

"Implementación del Módulo de Permeabilidad en el Modelo de Simulación del Campo Cusiana para Mejorar El Ajuste Histórico de Producción de Petróleo"

"Permeability Module Implementation in the Cusiana Field Simulation Model to Improve History Matching of Oil Production"

Jairo A. Sepúlveda¹, Walter Salazar V.², Gildardo Osorio G.³ y Ricardo Gaviria G.⁴

Resumen

Al asumir que las propiedades de la roca no varían respecto a la presión, es decir, el estado de los esfuerzos es constante durante la vida del reservorio, no se obtiene un modelamiento preciso de cuáles son los cambios de permeabilidad y por consiguiente los cambios de transmisibilidad en el transcurso del tiempo. Por tal motivo es necesario introducir en el modelo de simulación un parámetro llamado módulo de permeabilidad para determinar la disminución o incremento de permeabilidad en los procesos producción/inyección y modelar los canales de preferencia de los fluidos dentro del reservorio. El presente estudio obtuvo y analizó módulos de permeabilidad de diferentes pozos del campo Cusiana con la finalidad de estudiar los efectos que impactan al yacimiento en cuanto a los cambios de permeabilidad en función de diferenciales de presión y por ende determinar su equivalencia en incremento o reducción de transmisibilidad. El módulo de permeabilidad se obtuvo analizando varios PBUs de diferentes pozos del campo mediante el ATS (Analytic Transient Simulator) un simulador desarrollado por la Universidad Nacional de Medellín. Posteriormente estos valores de módulos de permeabilidad se incorporaron al simulador VIP de Landmark y se evaluará su impacto en la producción del modelo mediante un análisis de sensibilidad de los parámetros que intervienen en el proceso de flujo de agua y gas.

Palabras clave: Cusiana; Módulo de Permeabilidad; Transmisibilidad; Sensibilidad a Esfuerzos.

Abstract

By assuming that the properties of the rock do not differ from pressure, ie, the state's stress is constant during life of the reservoir, do not get an accurate model of what permeability changes and therefore changes transmissibility over time. For this reason it is necessary introduce the simulation model a parameter called module permeability to determine the decrease or increase permeability in production/injection processes and mold channels of preferably fluid within the reservoir. This study obtained and analyzed modules permeability different wells in the Cusiana field in order to study the effects that impact the field in terms of changes permeability as a function of pressure differentials and thus equivalency in increasing or decreasing transmissibility. Module permeability was obtained by analyzing several different wells PBUs field by the ATS (Analytic Transient Simulator) simulator developed by the National University of Medellin. Later these modules permeability values are incorporated into the simulator Landmark VIP and assessed its impact on the production model through a sensitivity analysis of parameters involved in the process of gas and water flow.

Keywords: Cusiana; Permeability Module; Transmissibility; Stress Sensitivity.

¹MSc. en Ingeniería de Petróleos. Universidad Surcolombiana, Avenida Pastrana Carrera 1". jsepulve@usco.edu .co
²Ingeniero de Petróleos. Universidad Surcolombiana. Avenida Pastrana Carrera 1". waltersalazar30@gmail. Com
³PhD. en Ingeniería de Petróleos. New México Tech, Equion Energía Limit. gildardo.osorio@equion-energia .com
⁴MSc. en Ingeniería de Petróleos. Texas A&M University, Equion Energía Limit. ricardo.gaviria@equion-energia .com

1. Introducción

La caracterización de los yacimientos se realiza mediante diferentes técnicas como interpretación de registros, análisis de núcleos, sísmica, interpretación de pruebas de pozo, entre otras. Las pruebas de presión constituyen una herramienta clave para la obtención de los parámetros característicos de los yacimientos de hidrocarburos. En los últimos años se han realizado estudios que consideran el cambio en las propiedades de la roca (tales como la permeabilidad) como respuesta a los cambios de presión del yacimiento por las operaciones de producción (Vairogs y Rhoades, 1973). En la ingeniería de yacimientos convencionales estos cambios en las propiedades de la roca respecto a la presión asume que el estado de esfuerzos dentro de yacimientos se mantiene constante con el tiempo. Por lo tanto, no hay deformación de la matriz ni de las fracturas naturales, causadas por cambios de la tensión durante la vida productiva de yacimientos (Vairogs et al. 1971). En este caso, la dinámica de yacimientos se rige sólo por los cambios en la presión de poro. Sin embargo, las observaciones del campo muestran que la magnitud y dirección de las tensiones inducidas por la producción/inyección pueden cambiar a lo largo del yacimiento con el tiempo (Osorio et al, 2008).

Al asumir que las propiedades de la roca no varían respecto a la presión, es decir, el estado de los esfuerzos es constante durante la vida del yacimiento, no se obtiene un modelamiento preciso de cuáles son los cambios de permeabilidad y por consiguiente los cambios de transmisibilidad en el transcurso del tiempo para así obtener los canales preferenciales de flujo. Por lo cual es necesario introducir un parámetro llamado módulo de permeabilidad para determinar la disminución o incremento de permeabilidad en los procesos producción/inyección y modelar los canales de preferencia de los fluidos dentro de yacimientos. La obtención y análisis de los módulos de permeabilidad se realiza con la finalidad de estudiar los efectos que impactan al yacimiento en cuanto a los cambios de permeabilidad en función de diferenciales de presión y lograr una equivalencia en incremento de transmisibilidad, considerando las condiciones estáticas iniciales del yacimiento como la curvatura de la superficie y proximidad a la falla.

2. Metodología

2.1 ¿Por qué la implementación del módulo de permeabilidad en el modelo numérico del Campo Cusiana?

Los simuladores numéricos de diferencias finitas comercial, generalmente no tienen en cuenta los cambios de permeabilidad en función de los cambios de presión, se deben utilizar opciones adicionales para modificar variables que estén relacionadas directamente con los cambios de permeabilidad, como es el caso de la transmisibilidad. Para el campo Cusiana se es necesario la implementación de este parámetro por el aumento o disminución de la permeabilidad durante los procesos de producción e inyección (Fayers y Hewett, 1992).

En los procesos de producción al depletar el yacimiento y extraer el fluido las fracturas se cierran originando una reducción en la permeabilidad (ver figura 1a), por el contrario en los procesos de inyección aumentar la presión las fracturas se reactivan aumentando la permeabilidad en esa zona (ver figura 1b).

Como se muestra en la Figura 2 cuando el módulo de permeabilidad (matriz + fractura) no tiene variación, es decir, su valor es cero, no se tiene impacto alguno sobre las reservas y la producción. Cuando el módulo de permeabilidad es diferente de cero los cambios en la permeabilidad tiene un impacto directo en las reservas y la producción (RockMechanics Schlumberger, 2000).

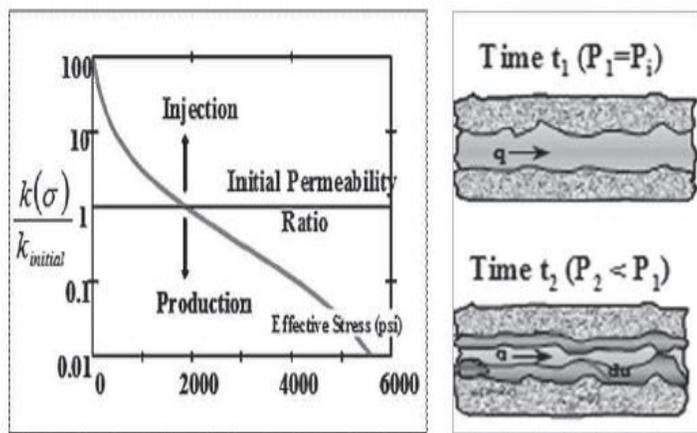


Figura 1a. Aumento y disminución de la permeabilidad por procesos de producción e inyección.
Figura 1b Cierre de fracturas en el proceso de producción

En el caso del simulador VIP, existe una característica que relaciona los cambios de porosidad y permeabilidad en función de los cambios de presión, mediante la modificación del volumen poroso y la transmisibilidad de las celdas. Estos cambios se relacionan en las Tablas de Compactación.

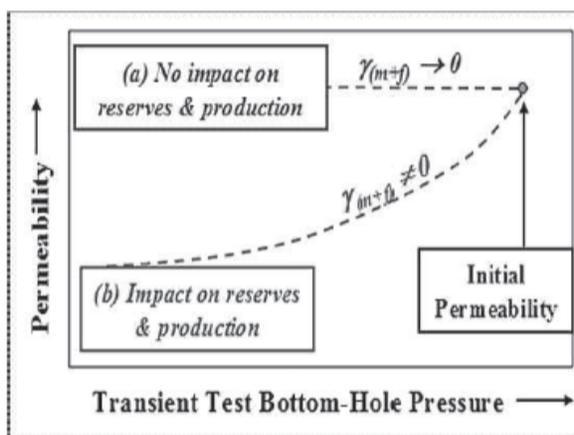


Figura 2. Permeabilidad vs Presión

Las Tablas de compactación relacionan cambios de volumen poroso y transmisibilidad de una celda en función de los cambios de presión. Para efectos de la presente investigación, se asume que no hay cambios en los volúmenes porosos de cada celda, y las transmisibilidades calculadas por el simulador se modifican por aumentos o reducciones de presión. El grado de aumento o reducción de la permeabilidad y por ende de la transmisibilidad, está definido por el Módulo de Permeabilidad del sistema de aporte de fluidos (matriz, fractura o matriz-fractura) de la roca. El Módulo de Permeabilidad es una propiedad que varía según la localización en el yacimiento y según el tipo de formación entre otras características.

2.2 Deducción Matemática

El coeficiente del Módulo de permeabilidad se define como la variación de la permeabilidad por unidad de cambio en la presión y está dado por la siguiente expresión:

$$\gamma = \frac{1}{K} \left(\frac{\partial K}{\partial P} \right) \quad (1)$$

Aunque la reducción de la permeabilidad originada por cambios en la presión en la mayoría de las formaciones productoras es pequeña, esta se puede convertir en un factor importante que contribuye a la producción e inyección de fluidos (Pedrosa y Kikani, 1991)

$$\gamma \partial P = \left(\frac{1}{K}\right) \partial K \quad (2)$$

Integrando se tiene:

$$\begin{aligned} \gamma \int_{P_o}^P \partial P &= \int_{K_o}^K \left(\frac{1}{K}\right) \partial K \\ \gamma(P - P_o) &= \ln\left(\frac{K}{K_o}\right) \\ K &= K_o e^{-\gamma(\Delta P)} \end{aligned} \quad (3)$$

2.3 Selección de Modulo de permeabilidad Promedio

Luego de deducir la ecuación 3 se procede a determinar el valor promedio del Módulo de permeabilidad mediante el análisis de pruebas de presión de cierre (*built up*) realizadas en el campo utilizando el simulador analítico ATS desarrollado en la Universidad Nacional de Medellín, es de aclarar que los resultados analizados por el ATS (Naranjo y Arango, 2009) son solo de la fase petróleo debido a unos inconvenientes presentados por el tipo de fluido de Cusiana, es un fluido súper crítico y sus fases no son fáciles de estudiar, pero la interpretación de este simulador se realiza en fase gas, petróleo y condensado y un control de calidad es que las tres interpretaciones suministren resultados similares. Las consideraciones tomadas para escoger las pruebas de presión más representativas que permitan obtener un módulo de permeabilidad confiable fueron las siguientes:

- Se escogieron pruebas de presión que mostraron un mayor delta de presión (entre 1500 y 3000 psi), es decir, los módulos de permeabilidad que hayan sentido mayores disturbios en la roca.
- Los módulos de permeabilidad no debían superar un error de ajuste de presión máximo del 10%.
- Se determinaron tres casos de selección para encontrar el Modulo de Permeabilidad con mayor consistencia:

Caso 1:

Los Módulos de Permeabilidad con valores altos ($> 10^{-3}$) y bajos ($< 10^{-4}$) debían tener un delta de presión relativamente alto (entre 1800 y 2000 psi) para ser valores aceptables.

Caso 2:

Los Módulos de Permeabilidad con valores bajos ($< 10^{-4}$) y delta de presión bajos entre (500 y 1000 psi) no se consideraron aceptables para el análisis del estudio, debido a la baja sensibilidad en los datos, por lo que a baja perturbación la energía no es suficiente para tener cambios drásticos en la permeabilidad.

Caso 3:

Se consideró aceptables a aquellos Módulos de Permeabilidad en donde sus valores eran altos ($> 10^{-3}$) con un delta de presión bajo (500 y 1000 psi), indicando alta perturbación en la roca a bajas presiones, por lo que se esperaba una mayor perturbación en la roca si hubiese un delta de presión más grande, refutando el caso 1.

Un ejemplo de los resultados obtenidos de la interpretación de las pruebas de presión en el simulador ATS se muestra en la tabla 1.

Una vez estimados los módulos de permeabilidad de cada pozo y considerando los tres casos de selección el módulo de permeabilidad promedio de 4.5×10^{-4} Psi -i se determinó por medio del análisis de todos los valores obtenidos entre 10^{-3} y 10^{-4} y su comparación con los valores conocidos por el equipo de Geomecánica de la compañía. Partiendo del hecho de que la fractura se encuentra abierta a la presión inicial esta disminuye la permeabilidad al disminuir la presión por las operaciones de producción. La permeabilidad disminuye hasta un punto en el cual por más reducción que halla en presión la fractura no se cerrara completamente debido a la textura de la cara de la fractura. (Figura 3,4y 5)

Tabla 1. Resultados obtenidos por el simulador ATS para el pozo BAH15 - Diciembre 1995

DATOS	VALOR
Thickness (ft)	100
Well Radius (ft)	0.21
Total Compressibility (1/psi)	0.0000109
Viscosity (cp)	0.45
B (RB/MSCF)	1.5
Porosidad	0.09
Flow Rate GAS (MSCF/D)	5135.94
Flow Rate OIL (BBL/D)	8867.14
Tp (h)	268
Temperature (°F)	259
API	35.9
RS	500
Bubble Pressure	5681.82
Reservoir Initial Pressure (lpc)	6025.6
Test Final Pressure (lpc)	3361.13
Reservoir Average Pressure (lpc)	5624.6
Asterisco Pressure Or Pseudopressure (lpc)	6025.6
Inticial Permeability (mD)	26.6
Total Skin	-3.69
ressure Delta (psi)	2069.69

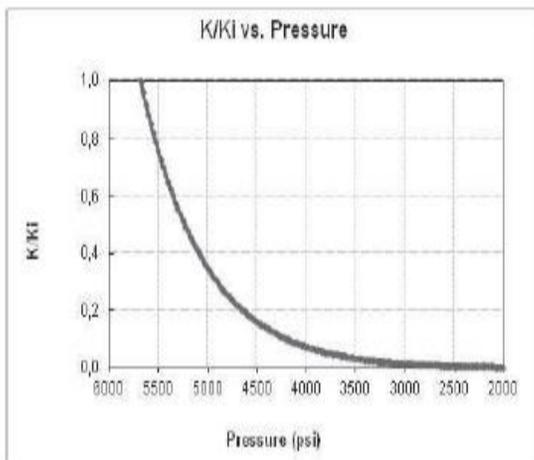


Figura 3. Ajuste de presión para el petróleo

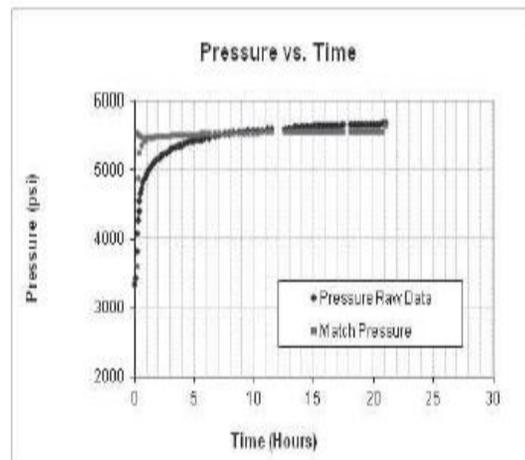


Figura 4. Comportamiento de K vs Presión

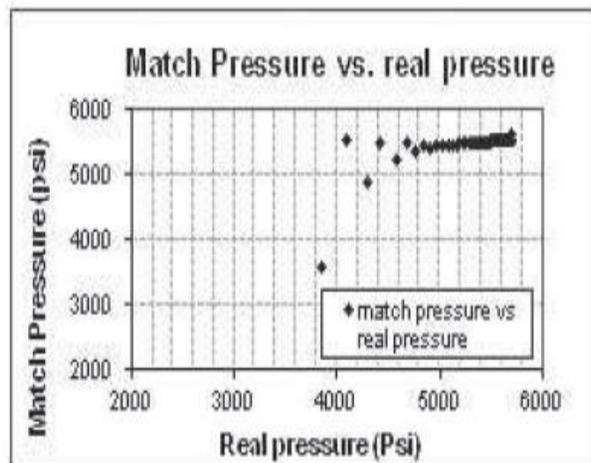


Figura 5. Comportamiento match pressure vs. real pressure

Tabla 2 Resultados del simulador ATS incluyendo el módulo de permeabilidad para petróleo volátil

RESULTADOS	VALOR
Dimensionless Storage Ratio	1
Dimensionless Interporous Flow Coefficient	1.00E-33
Dimensionless Permeability Modulus	4.90E-01
Permeability Modulus	1.54E-03
Dimensionless Wellbore Storage	150
Wellbore Storage	10000
Mechanical Skin Factor	-12
Error	10%

Por el contrario en las operaciones de inyección al aumentar la presión las fracturas lograrán una mayor apertura aumentando la permeabilidad, hasta el punto en que por más presión que se genere en esta no se abrirá más ocasionando que la matriz se fracture.

2.4 Determinación, selección y análisis de los límites depresión.

- Estos son los supuestos establecidos para el cálculo de la gráfica de Mohr:
- Los esfuerzos mínimos y máximos se asumieron constantes con el tiempo.
 - Los gradientes de depresión de cierre se tomaron como los esfuerzos efectivos mínimos.
 - El esfuerzo máximo (O' , $_$) es resultado de un estudio previo de laboratorio (1.2psi/ft).
 - Para determinar el esfuerzo mínimo (O' ...,,) de la formación Mirador se realizó un análisis estadístico con los siguientes resultados (ver tabla 3).

Tabla 3. Datos proporcionados por Equion Energía Limited

Well	TVD	Formation	BH ISIP	Fract Gradient	bh closure	Closure Gradient
CUSKA16 X	14203	Barco	8650	0.6	8222	0.57
CUS TA22						
CUSTC14	14677	Mir II	10500	0.71	9326	0.63
CUSTC15	14677	Mir IV	9986	0.67	9327	0.63
BAH15						
BABA33	14593	Mir IV	8318	0.57	8026	0.55
BABA34	14594	Mir VI	8109	0.55	7704	0.52
BAPB26	14081	Mir II	12870	0.91	12491	0.89

Al obtener un valor de 0.63psi/ft como esfuerzo mínimo (cr ...,,) y 1.2 psi/ft como esfuerzo máximo (cr , $_$) se ingresan los datos al Mohr 1.0 para calcular el gráfico de Mohr. Los datos de laboratorio para Cusiana se dan a conocer continuación:

Angulo de Fricción (AFI): 32 Deg; Esfuerzo Vertical (Sv): 1.04psi/ft; Relación de Poisson (Ad): 0.2; Resistencia a la Tensión (Ts): 1000Psi

Para realizar varias sensibilidades respecto a la combinación de esfuerzos mínimos y máximos se tomaron tres valores: (Figura 6)

Shmin: 0.52psi/ft Shmin: 0.58 psi/ft Shmin: 0.63 psi/ft
 Shmax: 1.12psi/ft Shmax: 1.16psi/ft Shmax: 1.2psi/ft

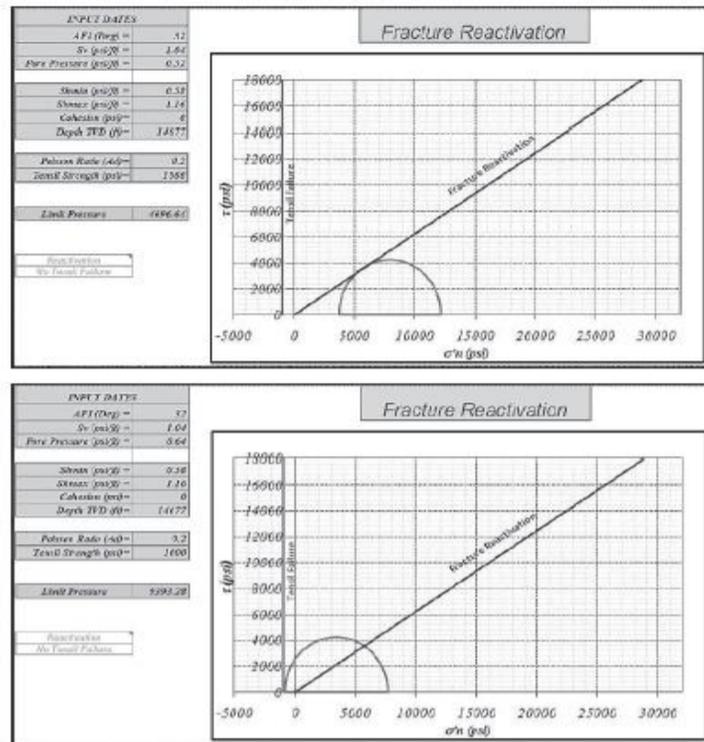


Figura 6. Con un Sh min = 0.58 psi/ft y un Sh max= 1.16 psi/ft

La presión de reactivación por cizalla es 3669 psi, y la presión de fallamiento por tensión es de 8512 psi. Luego también se realizaron cálculos:

- Con un Sh min = 0.52 psi/ft y un Sh max= 1.12 psi/ft la presión de reactivación por cizalla es 4696 psi, y la presión de fallamiento por tensión es de 9323 psi.
- Con un Sh min= 0.63 psi/ft y un Sh max= 1.2 psi/ft la presión de reactivación por cizalla es 5430 psi, y la presión de fallamiento por tensión es de 10127 psi.

3. Resultados

El modelo 2D se configura para evaluar un conjunto de sensibilidades para mostrar el impacto de la compactación de la roca en la producción de petróleo y gas. Estas sensibilidades tomaron siglas para un mejor manejo en el simulador debido a su extenso nombre para identificar que propiedades incluyen en sus archivos, así como el tipo de control y la clase de fluido a inyectar. Los archivos con sus respectivas siglas y equivalencias son los siguientes (Tabla 4.).

Luego de realizar estas sensibilidades finalizó en el modelo COIDy COIWD arrojando los siguientes resultados:

3.1 COID_LP (Control OilInjection Dip_Limit Pressure)

Cambiando el control al simulador pasando de control gas a control oil para apreciar el efecto de la irrupción del gas en el pozo productor de petróleo y conservando las mismas presiones límites del modelo CGID_LP, la irrupción de gas ocurre antes al implementar la tabla de compactación lo cual indica que por depletamiento el pozo inyector y el productor disminuyen sus transmisibilidades. El pozo inyector presenta un depletamiento de la presión menor a sus alrededores, manteniendo también la transmisibilidad, caso contrario con el pozo productor en donde su transmisibilidad disminuye más rápido respecto al inyector.

Tabla 4. Siglas y equivalencias para el VIP

VIP Equivalence	
_CMT Files whit Compaction Table	
Name File	Equivalence
CO	Control Oil (Simple Model)
COP	Control Oil Porosity
CONTG	Control Oil Net To Gross
COK	Control Oil Permeability
COF	Control Oil Full
CGF	Control Gas Full
COFO	Control Oil Full Oil
CGFG	Control Gas Full Gas
COIH	Control Oil Injection Horizontal
CGIH	Control Gas Injection Horizontal
CGID	Control Gas Injection Dip (Gas Cap)
CGIDO	Control Gas Injection Dip (Oil)
CGID_LP	Control Gas Injection Dip Limit Pressure (Gas Cap)
COID	Control Oil Injection Dip (Gas Cap)
COIWD	Control Oil Injection Water Dip (Gas cap)

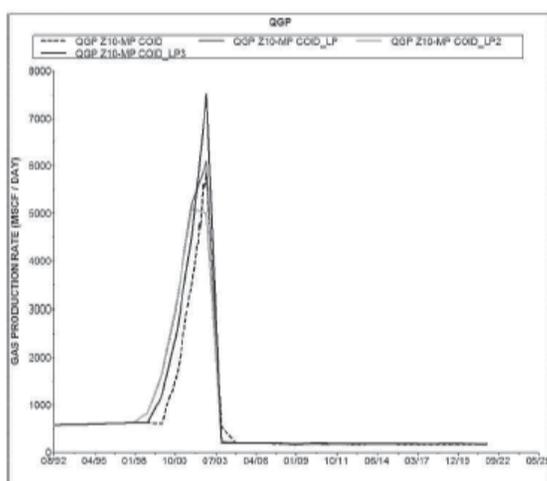


Figura 7. Producción de gas

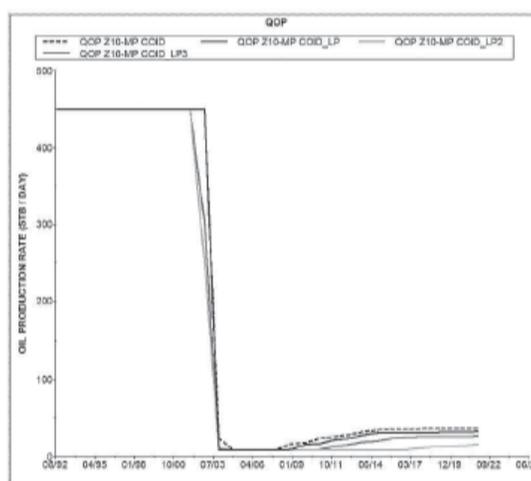


Figura 8. Producción de petróleo

Este comportamiento nos lleva a deducir que la inyección de gas no está creando canales preferenciales de flujo si no que los está manteniendo a través del tiempo, solo que por sus relación de movilidad el gas llega más rápido al pozo productor sin importar la reducción de transmisibilidad que se aplique (Figura7). El petróleo por su alta viscosidad comparada con la viscosidad del gas, tiene una mayor restricción para desplazarse celda a celda al disminuir la transmisibilidad, por lo que su producción declina rápidamente a medida que el módulo de permeabilidad entra a implementarse a presiones más bajas Figura 8. Para demostrar el comportamiento del cambio de transmisibilidades con la disminución de la presión en el modelo se escoge una celda de la grilla y se observa la variación de la transmisibilidad en la dirección x con el tiempo, en la (Figura 9) se escoge la celda 40 3 10. En el caso que no se implementa la tabla de compactación se observa que no hay cambio de transmisibilidad, es decir, es constante con el tiempo. La transmisibilidad en esta celda cerca al pozo productor es de 4.097798 RB- CP/DAY-PSI.

Para la misma celda implementando la tabla de compactación se observa cambios en la transmisibilidad con el tiempo indicando que el módulo de permeabilidad si funciona para implementar de manera indirecta los cambios de permeabilidad con el tiempo. Se observa que la transmisibilidad cerca al productor disminuye de 4.169553 RB-CP/DAY-PSI hasta casi 2.35 RB-CP/DAY-PSI (Figura 10), reduciendo la transmisibilidad en 1.9 RB-CP/DAY-PSI casi hasta un 50% para después mantenerse constante durante el resto de tiempo de producción. En comparación con una celda cerca del pozo inyector es denotar (Figura 11) que la transmisibilidad también disminuye pero no en la misma proporción que el pozo productor ya que se reduce en 0.85 RB-CP/DAY- PSI pasando de 2.081620 RB-CP/DAY-PSI a 1.25 RB-CP/DAY-PSI, casi un 38 %, por lo cual se puede afirmar que la transmisibilidad efectivamente disminuye en los dos pozos pero se mantiene por más tiempo cerca del inyector que del pozo productor.

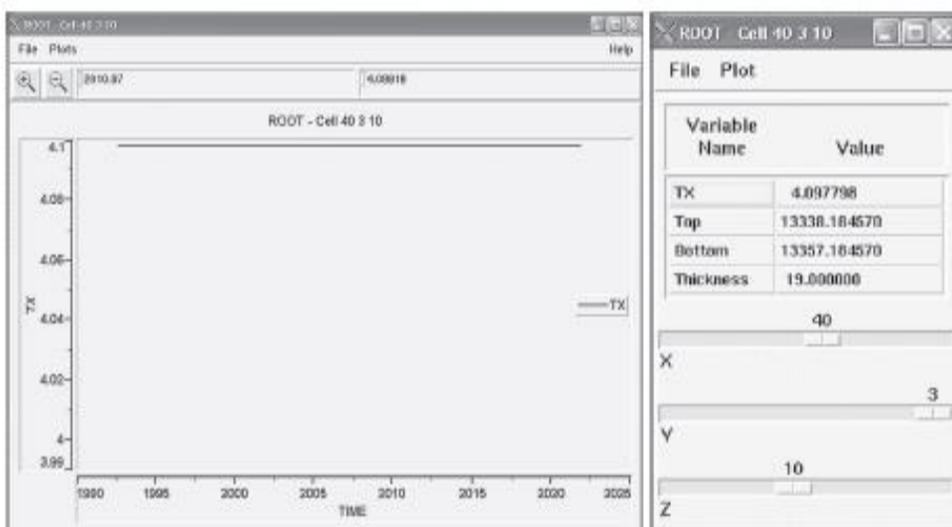


Figura 9. Cambios de transmisibilidad con el tiempo para la celda 40 3 10 (sin implementar CMT) cerca al pozo productor.

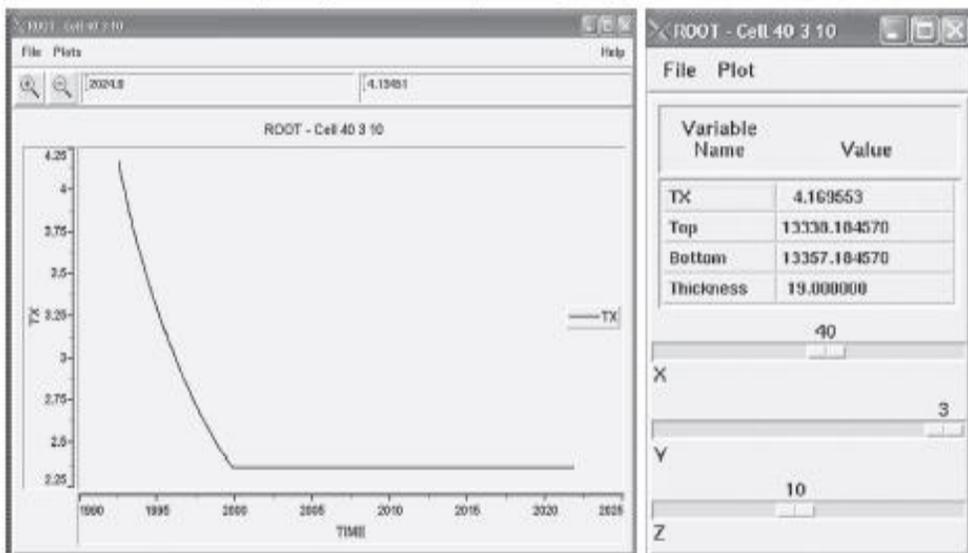


Figura 10. Cambios de transmisibilidad con el tiempo para la celda 40 3 10 (implementando CMT) cerca al pozo productor.

La Figura 12 muestra que con la implementación del modelo más apto (caso medio) para representar las condiciones actuales del campo Cusiana (COID_LP) (4100 psi) se logra una disminución significativa en el acumulado de petróleo del campo con una reducción aproximada del 13.76%, es decir, dejando de producir 290 stb/ d de petróleo ayudando al modelo completo del campo para realizar el ajuste histórico ya que actualmente está sobreestimando la producción real.

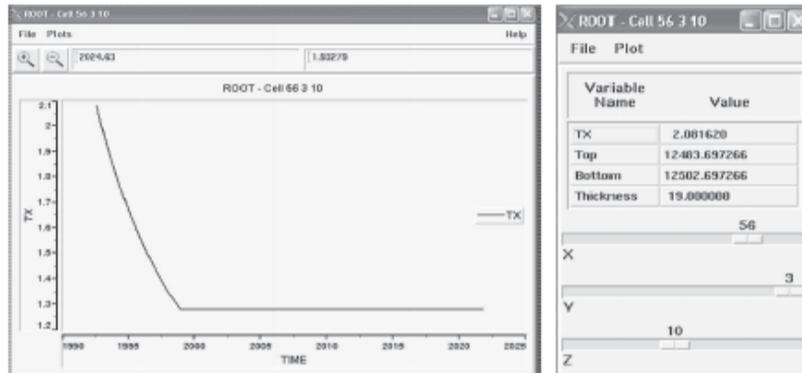


Figura 11. Cambios de transmisibilidad con el tiempo para la celda 56 3 10 (implementando CMT) cerca al pozo inyector.

El gas al no humectar la roca tiene una mayor movilidad que el petróleo y el agua en la mayor parte de los casos, por el carácter predominantemente hidrófilo del yacimiento. Esto hace que el petróleo y el agua al tener mayor viscosidad ($\mu = 1.8cp$; $\mu_w = 1.0cp$) no fluya con facilidad de celda a celda, caso contrario el gas ($\mu_g = 0.1cp$) que se desplaza con mayor libertad sin importar el incremento o decremento de la transmisibilidad ya que la viscosidad es inversamente proporcional a la movilidad.

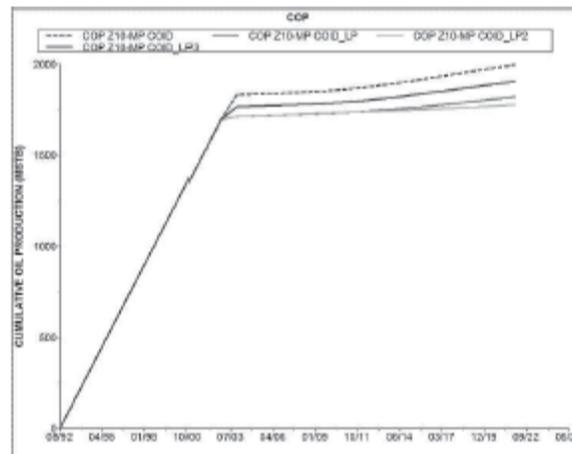


Figura 12. Acumulado de petróleo para cada modelo con sus límites de presión.

$$\% \text{ Reducción de petróleo} = \frac{COP_{COID} - COP_{COID_LP}}{COP_{COID}} \times 100$$

$$\% \text{ Reducción de petróleo} = \frac{2099 \frac{STB}{day} - 1810 \frac{STB}{day}}{2099 \frac{STB}{day}} \times 100$$

$$\% \text{ Reducción de petróleo} = 13.77$$

32 COIWD_LP (Control Oil Injection Water Dip Limit Pressure)

En este modelo el pozo productor se convierte en inyector y viceversa debido a la inclinación del modelo el pozo debe inyectar agua en la parte inferior del modelo (acuífero) y así elevar su presión. En la Figura 13, la reducción de transmisibilidad debido a la caída de presión en el modelo por el depletamiento, no favorece el avance del frente de agua. Considerando que en este caso la movilidad del agua ($A=k/\mu$) es similar a la del petróleo, la reducción y/o aumento de transmisibilidad, afecta en la misma proporción al agua y al petróleo.

La movilidad del gas crece debido a las altas saturaciones y bajas humectabilidades. Esto se traduce en una alta permeabilidad relativa.

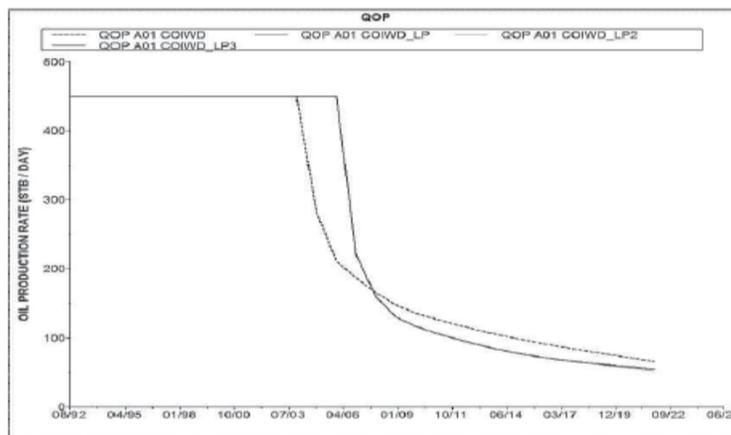


Figura 13. Producción de petróleo modelo COIWD

Al contrario de la inyección de gas, la inyección de agua no mantiene la transmisibilidad sino que eleva la eleva en los dos pozos, pero es aún más notorio el aumento en el pozo productor (Figura 15) que en el inyector (Figura 14). En el pozo inyector la transmisibilidad aumenta en un 68% pasando de 2.036428 RB-CP/DAY-PSI a

6.5 RB-CP/DAY-PSI. Mientras en el pozo productor aumenta aproximadamente en un 71% de un valor inicial de transmisibilidad de 4.293431 RB-CP/DAY-PSI hasta 15 RB-CP/DAY-PSI.

Debido a la anisotropía del modelo la celda 56 3 IO cerca al pozo inyector presentaba baja permeabilidad por lo que esa celda tiene un aumento de transmisibilidad pero no mayor a la celda 403 IO del pozo productor. Si

el modelo fuese homogéneo y horizontal el comportamiento sería distinto, aumentando aún más la transmisibilidad cerca al inyector que cerca al productor.

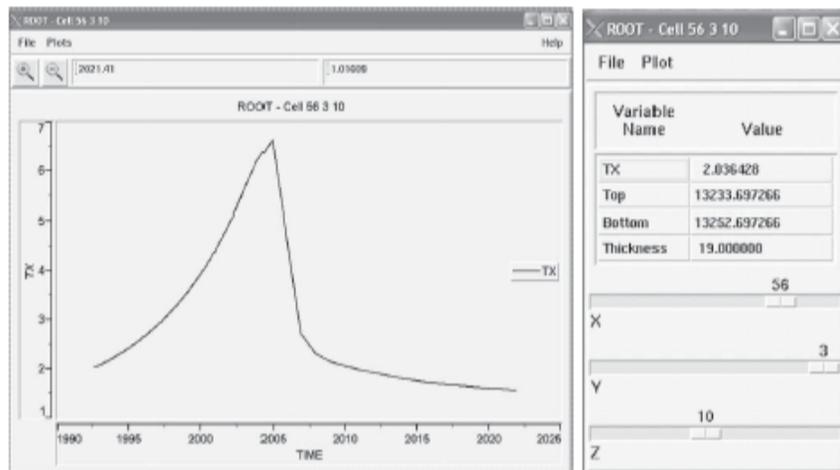


Figura 14. Cambios de transmisibilidad con el tiempo para la celda 56 3 10 (implementando CMT) cerca al pozo inyector.

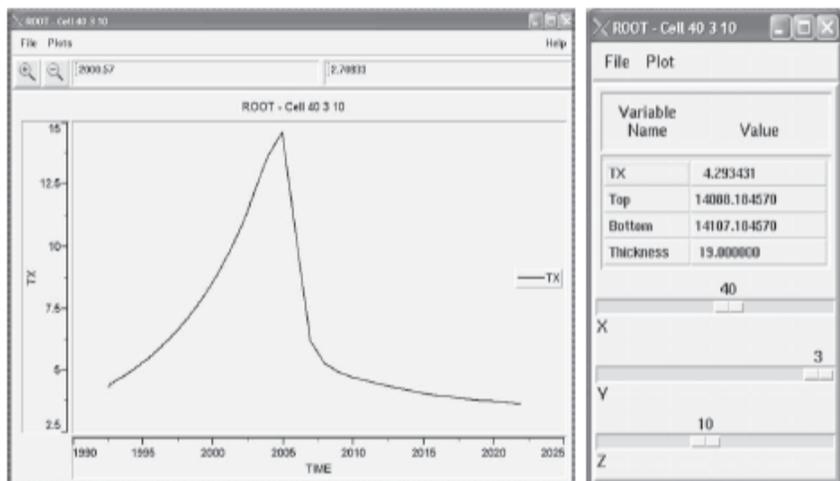


Figura 15. Cambios de transmisibilidad con el tiempo para la celda 40 3 10 (implementando CMT) cerca al pozo inyector.

4. Conclusiones

Las propiedades estáticas como porosidad, espesor neto (NTG), inclinación, etc. del yacimiento no influyen significativamente en el aumento y/o reducción de la transmisibilidad.

Debido a la relación de movilidad (baja viscosidad) el gas llega con mayor facilidad al pozo productor sin importar la reducción de transmisibilidad que se aplique. El petróleo por su alta viscosidad comparada con la viscosidad del gas, tiene una mayor restricción para desplazarse celda a celda al disminuir la transmisibilidad.

En el caso de inyección de agua, la reducción de transmisibilidad debido a la caída de presión en el modelo por el depletamiento, no favorece el avance del frente de agua. Considerando que en este caso la movilidad del agua es similar a la del petróleo, la reducción y/o aumento de transmisibilidad, afecta en la misma proporción al agua y al petróleo.

Se encontró una relación directa entre el cambio de permeabilidad en función de la presión y la producción de petróleo en cada uno de los modelos generados, disminuyendo la tasa de producción de petróleo hasta en un 14% en la irrupción de gas.

Los resultados de la implementación del módulo de permeabilidad en la producción de petróleo con la irrupción de gas dedujo que la inyección de gas no está creando canales preferenciales de flujo si no que los está manteniendo a través del tiempo (se mantiene más tiempo en el pozo inyector).

5. Referencias Bibliográficas

Fayers, F.J. and T.A. Hewett 1992: "A Review of Current Trends in Petroleum Reservoir Description and Assessing the impacts on Oil Recovery." Proceeding of Ninth International Conference On computational Methods in water Resources .

Naranjo A. y Arango M. 2009. Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Naturalmente Fracturados y Sensibles Esfuerzos. Universidad Nacional de Medellín.

Osorio J.G., Peñuela G., and Otálora O. 2008. Correlation Between Microseismicity and Reservoir Dynamics in a Tectonically Active Area of Colombia. Paper 115-715. BP Exploration (Colombia) Limited.

Pedrosa, O.A. 1986. Pressure Transient Response in Stress-Sensitive Formations, SPE 15115. Pedrosa, O.A. and Kikani J. 1991. Perturbation Analysis of Stress-Sensitive Reservoirs, SPE 20053.

Schlumberger. 2000. Rock Mechanics Self Learning Course, section! Fundamental of Rock Mechanics

Vairogs, J., Hearn, C.L., Dareing, D.W., and Rhoades, V.W. 1971. Effect of Rock Stress on Gas Production from Low-Permeability Reservoirs. J. Pet. Tech. (23), p. 1161.

Vairogs, J. and Rhoades, V.W. 1973. Pressure Transient Test in Formations Having Stress-Sensitive Permeability, J. Pet. Tech., (25), P. 965.