Evaluación de los cambios de la producción debido al efecto de la temperatura en los parámetros geomecánicos de un yacimiento durante el proceso de combustión in situ en un campo de Ecopetrol S.A.

págs. 57-91 Grupo de investigación en Simulación de Yacimientos y Recobro Mejorado Línea de investigación: Recobro Mejorado Jorge Ramos• Juan Comas•• Daniel Bahamón••• Johan Duarte•••

Recibido 15 de mayo de 2013 Aceptado: 16 de octubre de 2013

RESÚMEN

Las rocas se encuentran expuestas a cambios en su forma y estructura debido a alteraciones de presión, temperatura y esfuerzos en el medio que se encuentran. Las propiedades geomecánicas de la roca son afectadas directamente por este tipo de alteraciones y, en la mayoría de los casos, no se tienen en cuenta para predecir el comportamiento de la producción de un yacimiento.

El presente trabajo busca analizar el efecto que tiene la alta temperatura que experimenta un yacimiento durante el proceso de combustión in situ sobre las propiedades geomecánicas de la roca, y así predecir el comportamiento de la producción de petróleo para el yacimiento de estudio. Este análisis se realiza en el simulador térmico STARS, que permite modelar procesos térmicos y, a su vez, acoplar las propiedades geomecánicas de la roca. Palabras Clave: Geo mecánica, Combustión in situ, Simulación de yacimientos, producción de hidrocarburos.

ABSTRACT

The rocks are exposed to changes in shape and structure due to changes in pressure, temperature and environmental efforts. Geomechanical properties of the rock, are directly affected by this type of alterations, and in most cases are not taken into account for predicting the behavior of the production of a reservoir.

This paper analyzes the effect of the high temperature in a reservoir during in situ combustion process in the Geomechanical properties of the rock, and thus predicts the behavior of oil production for the field of study. This analysis is performed in the STARS thermal simulator, which allows to model thermal proces-

Docente investigador Universidad de América.

^{••} Ingeniero Empresa Colombiana de Petróleos. Proyecto desarrollado en convenio con el Instituto Colombiano del petróleo.

^{•••} Estudiantes del programa de Ingeniería de Petróleos Unversidad de América.

ses, and in turn coupled Geomechanical properties of the rock.

Key Words: Geomechanics, In situ Combustion, Reservoir simulation, hydrocarbon production.

1. INTRODUCCIÓN

Los procesos de recobro térmico han tenido un amplio estudio en los últimos años debido a la existencia de una gran cantidad de reservas de crudo pesado y extra pesado en el mundo. Los estudios geomecánicos han sido incorporados para entender mejor el comportamiento de la roca y explicar ciertos fenómenos, como la variación en la porosidad y permeabilidad (aunque todavía no existe una unificación de criterios que demuestre su tendencia).

En este trabajo se analiza el efecto de la temperatura sobre la producción de crudo, asumiendo diferentes tipos de comportamientos mecánicos de la roca y, a su vez, se compara con un caso de simulación que no se encuentra acoplado a estos cambios. El estudio se realiza por medio de simulaciones numéricas para un campo de Ecopetrol S.A., que se encuentra a una profundidad promedio de 6500 ft, en el cual se quiere producir un crudo extra pesado de gravedad API de 9,1, a través del proceso de combustión in situ para evaluar si presenta una buena alternativa de desarrollo del campo. Para establecer los diferentes comportamientos mecánicos de la roca, se obtienen rangos típicos de la literatura, que presenten similitud a las propiedades del yacimiento de Ecopetrol S.A., lo que lleva a derivar tres tipos de roca dependiendo del grado de deformación ante los esfuerzos: formación dura, formación suave y formación intermedia.

Las principales propiedades térmicas que se analizan en el modelo son la conductividad térmica, la capacidad

Calorífica y la difusividad térmica. Al igual, se analiza el comportamiento de los esfuerzos y el efecto que estos tienen sobre la porosidad, permeabilidad y sobre la expansión térmica de la roca.

Finalmente, se analiza el efecto que tiene tomar en cuenta las alteraciones mecánicas de la roca durante el proceso de combustión in situ, y compararlo con el modelo sin acoplamiento geomecánico. Con este análisis se puede considerar si el acoplar el comportamiento mecánico de las rocas presenta un cambio significativo en la producción y así determinar si vale la pena o no realizar un estudio geomecánico del campo.

2. MATERIALES Y MÉTODO

Combustión in situ: Según Sarathi (1999) la combustión in situ es un método de recobro mejorado térmico que consiste en la invección de aire (o aire enriquecido con oxígeno O₂) a través de un pozo con el fin de contactar el petróleo en la cara de la formación, provocando una ignición (espontánea o inducida) y, de esta forma, crear un frente de combustión que se desplace a través de la formación permitiendo el calentamiento y así hacer uso del calor generado por la combustión para disminuir la viscosidad del crudo y facilitar el desplazamiento del mismo hacia el pozo productor. Aparte de calentar la formación, la combustión in situ busca disminuir el petróleo remanente en el vacimiento, aumentando el recobro con respecto a un método de recuperación primaria. Se debe tener en cuenta que el proceso toma aproximadamente un 10% del petróleo de la formación como combustible para lograr la generación del frente de combustión, el cual es quemado en su totalidad. A su vez, la quema del petróleo tiene residuos como el coque, el cual pasa a formar parte del combustible para el proceso.

Tipos de combustión: El proceso de combustión presenta tres tipos, en los cuales la diferencia radica en la inyección.

Combustión convencional o hacia adelante (Forward combustión). Consiste en la inyección de aire a través de un pozo inyector, en el cual se genera el frente de combustión y se desplaza

desde el pozo inyector hacia el pozo productor, en la misma dirección en la cual se desplazan los fluidos en la formación.

Combustión en reverso (reverse combustión). Al igual que en la combustión convencional, consiste en la inyección de aire, con la diferencia que la inyección de aire se realiza en el pozo productor; así mismo, el frente se desplaza desde el pozo productor hacia el pozo inyector y los fluidos se desplazan desde el pozo inyector hacia el pozo productor. Zonas definidas en el yacimiento debido a la combustión: Posterior a lo que ocurre con la ignición, el frente de combustión se desplaza a lo largo del yacimiento desde el pozo inyector hasta el pozo productor. Dado este movimiento, se generan diferentes zonas que se forman a partir del calor generado, el transporte de masa y las reacciones químicas resultantes del proceso de combustión. Según Sarathi (1999), la Figura 1 esquematiza las principales regiones formadas durante el proceso de combustión.

Figura 1. Perfil de temperatura de la combustión



Fuente: Sarathi (1999).

Según Sarathi (1999) siete son las zonas que se pueden identificar:

- La zona quemada, que es la parte en donde quedan los residuos de la combustión (agua y gases) y solidos orgánicos no quemados (coque).
- La zona de combustión, que es la zona donde se realiza la combustión entre el coque y el oxígeno. Allí se llevan a cabo las reacciones HTO y mide solo unas pocas pulgadas de longitud.
- En la zona de craqueo y vaporización las altas temperaturas hacen que los componentes livianos se evaporen y los componentes más pesados sufran *cracking*. Como resultado se forman gases de combustión, hidrocarburos más livianos, gases orgánicos y residuos sólidos orgánicos (coque).
- En la zona de condensación no se genera un alto gradiente de temperatura por lo que esta se mantiene estable (300°F y 550°F). En esta región el crudo que viaje en forma de vapor se condensa, por lo que a parte del

agua y los gases de combustión también se halla aceite en estado líquido.

- Además se forma un banco de agua debido a la condensación en la anterior zona, y un banco de petróleo gracias al desplazamiento producido.
- Finalmente, se encuentra la zona nativa o zona virgen, la cual no presenta alteración de ningún tipo.

Varios son los mecanismos de producción que pueden derivarse de la combustión in situ, tales como expansión de los fluidos, empuje por agua, por gas, etc.

Reacciones de oxidación: Otro parámetro importante que se debe definir durante un proceso de combustión in situ son las reacciones de oxidación. En general, la quema del crudo en el yacimiento genera tantas reacciones que es muy difícil caracterizarlas todas, por lo que sólo se definen tres tipos de reacciones: las de alta, intermedia y baja temperatura.

Las reacciones a baja temperatura o LTO (low temperatura oxidation) por sus siglas en inglés, son las primeras en presentarse y lo hacen a temperaturas por debajo de los 400°F. Producen agua e hidrocarburos parcialmente oxigenados tales como ácidos carboxílicos, aldehídos, cetonas, alcoholes e hidroperóxidos. Como resultado, también se produce un aumento en el contenido de asfáltenos lo que, a su vez, produce aumentos de viscosidad, densidad, rango de burbuja y cantidad de combustible disponible. Las reacciones a temperatura intermedia o ITO (intermediate temperature oxidation), también llamadas reacciones de pirolisis, están involucradas en la formación y depósito del coque. Se caracterizan por que desarrollan tres tipos de reacciones: des-hidrogenación, craqueo y condensación, además de ser consideradas como endotérmicas.

Finalmente, las reacciones a altas temperatura o HTO (high temperature oxidation) producen la reacción final entre el coque y el oxígeno para producir agua, dióxido de carbono y monóxido de carbono (en caso de ser una reacción incompleta). Son exotérmicas por lo que se consideran como las generadoras del frente de combustión. Pueden alcanzar entre 600 y 650°F dependiendo de las características del crudo.

Según Belgrave (1993) la Ecuación 1 muestra un ejemplo de los diferentes tipos de reacciones desarrolladas durante un proceso de combustión.

Ecuación 1. Tipos de reacciones

$$\begin{array}{l} \text{HTO} \rightarrow \text{CH1,13} + 1,232\text{O2} \leftrightarrow \text{COx} + \\ 0,565\text{H2O} \end{array}$$

LTO \rightarrow Asfaltenos +7,513O2 \leftrightarrow 101,539 Coke

 $LTO \rightarrow Maltenos + 3,431O2 \leftrightarrow 0,4726$ Asfaltenos

Cracking \rightarrow Asfaltenos \leftrightarrow 37,683 Gas

Cracking \rightarrow Asfaltenos \leftrightarrow 83,223 Coke

Cracking \rightarrow Maltenos \leftrightarrow 0,372 Asfaltenos

Fuente: Belgrave et al. (1993).

Efecto de la temperatura en las rocas: Los principales conceptos que deben ser considerados son:

- Conductividad térmica (λ). Capacidad que tiene un material para conducir o transmitir el calor. Sus unidades en sistema internacional son: W/m-K, y en unidades de campo son: BTU/hr-ft-°F. En rocas, la conductividad térmica es similar que en los metales: a mayor temperatura, menor es el valor en esta propiedad.
- Capacidad calorífica (C_p). Se define como la capacidad que tiene un material para almacenar calor. Sus unidades en sistema internacional son: J/Kg-K, y en unidades de

campo son: BTU/Lb-°F. En otras palabras se puede describir como la cantidad de energía necesaria para elevar en un grado una unidad de masa.

Difusividad térmica (a). Es una propiedad que relaciona la conductividad térmica y la capacidad calorífica. Se puede definir como la cantidad de calor que esta almacenada y puede ser transmitida o difundida a través del material. Se calcula como el cociente de la conductividad térmica y el producto de la capacidad calorífica por la densidad (Véase Ecuación 2).

Ecuación 2. Difusividad térmica

$$\alpha = \frac{\lambda}{C_* * \rho}$$

Fuente: Somerton, (1992).

Al igual que en los metales, las rocas tienen un efecto de expansión en sus granos. El punto de referencia para esto parte del comportamiento del cuarzo frente a variaciones en temperatura. Sin embargo, el efecto combinado de varios tipos de minerales produce que la roca sufra alteraciones en su estructura mineralógica. Dentro de la ingeniería de vacimientos, este efecto se ve reflejado en variaciones de porosidad, permeabilidad, compresibilidad, velocidades de onda, factor de formación, etc. Somerton (1992) ha sido uno de los autores que mejor ha recopilado información acerca de este fenómeno, por lo que a través de varios estudios de laboratorio permite conocer de qué forma las principales propiedades de la roca se ven afectadas por los cambios en temperatura. A continuación el Gráfico 1 muestra la expansión térmica volumétrica de tres arenas junto con el cuarzo, el Gráfico 2 efecto de la alteración térmica de la arenisca Bandera para cuatro propiedades en función de la temperatura, el Gráfico 3 presenta el efecto sobre la compresibilidad.

5.6 4.8 4.0 3.2

Gráfico 1. Expansión térmica volumétrica de tres arenas y del cuarzo



Fuente: Somerton (1992).



Gráfico 2. Efecto de la alteración térmica en la arenisca Bandera para cuatro propiedades

Fuente: Somerton (1992).

El efecto sobre la porosidad aun no es concluyente, debido a que deben considerarse varios casos de restricciones en donde los granos permiten un aumento de volumen poroso al dilatase hacia afuera, o una disminución al dilatarse hacia adentro.

Geomecánica: La geomecánica es la disciplina que se encarga de estudiar el comportamiento mecánico de las rocas. Está basada en la mecánica de sólidos y por medio de la ley de Hooke pretende hacer la analogía entre un resorte y una roca cuando estos se ven sometidos a esfuerzos, de aquí se derivan dos comportamientos fundamentales: elástico y plástico.

Se habla de un comportamiento elástico cuando la roca, luego de estar sometida a es-

fuerzos, regresa a su forma y volumen original. Un comportamiento plástico se implica una deformación permanente. El límite entre el comportamiento elástico y plástico se llama límite elástico o punto de fluencia.

Así mismo, se derivan cuatro módulos o parámetros que facilitan el análisis del comportamiento de la roca:

Módulo de Young (E), también conocida como la constante de elasticidad de la roca, permite obtener un parámetro de cuanta deformidad puede producirse en la roca al aplicarse un esfuerzo; es decir, mide la rigidez de la roca.

Relación de Poisson (v), es un parámetro que relaciona la deformación lateral de la roca



Gráfico 3. Compresibilidad de la arenisca Bandera en función de los esfuerzos efectivos a dos temperaturas

Fuente: Somerton (1992).

con respecto a la deformación axial. Su valor se halla en el rango de 0 a 0,5 para cualquier material, siendo cero muy poco deformable y 0,5 altamente deformable.

Módulo de corte (G), es otra constante elástica que relaciona la deformación en forma más no en volumen. Se aplica cuando los esfuerzos aplicados no son tensionales o compresivos sino de cizalla.

Módulo total (K), mide el grado de cambio en volumen de toda una unidad de roca; es decir, la variación volumétrica. A diferencia de los anteriores, ésta se mide en tres dimensiones y representa la rigidez de un material cuando está sometido a compresión hidrostática.

Es importante mencionar el hecho de que estas propiedades pueden calcularse por ensayos de laboratorio (valores estáticos) y por medio de correlaciones a partir de registros sónicos (valores dinámicos). Las Ecuaciones 3, 4, 5 y 6 tomadas de Tiab y Donaldson y Donaldson (2004) calculan estos valores en función de los tiempos para la onda compresivo y de cizalla.

Ecuación 3. Módulo de Young

$$\frac{\rho b}{\Delta t_s^2} \left(\frac{3\Delta t_c^2}{\Delta t_c^2 - \Delta t_c^2} \right) (1, 34 * 10^{10})$$

Fuente: Tiab y Donaldson (2004)

Ecuación 4. Relación de Poisson

$$0,5\left(\frac{\Delta t_s^2 - \Delta t_c^2}{\Delta t_s^2 - \Delta t_c^2}\right)$$

Fuente: Tiab y Donaldson (2004)

Ecuación 5. Módulo de Corte

$$\frac{\rho b}{\Delta t_s^2} (1,34*10^{10})$$

Fuente: Tiab y Donaldson (2004

Algunos rangos de aplicabilidad para las ecuaciones anteriores en una arenisca son mostrados en la Tabla 1 según varios autores.

Ecuación 6. Modulo total

$$\rho b \left(\frac{3\Delta t_s^2 - 4\Delta t_c^2}{3\Delta t_s^2 - \Delta t_c^2} \right) (1, 34 * 10^{10})$$

Fuente: Tiab y Donaldson (2004

 Tabla 1. Valores típicos de velocidad y tiempo de onda en areniscas

| Material | Tiempo (V _p) (s/ft) | Tiempo (V _s) (s/ft) | Dt _c (mseg/ft) | Dt _s (mseg/ft) |
|----------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------|---------------------------|
| | 5,541 | 8,634E | | |
| Aroniana (parasidad E 20%) | E-5 | -5 | 55,5 | 86,3 |
| Arenisca (porosidad 5-20%) | 5,131 | 7,815E | 51 | 78,1 |
| | E-5 | -5 | | |

Fuente: Los autores

Además, también existen muchos modelos que permiten caracterizar el comportamiento de la roca, entre ellos se encuentran el Modelo de Mohr Coulomb (1773), el modelo de Drucker Prager (1952), el modelo de Tresca (1864) y el de Von Mises (1913). Los dos primeros se caracterizan por aplicar en rocas cohesivas y friccionales tales como areniscas, sólo que el modelo de Mohr Coulomb ajusta mejor a resultados experimentales. Los modelos de Tresca y de Von Mises aplican para rocas cohesivas, tales como arcillas. Se considera el modelo de Mohr Coulomb como el punto de partida para los estudios en formaciones donde los modelos geomecánicos nunca han sido implementados.

Validación y construcción del modelo: Los principales parámetros a evaluar dentro del modelo son: permeabilidades, propiedades térmicas de la roca y fluidos, componentes, viscosidades, PVT, curvas de permeabilidades relativas y condiciones de referencia.

Validación del modelo

Permeabilidad. Se realiza un filtro por medio de un programa especializado asumiendo que las areniscas poseen un rango de porosidad entre 5 y 30%. El promedio de porosidad es de 17,88% como lo muestra la Figura 2. Se obtiene una distribución normal. La permeabilidad promedio evaluada en este mismo rango de porosidad es de 3400 mD (Véase Figura 3).

El rango obtenido es de 7 a 10602 mD. Relacionando el promedio de porosidad para valores menores a 5%, se obtiene que para un rango de porosidad de 0 a 5% el rango de permeabilidad esta entre 0 y 309 mD (Véase Figura 4). Se halla que para una porosidad promedio de 2% la permeabilidad promedio es de 16 mD. De acuerdo con los rangos, se concluye que areniscas con porosidades de 2% incluso pueden tener valores de hasta 200 mD, por lo que se hace necesario realizar una nueva distribución de la permeabilidad. La Ecuación 7 presenta la correlación de Coates y Denoo (2004), con las cuales se pretende poblar nuevamente la malla.

Ecuación 7. Correlación de Coates y Denoo

$$KH = \left(10\emptyset_e\right)^4 \left(\frac{1 - S_{wi}}{S_{wi}}\right)^2$$

Fuente: Tiab y Donaldson (2004)

Donde: *K* en mD, S_{wi} y ϕ_e están en fracción.

Ramos, Jorge, et al: Evaluación de los cambios de la producción...

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO





Fuente: Los autores

| % | | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 | 12 | 14 | 16 | 18 | 20 | 22 | 24 | | | |
|---|------|--------------------|----------------------|------------------------|-------|-----------------------------|---------------------------------|----|-------------|---|--|--|-------|------|------|--|
| 2 2 1 1 | | 0.0 Perm | 1 01 neabili | 0.01 ty I | | 0.1 | •••• | | | - - - - - | | 000 | 10000 | 0 | | |
| Axis | | | I | Min | | | Max | | | Delt | a | | | | | |
| X Y Z Permeability X | | 3424 3042 -6 | 1530 2142 3685 | .03 .21 .30 7 | 60.00 | 4299! 04751 -59! 1 | 54.53 13.71 92.81 0602 | | 5 5 1 | 424.5) 371.5) 692.4: 1059! | 0 0 9 5 | | | | | |
| Description | | | | | | | | | | | Va | lue | | | ^ | |
| Type of data: Min: Max: Delta: Number of def Mean: Std. dev. Variance: Sum: | ined | l valu | es: | | | | | | | Con 8: 78! | tinua 108 105 231 34 28 2162 5418 | 502 595 02 100 366 271 533 | | | | |
| Name | Ty | pe | | | | Mir | n | | Ma: | × | | Delt | a | | N 🗠 | |
| Property | Cor | nt. | | | | 7 | 7 | -1 | 10602 | 2 | - | 1059 | 5 | 2576 | 66 🗸 | |
| < | | | | | | | | | | | | | | > | | |

Figura 3. Estadísticas de la permeabilidad en areniscas

Fuente: Los autores

| Axis | | Min | | Max | Delta |
|---|-----------|--|------------|--|---|
| X Y Z Porosity | | 3424530.03 3042142.21 -6685.30 0.0200 | 342 304 | 29954.53 47513.71 -5992.81 0.0200 | 5424.50 5371.50 692.49 0.0000 |
| Description | | | | | Value 🔼 |
| Max: Delta: Number of define Mean: Std. dev. Variance: Sum: | d values: | | | | 0.0200 0.0000 10056 0.0200 0.0000 0.0000 201.1200 V |
| Name | Туре | | Min | Max | Delta |
| ∰ Property ₿₿ Upscaled È Well logs | Cont. | | 0.0200 | 0.0200 | 0.0000 |
| < | | | | | > |

Figura 4. Estadísticas de la permeabilidad para porosidades menores a 5%.

| Axis | Min | | Max | De | lta |
|---|---|-----------------------|-----------------------------------|--|----------------------|
| X Y Z Permeability X | 3424530.03 3042142.21 -6685.30 0 | 34299 30475 -59 | 954.53 913.71 992.81 309 | 5424. 5371. 692. 3 | 50 50 49 09 |
| Description | | | | Value | ^ |
| Type of data: Min: Max: Delta: Number of defined values: Mean: Std. dev. Variance: Sum: | | | | Continuous 0 309 309 10056 16 39 1516 165753 | |
| Name Type | | Min | Max | De | ^ |
| Property Cont. | | 0 | 309 | 3 | - |
| K | | | | > | |

Fuente: Los autores

La Figura 5 muestra el nuevo promedio para la permeabilidad de la arenisca (porosidad entre 5 y 30%).



Figura 5. Estadísticas de la permeabilidad en areniscas por la correlación de Coates y Denoo

Fuente: Los autores

Se observa que el nuevo promedio es de 161 mD, valor que es coherente con los datos estadísticos obtenidos de la Figura 6 basados en el trabajo de Tiab y Donaldson y Donaldson (2004). Propiedades térmicas de la roca. La Tabla 2 presenta un resumen de las propiedades térmicas usadas en el simulador. Se comparan los rangos típicos recopilados en la literatura frente a los valores utilizados. El valor modificado corresponde al dato final ingresado al simulador. La conductividad térmica de la roca es el único valor que se encuentra fuera de rango y es calculado a partir de la correlación de Anand (1973) (Véase Ecuación 8).

Ecuación 8. Correlación de ANAD para areniscas secas a 68°F

 $\mathsf{I} = 0,34\mathsf{r} - 3,2\emptyset + 0,53k^{0,1} + 0,013F - 0.031$

Fuente: Anand & Somerton, (1973)

Donde la densidad está en g/cm³, la k en mD y la porosidad en fracción. F corresponde al

factor de formación que se calcula mediante la fórmula de Humble.

Componentes. Se utiliza el lumping del programa Winpro (incluido dentro de STARS) para generar un crudo con propiedades extra pesadas (°API = 9,11). La Figura 7 y la Tabla 3 presentan como se ve la información dentro del simulador, y las principales características de los componentes.

Se observan tres tipos de crudos correspondientes a las fracciones muy livianas (gas, $C_1 toNC_4$), intermedias ($IC_5 toC_{20}$) y muy pesadas ($C_{21} toC_{30}$). Adicional a esto se incluye el agua, el nitrógeno, el oxígeno y el coke, necesarios para las reacciones de combustión.

Viscosidad (μ). Para validar esta información se hace necesario utilizar la ecuación de Andrade (Véase Ecuación 9), la cual permite analizar la tendencia de la viscosidad. Ramos, Jorge, et al: Evaluación de los cambios de la producción...

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

| Axis | | Min | Max | Del | lta |
|---|-----------------------------|--------------------------------|---|---|----------------------|
| X Y Z Permeability X | 3424530 3042142 -6685 |).03 3).21 3).30 10 | 429954.53 047513.71 -5992.81 664 | 5424.9 5371.9 692.4 69 | 50 50 49 54 |
| Description | | | | Value | ~ |
| Type of data: Min: Max: Delta: Number of defined v Mean: Std. dev. Variance: Sum: | alues: | | | Continuous 10 664 654 22306 161 104 10790 3596099 | |
| Name T | уре | Min | Max | De | ^ |
| f Property C | ont. | 10 | 664 | 6! | ~ |
| < | | | | > | |

Fuente: Los autores

Figura 6. Porosidades y permeabilidades para unas muestras de areniscas.

| Name of Sand | Prosity % | Permeability (mD) |
|---|-----------|-------------------|
| "Second Wilcox" (Ordovician) Oklahoma Co., OK | 12.0 | 100.0 |
| Clinch (Silirian - Lee Co., VA | 9.6 | 0.9 |
| Strawn (Pennsylvanian) - Cook Co., TX | 22.0 | 81.5 |
| Bartlesville (Pennsylvanian) - Anderson Co., KS | 17.5 | 25 |
| Olympic (Pennslvanian) - Hughes Co., OK | 20.5 | 35.0 |
| Nugget (Jurassic) - Framont Co., WY | 24.9 | 147.5 |
| Olympic (Pennsylvanian) - Hughes Co., OK | 20.5 | 35.0 |
| Nugget (Jurassic) - Fremont Co., WY | 24.9 | 147,5 |
| Cut Bank (Cretaceous) - Glacier Co., MT | 15.4 | 111.5 |
| Woodbine (Cretaceous) - Tyler Co., TX | 22.1 | 3.390.0 |
| Eutaw (Cretaceous) - Choctaw Co., AL | 30.0 | 100.0 |
| O'Hern (Eocene) - Dual Co., TX | 28.4 | 130.0 |

Fuente: Tiab y Donaldson (2004)

| Propiedad | Valor típico | Valor original | Valor modificado |
|------------------------------------|--------------|----------------|------------------|
| Conductividad térmica de la roca | 20 50 | 0769 | 20 |
| (BTU/ft-D-°F) | 20-50 | 97,00 | 30 |
| Conductividad térmica de la so- | | NO | |
| brecarga (BTU/ft-D-°F) | - | NO | 15,7 |
| Conductividad térmica del aceite | 2.09 | 0 14900 | 0 1/200 |
| (BTU/ft-D-°F | 2,00 | 2,14099 | 2,14099 |
| Conductividad térmica del agua | 0.00 | 0.00007 | 0.00007 |
| (BTU/ft-D-°F) | 0,32 | 9,33207 | 9,33207 |
| Conductividad térmica del gas | 0.0.1 | 0.60224 | 0 602247 |
| (BTU/ft-D-°F) | 0,3-1 | 0,09334 | 0,093347 |
| Capacidad volumétrica de la for- | 00 7 475 | 00,0000 | 00.0000 |
| mación (BTU/ft³-°F) | 20,7-47,5 | 33,9903 | 33,9903 |
| Capacidad volumétrica de la so- | | NO | 22.005 |
| brecarga (BTU/ft ³ -°F) | 30,25-33,8 | | 32,025 |

Tabla 2. Propiedades térmicas del modelo

Fuente: Los autores

Figura 7. Componentes y sus propiedades

| | | | | | | | donordi | |
|---|---|----------------------------------|------------------|-----------------|-------------|----------------|------------|-----------------------|
| # | Component | Aqueous | Oleic | Gaseous | Solid | PCrit | TCrit | MW |
| | | | | | | psi | F | lb/lbmole |
| 1 | WATER | Reference p | | K-value partiti | | 0 | 0.00 | 18 |
| 2 | CO2 | | Reference p | K-value partiti | | 1069.87 | 87.89 | 44 |
| 3 | N2 | | Reference p | K-value partiti | | 492.31 | -232.51 | 28.013 |
| 4 | C1 toNC4 | | Reference p | K-value partiti | | 681.59 | -53.23 | 20.7056 |
| 5 | IC5toC20 | | Reference p | K-value partiti | | 287.44 | 794.69 | 192.315 |
| 6 | C21toC30 | | Reference p | K-value partiti | | 167.28 | 1060 | 903.175 |
| 7 | 02 | | | Reference p | | 731.86 | -181.39 | 32 |
| 8 | Coke | | | | Reference p | | | 13.13 |
| | se Ideal Gas La nable ice option action to less tha | w (set MINTEMP an 0 C) | xeyword in Numer | ical | (| Add/Edit a Con | iponent De | lete Selected Compone |

Fuente: Los autores

Ramos, Jorge, et al: Evaluación de los cambios de la producción...

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

| | Fase de referencia | | | |
|-----------------------------------|----------------------|------------------|----------------|---------------|
| Componente | o fase en que se | P. crítica (psi) | T. crítica (F) | MW (Lb/Lbmol) |
| | encuentra | | | |
| Water | Acuosa | 0 | 0 | 18 |
| CO ₂ | Oleico (aceite vivo) | 1069,87 | 87,89 | 44 |
| N ₂ | Oleico (aceite vivo) | 492,31 | -232,51 | 28,013 |
| C ₁ toNC ₄ | Oleico (aceite vivo) | 681,59 | -53,23 | 20,7056 |
| IC ₅ toC ₂₀ | Oleico (aceite vivo) | 287,44 | 794,69 | 192,315 |
| C ₂₁ toC ₃₀ | Oleico (aceite vivo) | 167,28 | 1060 | 903,175 |
| 0 ₂ | Gas | 731,86 | -181,39 | 32 |
| Coke | Sólido | - | - | 13,13 |

Tabla 3. Definición de los componentes y sus propiedades

Fuente: Los autores

Ecuación 9. Ecuación de Andrade

$$\ln(\mu) = \ln(a) + \frac{b}{T^*}$$

Donde μ está en cP, a y b son coeficientes derivados de la gráfica y T^{*} es la temperatura en °R.

Al realizar una gráfica entre el logaritmo natural de μ y 1/T, se debe obtener una línea recta. Los **Gráficos 4, 5** y **6** presentan esta relación lineal para los hidrocarburos presentes en el yacimiento.

Fuente: Alvarado & Bánzer (2002).

Gráfico 4. Ajuste de relación lineal para el componente $C_1 to NC_4$



Fuente: Los autores



Gráfico 5. Ajuste de relación lineal para el componente IC₅toC₂₀

Fuente: Los autores

Gráfico 6. Ajuste de relación lineal para el componente C21 toC30



Fuente: Los autores

Se concluye que los valores de viscosidad son aceptables dado que cumplen con la condición de Andrade.

PVT. Los valores de las propiedades PVT son sintéticos y calculados gracias al simulador

Gráfico 7. Factor volumétrico del crudo

composicional Winpro. A través de una de sus funciones toma los datos composicionales y los transforma para un modelo black oil (que es requerido para STARS). Los Gráficos 7, 8, 9 y 10 presentan dichas propiedades.



Fuente: CMG STARS

Gráfico 8. Viscosidad del crudo



Fuente: CMG STARS

Grafico 9. Relación gas aceite



Fuente: CMG STARS





Fuente: CMG STARS

Se concluye que la presión de burbuja es de 2300,09 psi @ 186°F, la densidad @ 60°F es de $62,793Lb/ft^3$ para el crudo, y de 0,05942 Lb/ft³ para el gas.

No es posible validarlo debido a que son valores sintéticos. Curvas de permeabilidades relativas. La mejor forma de correlacionarlo es comparándola con otro tipo de crudo. Para esto se toma como base el bitumen de Athabasca descrito en el trabajo de Belgrave (1993) (Véase Gráfico 11).



Gráfico 11. Comparación de las permeabilidades relativas

Fuente: Los autores

- Las saturaciones y end points definidos para la tabla son los siguientes:
- Saturación crítica de agua (S_{wcrit})=0,24
- Saturación de aceite irreducible (S_{oirw})=0,24
- Saturación de agua connata (S_{wcon})=0,24
- Saturación de aceite residual (S_{orw})=0,33
- K_w máxima =0,05
- K_{row} máxima=0,9

Se observa como las curvas conversan la misma tendencia, por lo que es correcto afirmar que el modelo actual pertenece a un yacimiento de crudo pesado.

Condiciones de referencia. Las condiciones iniciales con las cuales se inicializa el modelo son:

- Presión de referencia: 3279 psi
- Profundidad de referencia: 6339 ft

- Profundidad contacto petróleo agua: 5993 ft
- · Profundidad contacto agua-petróleo: 6685 ft

La malla del modelo se encuentra en un rango de profundidad aproximado de 6176 ft a 6502 ft, lo que implica que se trabaja la zona petrolífera. El modelo se inicializo por equilibrio, empleando una presión inicial de 3279 psi.

Construcción del modelo geo mecánico: Para construir el modelo se hace uso de los valores reportados en la literatura y de los datos facilitados por Ecopetrol S.A. en un estudio geomecánico realizado para el campo. De acuerdo a Yu Hai-Sui (2006) el modelo ideal para representar el comportamiento de la formación es el de Mohr Coulomb (modelo para una roca cohesiva-friccional que presenta un buen ajuste entre los resultados teóricos y prácticos).

La Tabla 4 muestra la información recopilada y que se ingresa al simulador. Se observa que se han definido tres tipos de formaciones: suave, intermedia y dura, las cuales hacen referencia al efecto de los esfuerzos sobre la deformidad. Así, una formación dura presenta menos deformación que una formación suave la cual es altamente maleable.

Además de esto, el *keyword* GCOUPING permite realizar los cálculos geomecánicos con base en la presión, temperatura y esfuerzo medio total. GFACTOR designa el grado de restricciones que tiene la formación, en este caso el valor mayor a uno indica que el yacimiento está totalmente restringido. Adicional a esto, se estableció una distribución de esfuerzos para inicializar el modelo a través de los *keywords* STRESS, STRESSGRAD y GEORBLOCK. Con estos, para una celda de referencia se asignan todos los esfuerzos en los planos *x*, *y* y *z*, luego se asignan los gradientes de presión y automáticamente el programa carga las demás celdas (ya sea que estén arriba o abajo), obteniéndose así los esfuerzos iniciales para un tiempo cero.

| Parámetro | Formación dura | Formación intermedia | Formación suave |
|---|----------------|----------------------|-----------------|
| Tiempo de onda compresional (pri- maria) | 51 | 65,5 | 80 |
| Tiempo de onda de cizalla (secun- daria) | 78,1 | 108,1 | 144,5 |
| Densidad (g/cm ³) | 2,97 | 2,65 | 2,35 |
| Porosidad (%) | 5 | 12,5 | 20 |
| Módulo de Young (psi) | 14723.343 | 7'353.461 | 3'857.808 |
| Relación de Poisson | 0,13 | 0,21 | 0,28 |
| Esfuerzo de fluencia de los mate- riales Tresca y Von Misses (psi) | 0 | 0 | 0 |
| Cohesión de los materiales Mohr- Coulomb y Drucker Prager (psi) | 2207,54 | 2030,365 | 1853,19 |
| Parámetro de endurecimiento (psi) | 0 | 0 | 0 |
| Ángulo de fricción interna de los materiales Mohr-Coulomb y Druc- ker-Prager (grados) | 55,4 | 54,71 | 54,03 |
| Coeficiente de Biot | 0,18 | 0,4 | 0,57 |

Tabla 4. Valores usados en el módulo geomecánico

Fuente: Los autores

Esquema de las simulaciones: La Figura 8 muestra el esquema general utilizado para presentar las simulaciones y desarrollar el objetivo propuesto.

Los dos primeros casos tienen la finalidad de analizar el impacto de la presencia o no de

la falla. El tercero y cuarto suponen el análisis acoplado entre el simulador de flujo de fluidos y el módulo geomecánico tanto en frio como con combustión.



Figura 8. Esquema de las simulaciones

Fuente: Los autores

3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

De los Gráficos 12 y 13 se concluye que la falla no tiene un efecto significativo en la producción del campo tanto en frío como con combustión. La desviación promedio en frio es del 1,99% y en combustión es de 4,33%.

Durante la producción en frío se analizan dos tipos de formación: dura y suave. El Gráfico 14 muestra la diferencia en producción al considerar el caso no acoplado y el acoplado. Se concluye que en los casos no acoplados las formaciones producen más crudo con respecto a los acoplados. También se concluye que una formación suave tiende a producir más que una formación dura, lo que tal vez se puede explicar por la presión experimentada debido a la carga litostática (la formación al ser más maleable transfiere parte de sus esfuerzos a los fluidos, lo que facilita su movilización).

Durante el proceso de combustión in situ (Véase Gráfico 15) se analizan los tres tipos de formaciones con respecto al caso no acoplado.

Se observa cómo en la etapa previa a la combustión el caso no acoplado muestra mavor producción, mientras que en los acoplados es menor. Cuando más rígida sea la roca, menor será su producción (tal vez debido al efecto de la subsidencia). En las etapas de combustión y poscombustión la tendencia se invierte: el caso no acoplado produce a una baja tasa, mientras que los casos acoplados producen mucho más: cuanto mayor sea la rigidez de la roca, mayor es su producción (tal vez debido al incremento de la presión interna). Los Gráficos 16 y 17 muestran este mismo efecto en la producción del agua y del gas. De acuerdo con el Gráfico 18 se afirma que el comportamiento de la presión de los fluidos en la etapa pre-combustión obedece al grado de depletamiento siendo mayor la presión en formaciones de menor rigidez, pues se compensa la presión perdida por medio de la presión litostática. En formaciones duras, la presión interna generada controla la producción y el mantenimiento mismo de la presión. Debido a que la roca no absorbe esta presión (por su rigidez), los fluidos pueden producirse más fácilmente.



Gráfico 12. Comparación de la producción de aceite en frío sin geomecánica

Fuente: Los autores

Gráfico 13. Comparación de la producción de aceite con combustión sin geomecánica



Fuente: Los autores



Gráfico 14. Comparación geomecánica de la producción de aceite en frío

Fuente: Los autores

De acuerdo con el Gráfico 19 las temperaturas se comportan proporcionales a la producción: a mayor temperatura mayor producción, debido a que se facilita el flujo de fluidos al presentar menor viscosidad.

Las Figuras 9 y 10 muestran la difusividad de la temperatura para la capa 15 en las formaciones dura y suave respectivamente.

Se analizan tres tipos de permeabilidad: actual, geocorregida y verdadera. La porosidad actual es calculada por el simulador de flujo de fluidos y comprende el espacio ocupado por los fluidos. Se considera que aumenta debido a que los fluidos se expanden hacia afuera (no hay restricciones). La porosidad geocorregida se calcula entre el cociente del volumen poroso y el volumen total: el volumen poroso varia, pero al tener restricciones disminuye. La porosidad verdadera se calcula como el cociente entre el volumen poroso y el volumen total: ambos varían con el tiempo y además están restringidos, lo que explica su disminución.



Gráfico 15. Comparación geomecánica de la producción de aceite con combustión

Fuente: Los autores

Los Gráficos 20 y 21 presentan el efecto de la temperatura sobre la porosidad y permeabilidad.

El caso de la permeabilidad es atípico con respecto a lo explicado en la sección del comportamiento térmico de las rocas. Su cálculo se basa en la ecuación de Chalaturnyk, que es una expresión exponencial en términos de la deformación volumétrica, por lo que cualquier aumento de volumen implica un aumento en permeabilidad. Por esta razón, los picos se hallan en los tiempos en donde la temperatura aumenta hasta casi los 600°F. Finalmente el **Gráfico 22** presenta el resultado final obtenido para el recobro en los casos acoplados y no acoplados.

Se concluye que en los casos no acoplados (frío o combustión) se termina por sobre estimar la tasa de aceite producido, siendo más crítico en procesos en frío. Durante la combustión in situ la formación que arroja mejores resultados es la formación dura, por lo que se concluye que es el mejor escenario para desarrollar este tipo de procesos. En la producción en frío, se obtienen mejores resultados para formaciones suaves debido al efecto de la subsidencia de la columna litostática a esa profundidad.





CAIPO DEECOPETROL Entire Reloccates cis con geomecanica-suave.inf

Fuente: Los autores



Gráfico 19. Temperatura promedio del yacimiento con respecto al tiempo en las tres formaciones

Fuente: Los autores

Gráfico 20. Variación de la porosidad con respecto al tiempo en las tres formaciones



Fuente: Los autores





Fuente: Los autores

Efecto de la variación del módulo de young, la cohesión y la relación de poisson con respecto a la temperatura: Se pretende mostrar el efecto sobre la producción cuando el módulo de Young, la cohesión y la relación de Poisson cambian con la temperatura. Usando el Grafico 23 se obtienen las velocidades de onda compresivos y de cizalla (usando la correlación de Hans para V_{sh}>25%). Luego se grafican con respecto a la temperatura y se obtienen los Gráficos 24 y 25, de las cuales se derivan las correlaciones mostradas en las Tablas 5 y 6. Finalmente para un rango de temperaturas de 50 a 1200°F se realiza la Tabla 7 que se ingresa con su respectivo *keyword* al archivo dat. Para el cálculo de la cohesión se utilizan las Ecuaciones 12 y 13. A partir del módulo de Young calculado se obtiene el UCS, para luego calcular la cohesión. El ángulo de fricción interna (ϕ) es de 54,03 y es constante.



Gráfico 22. Factor de recobro en las tres formaciones. Comparación con el caso no acoplado

Fuente: Los autores

Ecuación 12. Correlación del UCS a partir del módulo E

$$UCS_{(MPa)} = 46,2e^{0,000027 * E}$$

Fuente: Zoback (2007

Ecuación 13. Relación entre cohesión (S_o) y UCS (C_o)

$$S_{o} = \frac{C_{o}}{2\left[\left(\mu_{i}^{2}+1\right)^{\frac{1}{2}}+\mu_{i}\right]}$$

$$m_i = tan(\emptyset)$$

Fuente: Zoback (2007.

Se obtuvo el Grafico 23 y de este una correlación (Véase Tabla 8). Los valores ingresados al simulador se muestran en la Tabla 9. Cuando se ingresan estas tablas al simulador, el programa automáticamente ajusta los valores de módulo de Young, relación de Poisson y cohesión, por lo que se hace necesario usar esos valores a tiempo cero para las corridas en donde estas

84 Fundación Universidad de América - ISSN 2011 - 639X

propiedades no varían con la temperatura, de esta forma los modelos se inicializan desde un mismo punto. La Tabla 10 resume los parámetros tenidos en cuenta para el módulo geomecánico. Tanto la cohesión como el módulo de Young disminuyen cuanta mayor temperatura hay, mientras que la relación de Poisson aumenta (mayor deformidad de la roca). El Grafico 24 presenta los resultados obtenidos de la simulación para la producción de aceite.

Se compararon los casos en frío y con combustión. En cada uno se observa el efecto de considerar los principales parámetros geomecánicos dependientes de la temperatura. Durante la producción en frío la variación de temperatura genera mayores tasas solo al principio del depletamiento, luego tiende a estabilizarse. En la combustión, la formación con propiedades variables se comporta aún menos rígida que la no variable por lo que se esperara una producción aún mayor. Se concluye que al incluir la variación en las propiedades geomecánicas con respecto a la temperatura, la formación tiende a comportarse aún menos rígida lo que produce mayores tasas en la producción en frio y menores tasas en la combustión.

Ramos, Jorge, et al: Evaluación de los cambios de la producción...

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO





Fuente: Los autores

Arenamiento: Como trabajo adicional en este estudio, se trata de analizar las condiciones críticas de arenamiento. Dentro del estudio original se incluyen tres métodos; sin embargo, sólo se hará mención a uno, el que mejor resultados arrojó. El método se fundamenta en la ecuación de Mohr Coulomb (Véase Ecuación 14). El principio se basa en obtener la fuerza necesaria para vencer el esfuerzo normal que es perpendicular a la falla y así producir el fracturamiento. La condición dice que cuando existe un esfuerzo de cizalla mayor que el necesario para mantener una fractura preestablecida unida, se producirá una ruptura en ésta, lo que se traducirá en la liberación de sólidos y, por lo tanto, producción de arena. El método se basa en la falla de la roca por compresión.

Ecuación 14. Criterio de Mohr Coulomb

$$CFF = t - ms_n$$

Fuente: Zoback (2007)

4 FM SUAVE - TEMPERATURA NO VARIABLE CON CIS

El CFF es la función de falla de Mohr Coulomb, τ es el esfuerzo de cizalla y σ_n es el esfuerzo normal efectivo. La condición establece que si CFF<0, la falla es estable ya que el esfuerzo de cizalla es insuficiente para sobrepasar la resistencia del deslizamiento $\mu\sigma_n$. Si CFF=0, el esfuerzo de cizalla es igual a la existente en el plano de falla por lo que la roca se puede fallar con cualquier aumento de presión. Si CFF>0, quiere decir que el esfuerzo de cizalla es mayor a la resistencia del plano de falla, lo que indica que la roca se ha fallado. Para desarrollar el modelo dentro del simulador, se derivó la Ecuación 15 en función de los esfuerzos principales mayores, menores y de cizalla. Luego, calculando un UCS típico de 4938,4 psi para esta formación y un ángulo de fricción interna de 54,03 se usó el editor de fórmulas de STARS para generar una propiedad llamada arenamiento (Véase Figura 11).

Ecuación 15. Criterio de Mohr Coulomb como esfuerzos efectivos máximos y mínimos

CFF = τ – 0,5 tan(θ) [($\sigma_1 + \sigma_3$) + ($\sigma_1 + \sigma_3$) cos (2 θ)]

Fuente: Zoback (2007)

Figura 11. Editor de fórmulas de STARS

| Variable | Name | | Component | Time | File | |
|--|--|--|--|--|---|-------------------|
| ×0 ×1 ×2 | Shear Stress Maximum Stress Minimum Stress | | | Synchronize Synchronize Synchronize | D:\MIS D D:\MIS D D:\MIS D | 0CU 0CU 0CU |
| < | | | | | | Į |
| Add to Li V | st of Independent ariables | Inser | t Selected into Formula | E dit Selected | d Delet Select | e ed |
| IF ((XO INT (1) | - 0.689 * (X1 4) ELSE (INT (0 | + X2 + (D)) | X1 - X2) | * - 0.31) |) > 0) THI | IN |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| 78 | 9/((|) [INT | | = IF THEN | | |
| 78 | 9 / ((6 × e ^{xx} x) |) INT In MAX | | F F THEN ELSE | AND OR | |
| 7 8 4 5 1 2 | 9 / (6 × e****** 3 • x**** |) INT In MAX log MIN |) < = | F THEN ELSE ELSEIF | AND OR | |
| 7 8 4 5 1 2 0 +/- | 9 / () 6 × e** (3 · (***) . + 10** (|) INT In MAX log MIN sqrt ABS |) (==) (-=) (-=) | F THEN ELSE ELSEIF ENDIF | AND OR | |
| 7 8 4 5 1 2 0 +/- Set a value that may generate in for LOG etc. | 9 / (6 * e ** x) 3 · x ** y (. + 10** x) c at Builder should assign nath errors, e.g. division |) INT In MAX log MIN sqrt ABS n by zero, a |) < ==) >>) <=) >= alculations whic rgument <= 0.0 | IF THEN ELSE ELSEIF ENDIF You can part of de end times | AND OR specify to use onl ata (range of start s) | y a and |
| 7 8 4 5 1 2 0 +/- Set a value that may generate a for LOG etc. Assign this value may generate a | 9 / (6 * e ** x) 3 · x ** y (. + 10**x) s t Builder should assign ath errors. e.g. division ue to calculations that nath errors: |) INT In MAX log MIN sqt ABS to those c. n by zero, a 0 |) < ==) >) <=) >= alculations which rgument <= 0.0 | IF THEN ELSE ELSEIF ENDIF Part of de end times C | AND OR specify to use online tata (range of start s) hange time spec | y a and |
| 7 8 4 5 1 2 0 +/- Set a value the may generate r for LUG etc. Assign this vali may generate r A tolerance is properties. A n properties can | 9 / (6 * e ^{xx} x) 3 · x ^{xx} y . + 10 ^{xx} x at Builder should assign nath errors. e.g. division ue to calculations that nath errors: required for time synchri eve property will be cala be found at a given tim |) INT in MAX log MIN sqrt ABS it to those c. n by zero, a 0 ronization w culated only ne. |) < =) >) <=) >= alculations which rigument <= 0.0 | IF THEN ELSE ELSEIF ENDIF You can Yo | AND OR specify to use online ta (range of start s) hange time spec | y a and |

Fuente: CMG STARS

El condicional advierte la misma condición descrita anteriormente. Si la zona es propensa a arenar se muestra el color amarillo, en caso contrario el color es café. La Figura 12 muestra con respecto al tiempo las zonas en las cuales la falla se puede presentar en el pozo 18. *Limitaciones:* Se considera que al existir falla hay arenamiento, lo cual no es del todo cierto. Sin embargo, se asume que es el punto crítico bajo el cual en cualquier momento puede haber producción de arena.

CONCLUSIONES

De acuerdo con el estudio realizado se puede concluir que:

- El no acoplamiento con un módulo geomecánico produce una sobre estimación en la tasa de los fluidos durante la producción en frío, y una sub estimación en la etapa de combustión.
- Las formaciones menos rígidas presentan mayor producción de aceite en frío, mientras que las formaciones más rígidas producen más en procesos térmicos.
- No hay un modelo definido dentro del módulo geomecánico de STARS que permita analizar el comportamiento de la permeabilidad en función de la porosidad. Por lo tanto, no se puede obtener una interrelación entre estas dos variables.
- Se asume que para el módulo geomecánico la porosidad tiende a disminuir a una mayor tasa cuanto mayor sea su rigidez. Es realista pensar que la porosidad disminuye por el efecto de dilatación de los poros en vez de aumentar.
- Se establece que el modelo de Mohr Coulomb para predecir las condiciones críticas de arenamiento provee de una buena herramienta para conocer zonas muy propensas a arenar. Sin embargo el método es muy conservador, por lo que se hace necesario evaluar otras alternativas.
- El efecto de la temperatura sobre las propiedades geomecánicas hacen que la formación obtenga un comportamiento mucho

menos rígido, lo que puede afectar de manera notable la producción durante la etapa de combustión.

Esta publicación permite realizar una primera aproximación a un estudio geomecánico en yacimientos donde nunca antes se había implementado esta disciplina. De forma adicional, provee un acercamiento a lo que se puede obtener dependiendo del tipo de formación en la que se encuentre.

Nomenclatura

 τ_{xy}^{o} = Esfuerzo inicial de cizalla en el plano xy

 $\tau_{_{VZ}}^{o}$ = Esfuerzo inicial de cizalla en el plano yz

 τ_{zx}^{o} = Esfuerzo inicial de cizalla en el plano zx

- $\tau_{\theta_z}^{o}$ = Esfuerzo inicial de cizalla en el plano θ_z
- °F = Grados Fahrenheit
- °R = Grados Rankine

CFF = Función de falla de mohr coulomb

- Co = Compresibilidad del petróleo
- C_n = Capacidad calorífica
- F = Factor de formación del yacimiento
- HTO = Oxidación alta temperatura
- ITO = Oxidación intermedia temperatura
- K = Modulo total

 K_{H} = Permeabilidad horizontal del yacimiento

- LTO = Oxidación baja temperatura
- P_w = Presión de producción en el fondo del pozo
- S_o = Saturación de aceite
- S_{wi} = Saturación de agua irreducible
- UCS = Resistencia a la compresión uniaxial
- v = Relación de Poisson

- V_{sh} = Volumen shale
- α = Difusividad térmica (m²/s)
- Δt_c = tiempo de onda compresivo (µseg/ft)
- Δt_s = tiempo de onda de cizalla (µseg/ft)
- θ =coordenada angular de un cilindro
- λ = Conductividad térmica (BTU/D-ft-°F)
- µ_i = coeficiente de fricción interna
- $\rho_{\rm b}$ = densidad total del material (g/cm³)
- σ_1 = esfuerzo principal máximo
- σ_3 = esfuerzo principal mínimo
- σ_i = Esfuerzo en el plano x
- σ_i = Esfuerzo en el plano Y
- σ_{k} = Esfuerzo en el plano Z
- σ_n = esfuerzo normal a un plano
- σ_r = esfuerzo radial
- σ_x° = esfuerzo inicial en punto x
- σ_v^{o} = esfuerzo inicial en punto y
- σ_{z} = esfuerzo en punto z
- σ_z° = esfuerzo inicial en punto z
- ϕ_{e} = Porosidad efectiva del yacimiento

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos al Ingeniero Jorge Ramos por su dedicación y asesoramiento en la elaboración de esta investigación, al igual que a la Universidad de América. De forma muy especial al ingeniero Juan Carlos Comas por permitirnos trabajar con él y facilitarnos la información necesaria. Al ingeniero Víctor Manuel Salazar Araque Gerente de América Latina y el Caribe Computer Modelling Group Ltd, por facilitarnos la licencia del software CMG, sin la cual no habría podido llevarse a cabo esta investigación.

BIBLIOGRAFIA

Alvarado, D. & Banzer, C. (2002). Recuperación térmica de petróleo. Caracas.

Anand, J. & Somerton, W. (1973). Predicting thermal conductivities of formations from other known properties. SPE-AIME Annual California regional fall meeting, 43.

Belgrave et al. (1993). A comprehensive approach to In situ combustion modeling. SPE 20250 advanced technology series, 1.

Sarathi, P. (1999). In situ combustion handbook-principles and practice. Tulsa, Oklahoma: U.S. department of energy.

Somerton, H. (1992). Thermal properties and temperature-related behavior of rock/ fluid systems. Amsterdam, Netherlands: Elsevier Science Publishers B.V.

Somerton, H. (1961). Thermo-mechanical behavior of porous rocks SPE 231. Annual California regional meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, 32. Tiab y Donaldson, Djebbar & DONALDSON, Erle C. (2004). Petrophysics. Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. (2^a ed). United States: Elsevier.

Yu, Hai-Sui. (2006). Plasticity and geotechnics. New York, United States: Springer.

Zoback, Mark D. (2007). Reservoir geomechanics. New York, United States: Cambridge university press. Ramos, Jorge, et al: Evaluación de los cambios de la producción...

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

ANEXOS

Figura 9. Disipación de la temperatura en la formación dura



Fuente: Los autores



Figura 10. Disipación de la temperatura en la formación suave

Fuente: Los autores

Ramos, Jorge, et al: Evaluación de los cambios de la producción...

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

Tabla 10. Valores para los archivos no dependientes de la temperatura

| Parámetro | Valor |
|--|------------------------|
| Módulo de Young (psi) | 5103375,5 |
| Relación de Poisson | 0,2632 |
| Esfuerzo de fluencia de los materiales Tresca y Von Mises (psi) | 0 |
| Cohesión de los materiales Mohr-Coulomb y Drucker Prager (psi) | 2363,2 |
| Parámetro de endurecimiento (psi). | 0 |
| Ángulo de fricción interna de los materiales Mohr-Coulomb y Drucker-Prager (grados). | 54,03 |
| Coeficiente de Biot (adimensional). | 0,57 |
| Coeficiente de expansión térmica (1/ºF). | 7,22 x10 ⁻⁶ |
| GCOUPLING | 2 |
| GCFACTOR | 1,64 |

Fuente: Los autores