proyectos de inyección cíclica de vapor han sido convertidos a inyección continua de vapor después de unos cuantos ciclos de inyección.

PROCESO GENERAL DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

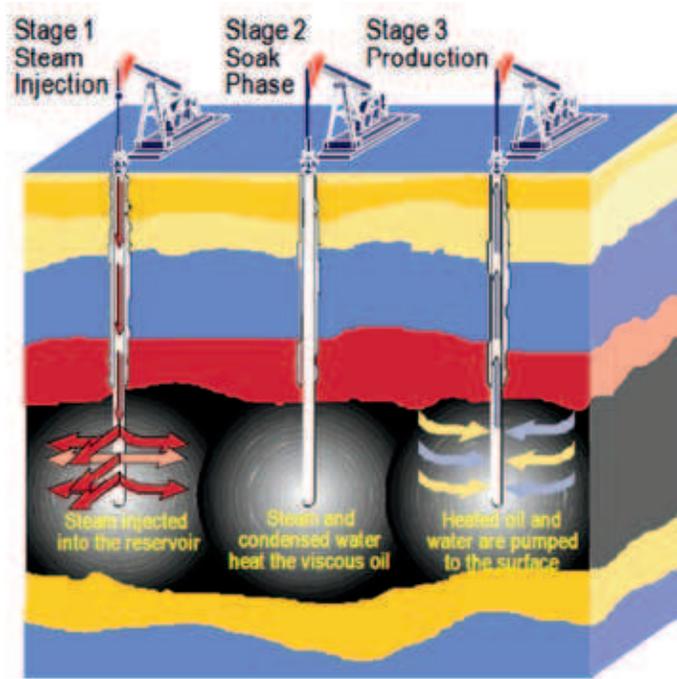
Inyección de vapor. El vapor es inyectado en el pozo a una rata lo más alta posible (para minimizar las pérdidas de calor) por varias semanas. El vapor inyectado calienta la roca y los fluidos alrededor del pozo. Este se expande en forma de dedos dentro de la formación debido a la segregación gravitacional, a la inyección preferencial en estratos de alta permeabilidad y a la viscosidad de los fluidos presentes en la formación. De vez en cuando, para hacer cálculos, se puede asumir que un cierto volumen de arenas es calentado a una temperatura constante.

Periodo de remojo. Después de inyectar volumen deseado de vapor, usualmente expresado en barriles de agua equivalente, el pozo debe ser cerrado alrededor de una semana. Este periodo es llamado "de remojo" y es supuesto para promover la condensación parcial de vapor calentado hacia la roca y los fluidos, con el fin de realizar una distribución uniforme del calor inyectado. Actualmente, existen algunas diferencias de opiniones en cuanto a la eficiencia del tiempo de remojo especialmente cuando grandes baches de vapor son inyectados, debido a que la cantidad relativa de vapor condensado, en este corto tiempo, es pequeña y, además, el periodo de remojo presenta una pérdida de producción de petróleo.

Periodo de producción. Como el petróleo en la zona calentada es bombeado hacia afuera, algún remplazo de dicho petróleo puede ocurrir debido al flujo del mismo desde los alrededores fríos de la formación. El gas en solución, disuelto en el petróleo durante la inyección de vapor, puede jugar un papel importante en la producción. Tal solución de gas puede ser relativamente efectiva únicamente en el primer ciclo. Para el segundo ciclo la mayoría del gas debería ser depletado.

Todo se ve reflejado en la Figura 1.

Figura 1. Proceso de inyección cíclica de vapor



Fuente. PUMPS & SYSTEMS, "All-Metal Progressing Cavity Pump and Artificial Lift".Internet: (<http://www.pump-zone.com/upstream-pumping/production/all-metal-progressing-cavity-pump-and-artificial-lift.html>)

GEOMECAÁNICA

La geomecánica es una disciplina que se ocupa de las deformaciones y fallas de las rocas. En la industria del petróleo, los geomecánicos se ocupan de analizar las deformaciones y fallas de las rocas sedimentarias durante el ciclo de perforación y producción de hidrocarburos. Por ejemplo, la inestabilidad del hoyo, la fractura hidráulica, la producción de arena y el hundimiento de la superficie. En algunos casos, la extracción de hidrocarburos provoca la formación de nuevas fallas y fracturas o deslizamientos sobre fallas preexistentes.

Si no se puede perforar en una dirección particular, por ejemplo, debido a una inestabilidad severa del pozo, el ingeniero geomecánico desarrollará información sobre la estructura, la solidez de la roca, el estado actual de la tensión y determinará qué mecanismos rigen las deformaciones. Estos datos se sintetizan en el modelo mecánico, luego se usa el modelo para diseñar la trayectoria óptima, los pesos del lodo y las prácticas de perforación necesaria para alcanzar el objetivo en el yacimiento.

DEFORMACIONES DE LAS ROCAS

La alteración de la roca en volumen se refleja mediante la actuación de fuerzas a su alrededor, puede ser

permanente o elástica dependiendo de la intensidad de la fuerza y de las características mecánicas de la roca; cuando se habla de deformación elástica se refiere a que la roca recupera su forma original en el momento que se culmina la actuación de la fuerza. La deformación de la roca se expresa por sus constantes elásticas E y ν :

$$E = \sigma / \epsilon_{ax}$$

(Unidades de esfuerzo)

Ecuación 1. Módulo de Young.

$$\nu = \epsilon_t / \epsilon_{ax}$$

(Adimensional)

Ecuación 2. Coeficiente de Poisson.

El **módulo de Young, E**, define la relación lineal elástica entre el esfuerzo aplicado y la deformación producida en la dirección de aplicación del esfuerzo y la **razón de Poisson, ν** , define la relación entre la deformación transversal y axial. Juntas definen las características de la deformación elástica-estática de la roca. Una roca blanda con comportamiento dúctil posee un mayor coeficiente de **Poisson** y un menor módulo de Young que una roca dura con comportamiento frágil.

En la Tabla 1 se incluyen valores del **módulo de**

Young estático y dinámico y del coeficiente de Poisson para diferentes rocas. Se indican los rangos más frecuentes de variación de estos parámetros, que en ocasiones son muy amplios debido a la alta variabilidad de propiedades físicas (porosidad, estructura mineral, cementación, etc.) y al carácter anisótropo de algunas rocas (presencia de laminación, esquistosidad, etc.) para la mayoría de las rocas, el coeficiente de Poisson varía entre 0,25 y 0,33.

Tabla 1. Constantes elásticas de las rocas

Roca Intacta	Módulo de elasticidad estático, E kg/cm ² (x105)	Módulo de elasticidad dinámico, Ed kg/cm ² (x105)	Coefficiente de Poisson, ν
Arenisca	0,3 - 6,1	0,5 - 5,6	0,1 - 0,4
Caliza	1,9 - 9,0	0,8 - 9,9	0,12 - 0,33
Dolomía	0,4 - 5,1	2,2 - 8,6	0,29 - 0,34
Lutita	0,3 - 2,2	1,0 - 7,0	0,25 - 0,29

Fuente: VALLEJO, Luis, Ingeniería Geológica, Pearson Educación, 2002, p.164

DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

Un modelo de simulación se define como la forma más práctica de interpretar el comportamiento real del yacimiento a lo largo de su vida a partir de la conducta de un modelo ya sean físicos, tales como modelos a escala de laboratorio o matemáticos.

- Un modelo matemático de un sistema físico es un conjunto de ecuaciones de conservación de masa y/o energía que describen adecuadamente los procesos que tienen lugar en los sistemas (pozo, yacimiento, campo, etc.).
- Los modelos a escala en laboratorio se basan en determinar variables dependiendo del flujo de fluidos y la transferencia de masa en muestras extraídas de yacimientos en procesos de corazonamiento, dadas por las leyes físicas (Darcy, Fick, Fourier, etc.).

En los modelos numéricos de simulación, se obtiene una solución aproximada del modelo matemático. En estos casos el yacimiento es visualizado como un conjunto de regiones o bloques que representan volúmenes discretos de una malla en que se ha subdividido el yacimiento. Estos métodos numéricos son necesarios debido a que las ecuaciones en derivadas parciales del modelo matemático representan:

- Heterogeneidad del yacimiento (permeabilidad, porosidades variables y geometría irregular).
- Sin linealidades de permeabilidad relativas y presión capilar con relación a saturaciones.
- Sin linealidades en las propiedades PVT de fluidos como función de presión, composición y temperatura.

MODELO ESTÁTICO

A continuación se describe detalladamente el modelo estático para el submodelo del Campo Santa Clara.

Mallado de simulación. El mallado de simulación utilizado para la elaboración de la simulación numérica fue desarrollado en el **software Petrel**. El modelo es tipo **“Corner Point No Orthogonal”** y las dimensiones originales del modelo consistían en un total de 15686 celdas las cuales se encontraban divididas según se describe en la tabla 2.

Tabla 2. Distribución de celdas en el modelo original

	I	J	K
N° Celdas	11	23	62

Tabla 3. Distribución de celdas en el submodelo

	I	J	K
N° Celdas	10	17	55

El módulo geomecánico en el simulador STARS es algo relativamente nuevo, lo cual hace que se encuentre en continua mejora y desarrollo; en la versión usada durante este proyecto la 2009.10 el módulo aún no contaba con la opción de manejar mallas tipo **“Corner Point No Orthogonal”**, por tal motivo, se hizo necesario llevar el modelo inicial a un mallado tipo **“Cartesiano”**.

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN EN SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

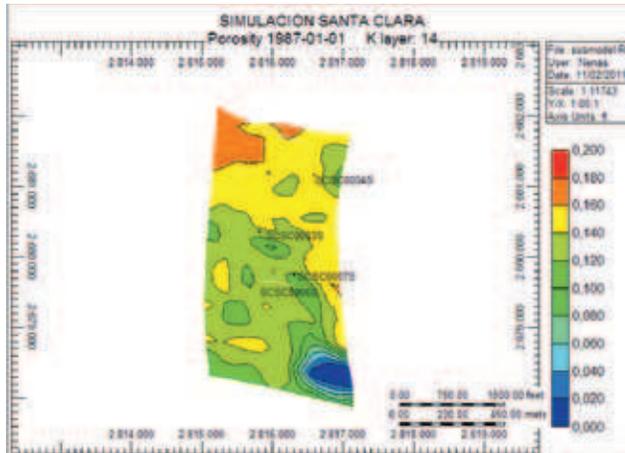
Seguido del cambio que se hizo al tipo de mallado, se procedió a hacer un refinamiento en las celdas del modelo gracias a que la licencia estudiantil que se tenía, en ese momento, no corría modelos con más de 10. 000 celdas. Después de hacer este refinamiento el modelo quedó con un total de 9350 celdas las cuales se dividieron como lo muestra la Tabla 3.

La migración del modelo se hizo con tal detalle que el submodelo ahora con malla Cartesiana representará,

100% las zonas de petróleo, agua y gas del modelo original, al igual que las propiedades de la roca, aunque ahora contando con un número de celdas menor y, por ende, menor el tiempo de simulación.

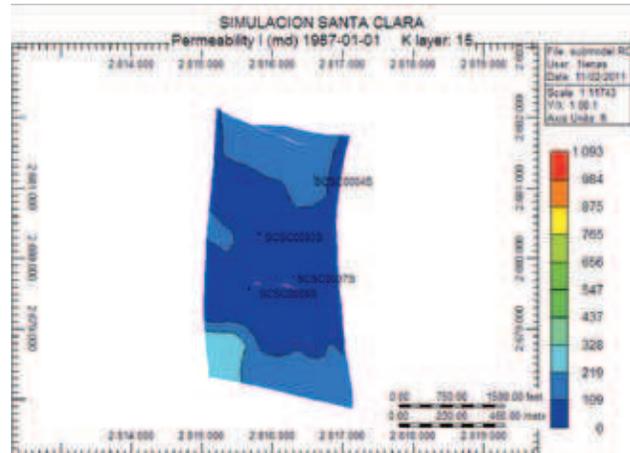
Las estimaciones de los valores de permeabilidad absoluta, porosidad y espesor presentes en el mallado, fueron importadas del modelo original por medio de mapas, como se muestra en las figuras 2, 3, 4 y 5.

Figura 2. Mapa de Porosidad importado del modelo original



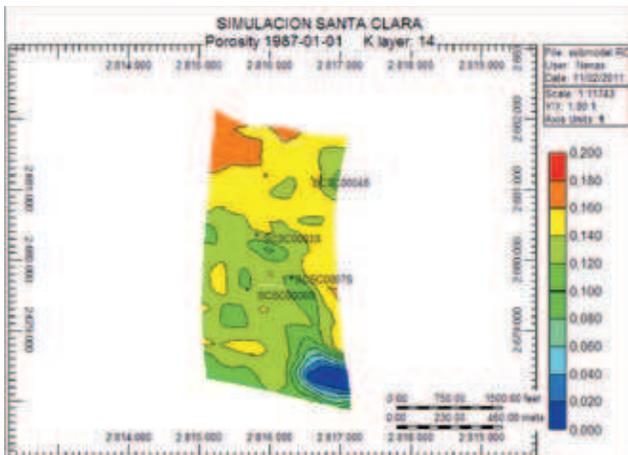
Fuente. CMG Stars Builder.

Figura 4. Mapa de Permeabilidad importado del modelo original



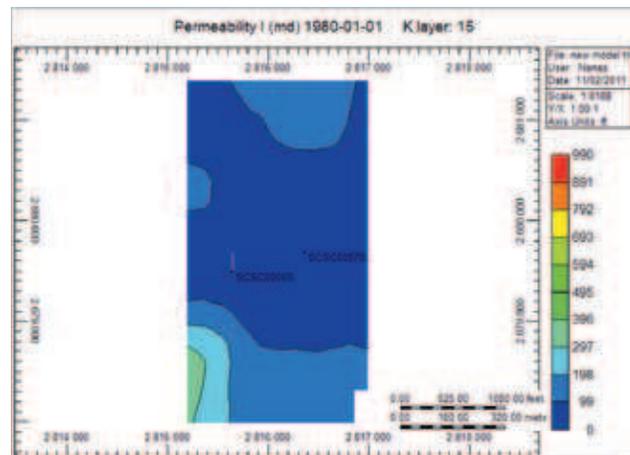
Fuente. CMG Stars Builder.

Figura 3. Mapa de Porosidad en el submodelo



Fuente. CMG Stars Builder.

Figura 5. Mapa de Permeabilidad en el submodelo

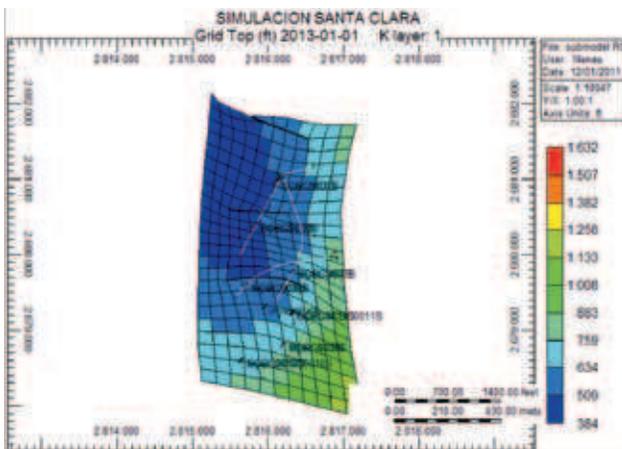


Fuente. CMG Stars Builder.

En la Figura 6 se podrá ver el cambio que sufrió el modelo en cuanto a su volumen y tipo de grilla.

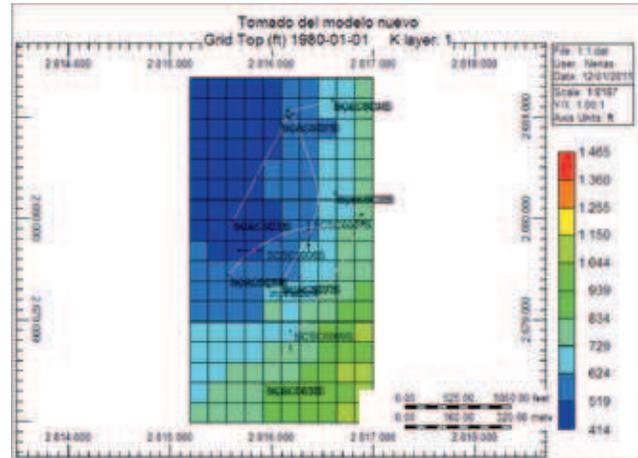
Figura 6. Modelo original vs. Submodelo

Antes



Fuente. CMG Stars Builder.

Después



La Tabla 4, muestra la representación de las unidades geológicas dentro del modelo estático. Las unidades UKB (caballos superior) y LKB (caballos inferior) representan las unidades con el mayor aporte de producción del campo Santa Clara, mientras la unidad MKB (caballos medio) es una formación con un mayor número de cuerpos arcillosos y, por consiguiente, mucho menos productiva.

Tabla 4. Distribución de las formaciones en el submodelo

Formación	Arena	Estrato en el modelo	Total de estratos en el modelo
Caballos Superior	UKB1	1	1
	UKB2	2 a 11	10
	UKB3	12 a 21	10
Caballos Medio	MKB1	22 a 26	5
	MKB2	27 a 31	5
	MKB3	32	1
Caballos Inferior	LKB1	33 a 42	10
	LKB2	43 a 52	10
	LKB3	53 a 55	3

VALIDACIÓN DEL MODELO SE SIMULACIÓN

Para determinar que el modelo no genere errores en el momento de la corrida se realiza una validación de ciertos parámetros importantes.

Validación de acuífero. El sub-modelo original presentado por parte del ICP tenía un acuífero parcialmente activo y limitado para una región del oeste; por tal motivo, se tuvo que acondicionar un acuífero que mantuviera la presión en yacimiento para así poder tener un ajuste en la producción de líquido con la historia que ha llevado el campo.

El acuífero es de tipo Boundary, con un espesor de 4000 pies, porosidad de 20%, permeabilidad de 1000 md y con un método de modelamiento de Carter - Tracy con extensión infinita.

Validación de permeabilidad según los cambios de porosidad. En el momento de empezar a hacer las corridas con las propiedades geomecánicas, las propiedades de yacimiento empiezan a cambiar a medida que el tiempo transcurre y los procesos que se llevan a cabo se desarrollan normalmente; en este caso, la inyección cíclica de vapor. Una de las propiedades que más hace alusión a este cambio es la porosidad, ésta cambia gracias a que los esfuerzos en la roca ya-

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN EN SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

cimiento generan un cambio en su forma y volumen. Debido a que la permeabilidad cambia principalmente por la porosidad y teniendo un cambio en la porosidad corregida por geomecánica se obtendrá un nuevo dato de permeabilidad para cada una de las celdas del modelo.

CMG en el simulador STARS brinda dos opciones específicas para determinar este nuevo dato de permeabilidad teniendo en cuenta el cambio de porosidad corregida por geomecánica. PERMUL es la primera opción que brinda el simulador y está dado por la Ecuación 3.

Ecuación 3. PERMUL

$$k = k_0 * exp \left[\frac{k_{mul} * \Phi - \Phi_0}{1 - \Phi_0} \right]$$

k_0 y Φ_0 corresponden al factor multiplicador de la permeabilidad.

La segunda opción es determinar este cambio con el método de Carman-Kozeny presentado en la Ecuación 4.

$$k(\Phi) = k_0 * [\Phi / \Phi_0] ** CK Power * [(1-\Phi_0)(1-\Phi)] ** 2$$

Ecuación 4. Carman-Kozeny.

El límite inferior de CK power es igual a 0 y el límite superior es igual a 10.

Para este proyecto se va a utilizar el método de Carman-Kozeny debido a que arroja un dato más exacto en comparación al método de PERMUL y porque es igual a 0.9 porque al 25% de cambios en porosidad, es la permeabilidad que más se ajusta a la permeabilidad real del campo.

Validación de los ciclos de inyección. En un momento dado en la elaboración de este proyecto, se descubrió que en el proceso de inyección los pozos productores e inyectores estaban abiertos simultáneamente en algunos tiempos específicos. Por tal motivo, los resultados en la producción de cada pozo no

eran coherentes. Gracias a esto se creó un nuevo ciclo de inyección aplicado para los 7 pozos productores e inyectores del campo, quedando como se muestra en la Tabla 5.

Tabla 5. Tiempos en ciclo de inyección para cada pozo

Pozos	Inyección	Remojo	Producción
SCS-01	15 días	3 días	6 meses
SCS-03	15 días	3 días	6 meses
SCS-04	15 días	3 días	6 meses
SCS-06	15 días	3 días	6 meses
SCS-07	15 días	3 días	6 meses
SCS-08	15 días	3 días	6 meses
SCS-09	15 días	3 días	6 meses

Tabla 6. Limitaciones de presión, temperatura y producción para los pozos

Pozos	Temperatura °F	BHP (Psi)	Barriles máximos de producción. (Bbl)
SCS-01	70	60	300
SCS-03	70	60	500
SCS-04	70	60	300
SCS-06	70	60	600
SCS-07	70	60	400
SCS-08	70	60	250
SCS-09	70	60	1000

Después de hacer estos cambios en el ciclo de inyección para todos los pozos, se reajustaron las restricciones (contrains) para cada uno de los pozos, dependiendo de su punto máximo en la producción de

aceite histórica y de la mínima presión a la cual llegarían los pozos; en la Tabla 6 se muestran los cambios en las limitaciones para los pozos.

MODELO DINÁMICO

A continuación se describe detalladamente el modelo dinámico para el submodelo del Campo Santa Clara.

Propiedades PVT. Las propiedades PVT se importaron del modelo original y éstas se basaron en el estudio PVT realizado a una muestra de fluido del pozo Santa Clara 13H. A continuación se muestra la información determinada por el laboratorio del ICP de la muestra que se obtuvo el 26 de junio del 2003 a 2675 pies, 880 psia y 116 °F. Fluido tipo Black Oil de 17.49°API a 60 °F.

Tabla 7. Fracción pesada fluido Santa Clara 13_h determinada en laboratorio PVT- ICP

PROPIEDADES DE LAS FRACCIONES PESADAS			
Fracción Plus	Wt %	Mol %	MW
C7 +	95.469	68.852	320.331
C10+	90.633	58.543	357.657
C20+	68.741	32.598	487.163
C30+	51.342	20.450	580.000
Peso Molecular de la Muestra:		231.02 lb/lb-mol	

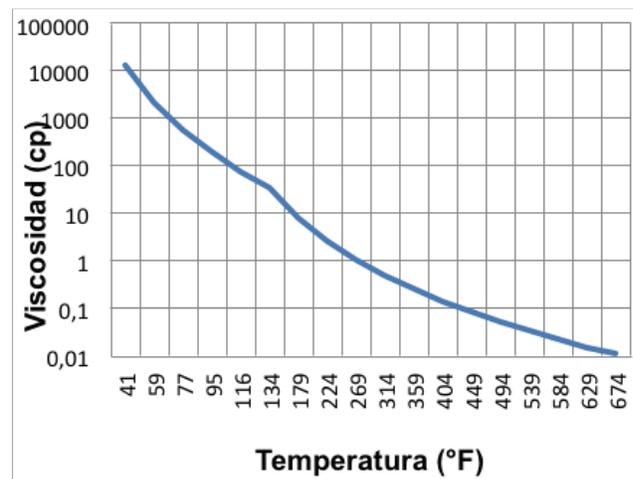
Fuente. GRUPO DE DAÑO DE FORMACIÓN ICP. Informe Final de daño a la formación Campo Santa Clara, Instituto Colombiano del Petróleo, junio de 2002. P.18.

El fluido se encuentra conformado por agua, aceite pesado y gas en solución. La tabla 8 correlaciona la viscosidad del aceite con la temperatura; gráficamente esta relación se puede observar en la figura 7.

Tabla 8. Tabla de viscosidad de aceite con relación a la temperatura.

Tabla de viscosidad	
°F	cp
41	13209,2
59	2140,61
77	565,384
95	197,778
116	72,863
134	35,422
179	8,32783
224	2,71367
269	1,08651
314	0,501359
359	0,25664
404	0,142197
449	0,083862
494	0,052019
539	0,0336398
584	0,0225285
629	0,0155433
674	0,0110027

Figura 7. Gráfica de la viscosidad del aceite en función a la temperatura



INICIALIZACIÓN

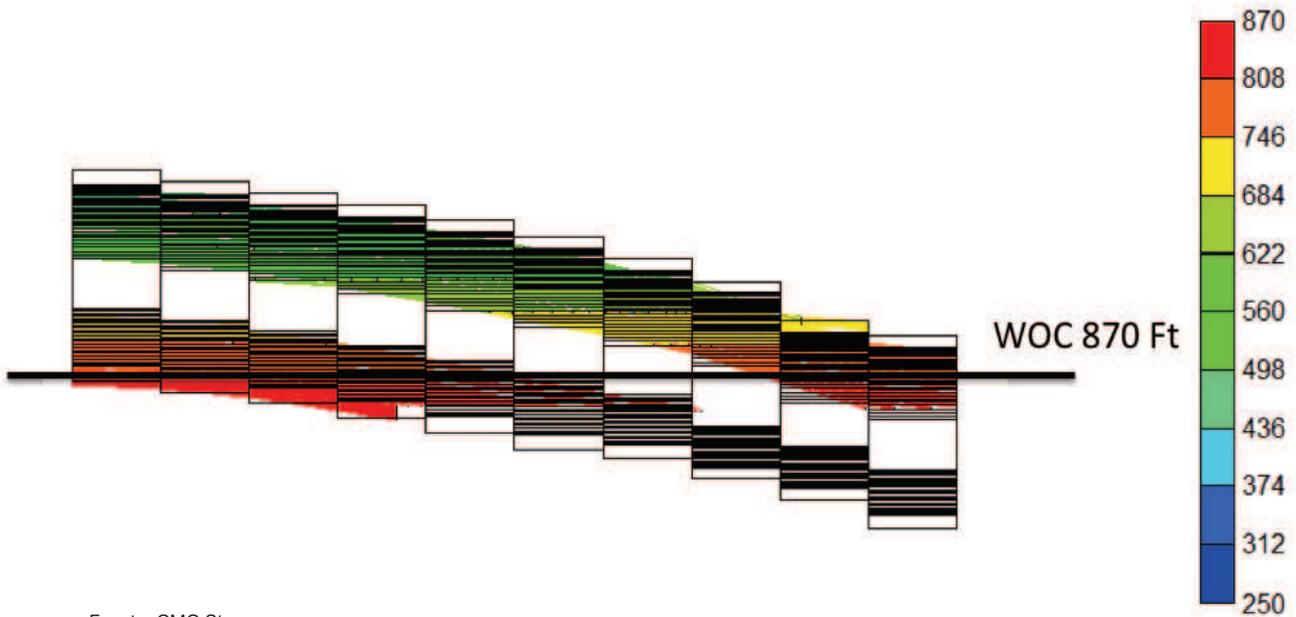
Condiciones de Inicialización. Las condiciones iniciales de presión y profundidad de referencia fueron determinadas a 1217 psi y 600 pies respectivamente. En cuanto a la presión de saturación, el yacimiento

fue inicializado como un yacimiento a presión de saturación. La tabla 8 muestra las condiciones iniciales

Tabla 9. Condiciones de inicialización

Condiciones Iniciales	
Saturación de aceite:	Saturación de agua: 0.25
Temperatura de yacimiento: 125 °F	
Presión: 1217 psia @ -600 ft	

Figura 8. Visualización del contacto WOC



Fuente. CMG Stars.

Definición de contactos. El contacto original de agua-aceite fue estimado a 870 ft como se visualiza en la figura 8.

DEFINICIÓN DE LAS PROPIEDADES GEOMECÁNICAS

El módulo de geomecánica de CMG utiliza un enmallado deformable de elementos finitos para realizar los cálculos. Hay dos opciones para especificar el origen de la descripción del enmallado de geomecánica, el enmallado anfitrión y el independiente.

Para este proyecto en el modelo se utilizó un enmallado anfitrión debido a que se construye de manera

tal que se sobrepone exactamente al enmallado del simulador anfitrión de flujo de fluidos en condiciones iniciales. Es decir, que los lados y los vértices de las celdas correspondientes ocupan la misma ubicación en un espacio tridimensional.

También el módulo de geomecánica resuelve el equilibrio de fuerzas de la formación y se calcula la dilatación/compresión volumétrica como resultado de la deformación tanto elástica como plástica. Los cambios de volumen de poro pueden producirse a raíz de la combinación de esfuerzos de compresión/tensión o de corte. Estos cambios de volumen de poro y los cambios conexos de las transmisibilidades se utilizan,

en el modelo de yacimientos, para calcular la masa y el equilibrio energético del yacimiento.

Para analizar el comportamiento de la roca, dependiendo del cambio de temperatura que se obtiene por medio de la inyección de vapor, es necesario introducir propiedades geomecánicas recomendadas para que el simulador calcule de forma geo-correcta los

cambios en las propiedades deseadas. Las propiedades que el simulador recomienda que sean introducidas son el módulo de Young y la razón de Poisson, como también el criterio de influencia necesario para el tipo de roca que se está manejando. La cohesión y el coeficiente de expansión térmica, son otras dos propiedades que al igual que Young y Poisson son necesarias para que el simulador arroje buenos resultados.

Tabla 9. Datos de Young y Poisson para cada formación

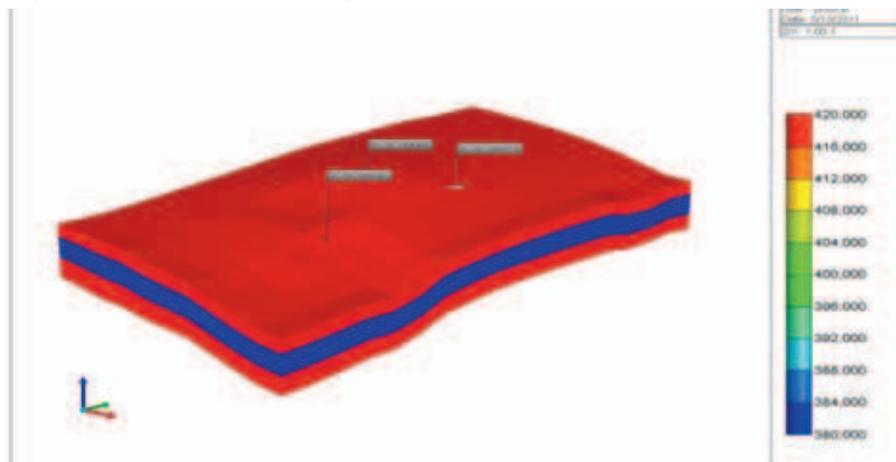
	LKB	MKB	UKB
Young	420000 Psi	380000 Psi	420000 Psi
Poisson	0.2577	0.2840	0.2514

Para este proyecto el modelo en la parte geomecánica queda con tres tipos de roca, debido a que se tenían datos de laboratorio del módulo de Young y del módulo de Poisson para cada una de las tres formaciones (UKB, MKB, LKB). Los datos para cada formación se muestran en la tabla 9 y se visualizan en las figuras 9 y 10.

Figura 9. Módulo de Poisson y Young para cada formación



Figura 10. Módulo de Young para cada formación



ANÁLISIS DE RESULTADOS

Existen varios software de simulación de yacimientos térmico, aunque uno de los más recientes en adjuntar el módulo de geomecánica en los cálculos de balance de masa y energía del proceso en el yacimiento fue el simulador STARS de la casa CMG (*Computer Modeling Group*), que para fines prácticos fue el simulador usado en este estudio.

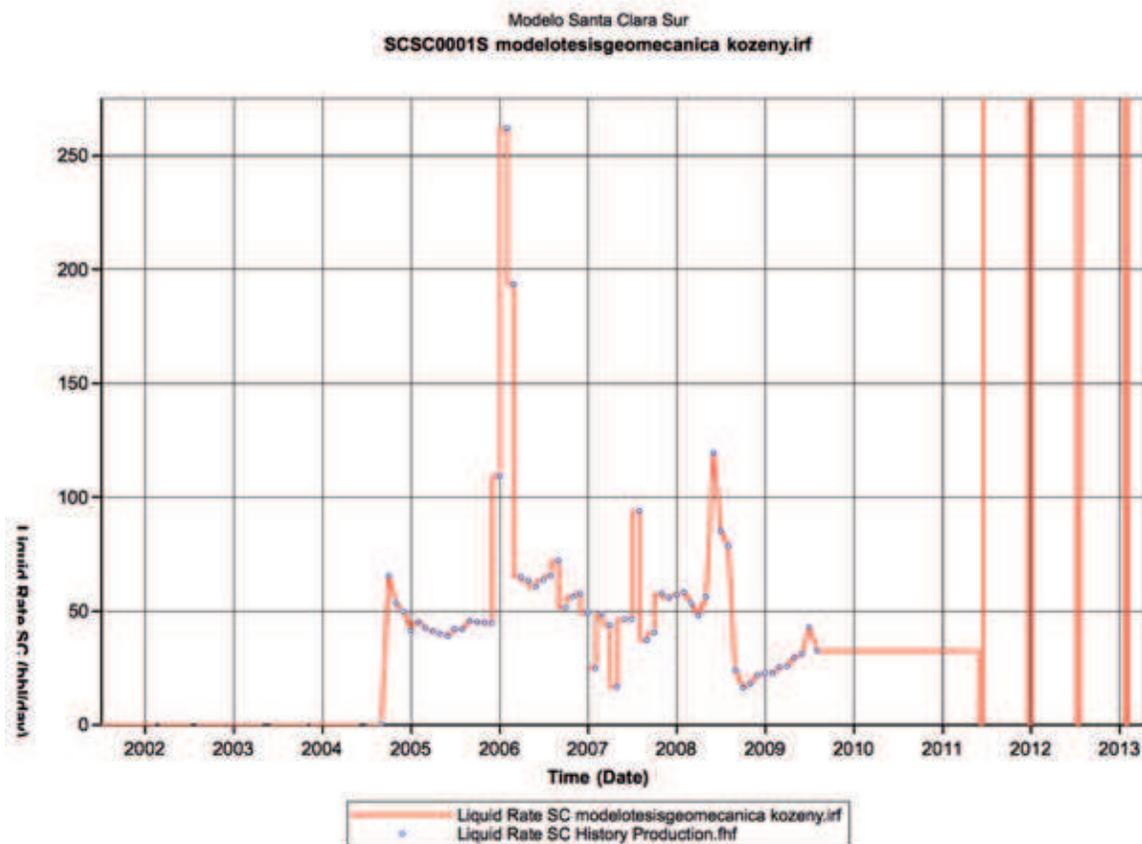
Se realizaron distintas corridas de simulación con el fin de hacer un análisis de sensibilidad de las propiedades mecánicas de la roca y el cambio de la permeabilidad con respecto a la porosidad corregida por geomecánica. Ya habiendo sacado resultados con los cambios de permeabilidad corregida con geomecáni-

ca y porosidad corregida con geomecánica, se puede analizar cómo es el comportamiento de la roca con respecto al cambio de temperatura. Viendo como cambios más efectivos en la subsidencia y el desplazamiento vertical con respecto a la porosidad y a la geomecánica.

AJUSTE DE PARÁMETROS

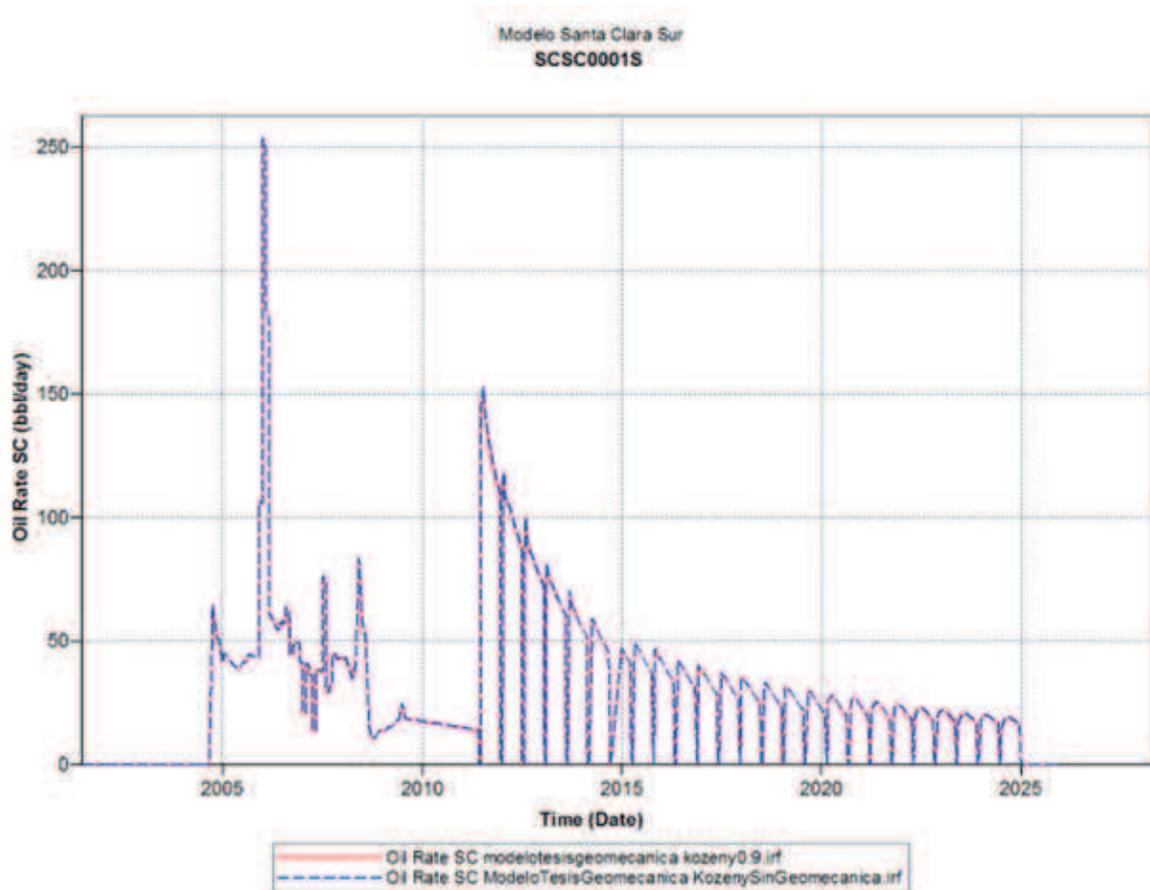
Para que el modelo de simulación genere datos reales es necesario que se realice un ajuste de producción histórica, esto se hace con el propósito de que el análisis de los resultados obtenidos tenga muy poco rango de error o que no haya. El ajuste para este proyecto se hizo por líquido, como se muestra en la figura 11.

Figura 11. Ajuste Histórico



Fuente. CMG. Stars.

Figura 12. Comparación producción aceite pozo 1, sin y con geomecánica



Fuente. CMG. Stars.

Al iniciar el análisis se debe tener en cuenta cómo se comporta la producción de aceite con los cambios geomecánicos y sin los cambios de geomecánica. Iniciando este ajuste se harán comparaciones de producción de aceite con los valores geomecánicos y sin los valores, esto lo apreciamos en la figura 12. La producción con y sin geomecánica es muy parecida, gracias a que los cambios de porosidad corregida y permeabilidad corregida, por parte de geomecánica, son muy pequeños, no pasan del orden de +/- 0.02; por tal motivo, la producción no tiene cambios realmente grandes.

Dado que a partir de los datos reales de propiedades mecánicas de la roca del Campo Santa Clara los cambios no eran significativos, se compararon distintos casos, tomando como principales tres casos de simulación para así determinar qué tanto varían los resultados teniendo en cuenta las propiedades geo-

mecánicas; el primer caso es el modelo con propiedades geomecánicas teóricas muy altas; el segundo caso es utilizando propiedades geomecánicas teóricas muy bajas, estos valores se muestran en las tablas 10 y 11; por último, en el tercer caso se utilizó las propiedades reales del campo, las cuales se mostraron en la tabla 9.

Tabla 10. Propiedades geomecánicas para el primer caso de simulación

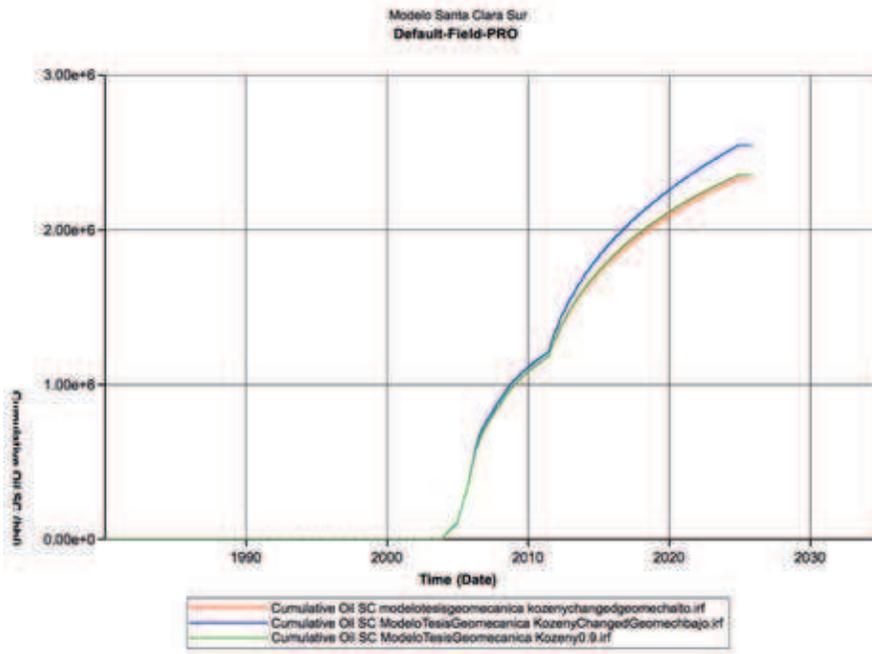
	LKB	MKB	UKB
Young	5×10^5	4.2×10^5	5×10^5
Poisson	0.3	0.35	0.31

Tabla 11. Propiedades geomecánicas para el segundo caso de simulación

	LKB	MKB	UKB
Young	3.4×10^5	3×10^5	3.4×10^5
Poisson	0.2	0.23	0.2

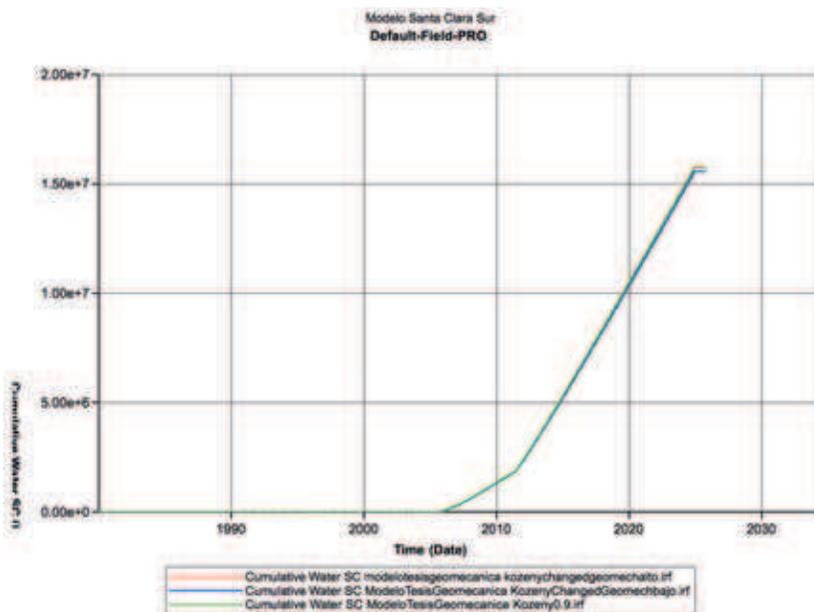
Realizando las debidas corridas de simulación se obtuvieron los siguientes resultados en la parte de producción acumulada tanto de aceite, agua y gas. (Ver figuras 13 y 15)

Figura 13. Producción acumulada de aceite para los tres casos de estudio



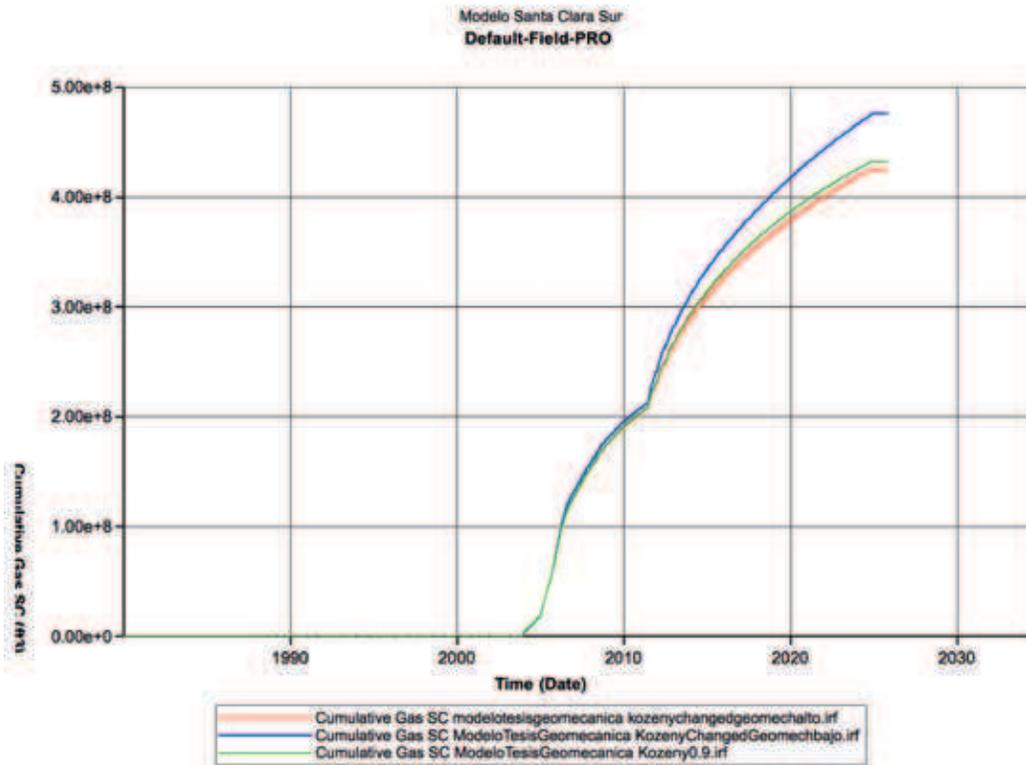
Fuente. CMG Stars.

Figura 14. Producción acumulada de agua para los tres casos de estudio



Fuente. CMG Stars.

Figura 15. Producción acumulada de gas para los tres casos de estudio



Fuente. CMG Stars.

La producción acumulada de los tres fluidos en los diferentes casos de estudio varía debido a las propiedades geomecánicas, siendo el más favorable para la producción el caso de estudio con las propiedades geomecánicas bajas ya que no tendría mayor influencia en las rocas.

Diferente sucede en el caso de estudio con propiedades geomecánicas altas y las propiedades reales del yacimiento; estos dos casos no cambian tanto debido a su gran cercanía.

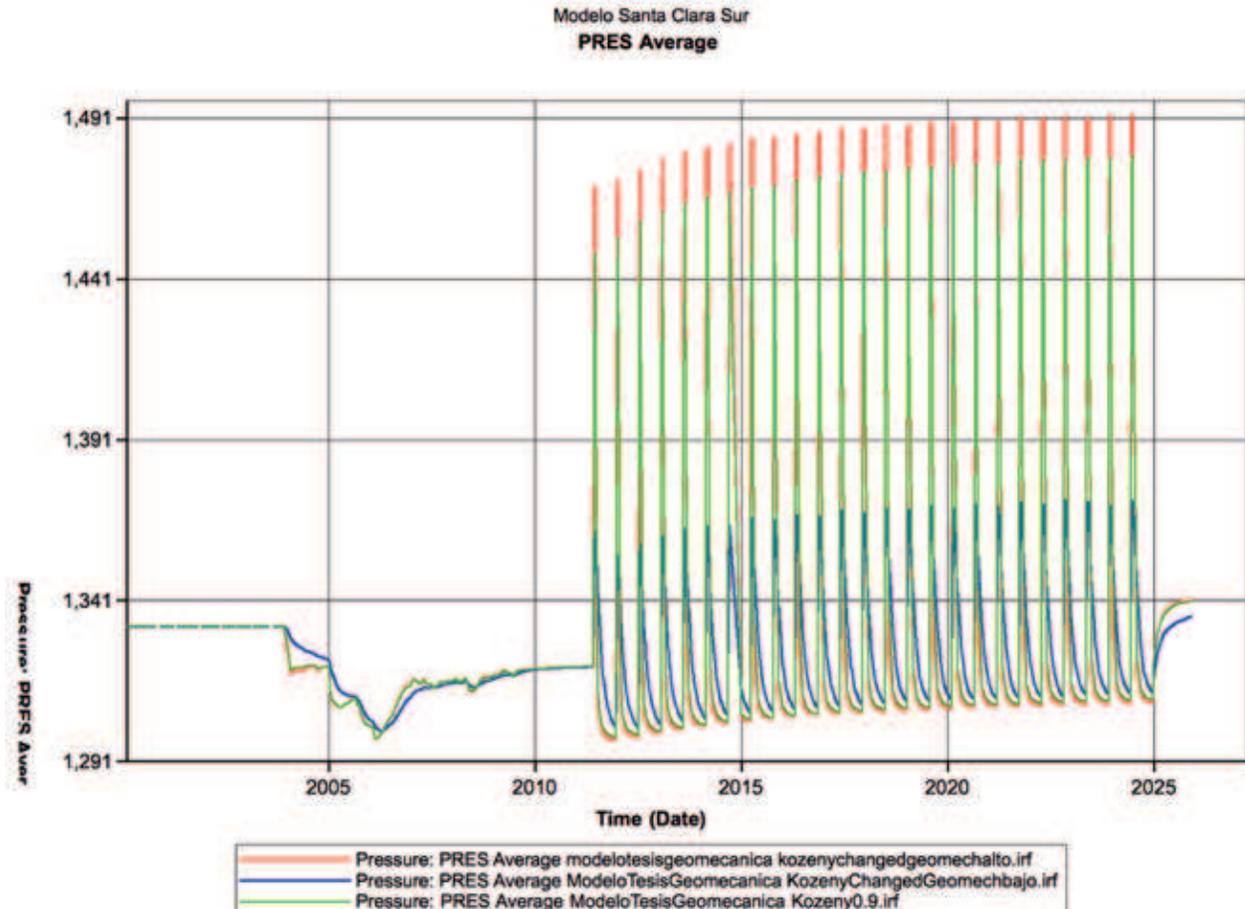
Los valores de la producción acumulada para los tres fluidos se muestran en la tabla 12.

Tabla 12. Producción acumulada para los diferentes casos de estudio

Caso 1	
Producción acumulada aceite	2.33177 x 10 ⁶
Producción acumulada agua	1.57884 x 10 ⁷
Producción acumulada gas	4.25421 x 10 ⁸
Caso 2	
Producción acumulada aceite	2.54853 x 10 ⁶
Producción acumulada agua	1.55694 x 10 ⁷
Producción acumulada gas	4.75998 x 10 ⁸
Caso 3	
Producción acumulada aceite	2.35536 x 10 ⁶
Producción acumulada agua	1.57648 x 10 ⁷
Producción acumulada gas	4.32571 x 10 ⁸

En cuanto a la presión promedio del sector del yacimiento simulado, sí hay gran diferencia en los tres casos de estudio, como se puede ver en la figura 16, esto se debe a que la presión de inyección tiene menor incidencia en rocas con propiedades de bajos valores en comparación con rocas de altos valores en sus propiedades.

Figura 16. Presión promedio para los tres casos de estudio



Fuente. CMG Stars.

Debido a los resultados anteriores se puede concluir que las propiedades geomecánicas juegan un papel muy importante en el comportamiento del yacimiento y que se deben tener en cuenta para así tener una aproximación más real del comportamiento a futuro de éste.

Teniendo claro cuál es el papel de las propiedades geomecánicas, a continuación se muestran los resultados de la simulación con los valores geomecánicos reales del campo.

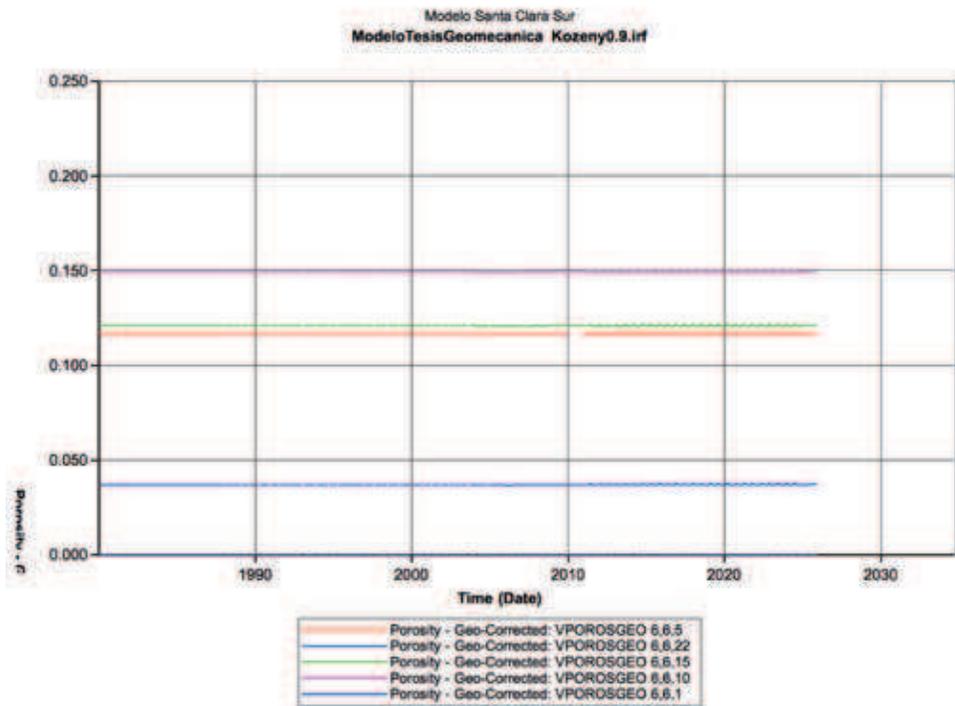
RESULTADOS DE GEOMECAÁNICA

Después que el simulador realiza los cálculos de flujo de fluidos, el modelo geomecánico empieza a calcular los cambios en las principales propiedades; una de éstas es la porosidad que va a tener un cambio gracias a la geomecánica ya que por el simple hecho que la

temperatura entre en los cálculos de balance de masa y energía, la roca cede con respecto a estos cambios, generando así una variación de volumen transmitido por la porosidad geo-correctada; de tal manera, como se muestra en la figura 17, se podrá demostrar el cambio que tiene la porosidad con los efectos de depletamiento e inyección de vapor para el pozo SCS-01; ésta muestra la variación que tiene la porosidad en diferentes celdas del pozo.

Para hacer el análisis en los cambios a las propiedades de la roca con respecto a la geomecánica se consideró necesario hacerlo en las celdas donde se cañoneó cada uno de los pozos, mostrando así los cambios en la cara de pozo excepto para el pozo SCS-01; que se tomaron celdas en la zona de drenaje, en la figura 18 se muestra la dirección y las zonas de cañoneo del pozo SCS-01.

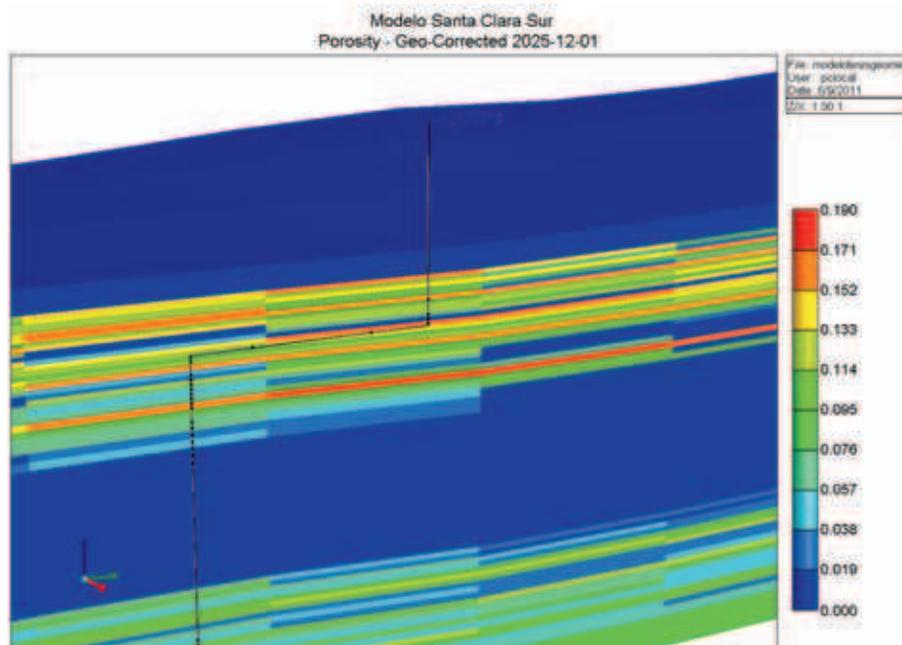
Figura 17. Cambios en la porosidad para el pozo SCS-01



Fuente. CMG Stars.

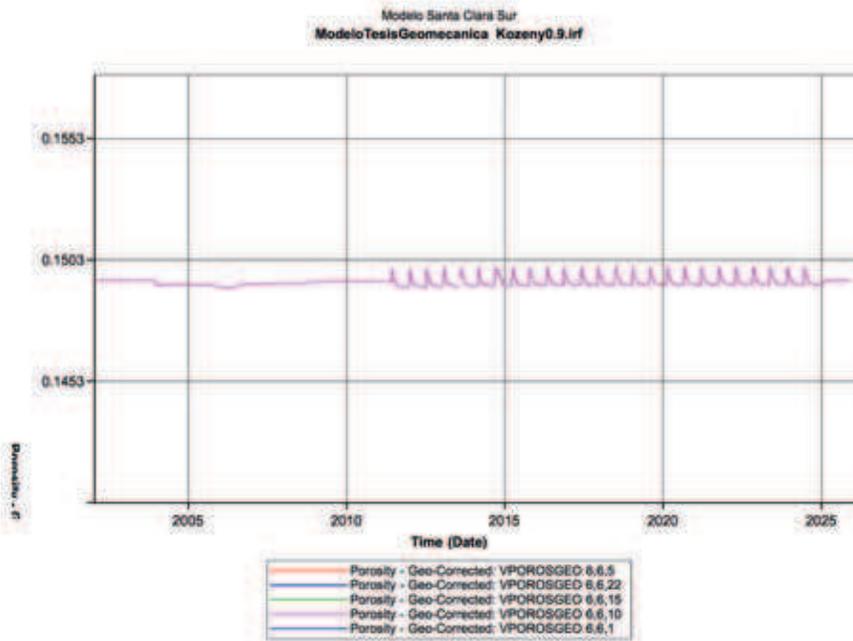
Ya que en la figura 17 no se nota la variación de porosidad, se adecuó una imagen (Figura 19), para ver el real comportamiento de la porosidad con respecto a los cambios geomecánicos en una celda del pozo SCS-01.

Figura 18. Dirección del pozo SCS-01, con sus respectivos cañoneos



Fuente. CMG Stars.

Figura 19. Zoom de la variación de porosidad en una celda del pozo SCS-01

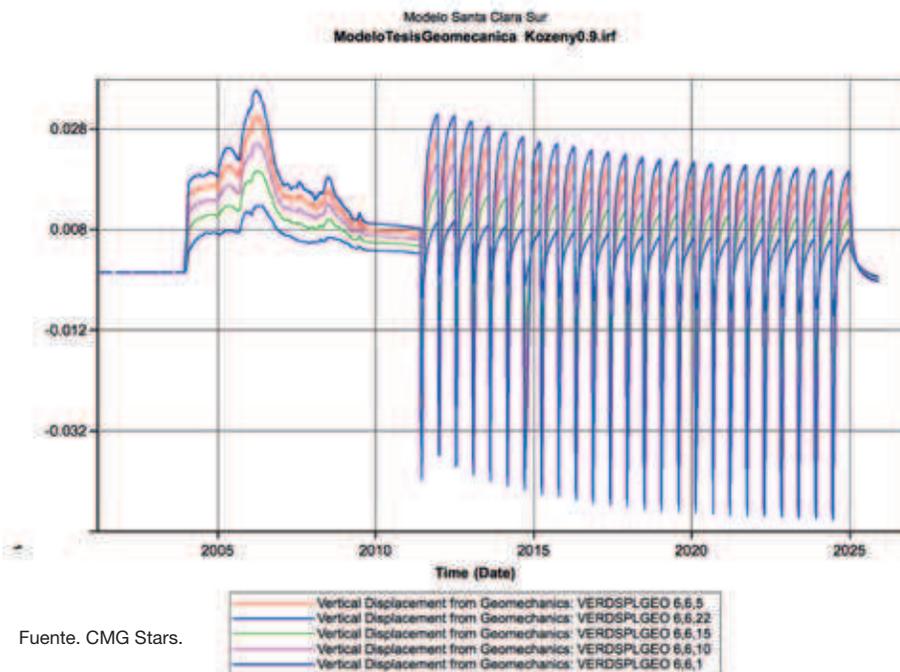


Fuente. CMG Stars.

Analizando las variaciones de las diferentes celdas de cada pozo respectivo sometidas a análisis, se determinó que la máxima variación está en el orden de +/- 0.02% teniendo su pico más alto en el momento de la inyección de vapor y su pico más bajo en el momento de la producción, eso lo podemos referenciar

viendo el desplazamiento que tiene la roca verticalmente. Como se muestra en la figura 20, el cambio que tiene es también muy pequeño, esto se puede comparar con el cambio de porosidad que se obtuvo por los cambios en las propiedades geomecánicas.

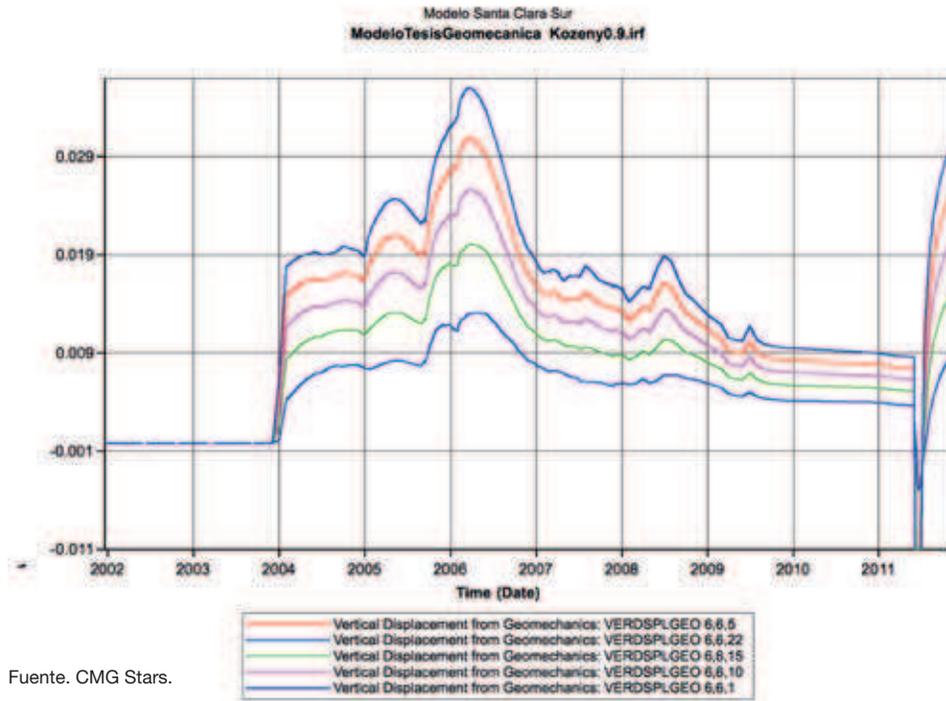
Figura 20. Desplazamiento vertical por porosidad para el pozo SCS-01



Fuente. CMG Stars.

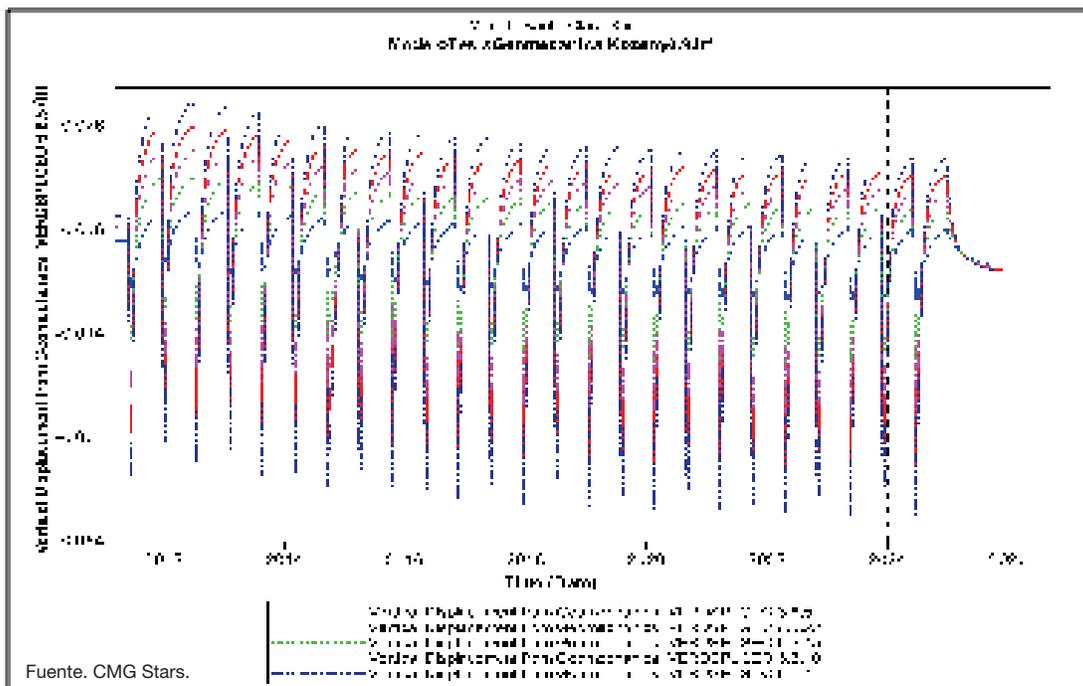
Ya que los cambios son pequeños y la escala también está reducida, se ajustó un aumento en la imagen que muestra bien el comportamiento vertical que tiene la roca, antes y durante la inyección de vapor, estos se ven en las figuras 21 y 22. En el anexo C se pueden observar los desplazamientos verticales para todos los pozos.

Figura 21. Zoom del desplazamiento vertical por porosidad para el pozo SCS-01, antes de la inyección de vapor.



Fuente. CMG Stars.

Figura 22. Zoom del desplazamiento vertical por porosidad para el pozo SCS-01, durante de la inyección de vapor.



Fuente. CMG Stars.

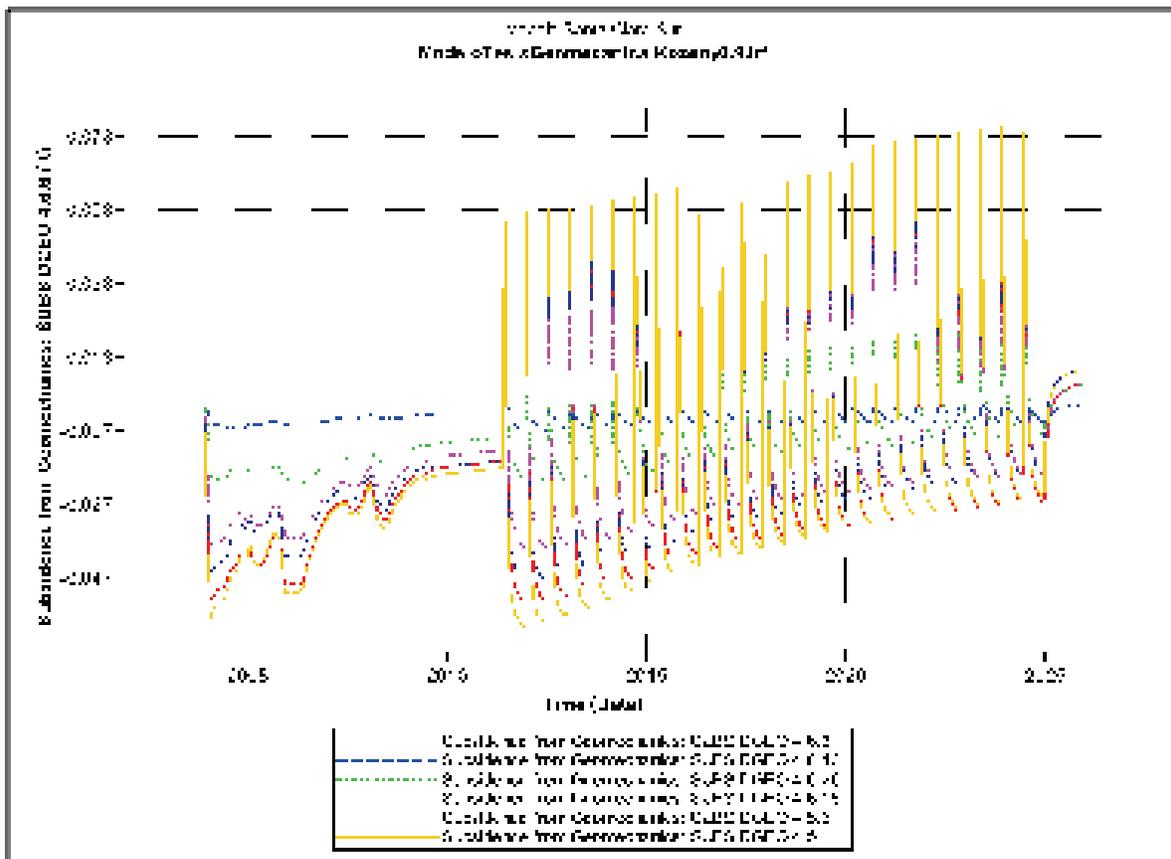
LÍNEA DE INVESTIGACIÓN EN SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Al igual que el desplazamiento vertical, se obtuvieron resultados de la subsidencia según la porosidad, estos son acordes a los resultados del desplazamiento vertical ya que si uno aumenta el otro disminuye, generando resultados coherentes los cuales se ven muy relacionados al cambio de porosidad con respecto a la geomecánica y al desplazamiento vertical; esto se muestra en la figura 23; al igual que las anteriores imágenes se realiza un zoom que muestra más en detalle los cambios antes y durante la inyección de vapor (Figuras 24 y 25).

Los cambios máximos no sobrepasan los 0.15 pies, gracias a que la geomecánica no está actuando de manera fuerte sobre las propiedades de la roca.

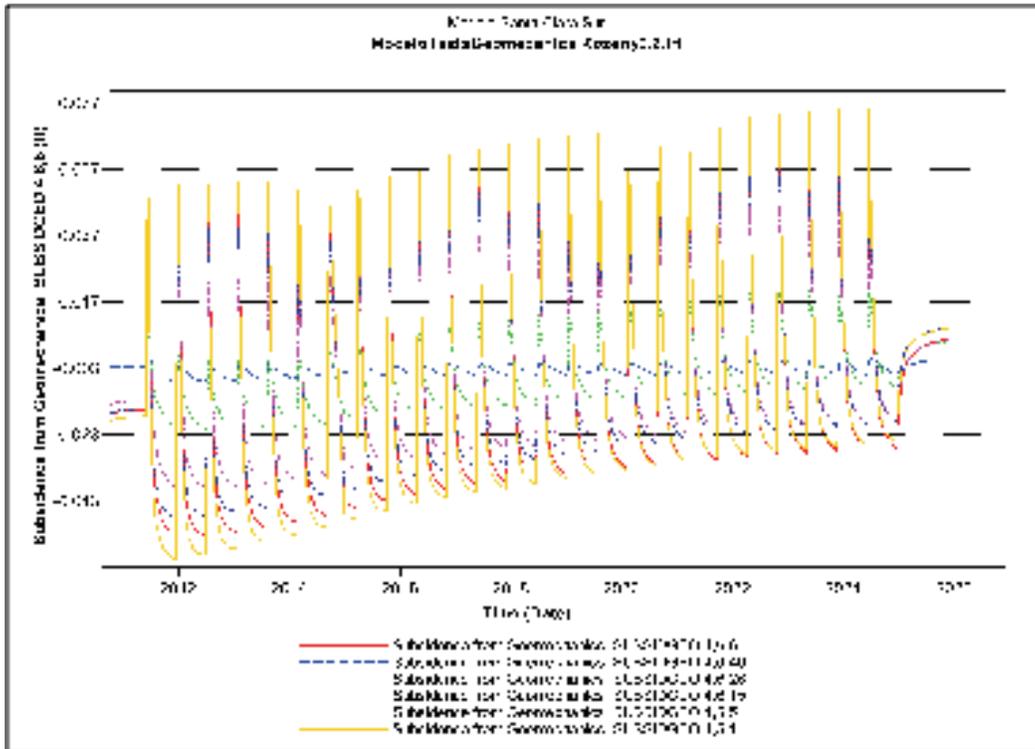
Gracias a que la producción no se ve tan afectada con el cambio reflejado en la subsidencia, podríamos determinar que la implementación de la inyección cíclica en el Campo Santa Clara tendría muy buenos resultados, y no estaría ligado a problemas relacionados con la geomecánica de la roca yacimiento.

Figura 23. Subsidencia por porosidad del pozo SCS-03



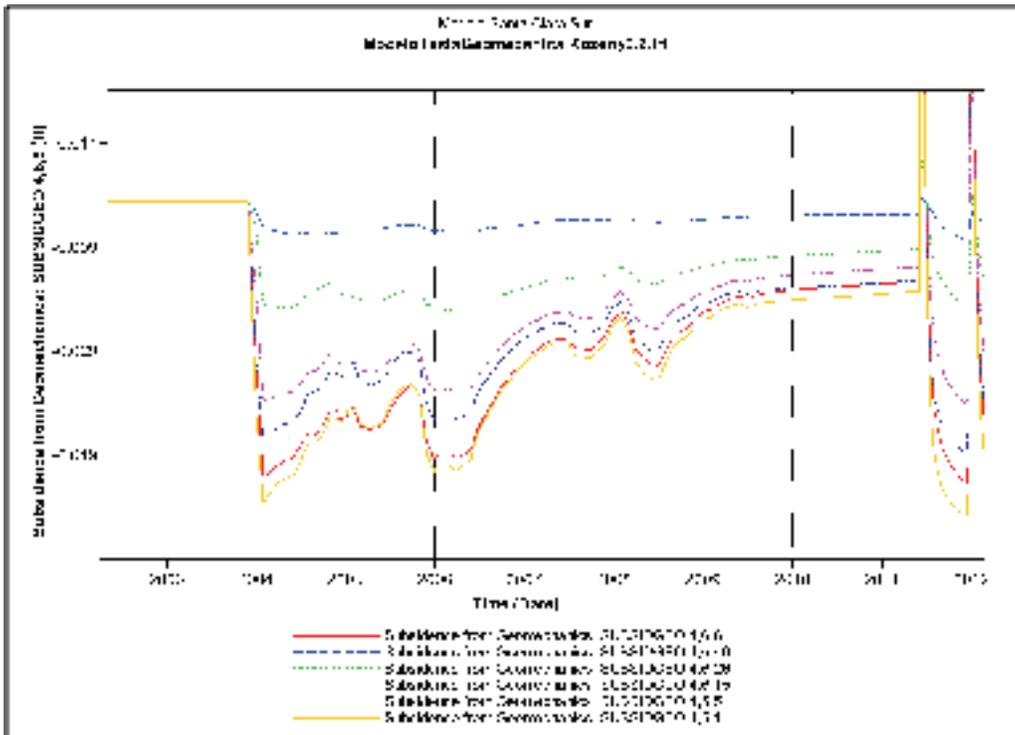
Fuente: CMG Stars.

Figura 25. Zoom Subsistencia por porosidad del pozo SCS-03, durante de la inyección de vapor.



Fuente. CMG Stars.

Figura 24. Zoom Subsistencia por porosidad del pozo SCS-03, antes de la inyección de vapor.



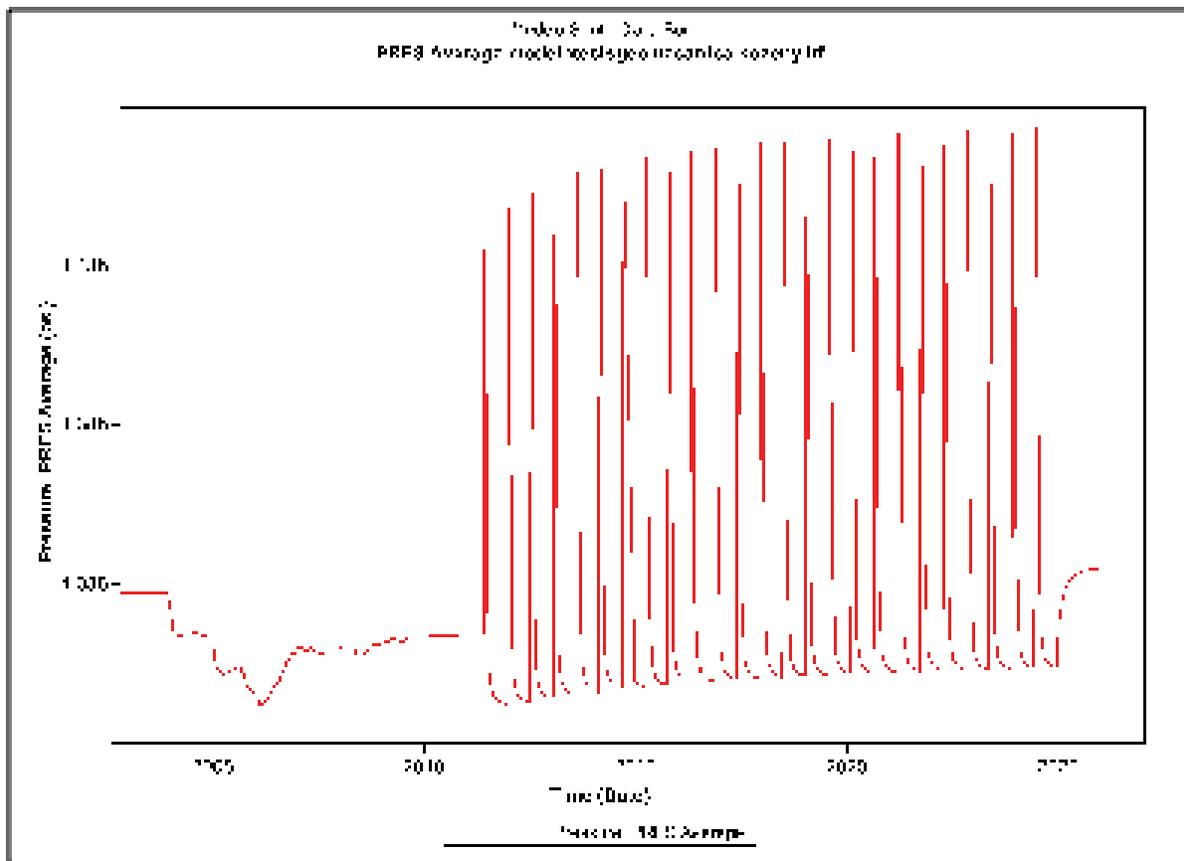
Fuente. CMG Stars.

ANÁLISIS DE PRESIÓN

La presión cumple un papel muy importante en el análisis de los datos de compresibilidad y subsidencia; ésta se ve muy reflejada en los cambios de volumen de pozo; en la figura 46 se muestra el comportamiento promedio de la presión del modelo estudiado. Como se puede ver en la figura, la curva de presión promedio inicia con 1334 Psi que es el valor de presión inicial del proceso de producción en el año 2004; mientras va pasando el tiempo de depletamiento la presión va disminuyendo llegando a su pico mínimo de 1298 Psi. Después al año 2011, fecha donde inicia el proceso de inyección, se ve que este mismo genera un aumento de presión significativa.

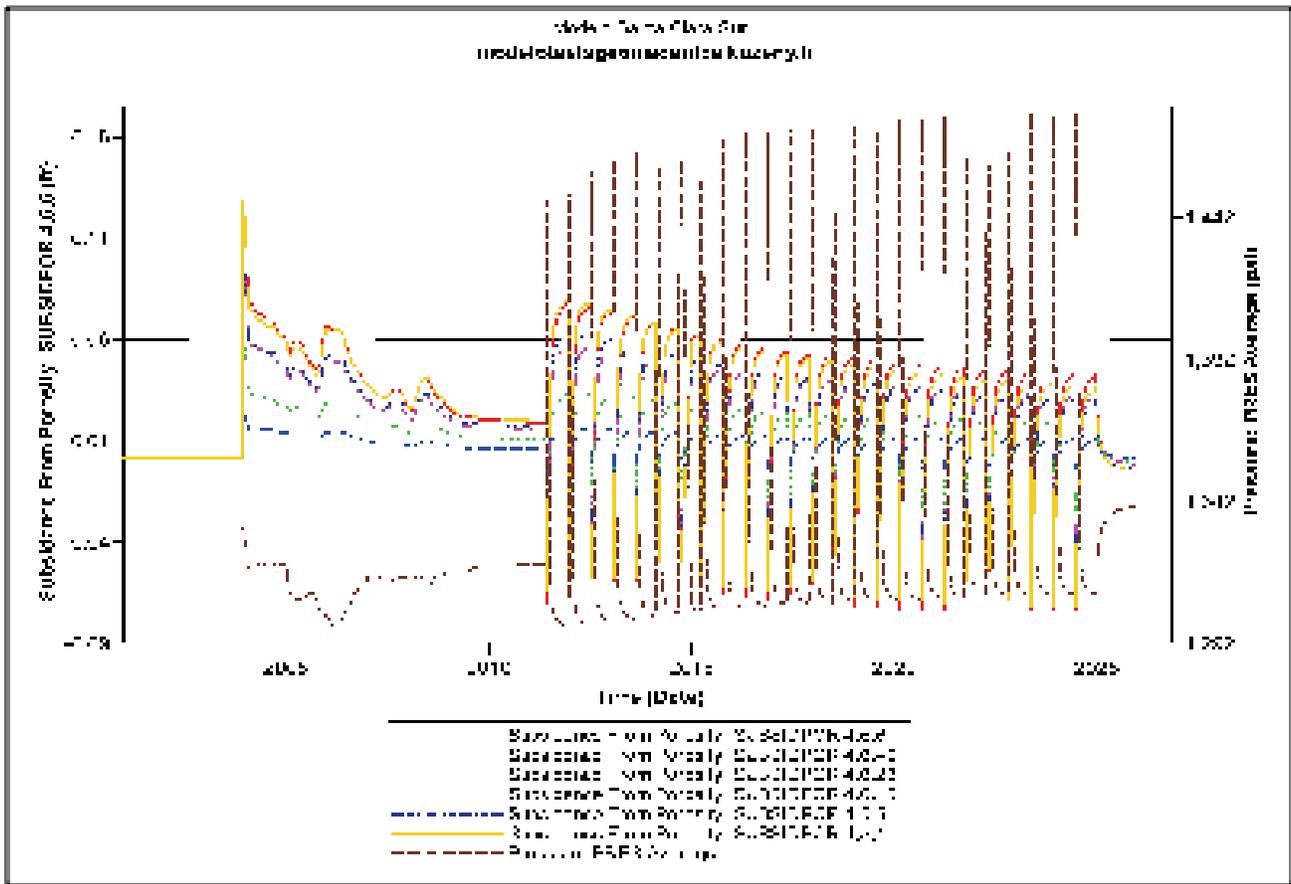
Cada ciclo de inyección consta de tres fases, inyección de vapor, tiempo de remojo y proceso de producción. Al momento del tiempo de inyección de vapor y el de remojo la energía aumenta; por tal motivo la presión tiene un aumento muy grande con respecto a la presión que se estaba observando, ya en el tiempo de producción la presión va decayendo fuertemente a llegar a un pico mínimo de 1298 Psi, igualando el pico mínimo en el momento de depletamiento. Al momento en que van sucediendo los ciclos de inyección el yacimiento va guardando un poco de energía de estos mismos; por tal motivo, la presión mínima de cada ciclo no va a ser siempre el mismo. Esto se puede ver en la figura 26.

Figura 26. Presión promedio para el modelo.



Fuente. CMG Stars.

Figura 27. Promedio de presión y subsidencia por porosidad para el pozo SCS-04



Fuente. CMG Stars

Al analizar el comportamiento de la presión con respecto a las propiedades geomecánicas, se nota un comportamiento adecuado con respecto a los cambios reales del volumen del yacimiento como tal, debido a que si disminuye la presión en el yacimiento la subsidencia por porosidad se comporta inversamente a ésta gracias a que si se aumenta la presión en el volumen poroso genera una disminución en su volumen; la figura 27 muestra el comportamiento ideal del volumen poroso con respecto a la presión.

CONCLUSIONES

- Los cambios de volumen de roca se ven reflejados, principalmente, con la presión que se inyecta el vapor, gracias a que las propiedades geomecánicas como lo son la razón de Poisson y el módulo de Young con el efecto afligen la porosidad como tal; por tal motivo esta es la propiedad que se ve más reflejada en los cambios analizados.

- En el caso de la permeabilidad y la compresibilidad al ser variables dependientes de la porosidad, cambian con respecto a esta mas no con respecto a las variables de inyección
- Al momento de hacer la comparación con propiedades geomecánicas altas y bajas, se concluyó que la producción se ve mejor reflejada con propiedades de roca bajas, gracias a que la subsidencia aumenta al momento en que las propiedades de la roca como lo son Young y Poisson son más grandes.
- Se comprobó la viabilidad de la inyección de vapor cíclica gracias a que las propiedades geomecánicas afectan en poca proporción la producción de aceite; esto se ve reflejado en los cambios de volumen de roca que fueron del orden de los +/- 0.02.

- El módulo de geomecánica del simulador STARS de CMG ah tenido buenos avances en la realización de cálculos con métodos de recobro térmico, detallándose en el tipo de grilla en uso, en la velocidad de corrida y en la capacidad de generar más resultados requeridos por el usuario.

RECONOCIMIENTOS

Durante el desarrollo de este trabajo se recibió la orientación y asesoría del personal perteneciente al convenio del grupo de investigaciones en la Universidad América y el Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Además la asesoría por parte del personal técnico de Computer Modelling Group –Venezuela en lo concerniente al manejo del simulador STARS.

NOMENCLATURA

BPD	Barriles por día
μ	Viscosidad
cP	centipoise (unidad de medida de viscosidad)
°F	Grados Fahrenheit (unidad de temperatura)
°API	Unidad API para el registro Gamma Ray
ft	pie (unidad de longitud en sistema Inglés)
cm ²	centímetro cuadrado
Φ	Porosidad
K	Permeabilidad
VP	Volumen poroso
UKB	Caballos Superior
MKB	Caballos Medio

REFERENCIAS

1. ANH, "Open Round Colombia 2010 – Cuenca del valle superior del Magdalena". Internet: (<http://www.rondacolombia2010.com/region.php?id=52&dec=70>).
2. ECOPETROL. (febrero de 2011). *Curso básico de geomecánica, Introducción a la geomecánica aplicaciones*, diapositiva 49.
3. Giusti, L.E. (Nov. 4, 1974): *CSV Makes Steam Soak Work in Venezuela Field*, Oil and gas J88-93.
4. GRUPO DE DAÑO DE FORMACIÓN ICP. (junio, 2002). *Informe Final de daño a la formación Campo Santa Clara*, Instituto Colombiano del Petróleo.
5. Prats, M. (1987). *Procesos Térmicos de Extracción de petróleo*. Miranda: INTEVEP.
6. R.J. Chalaturnyk, P. LI. University of Alberta, *When Is It Important to Consider Geomechanics in SAGD Operations?*
7. Vallejo, L. (2002). *Ingeniería Geológica*. Madrid: Pearson Educación.
8. Van Dijk, C. (marzo, 1968). "Steam-drive Project in the Schoonebeek Field, The Netherland" J. Pet. Tech. 295-302; Trans, AIME, 243.