

Propuesta de optimización para la productividad de un pozo atípico  
en formaciones naturalmente fracturadas

Juan Diego Rayo Guzmán

Director:

Maika Karen Gambús Ordaz  
Doctora en Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingeniería Físicoquímicas  
Escuela de Ingeniería de Petróleos  
Bucaramanga

2021

### **Dedicatoria**

*A mi madre, por apoyarme en cada decisión y confiar en cada uno de mis pasos, por su incondicionalidad y afecto cuando se requería sin importar la situación. A mi padre, por enseñarme el camino de la responsabilidad y del compromiso familiar, por darme las bases de la rectitud y después la libertad para transitar mi propio camino. A los dos, por los sacrificios realizados y por enseñarme el valor de las cosas que han sido la armadura para lograr mis objetivos.*

*A mi familia en general por la buena energía y el cariño brindado durante mi periodo universitario, por el apoyo incondicional y la motivación para culminar mis estudios.*

*Dedicado a las personas que encuentran en su profesión un puente para mejorar la vida humana y la protección medio ambiental. A aquellos que impulsan el placer en la investigación de novedosas tecnologías que benefician el mundo y acercan a la verdad. A aquellos que tienen claro que el trabajo colectivo es el único camino para avanzar rápido en el descubrimiento.*

**Juan Diego Rayo Guzmán**

### **Agradecimientos**

En primer lugar, a la Universidad Industrial de Santander, por brindarnos el camino de la innovación y la excelencia.

A la ingeniera Maika Karen Gambús por su orientación y confianza para el desarrollo del presente trabajo.

A los ingenieros Cesar López y Alejandro Restrepo por ser mis tutores durante la práctica empresarial en Equion Energía Limited y por mostrarme un nuevo enfoque para la ingeniería de petróleos y el entendimiento de la geomecánica.

A la compañía CMG por brindarme la herramienta fundamental e indispensable para encontrar explicación al comportamiento del caso de estudio.

A la compañía Equion Energía Limited por los conocimientos brindados y por los espacios donde pude ser escuchado; además, por enseñarme la ingeniería segura y de calidad para las operaciones de la industria del petróleo. Por enseñarme el valor del trabajo en equipo.

**Tabla de Contenido**

	Pág.
Introducción .....	12
1. Objetivos.....	13
1.1. Objetivo General .....	13
1.2. Objetivos Específicos .....	13
2. Marco teórico.....	14
2.1. Antecedentes de la investigación.....	14
2.2. Aspectos generales de la mecánica de rocas .....	20
2.2.1 Esfuerzos principales. ....	20
2.2.2 Esfuerzo efectivo.....	22
2.2.3 Módulo de Young. ....	22
2.2.4 Relación de Poisson. ....	23
2.2.5 Esfuerzos de cizalla y esfuerzo normal sobre el plano. ....	25
2.2.6 Modelo de apertura Barton-Bandis. ....	26
2.3. Atributos de fracturas naturales.....	27
2.3.1 Porosidad y permeabilidad de fractura.....	28
2.3.2 Longitud de la fractura. ....	29

2.3.3	Espaciamiento de la fractura. ....	30
2.3.4	Clasificación de las fracturas. ....	30
2.4.	Yacimiento de gas condensado .....	31
2.5.	Modelo doble porosidad y doble permeabilidad .....	34
3.	Descripción del Campo C1 .....	35
4.	Descripción del pozo productor EQ1.....	38
5.	Desarrollo de la simulación .....	42
5.1.	Flujo de trabajo.....	43
5.2.	Modelo I – Single Porosity.....	46
5.3.	Modelo II – Dual Porosity sin acople geomecánico.....	54
5.4.	Modelo III – Dual Porosity con acople geomecánico .....	61
6.	Análisis de variables .....	78
7.	Propuesta de optimización de la productividad del pozo EQ1 .....	83
8.	Conclusiones.....	94
9.	Recomendaciones .....	96
10.	Referencias Bibliográficas.....	98

### Tabla de Figuras

	Pág.
Figura 1. <i>Producción histórica de un pozo del yacimiento Robore III</i> .....	15
Figura 2. <i>Productividad y <math>\sigma_h</math> en el campo Keshen</i> .....	19
Figura 3. <i>Clasificación Andersiana del régimen de esfuerzos</i> .....	21
Figura 4. <i>Representación esquemática de la relación de Poisson</i> .....	23
Figura 5. <i>Esfuerzos de cizalla y esfuerzo normal sobre el plano</i> .....	25
Figura 6. <i>Permeabilidad de fractura vs. esfuerzo normal efectivo, Modelo Barton Bandis</i> .....	27
Figura 7. <i>Representación de fracturas en núcleos a escala micro</i> .....	29
Figura 8. <i>Clasificación yacimientos naturalmente fracturados</i> .....	31
Figura 9. <i>Diagrama de Fase, reservorio de gas condensado</i> .....	32
Figura 10 <i>Ejemplo del comportamiento del gas condensado rico y pobre</i> .....	33
Figura 11. <i>Representación de los modelos de permeabilidad y porosidad</i> .....	34
Figura 12. <i>Localización general de los campos Pauto y Floreña</i> .....	36
Figura 13. <i>Producción normalizada del campo C1</i> .....	37
Figura 14. <i>Diagrama de completamiento y trayectoria del pozo EQ1</i> .....	39
Figura 15. <i>Producción de tres pozos del campo C1 (EQ1, EQ3 y EQ4)</i> .....	40
Figura 16. <i>Flujo de trabajo para el desarrollo de la simulación</i> .....	44
Figura 17. <i>Representación de la formación F1 con los pozos EQ1 y EQ2</i> .....	46
Figura 18. <i>Datos de producción de EQ1 (Modelo I), sin inyección de gas</i> .....	49
Figura 19. <i>Esquemático de producción para el cálculo de porcentaje incremental de <math>Q_o</math></i> .....	50
Figura 20. <i>Zoom del cierre 2B- 24 horas</i> .....	51

Figura 21. <i>Datos de producción del pozo EQ1 (Modelo I), con inyección de gas</i> .....	52
Figura 22. <i>Comparación de la producción del modelo I con y sin inyección de gas</i> .....	53
Figura 23. <i>Imagen del Builder del simulador para convertir el yacimiento en fracturado</i> .....	54
Figura 24. <i>Datos de producción del pozo EQ1 (Modelo II), sin inyección de gas</i> .....	57
Figura 25. <i>Producción de aceite de EQ1 en el cierre 3A de 48 horas</i> .....	58
Figura 26. <i>Datos de producción del pozo EQ1 (Modelo II), con inyección de gas</i> .....	59
Figura 27. <i>Comparación de la producción del modelo II con y sin inyección de gas</i> .....	60
Figura 28. <i>Representación de la malla anfitrión y la malla geomecánica</i> .....	61
Figura 29. <i>Gráfica de permeabilidad de fractura vs esfuerzo efectivo normal</i> .....	65
Figura 30. <i>Figura malla geomecánica sobrepuesta en malla anfitrión</i> .....	66
Figura 31. <i>Datos de producción del pozo EQ1 (Modelo III), sin inyección de gas</i> .....	67
Figura 32. <i>Datos de esfuerzo efectivo normal de fractura y permeabilidades en I,J,K, sin inyección de gas</i> .....	69
Figura 33. <i>Datos de producción del pozo EQ1 (Modelo III), con inyección de gas</i> .....	70
Figura 34. <i>Datos de esfuerzo efectivo normal de fractura y permeabilidades en I,J,K, con inyección de gas</i> .....	71
Figura 35. <i>Zoom representativo para permeabilidad de fractura y producción de aceite</i> .....	72
Figura 36. <i>Porosidad efectiva representada en malla anfitrión y gráfica vs. tiempo</i> .....	73
Figura 37. <i>Gráfica comparativa de la producción de aceite de los 3 modelos</i> .....	75
Figura 38. <i>Gráfica comparativa del GOR en los 3 modelos</i> .....	76
Figura 39. <i>Gráfica comparativa del corte de agua en los 3 modelos</i> .....	77
Figura 40. <i>Diagrama radial de la influencia relativa de cada variable</i> .....	80
Figura 41. <i>Influencia relativa exacta para cada variable</i> .....	81

Figura 42. <i>Producción para tiempos desde 12 a 288 horas de cierre de EQ1</i> .....	82
Figura 43. <i>Curvas de tendencia para DEE y %INC en cierres de 12 horas</i> .....	85
Figura 44. <i>Curvas de tendencia para DEE y %INC en cierres de 24 horas</i> .....	87
Figura 45. <i>Curvas de tendencia para DEE y %INC en cierres de 48 horas</i> .....	89

### Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Intensidad de fracturas y producción promedio en el campo “El Gassi”</i> .....	16
Tabla 2. <i>Configuración de fracturas y producción promedio</i> .....	17
Tabla 3. <i>Valores de diferentes tipos de roca para el módulo de Young y relación de Poisson</i> ....	24
Tabla 4. <i>Propiedades y características de algunos pozos del campo C1</i> .....	41
Tabla 5. <i>Tiempos de cierre y nomenclatura en el periodo de producción</i> .....	45
Tabla 6. <i>Propiedades del yacimiento para la malla del modelo I</i> .....	47
Tabla 7. <i>Condiciones iniciales y propiedades del fluido</i> .....	48
Tabla 8. <i>Propiedades del yacimiento para la malla del modelo II</i> .....	55
Tabla 9. <i>Propiedades del yacimiento para la malla del modelo III</i> .....	62
Tabla 10. <i>Propiedades geomecánicas para la malla independiente</i> .....	63
Tabla 11. <i>Datos de entrada para el modelo Barton Bandis</i> .....	64
Tabla 12. <i>Propiedades y parámetros utilizados en el análisis de variables</i> .....	79
Tabla 13. <i>Cartilla de selección de DEE y %INC para EQ1</i> .....	90
Tabla 14. <i>Datos de <math>Q_0</math> base vs. <math>Q_0</math> estimulado posterior al cierre</i> .....	92

## Resumen

**Título:** Propuesta de optimización para la productividad de un pozo atípico en formaciones naturalmente fracturadas\*

**Autor:** Juan Diego Rayo Guzmán\*\*

**Palabras Clave:** Fracturas Naturales, Esfuerzos In-Situ, Inyección de Gas, Geomecánica, Simulación Numérica de Yacimientos, Gas Condensado, Producción.

### Descripción:

El objeto de la investigación es impulsado por los comportamientos atípicos evidenciados en un yacimiento naturalmente fracturado productor de gas condensado en el Piedemonte Llanero, evidenciando producción incremental superior en un pozo en particular fuera de la respuesta normal del campo al instante siguiente de la apertura posterior a la realización de pruebas de presión (cierres transitorios). La investigación se fundamenta en el estudio de la respuesta geomecánica para el yacimiento, mediante la simulación numérica en el software de la compañía *Computer Modelling Group* (CMG), acoplado una malla geomecánica a la malla de flujo de fluidos con presencia de un pozo inyector representativo de la estrategia productiva del campo en estudio; enfocando la simulación en la observación directa de las permeabilidades de fractura en la vecindad del pozo y sus alteraciones al momento de los cierres transitorios. Además, se comparan los resultados de los yacimientos matriciales y naturalmente fracturados y cómo influyen en la producción de hidrocarburos en el pozo atípico.

Los resultados fueron utilizados para realizar el análisis de las variables más influyentes en la simulación, obteniendo el patrón de influencia relativa de dichas variables y generando una propuesta de optimización final de la productividad para el pozo atípico ubicado en el yacimiento naturalmente fracturado, con recomendaciones de tiempos de cierre y el pronóstico de la durabilidad y la tasa incremental posterior a los cierres transitorios como una estrategia de manejo del pozo.

---

\*Trabajo de grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ph. D. Maika Karen Gambús.

## Abstract

**Title:** Optimization proposal for the productivity of an atypical well in naturally fractured formations\*

**Author:** Juan Diego Rayo Guzmán\*\*

**Keywords:** Natural Fractures, In-Situ Stresses, Gas Injection, Geomechanics, Numerical Reservoir Simulation, Condensate Gas, Production.

### Description:

The objective of the research is driven by the atypical behaviors evidenced in a naturally fractured gas condensate producing reservoir in the Piedemonte Llanero, evidencing higher incremental production in a particular well outside the normal response of the field at the instant following the opening after pressure testing (transient shut-off). The research is based on the study of the geomechanical response for the reservoir, through numerical simulation in the Computer Modelling Group (CMG) software, coupling a geomechanical grid to the fluid flow grid with the presence of an injector well representative of the productive strategy of the field under study, focusing the simulation on the direct observation of fracture permeabilities in the vicinity of the well and its alterations at the time of transient shutdowns. In addition, the results of matrix and naturally fractured reservoirs are compared and how they influence hydrocarbon production in the atypical well.

The results were used to perform the analysis of the most influential variables in the simulation, obtaining the relative influence pattern of these variables and generating a final productivity optimization proposal for the atypical well located in the naturally fractured reservoir, with recommendations of shut-off times and the prediction of the durability and incremental rate after transient shut-off as a well management strategy.

---

\* Bachelor Thesis

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ph. D. Maika Karen Gambús.

## Introducción

El fascinante comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados impulsa la creación de mecanismos de optimización de la vida productiva de estos particulares sistemas petrolíferos, donde la permeabilidad secundaria por parte de las fracturas naturales en algunos casos, estimulan y participan en la comunicación de compartimentos en el yacimiento. Lo paradójico de su comportamiento, es lo altamente productivos que pueden parecer al comienzo de su explotación; no obstante, se caracterizan por la irrupción de gas y agua (Bratton T., 2006).

Oportunamente las fracturas naturales juegan un rol importante en yacimientos de baja permeabilidad como los Tight Sand y Shale Gas; y en el caso de Colombia la mayoría del tren del Piedemonte posee yacimientos con fracturas naturales extremadamente representativas, aportando considerablemente a las reservas del país (Cifuentes H., 2016).

El enfoque de la investigación actual está dirigido al análisis del comportamiento en producción de un pozo en un Campo Colombiano, el cual produce mediante una formación con presencia de fracturas naturales, pero el eje central es la interpretación de la conducta atípica que se presenta cuando en el pozo se realiza un cierre transitorio, llevando a un incremento en producción evidente posterior a la apertura de dicho pozo.

Efecto estudiado a partir del modelamiento de los eventos y el estudio de las variables integrando la ingeniería de yacimientos y la geomecánica para mejorar el entendimiento de estos reservorios de los cuales se cree que son sensibles a esfuerzos in situ, tanto así, que la adecuada interpretación de las propiedades mecánicas y petrofísicas de la formación y la simulación en función de las fracturas naturales, son la clave para esta investigación.

## 1. Objetivos

### 1.1. Objetivo General

Generar una propuesta para la optimización de la productividad de un pozo altamente estimulado en formaciones naturalmente fracturadas mediante el estudio de parámetros geomecánicos vía simulación.

### 1.2. Objetivos Específicos

- Analizar evidencias mundiales de los efectos de las fracturas en la producción de formaciones fracturadas naturalmente análogas al pozo productor atípico en estudio.
- Modelar el comportamiento de las permeabilidades de fractura en la formación naturalmente fracturada, acoplado al yacimiento una malla geomecánica teniendo en cuenta los cierres transitorios del pozo.
- Realizar un análisis de sensibilidad para la identificación de las variables del yacimiento más influyentes que alteran la producción incremental del pozo mediante simulación numérica.
- Pronosticar los tiempos de cierre y apertura convenientes que beneficien la producción incremental del pozo mediante los resultados de la simulación.

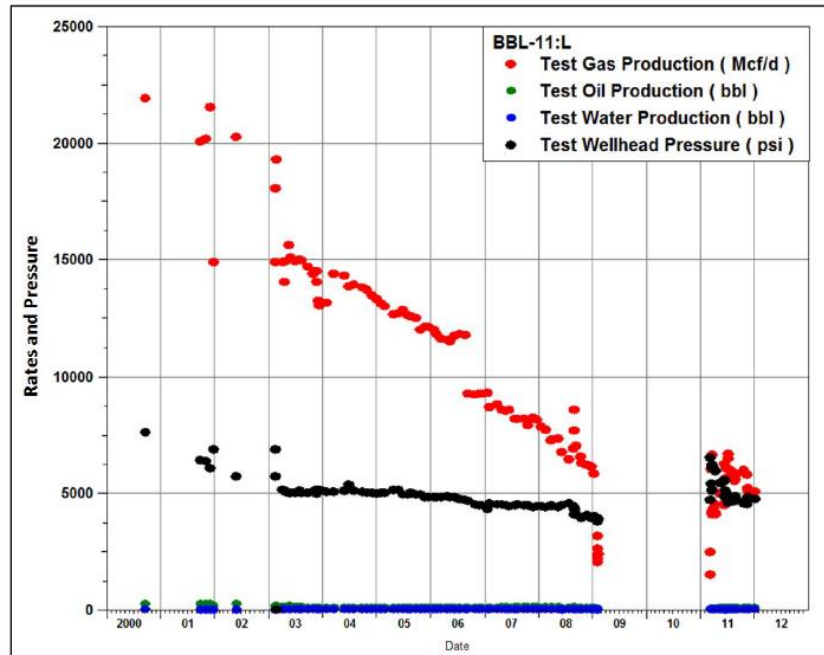
## **2. Marco teórico**

Como parte de los cimientos de la investigación; se extiende la revisión de los conceptos y los casos de estudio en el mundo para facilitar el discernimiento integral referente a yacimientos de gas condensado y formaciones naturalmente fracturadas.

### **2.1. Antecedentes de la investigación**

En la última década se han realizado pocos estudios para explicar particularmente la influencia de atributos geomecánicos en yacimientos naturalmente fracturados, sin embargo, en la literatura existen investigaciones y experiencias de campo que indican la capacidad de las fracturas naturales para influenciar considerablemente la productividad de los campos de petróleo y gas en función de los esfuerzos in-situ y de los cambios de presión en el yacimiento. Siendo esto último respaldado por la investigación realizada en Bolivia en el campo “Bulo Bulo”, el cual posee un yacimiento de gas condensado (Robore III) con presencia de fracturas naturales; donde, Vega, O. (2014) afirma que la declinación de producción del gas conduce tanto a cierres de fracturas naturales como a un incremento del esfuerzo efectivo. Cuando las fracturas carecen de un agente de soporte natural para contrarrestar este incremento de presión sucede el colapso de dichas fracturas y disminuye la calidad del yacimiento en las cercanías de los pozos, y se evidencia en la figura 1, el comportamiento histórico de producción de uno de los pozos del campo.

Figura 1.

*Producción histórica de un pozo del yacimiento Robore III*

Nota: Tomado de Vega, O. (2014). A Case Study: Reservoir Robore III, Bulu Bulu Field, Bolivia. SPE 153609.

La declinación del caudal de producción observada en la figura 1 comienza muy temprano en la vida productiva del pozo y se presenta en el año 2009 una reducción de 6 MMSCFD a 1 MMSCFD donde posteriormente se cerró el pozo durante un periodo de dos años; después de la re-apertura el pozo presenta de nuevo un aumento en la tasa de producción de gas, sin embargo su comportamiento es considerablemente similar al de los años anteriores donde presenta la tendencia a declinar con velocidad.

Estas afirmaciones permiten visibilizar la posibilidad de un incremento de la producción gracias a la presurización del yacimiento pero, un comportamiento representativo de estos yacimientos naturalmente fracturados es su tendencia para declinar con facilidad.

El yacimiento de estudio de la actual investigación pertenece a uno de los campos del Piedemonte Llanero Colombiano y presenta zonas productoras de gas condensado en formaciones naturalmente fracturadas. En años anteriores se ha observado el comportamiento particular de uno de los pozos del campo, el cual presenta incrementos notorios en producción cuando este es cerrado temporalmente para realizar pruebas de presión y otros tipos de intervención, generando atípicamente incrementos de producción duraderos en el tiempo con respecto a la línea base del pozo, tendencia diferente a la presentada en “Robore III”.

Tabla 1.

*Intensidad de fracturas y producción promedio en el campo “El Gassi”*

<b>Producción &gt; 1000 bbl/d</b>		<b>Producción &lt; 1000 bbl/d</b>	
<b>Pozo</b>	<b>Intensidad de fracturas</b>	<b>Pozo</b>	<b>Intensidad de fracturas</b>
<b>GS-17</b>	***	<b>GS-05</b>	*
<b>GS-14</b>	***	<b>GS-07</b>	***
<b>GS-15</b>	***	<b>GS-11</b>	*
<b>GS-06</b>	***	<b>GS-09</b>	***
<b>GS-18</b>	*	<b>GS-13</b>	*
<b>GS-20</b>	*	<b>GS-08</b>	**
<b>GS-21</b>	**	<b>GS-04</b>	***
<b>GS-01</b>	**	<b>GS-12</b>	*

Nota: Modificado de Chérif, K. et al. (2014). Influence of natural fractures on oil production of unconventional reservoirs. Energy Procedia.

De acuerdo con el ejercicio ingenieril, uno de los análisis que puede estudiarse es la evaluación de la producción en función de la intensidad de las fracturas; es por eso que se rescata el caso de estudio en el campo “El Gassi” en Argelia. La tabla 1 muestra la relación entre la

producción y la intensidad de las fracturas, los pozos altamente fracturados (\*\*\*), con fracturas moderadas (\*\*) y débilmente fracturados (\*). Se observa pobre producción represente en la mayoría de los pozos ligeramente fracturados, sin embargo la interpretación de esta tabla sugiere que no existe una relación directa entre la intensidad de las fracturas y la producción promedio. Sin embargo, un tipo de fractura puede controlar la producción, a saber: fracturas abiertas y parcialmente abiertas. Los datos sobre estos criterios se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 2.

*Configuración de fracturas y producción promedio*

<b>Pozo</b>	<b>Proximidad de las fallas</b>	<b>Intensidad de fracturas</b>	<b>Tipo de fractura</b>	<b>Producción promedio</b>
<b>GS-03</b>	E-W	Promedio	Cerrada	Mala
<b>GS-04</b>	E-W	Fuerte	Cerrada	Mala
<b>GS-21</b>	N120	Fuerte	Abierta parcial	Buena
<b>GS-08</b>	E-W	Promedio	Abierta parcial	Mala
<b>GS-07</b>	E-W	Fuerte	Abierta parcial	Mala
<b>GS-15</b>	N120	Fuerte	Abierta	Buena
<b>GS-17</b>	N120	Fuerte	Abierta	Buena
<b>GS-14</b>	N120	Fuerte	Abierta	Buena
<b>GS-11</b>	E-W	Promedio	Abierta parcial	Mala

Nota: Modificado de Chérif, K. et al. (2014). Influence of natural fractures on oil production of unconventional reservoirs. Energy Procedia.

En la tabla 2, se observa que los pozos que tienen buena producción se caracterizan por tener fracturas abiertas y parcialmente abiertas: 14-GS, GS-17, GS-15 y GS-21. Pero la intensidad de las fracturas no es una característica que representa puntualmente la buena producción.

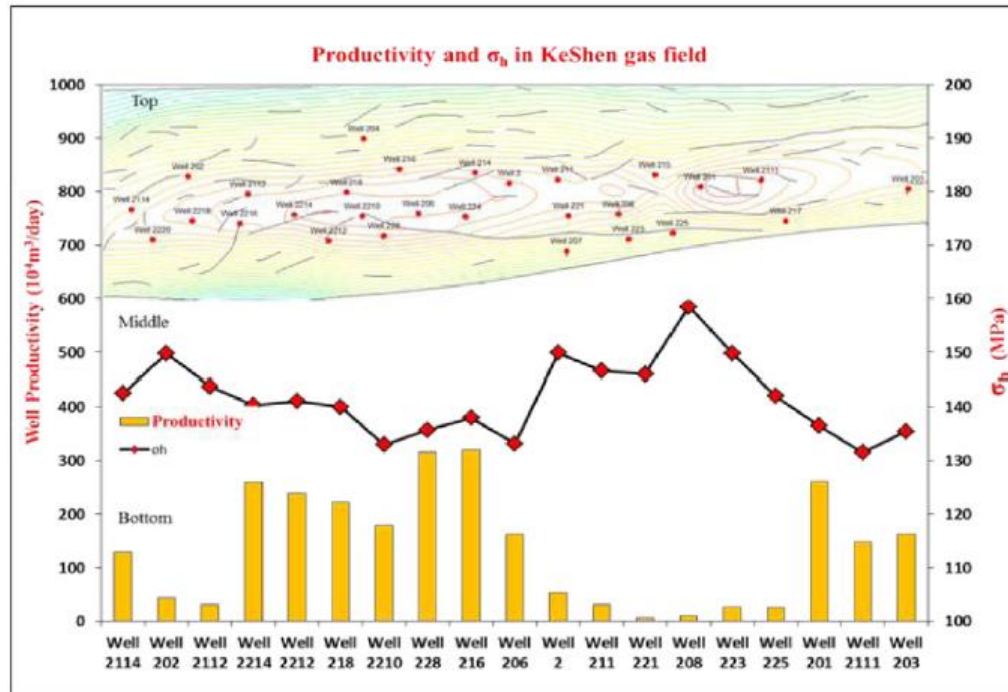
Haijunn, Y. et al. (2015) afirma que existen yacimientos altamente sensibles a esfuerzos in-situ y que dichos esfuerzos poder alterar la conductividad de las fracturas y como resultados tener cambios en la permeabilidad de fractura. El campo de gas “Keshen” localizado en la cuenca del Tarim, Noreste de China, presenta un yacimiento naturalmente fracturado fuertemente influenciado por actividad tectónica, entender dicho comportamiento fue la clave de la productividad de este tipo de yacimientos. Un análisis de la respuesta geomecánica en las fracturas naturales fue presentado en el artículo *SPE-176840*. La evaluación geomecánica fue realizada en más de 130 núcleos para abarcar 23 pozos del campo; simulando la respuesta mecánica de las fracturas naturales bajo diferentes presiones de poro, generando resultados interesantes en la comprensión de la relación entre la conductividad de las fracturas y los esfuerzos in-situ.

Los autores afirman que las propiedades físicas convencionales no afectan considerablemente la calidad del yacimiento, eso significó que el uso de parámetros físicos convencionales no podía reflejar satisfactoriamente las causas de los comportamientos de los pozos en formaciones con fracturas naturales.

La figura 2 representa la comparación de la productividad en diferentes pozos y los esfuerzo mínimo horizontales a lo largo de la estructura del campo de gas “Keshen”, la línea central es  $\sigma_h$ ; y en relación con la producción de gas se encontró que es inversamente proporcional: en la parte alta estructural del campo se encontró que la magnitud del  $\sigma_h$  es baja y la productividad es alta; en el ala y el fondo de la estructura se encontró un alto  $\sigma_h$  y baja productividad, deduciendo que el esfuerzo mínimo horizontal controla la conductividad de las fracturas naturales.

Figura 2.

*Productividad y  $\sigma_h$  en el campo Keshen*



Nota: Tomado de Haijunn, Y. et al. (2015). The Relationship Geomechanical Response of Natural Fractures, Tarim Basin, China. SPE 176840.

Como conclusión final del estudio realizado en el campo “Keshen” se encontró que las características geomecánicas influyen en gran medida la calidad del yacimiento y por ende la producción de los pozos en zonas de abundantes fracturas naturales, además de presentar una alta anisotropía a lo largo del yacimiento, recurrir a un diseño estratégico de manejo de los pozos en función de estos parámetros geomecánicos representa un reto pero un desarrollo importante para estos yacimientos sensibles a esfuerzos in-situ y permeabilidades duales.

Las experiencias de campo encontradas y los análisis comportamentales permiten tener la base adecuada para acotar la búsqueda de parámetros que pueden influenciar el pozo atípico de

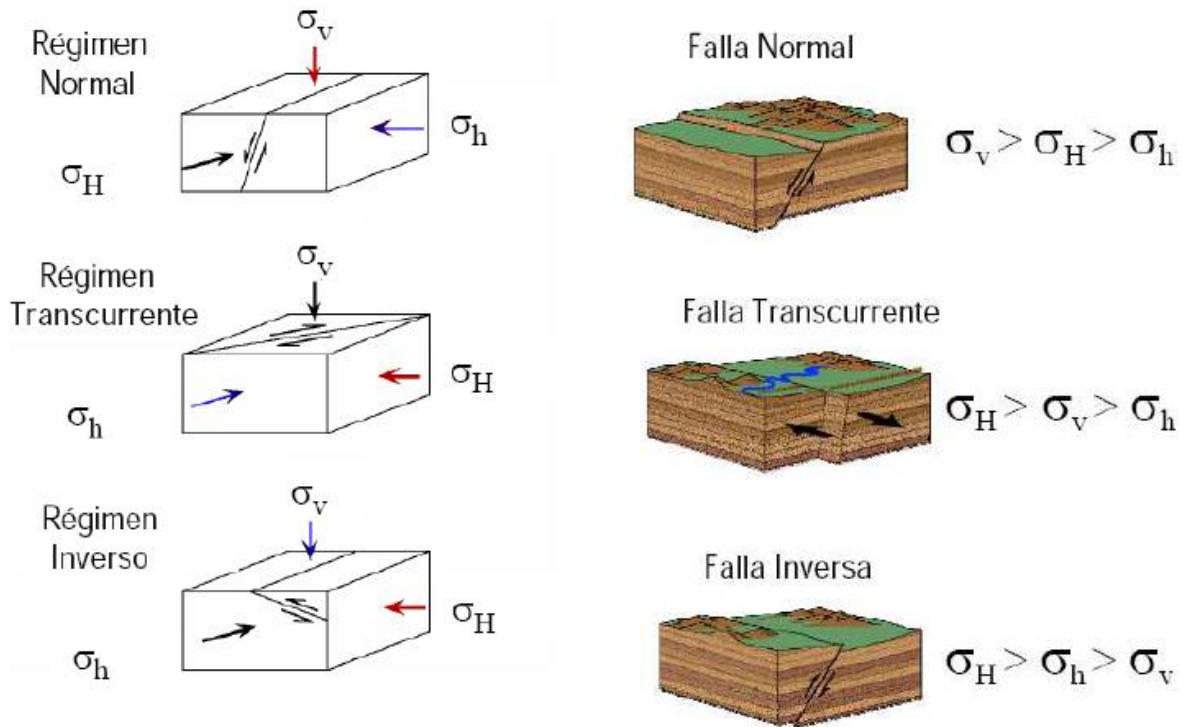
la investigación actual, observando históricamente su producción y comparando las conductas con los resultados obtenidos por los investigadores resaltados en los antecedentes.

Se presentaron las evidencias mundiales más representativas de casos donde las fracturas naturales alteraban considerablemente la producción en sistemas de fluidos de gas condensado y su estabilización de la producción cerrando los pozos permitiendo que la energía del yacimiento aumente, además se evidencia resultados donde los esfuerzos in situ afectaban considerablemente la producción de dichos pozos. Se plasman las principales similitudes con el campo C1 y el análisis de los elementos que beneficiaron a estos campos

## **2.2. Aspectos generales de la mecánica de rocas**

**2.2.1 Esfuerzos principales.** Los esfuerzos se definen como la fuerza que se aplica a un punto por unidad de área, siendo aplicable conceptualmente a la mecánica de rocas extendida a la industria del petróleo y gas en la cual se considera la clasificación de fallas de Anderson (Anderson E., 1951) como fundamento para categorizar el orden de las magnitudes y direcciones de los esfuerzos principales, donde sugiere la diferenciación implícita de tres esfuerzos: mayor, intermedio y menor, o también conocidos como esfuerzo vertical o esfuerzo de overburden ( $S_v$ ), esfuerzo horizontal mínimo ( $S_h$ ) y esfuerzo horizontal máximo ( $S_H$ ). En otras palabras, el esfuerzo representa un tensor en tres dimensiones perpendicularmente entre ellos aplicados a un sistema rocoso.

Figura 3.

*Clasificación Andersiana del régimen de esfuerzos*

Nota: Tomado de Martínez, J. (2011). *Reactivación de fallas como resultado del cambio en los esfuerzos geomecánicos*. Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).

La figura 3 representa la clasificación de los tipos de régimen existentes en función de los esfuerzos. El régimen normal se fundamenta en que el esfuerzo máximo está representado por el overburden o  $S_v$  y el esfuerzo mínimo estaría representado por el  $S_h$ , el régimen inverso representa su esfuerzo máximo como el  $S_H$  y el mínimo como el  $S_v$ . Y por último el régimen de rumbo o régimen transcurrente, a partir de las premisas de que el esfuerzo máximo es el  $S_H$  y el mínimo es el  $S_h$  obteniendo como intermedio el esfuerzo  $S_v$ .

**2.2.2 Esfuerzo efectivo.** El investigador Terzagui fue el primero en introducir el termino en 1923, donde representaba la relación existente entre la presión de poro ( $p$ ) y es esfuerzo total aplicado  $\sigma$  a un material rocoso con flujo de fluidos. Como se muestra a continuación:

$$\sigma' = \sigma - p \quad (1)$$

El esfuerzo efectivo resulta de la diferencia de los parámetros mencionados  $\sigma'$  que permitían identificar como se comportaba los sistemas con respecto a su producción de fluidos. No obstante, Biot, 1941 construyo la teoría de deformación y difusión del sistema observado en materiales elásticos, resaltando el hecho de que el cambio en la presión de poro es directamente proporcional a la variación del volumen poroso llegando afectar la respuesta mecánica de las rocas. Por lo tanto, Propone la siguiente ecuación:

$$\sigma' = \sigma - \alpha p \quad (2)$$

Siendo  $\alpha$  conocida como el coeficiente de Biot, que describe la presión del fluido en relación al esfuerzo aplicado. Si  $\alpha = 1$  la roca es sólida porosa con plasticidad evidente y con máxima influencia por parte de la presión de poro. Si  $\alpha < 1$  significa que la influencia por parte de la presión de poro para contrarrestar el esfuerzo total es disminuye.

**2.2.3 Módulo de Young.** Representa la relación lineal entre esfuerzo aplicado y la deformación resultante. Este módulo permite medir la rigidez de la roca mediante pruebas de

laboratorio donde se comprime una muestra el cual se somete a una serie de esfuerzos uniaxiales.

Es también conocido como el módulo elástico.

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad (3)$$

$E$  = Modulo de Young.

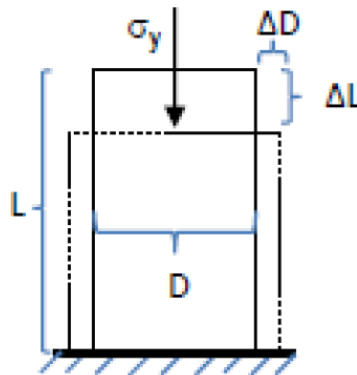
$\sigma$  = Esfuerzo.

$\varepsilon$  = Deformación.

**2.2.4 Relación de Poisson.** Permite relacionar la deformación perpendicular y la deformación paralela a la carga sometida, la figura representa la relación de Poisson gráficamente a partir de la contracción longitudinal y la expansión lateral.

Figura 4.

*Representación esquemática de la relación de Poisson*



Nota: Tomado de Calderón, Z. (2014). Introducción a la mecánica de rocas y sus aplicaciones en la industria del petróleo. UIS, Bucaramanga.

$$\nu = \frac{\varepsilon_x}{\varepsilon_y} \quad (4)$$

$\nu$  = Relación de Poisson.

$\varepsilon_x$  = Deformación lateral.

$\varepsilon_y$  = Deformación longitudinal.

La siguiente tabla recopila los valores principales y típicos del módulo de Young y la relación de Poisson para diferentes tipos de roca:

Tabla 3.

*Valores de diferentes tipos de roca para el módulo de Young y relación de Poisson*

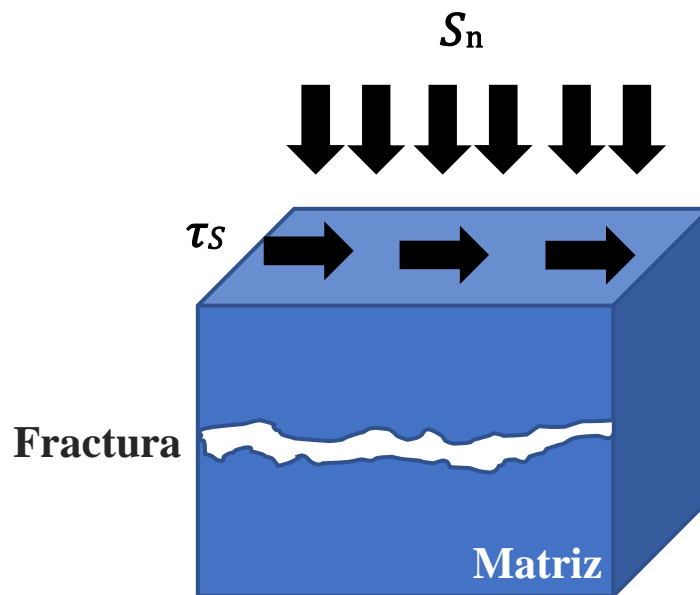
<b>Tipo de Roca</b>	<b>Módulo de Young (GPa)</b>	<b>Relación de Poisson</b>
<b>Anhidrita</b>	73	0.295
<b>Pizarra</b>	35.4	-
<b>Conglomerado</b>	91.61	0.10
<b>Diorita</b>	100.8	0.26
<b>Granito</b>	38.98	0.19
<b>Caliza</b>	65.71	0.17
<b>Shale</b>	31.16	0.14
<b>Arenisca</b>	26	0.27

Nota: Modificado de Lama, V. (1974). Citado por Calderon, Z. (2014). Introducción a la mecánica de rocas en la industria del petróleo. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

**2.2.5 Esfuerzos de cizalla y esfuerzo normal sobre el plano.** El esfuerzo normal ( $S_n$ ) sobre un plano de fractura está dado por la fuerza ejercida sobre el área perpendicular a la fractura. Este esfuerzo está estrechamente relacionado con la apertura y reducción de la amplitud de la fractura, tanto así que afecta directamente la permeabilidad en el sistema fracturado. En otra instancia, el esfuerzo de cizalla ( $\tau S$ ) es conocido como la fuerza que actúa sobre el área paralela a una cara de la fractura y la desliza sobre la otra cara de la fractura. La literatura plantea que al igual que  $S_n$  existe la posibilidad de que  $\tau S$  también controle la permeabilidad de la fractura (Rodríguez, 2017, p.80).

Figura 5.

*Esfuerzos de cizalla y esfuerzo normal sobre el plano*



Nota: Representación de las direcciones de los esfuerzos normal y de cizalla en un cubo rocoso con presencia de fracturas en un medio matricial.

**2.2.6 Modelo de apertura Barton-Bandis.** El modelo Barton-Bandis, desarrolla un método para estimar el comportamiento de la apertura y la permeabilidad de la fractura ( $K_f$ ). Para este modelo, la apertura es función de la inicial apertura de fractura ( $W_0$  [ft]) y del cierre ( $V_j$ ) bajo el efecto del esfuerzo normal efectivo ( $S'_n$ ).

$$W_{Barton} = W_0 - V_j \quad (5)$$

La ecuación describe la variable  $V_j$ , dependiente del esfuerzo normal efectivo, del cierre máximo de la fractura ( $V_m$  [ft]) y de la rigidez inicial de la fractura ( $kn_0$  [psi/ft]).

$$V_j = S'_n kn_0 + (S'_n / V_m) \quad (6)$$

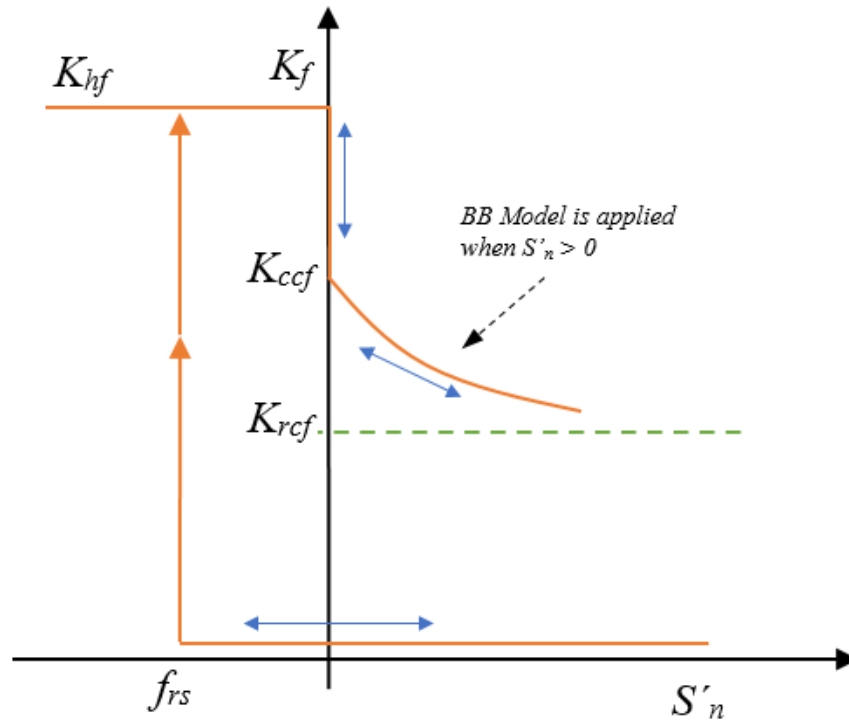
La variable  $V_m$ , es función de la  $W_0$ , la permeabilidad al cierre de la fractura ( $K_{ccf}$  [md]) y del valor residual de la permeabilidad al cierre de fractura ( $K_{rcf}$  [md]).

$$V_m = W_0 [1 - (K_{rcf} / K_{ccf}) * 1/4] \quad (7)$$

La figura 6 representa el cambio de la permeabilidad de fractura con respecto al esfuerzo normal efectivo, permitiendo entender a qué punto se estima una posible fractura hidráulica ( $K_{hf}$ ) y describir el comportamiento de la permeabilidad a la disminución del esfuerzo hasta el esfuerzo de apertura de fractura ( $f_{rs}$ ). Este modelo es acoplable a la simulación numérica en CMG.

Figura 6.

*Permeabilidad de fractura vs. esfuerzo normal efectivo, Modelo Barton Bandis*



Nota: Modificado del Manual de Computer Modelling Group (CMG), GEM (2016).

### 2.3. Atributos de fracturas naturales

Los sistemas naturalmente fracturados hacen referencia a las discontinuidades presentes en los yacimientos debido a cambios tectónicos y/o diagenéticos, y que posteriormente pueden verse alterados por la producción de fluidos de estos yacimientos. A pesar de que no todas las fracturas permiten el flujo de fluidos existen aquellas que son conductivas y toman relevancia en reservorios de permeabilidad matricial baja.

**2.3.1 Porosidad y permeabilidad de fractura.** La porosidad y permeabilidad de fractura son las propiedades que permiten entender la conductividad y la capacidad de almacenamiento de las mismas. La porosidad de fractura se relaciona con la relación volumétrica total de fractura sobre la unidad de volumen y está sujeta a la geometría de la fractura y se halla como el producto del área de la fractura por volumen de celda.

$$\varphi^f = \frac{V_{tf}}{V_t} \quad (8)$$

Donde:

$\varphi^f$  = Porosidad de fractura.

$V_{tf}$  = Volumen total de fracture.

$V_t$  = Volumen total.

La permeabilidad de fractura afirma Herrera (2016), está en función de la intensidad de fractura y la conectividad efectiva entre ellas, siendo catalogada como la permeabilidad secundaria de los sistemas fracturados. Las fracturas pueden representar uno de los factores más importantes para el flujo de fluidos en el yacimiento.

$$k_{ff} = C1 * e_0^2 * \cos^2(\alpha) \quad (9)$$

Donde:

$k_{ff}$  = Permeabilidad de fractura intrínseca.

$\alpha$  = Angulo entre gradiente de presión y plano de la fractura.

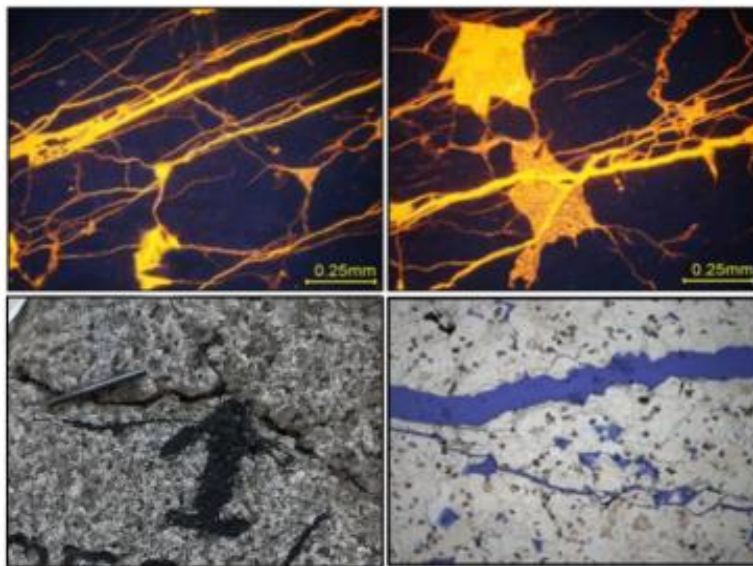
$C1$  = Factor de conversión en Darcys  $8.44 \times 10^6$  para  $e_0$  en cm,  $5.44 \times 10^7$  para  $b$  en pulgadas.

$e_0$  = Apertura inicial de la fractura.

**2.3.2 Longitud de la fractura.** La longitud de fractura es de los parámetros más importantes para definir el mínimo límite de fractura a modelar. Si existe longitudes considerables podría permitir la conexión exitosa entre familias de fracturas mejorando la permeabilidad del sistema.

Figura 7.

*Representación de fracturas en núcleos a escala micro*



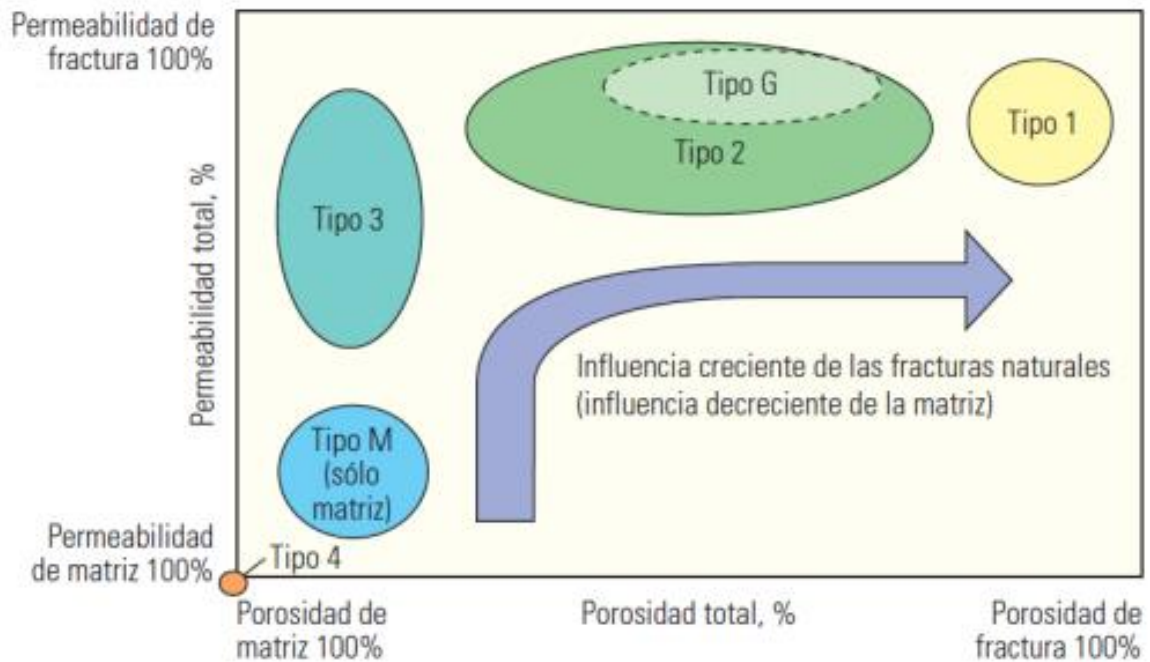
Nota: Tomado de Gutiérrez, Z. (2016). Efecto del espaciamiento y longitud de fracturas en YNF. Universidad Nacional de Colombia, Medellín.

La imagen representa la microescala de un sistema fracturado, permitiendo visualizar la presencia de fracturas interconectadas y el dimensionamiento de las mismas, cabe resaltar que en la industria se han observado formaciones con rangos de 0.1 ft a 2000 ft de longitud de fractura.

**2.3.3 Espaciamiento de la fractura.** Propiedad que representa el espaciamiento promedio que proviene de la intensidad de las fracturas, siendo observable en núcleos y a escala de afloramientos. Puede ser calculada de los registros de imagen UBI y cabe resaltar que es uno de los parámetros de más impacto en la producción de fluidos del yacimiento. Esta característica está estrechamente relacionada con la facilidad de las fracturas para aportar fluido a los pozos y por ende un alto espaciamiento beneficia la productividad de las formaciones con presencia de fracturas, ya sea fracturas naturales o inducidas.

**2.3.4 Clasificación de las fracturas.** Nelson (2001), realizó una clasificación de reservorios naturalmente fracturados basándose en la proporción de porosidad y permeabilidad del sistema. De acuerdo a esta clasificación existen yacimientos tipo 1, donde las fracturas tienen facilidad de flujo y almacenamiento de fluido; en yacimientos tipo 2, hay una contribución de porosidad por la matriz, sin embargo, la permeabilidad se da exclusivamente por las fracturas; en yacimientos tipo 3, la matriz provee capacidad de almacenamiento, posee permeabilidades de matriz buenas y existen fracturas con alta capacidad de flujo en el sistema. Por último, yacimiento tipo 4, corresponde exclusivamente al sistema donde la matriz presenta porosidad y permeabilidad buenas.

Figura 8.

*Clasificación yacimientos naturalmente fracturados*

Nota: Adaptado de Tadeo, J. (2011). Tecnologías aplicables para la explotación de crudos pesados y extrapesados. IPNM, México.

## 2.4. Yacimiento de gas condensado

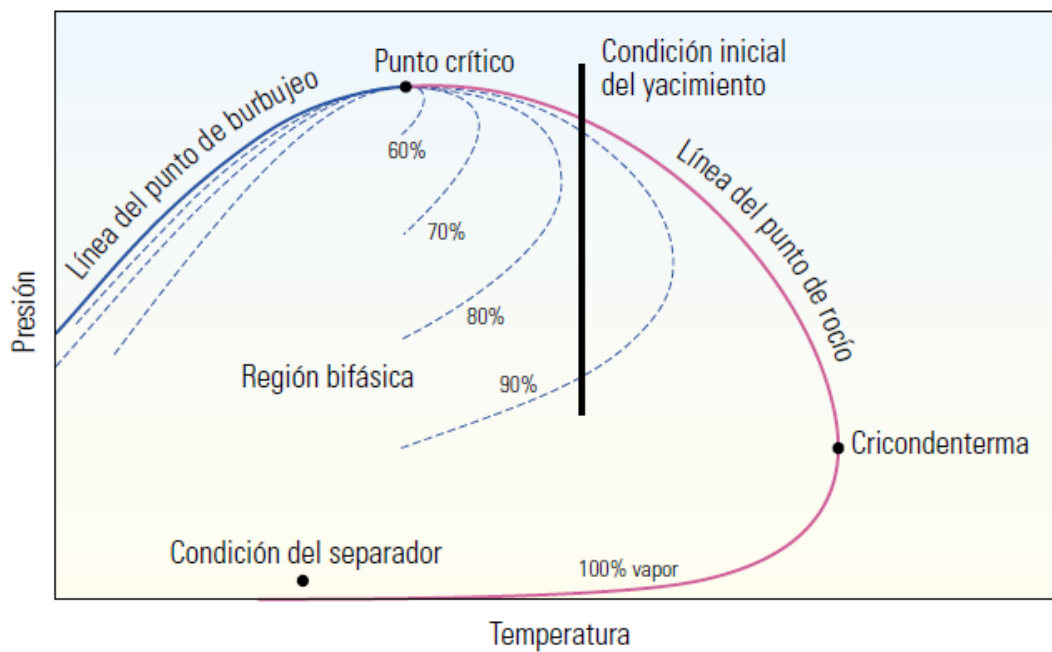
El comportamiento de yacimientos de gas condensado inicialmente puede representarse como un gas a condiciones iniciales de yacimiento; posee la tendencia de aportar una fase líquida rica en fracciones pesadas, cuando la presión cae por debajo de la presión de rocío. Craft y Hawkins (1977) afirman:

En la vecindad del pozo, las saturaciones de líquido retrógrado alcanzan a menudo valores mayores de tal forma que existe flujo de dos fases: de gas y de líquido retrógrado. Esta

concentración de líquido resulta como consecuencia de la reducción de presión en la fase gaseosa al aproximarse al pozo (p.104).

Figura 9.

*Diagrama de Fase, reservorio de gas condensado*

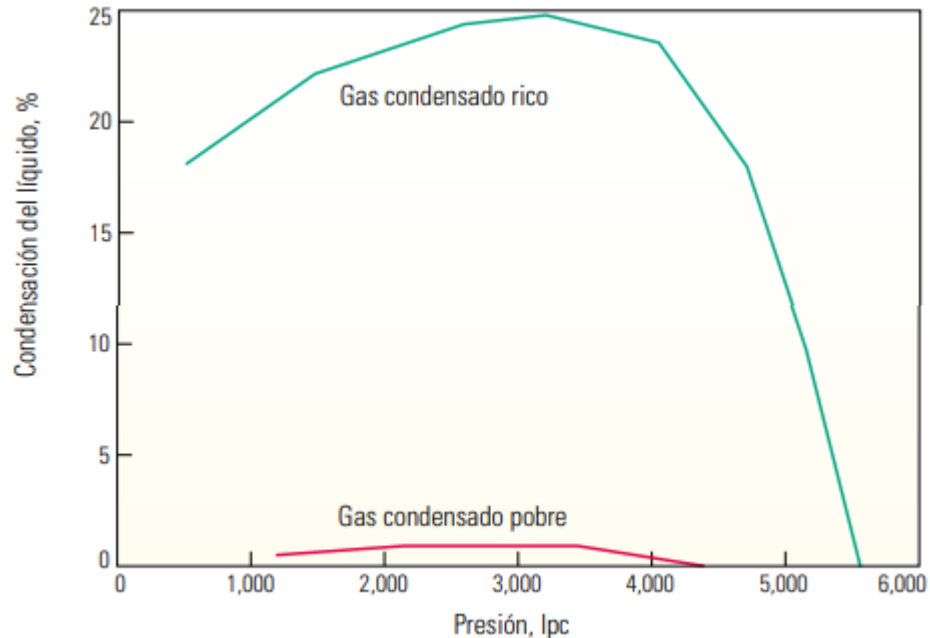


Nota: Tomado de Schlumberger. (2006). Understanding Gas-Condensate Reservoirs. Oilfield Review, p.15.

Cuando la presión del reservorio declina, el fluido cruza el punto de rocío y una fase líquida comienza a separarse del gas. El porcentaje de gas disminuye, pero fenomenológicamente puede incrementar nuevamente a pesar de la declinación continua de la presión. (Li Fan et al. 2006).

Figura 10

*Ejemplo del comportamiento del gas condensado rico y pobre*



Nota: Tomado de Schlumberger. (2006). Understanding Gas-Condensate Reservoirs. Oilfield Review, p.15.

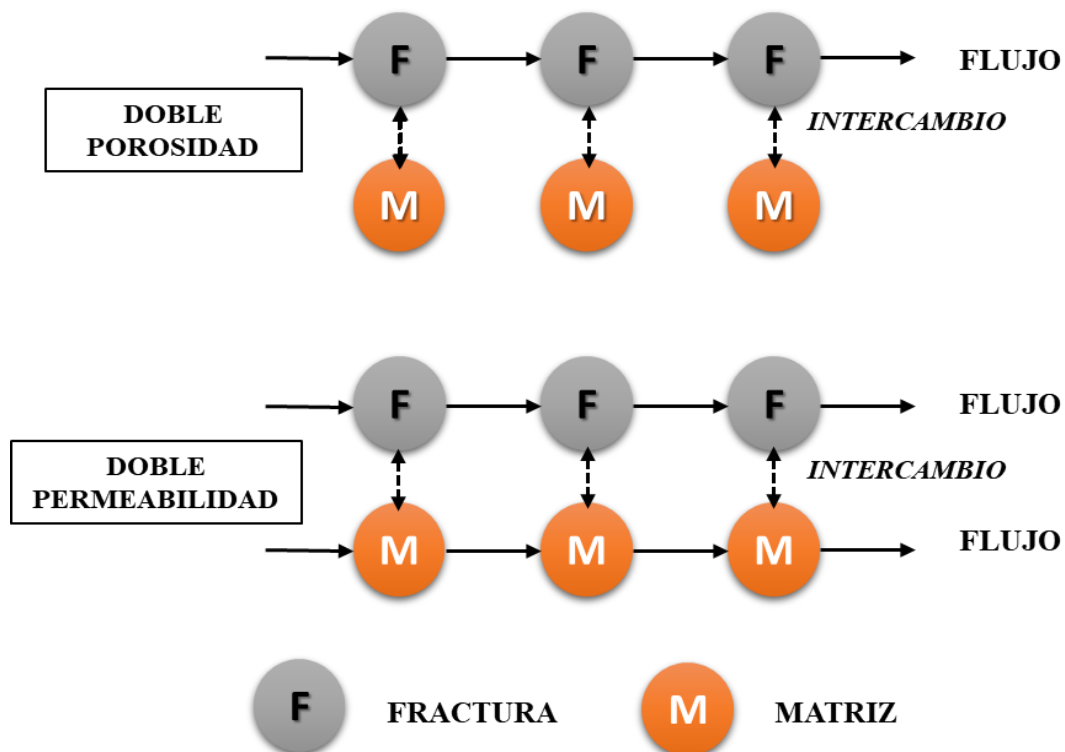
La gráfica representa el porcentaje de condensado líquido recobráble en ambos fluidos evidenciado el arrastre de componentes hidrocarburos pesados en el gas rico, a diferencia del comportamiento del gas pobre en relación al porcentaje es considerado, estático o variante mínimamente. Sin embargo, si este evento sucede en el yacimiento puede generar bancos de condensado asociados a un daño a la formación que puede reducir la producción en superficie de la fase líquida del hidrocarburo. Esto en algunas ocasiones se puede inhibir o remediar utilizando estimulaciones base surfactante o presurizando el sistema, para que la presión de yacimiento sea este por encima del punto de rocío.

## 2.5. Modelo doble porosidad y doble permeabilidad

Existen diferentes tipos de modelos para determinar el comportamiento de las permeabilidades y las porosidades en un yacimiento, los cuales su concepto es representativo en la simulación numérica para entender el flujo de fluidos a través de estos sistemas y se representa en la siguiente gráfica:

Figura 11.

*Representación de los modelos de permeabilidad y porosidad*



Nota: Modificado de Dean, H. (1988). Simulations of Naturally Fractured Reservoirs. SPE 14110.

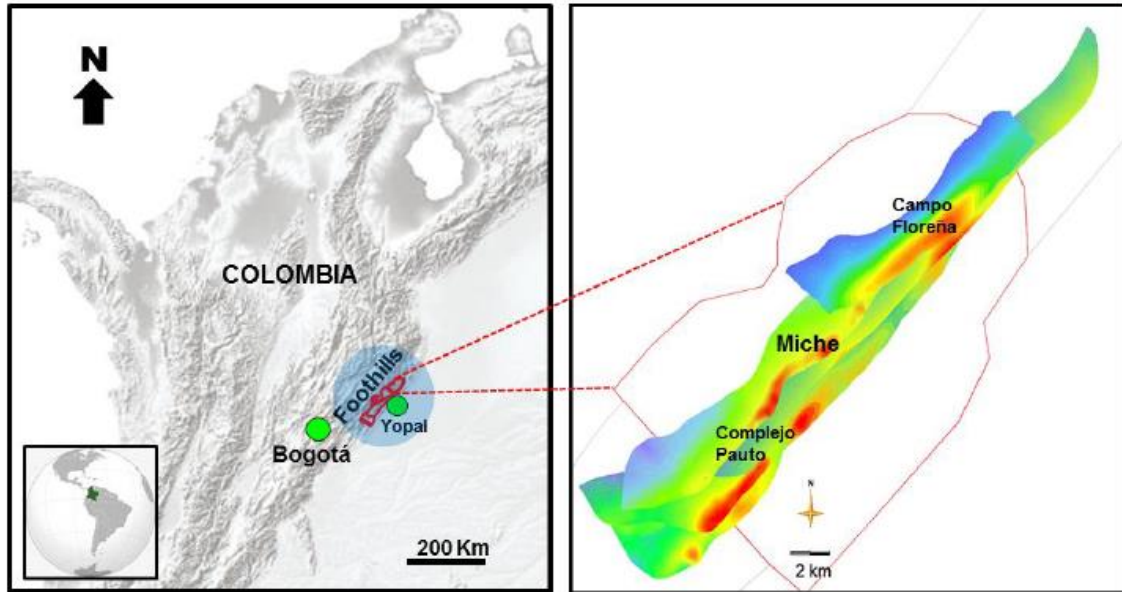
La figura 11 muestra gráficamente como se comportaría un modelo de doble porosidad, entendiéndose como la conexión fractura-matriz pero teniendo la capacidad exclusivamente de producir a través de las fracturas y de almacenar el fluido en el sistema matricial, siendo este último pobre en permeabilidad efectiva. La formulación para el modelo de doble permeabilidad es similar a la formulación de doble porosidad, excepto que los bloques de matriz están conectados entre sí y por lo tanto proporcionan canales alternativos para el flujo de fluido (Nguyen, 2010, p.15).

### **3. Descripción del Campo C1**

El sistema petrofísico que presenta los comportamientos atípicos se ubica en el Piedemonte llanero 200 Km al NE de Bogotá y 15 Km al W de Yopal, en el cual se sitúan los campos activos de Complejo Pauto y Floreña (Figura 12) que corresponden estructuralmente en su gran mayoría a anticlinales dispuestos en escamas. Las principales formaciones productoras de aceite volátil y gas condensado son conocidas como Guadalupe, Mirador y Barco (Gutiérrez Z. 2016). La particularidad principal de estas formaciones en su proceso sedimentario, fue la creación de fracturas generadas en un 90% por movimiento de cizalla presentes en toda el área del Piedemonte que van desde kilómetros hasta micrómetros, lo que conlleva en la actualidad a ser sistemas de baja porosidad matricial y alta densidad de fracturas naturales, permitiendo específicamente en la formación F1 que se produzca un gas rico en toda la zona de estudio.

Figura 12.

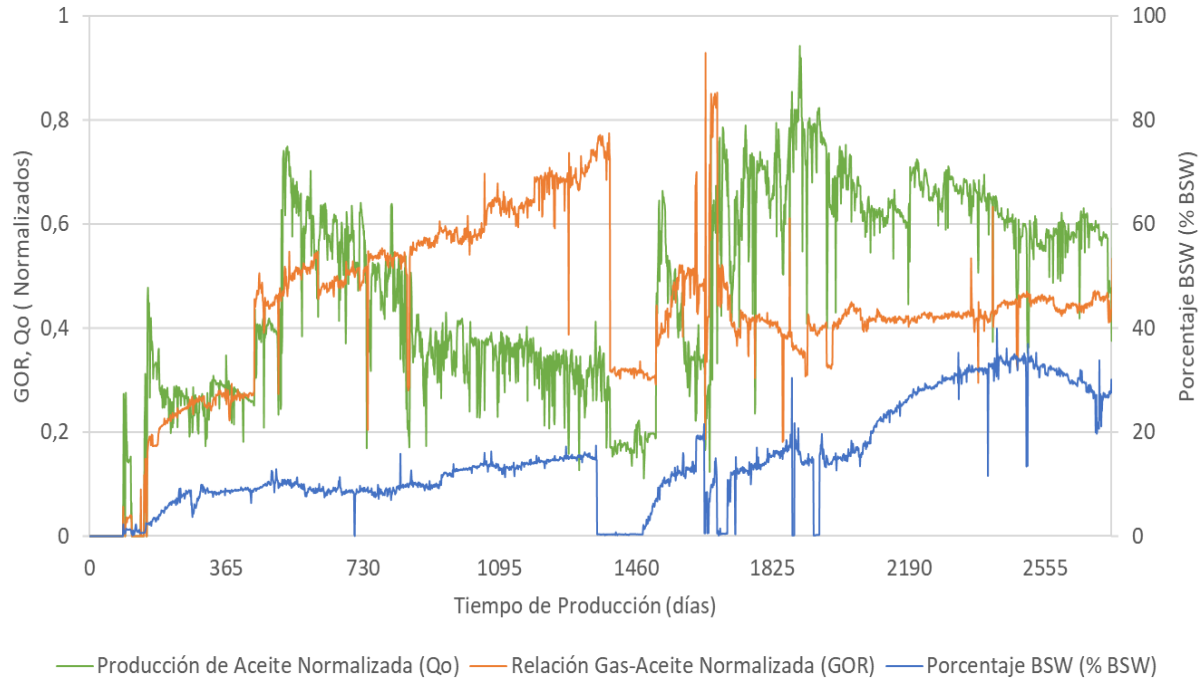
*Localización general de los campos Pauto y Floreña*



Nota: Tomado de Gutiérrez, Z. (2016). Efecto del Espaciamiento y Longitud de Fracturas Sobre la Permeabilidad de un Yacimiento Naturalmente Fracturado, UNAL, Medellín.

La producción principal en estos campos es mediante producción natural y gracias al tipo de fluido (gas condensado) que al igual que se mencionó anteriormente, estos sistemas presentan una producción decreciente en poco tiempo debido a la generación de bancos de condensado por la disminución de la presión de yacimiento. Sin embargo, el uso de gas como fluido de inyección ha sido una estrategia de producción para mantener el soporte en presión de estos yacimientos e impedir su depletamiento temprano que inclusive en ocasiones se ve favorecido por la canalización de agua que da final a la vida de los pozos; el histórico en producción se presenta en la gráfica 13 con valores normalizados para mantener reservados los datos históricos del campo utilizados para la investigación.

Figura 13.

*Producción normalizada del campo C1*

Nota. Información extraída de los reportes internos del campo C1.

La grafica de la producción permite visualizar el comportamiento de los yacimientos de gas condensado; obsérvese la declinación temprana de la tasa de aceite acompañada por un crecimiento en la producción de gas (representada en el GOR), los picos después del primer año representan la perforación de algunos pozos productores, por eso crece notoriamente la producción de aceite, sin embargo su comportamiento declinatorio es repetitivo en el tiempo, además gracias a las fracturas naturales y a su permeabilidad predominante en zonas cercanas a acuíferos se observa cómo se empieza a canalizar en el transcurso de los años aumentando la producción de agua y en algunos casos matando los pozos de la zona, que no es el caso del pozo EQ1 (pozo en estudio).

Estos comportamientos declinatorios también se asocian a la generación de banco de condensados por la disminución de la presión de yacimiento cercana a la presión de rocío, esto ha llevado a realizar procesos de recobro mejorado con la estimulación con surfactantes o en su mayoría la inyección continua del gas producción para presurizar el yacimiento.

#### **4. Descripción del pozo productor EQ1**

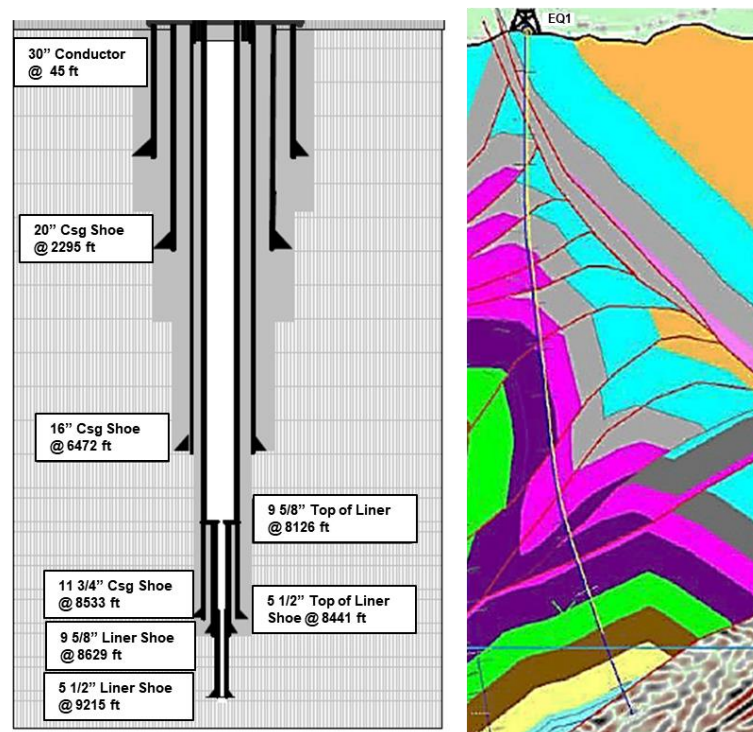
No obstante, en los últimos años el pozo EQ1 ha presentado comportamientos ajenos a los demás pozos del campo cuando se realizan pruebas de restauración de presión (en inglés, *Build up test*) para representar los yacimientos, estimar sus condiciones y determinar sus propiedades actuales como: la permeabilidad del yacimiento, presencia de daño, estimar la geometría del yacimiento etc.; EQ1 después de estos cierres transitorios se monitorea con registros de producción (PLT) para evaluar el flujo de fluidos y diagnosticar posibles problemas de producción; en promedio el tiempo de duración de cierre temporal ha oscilado entre 12-48 horas resaltando que entre mayor sea el tiempo mejor será la calidad del análisis de las pruebas de presión, sin embargo el tiempo es directamente proporcional a los costos asociados.

Eventualmente la apertura de estos pozos tiene asociado un incremento pasajero en la producción de las fases, aceite, gas y agua que ocurre en promedio los primeros días posterior a la apertura, es un fenómeno asociado en gran medida a la presurización del sistema y se presenta en la mayoría de los yacimientos; sin embargo, en el pozo EQ1 este comportamiento se extiende en el tiempo obteniendo producción incremental más allá de los primeros días de producción y con una tasa de declinación baja comparada con los pozos del campo (Figura 13). Es por eso que

ha generado controversias técnicas para atribuirle la causa de este evento representativamente atípico en el pozo productor EQ1, en algunos casos se menciona que es gracias a la naturaleza del gas condensado, debido al aumento de presión permite que los condensados segregados vuelvan a estabilizarse en el gas llevando a una re-movilización oportuna hacía el pozo productor, en otro caso se cree que la zona es sensible a los esfuerzos y en conjunto con la red de fracturas permite la mejora temporal de sus propiedades petrofísicas, generando reactivación de fracturas y aumento en porosidad y permeabilidad de fractura (estudiando en los siguientes capítulos).

Figura 14.

*Diagrama de completamiento y trayectoria del pozo EQ1*



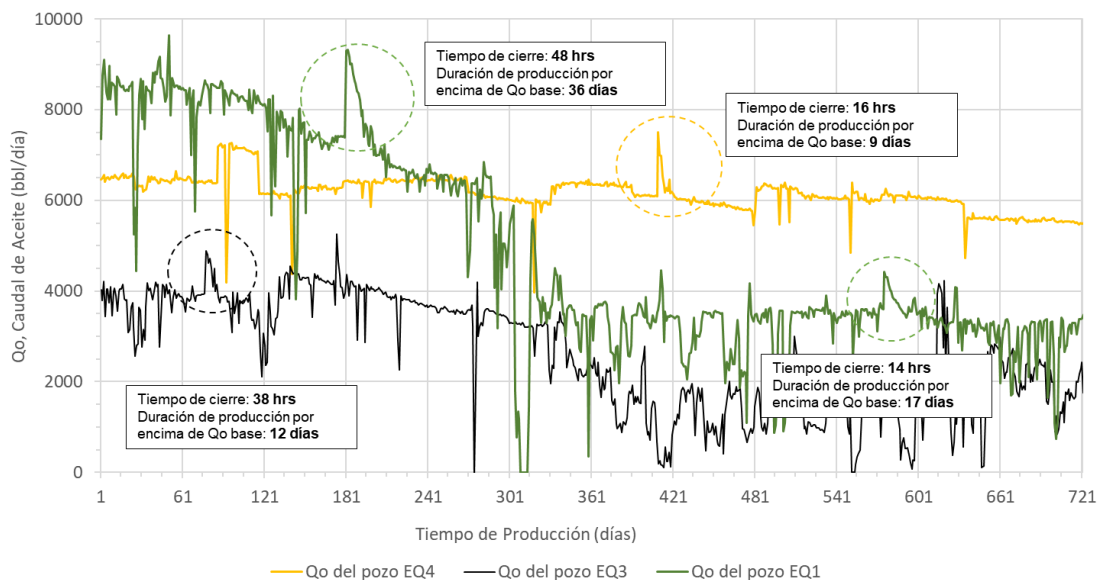
Nota: Esquemático recopilado de reportes internos del pozo EQ1 en el campo C1.

Como parte de la descripción del pozo en estudio se presenta el esquema de trayectoria del pozo y el estado mecánico del mismo (figura 14) llegando hasta un liner de 5 ½ pulgadas de OD a 9215 ft de profundidad y evidenciando una trayectoria en la estructura geológica (interpretada a partir de sísmica 3D usando PSTM) con una desviación máxima de 22.28° que atraviesa algunos anticlinales de roca generadora Gacheta hasta llegar a la zona de interés que llamaremos formación F1.

En la siguiente figura se representa la producción de petróleo del pozo EQ1 comparado con dos pozos productores del campo que llamaremos EQ3 y EQ4 a los cuales en el transcurso de su vida productiva se les han realizado cierres temporales asociados a pruebas de presión y/o a limpiezas de líneas de producción que comparten un set de pozos.

Figura 15.

*Producción de tres pozos del campo C1 (EQ1, EQ3 y EQ4)*



Nota: comparativo de la producción de aceite de tres pozos ubicados en el campo C1.

La grafica evidencia incrementos de producción en los tres pozos en el instante de apertura que varía entre 8 y 20 % de petróleo incremental instantáneo (IIO), sin embargo el pozo EQ1 sobresale por encima de EQ3 y EQ4 observado en los periodos acotados en círculos punteados en verde con durabilidades de 17 a 36 días por encima de la línea base de producción que llevaba el pozo previo al cierre transitorio, en este caso, cierres que van desde 14 a 48 horas. En el caso de los pozos EQ3 y EQ4 se evidencia incrementos de 6,3 a 12% de IIO para periodos de durabilidad que van desde 9 a 12 días siendo inferiores a los resultados representados para el pozo productor EQ1.

Tabla 4.

*Propiedades y características de algunos pozos del campo C1*

<b>Propiedad/Característica</b>	<b>EQ1</b>	<b>EQ3</b>	<b>EQ4</b>
<b>Gravedad °API</b>	42.2	41.6	44.3
<b>Porosidad Matricial</b>	4.8 %	6.1 %	5.6 %
<b>Porosidad de Fractura</b>	2.05 %	1.70 %	2.36 %
<b>Permeabilidad Matricial (mD)</b>	5.43	5.82	6.18
<b>Permeabilidad de Fractura (mD)</b>	49.2	32.7	45.6
<b>Cantidad de fracturas</b>	235	178	151
<b>Módulo de Young</b>	3.7 E+6	4.3 E+6	3.9 E+6
<b>Relación de Poisson</b>	0.25	0.27	0.25
<b>Compresibilidad de Roca (psi-1)</b>	2.19 E-5	2.19 E-5	2.19 E-5
<b>Influencia de pozo inyector</b>	SI	NO	SI
<b>Densidad de Roca (g/cm3)</b>	2.645	2.661	2.649

Nota. Información entregada por parte de la compañía a cargo del campo C1.

Para ser más exactos con la comparación en la producción de los pozos mencionados anteriormente; se presentan las propiedades principales para evaluar las diferencias representativas que permiten de cierto modo entender porque el pozo EQ1 se comporta de manera atípica. La tabla evidencia similitudes en las propiedades petrofísicas de los pozos EQ1 y EQ4 y la influencia de pozos inyectores que brindan soporte de presión al yacimiento, a diferencia de las propiedades y características de EQ3 que son ligeramente inferiores y sin evidencia de trazadores de pozos inyectores, lo que denota poca influencia de inyección de gas. En cambio existe una característica diferencial de EQ1 y es la cantidad de fracturas presentes en la zona de producción (la información recopilada de fracturas naturales presentada proviene de las interpretaciones de los registros de imagen tomados en los distintos pozos) 36 % más fracturas que las presentes en EQ4 y 24% más que en EQ3; siendo el pozo con mayor fracturas identificadas inclusive en todo el campo C1, esto permite entender la influencia de las fracturas conductivas en un sistema naturalmente fracturado. Por otro lado, las propiedades geomecánicas evidencian similitudes en EQ1 y EQ4 y son propiedades características de las areniscas; a diferencia del alto módulo de Young en EQ3 convirtiéndose en una roca más difícil de deformar que EQ1 y EQ4. Estas propiedades permiten evaluar el desempeño del pozo al acoplar una malla geomecánica en un sistema de doble porosidad (*véase capítulo 6.4*).

## **5. Desarrollo de la simulación**

Como se ha identificado en los capítulos anteriores la red de fracturas naturales presentes en zonas productoras de gas condensado, pueden generar fenómenos interesantes de estudiar; en

este caso se evalúa el comportamiento del pozo atípico EQ1 en una malla de flujo de fluidos con las características de la formación, el fluido y el pozo. Inicialmente para identificar la influencia de las fracturas se realiza un comparativo con una malla de porosidad matricial (en inglés, *single porosity system*) y una malla naturalmente fracturada (en inglés, *dual porosity system*) con influencia de atributos geomecánicos como se muestra en el flujo de trabajo (capítulo 9.1).

Para representar el comportamiento del yacimiento se utilizó el simulador GEM de la compañía Computer Modelling Group (CMG); siendo este la mejor opción para representar el comportamiento del fluido composicional; este simulador comprende un módulo de geomecánica capaz de representar y realizar los procesos de modelamiento necesarios para estimar cambios de permeabilidad de fractura y los resultados en producción posterior a los cierres.

Se realizó el siguiente flujo de trabajo con la intención de descubrir en primera instancia como se vería afectada la producción en modelos sin fracturas y sin geomecánica para lograr el ejercicio de entendimiento de cómo se afectan las variables operativas con geomecánica y presencia de fracturas.

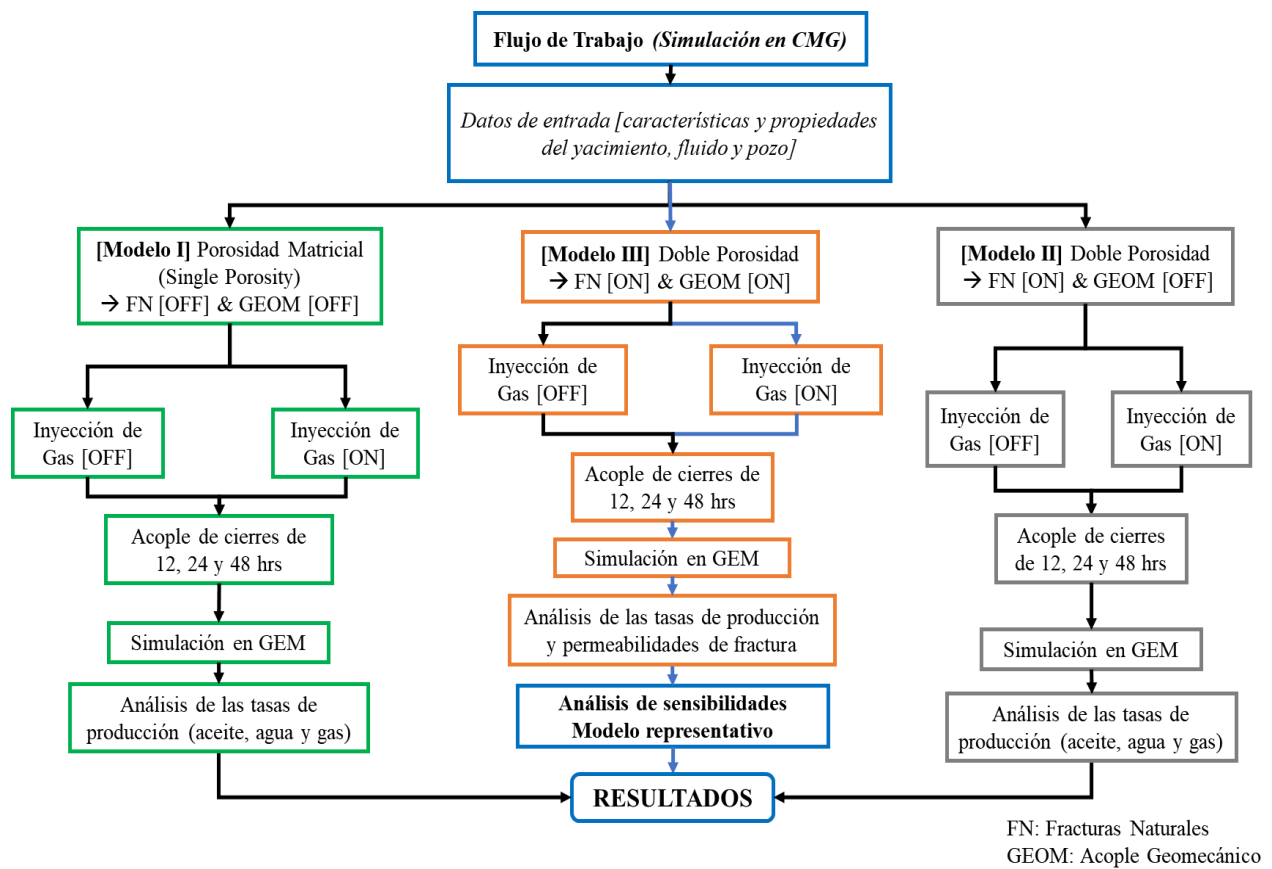
### **5.1. Flujo de trabajo**

La metodología implementada para realizar el análisis en producción se fundamenta en el uso de del modelo de simulación representativo de la zona donde se encuentran los pozos EQ1 y EQ2 (pozo inyector cercano), utilizando la geología y las propiedades del campo estudiado; en este caso se realizan tres modificaciones del modelo de la siguiente manera: Modelo I, malla *single porosity* con y sin inyección de gas del pozo EQ2 y sin presencia de malla geomecánica, Modelo II, malla *dual porosity* (Matriz-Fractura) con y sin inyección de gas y sin presencia de módulo

geomecánico y Modelo III con los atributos geomecánicos y la presencia de fracturas naturales siendo el modelo representativo de la zona del yacimiento estudiada, Esto se realiza con la intención de diferenciar los resultados de modelos sin fracturas y sin geomecánica y si en este caso lo que está sucediendo es influenciado en gran medida por las fracturas afectadas por esfuerzos geomecánicos y las propiedades de la roca.

Figura 16.

*Flujo de trabajo para el desarrollo de la simulación*



Nota. Mapa conceptual guía para las simulaciones del pozo atípico en GEM, CMG.

Para todos los modelos se realiza un apagado y encendido (ON-OFF) de la inyección de gas en la simulación para identificar su influencia en cada sistema tanto matricial como de doble porosidad. A continuación se mencionan los tiempos de cierre en los tres modelos los cuales serán los mismos para tener resultados representativos en una misma secuencia. La elección de estos tiempos es debido a la duración de los cierres transitorios más recurrentes para el pozo EQ1 a lo largo de su historia productiva.

Tabla 5.

*Tiempos de cierre y nomenclatura en el periodo de producción*

<b>Cierre</b>	<b>1A</b>	<b>2A</b>	<b>3A</b>	<b>1B</b>	<b>2B</b>	<b>3B</b>
Duración (horas)	12	24	48	12	24	48
Tiempo de producción transcurrido (días)	91	183	275	456	548	640

Nota. Los cierres transitorios se realizan en periodos de 3 meses iniciando cada año.

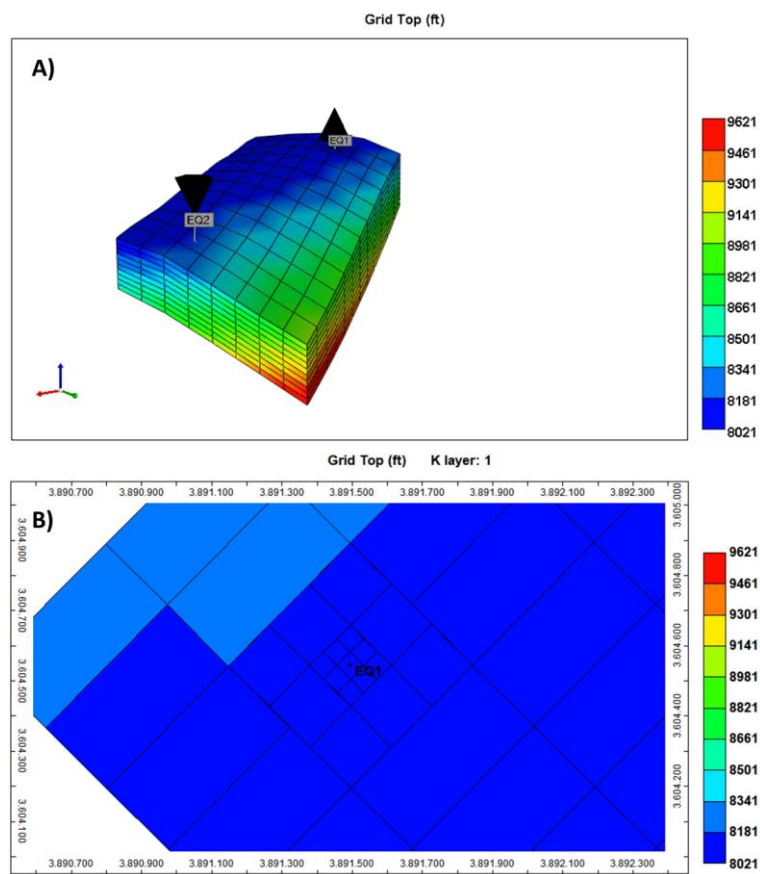
La tabla representa la simulación para los años A y B con 3 cierres de 12, 24 y 48 horas respectivamente para el pozo EQ1, el tiempo transcurrido de producción para generar cada cierre es análogo a los realizados en el pozo real, para esta ocasión el orden funciona como escenarios para evaluar el comportamiento de las fracturas cuando el pozo fluye con flujo natural. Sin embargo el análisis de los mismos tiempos de cierre en dos distintos periodos de producción permite identificar el comportamiento incremental cuando el pozo EQ1 declina. La idea principal para los modelos es permitir su producción declinante sin control de tasas ni variación de las condiciones operativas, para observar libremente como es el comportamiento natural del pozo EQ1 en los tres modelos.

**5.2. Modelo I – Single Porosity**

La creación de este modelo se fundamenta en el modelo matricial utilizado en la compañía operadora en el cual aún no se ha implementado las fracturas naturales para la malla de flujo de fluidos debido a los altos tiempos en simulación; sin embargo, es un modelo que en este caso será utilizado para comparar con los resultados del sistema naturalmente fracturado.

Figura 17.

*Representación de la formación F1 con los pozos EQ1 y EQ2*



Nota: Malla de flujo de fluidos con refinación, extraída del simulador CMG (2019).

Se utiliza la estructura geológica acotada (en inglés, *sector model*) en la zona de drenaje del pozo EQ1 con la presencia del pozo EQ2 (inyector) aproximadamente a 2 km de distancia como se muestra en la figura 17A. Esta malla es utilizada en los modelos II y III siendo fracturada posteriormente a la presentación de los resultados del modelo I. En la figura 17B se evidencia refinamiento de la celda donde se ubica el pozo EQ1 con la intención de obtener resultados de mejor calidad.

Las siguientes tablas recopilan los datos utilizados como información de entrada para alimentar el modelo I representativos de la formación F1.

Tabla 6.

*Propiedades del yacimiento para la malla del modelo I*

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Porosidad ( $\phi$ )	6.21	%
Permeabilidad i ( $k_i$ )	49.2	mD
Permeabilidad j ( $k_j$ )	49.2	mD
Permeabilidad k ( $k_k$ )	15	mD
Espesor ( $h$ )	622	ft
Profundidad (tope)	8078.89	ft
Compresibilidad de roca	2.19 E-5	psi-1
Densidad de Roca	2.645	g/cm <sup>3</sup>

Nota: Valores de entrada para alimentar la simulación numérica otorgados por la compañía operadora.

Tabla 7.

*Condiciones iniciales y propiedades del fluido*

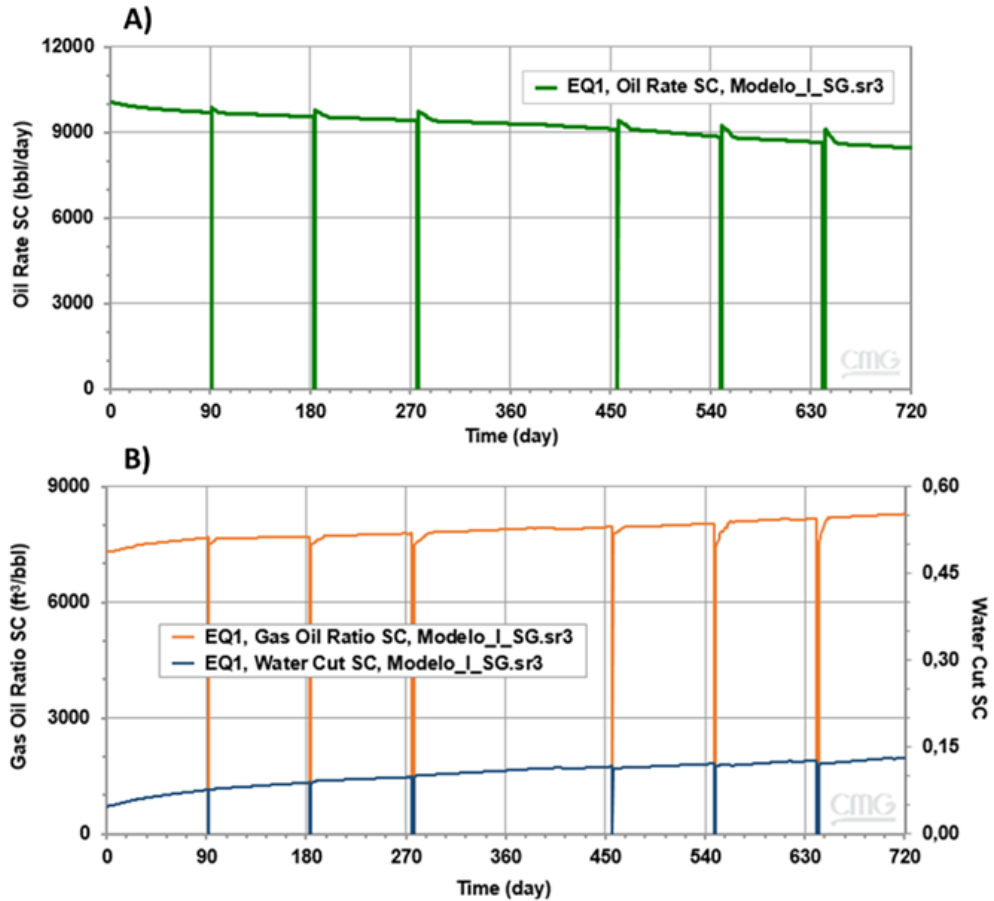
<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Temperatura de yacimiento	212	°F
Presión inicial @ 8670 ft	4950	psi
Contacto Agua-Aceite	10600	ft
Saturación crítica de agua	0.2	fracción
Saturación crítica de gas	0.3	fracción
OOIP	1.9008 E+8	STD BBL
OGIP	9.5391 E+11	STD FT3

Nota: Valores de entrada para alimentar la simulación numérica otorgados por la compañía operadora.

Como se menciona en el flujo de trabajo el modelo I será evaluado en los 6 cierres transitorios a lo largo de los dos primeros años de producción con flujo natural y sin chocar el pozo en el transcurso de la producción para observar su comportamiento en todos los casos. El pozo inyector EQ2 de acuerdo a los datos del campo entra a inyectar el gas extraído del mismo yacimiento, al año siguiente de inicio de producción de EQ1 como se muestra en la figura 18A. A continuación se presentan los resultados del Modelo I sin inyección de gas (Modelo\_I\_SG).

Figura 18.

Datos de producción de EQ1 (Modelo I), sin inyección de gas



Nota: Resultados de la simulación en GEM (tasa de aceite, corte de agua y GOR).

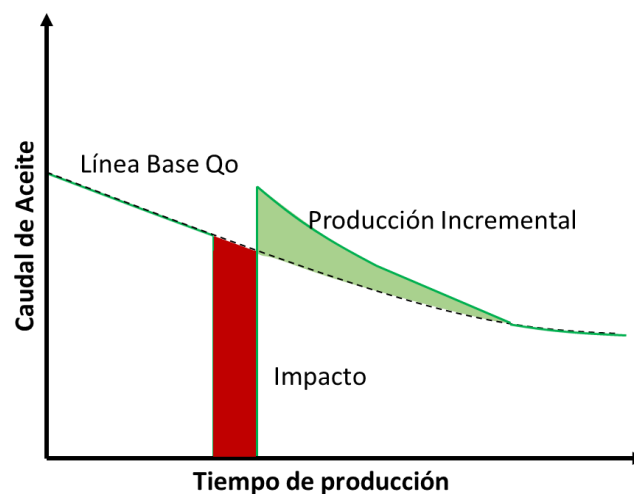
En la figura 18A se observa la lenta declinación de la tasa de aceite al utilizar un modelo *single porosity* distinto a lo que sucede en el campo C1 que la producción cae repentinamente asociado a los comportamientos de un gas condensado, específicamente no representa el comportamiento de EQ1 con su larga durabilidad de barriles sobre la curva de producción base después de un cierre transitorio. La figura 18B muestra el crecimiento en el corte de agua que se estabiliza a medida que pasa el tiempo de producción y no supera el 15 %. Y cabe mencionar que

el GOR es estable sin disminución considerable debido al aumento de aceite en el pozo, que para ambos casos la tendencia de declinación es lenta y sin pérdida notoria del soporte natural del yacimiento, además se evidencia que posterior a los cierres transitorios el GOR disminuye como resultado del aumento de la tasa de aceite superior a la tasa de gas.

Para el cálculo del impacto temporal (debido al cierre) y del porcentaje incremental de la tasa de aceite, se utiliza el siguiente calculo aritmético esquematizado en la figura 19; donde se traza la línea base (mediante la declinación exponencial de Arps, 1965) del caudal de aceite antes de intervenir el pozo y se observa la diferencia entre el nuevo valor de tasa y la predicción pre-cierre en el pozo productor EQ1, se determina además la durabilidad de la tasa por encima de la línea base para representar la proporcionalidad del tiempo de cierre y los días de producción incremental.

Figura 19.

*Esquemático de producción para el cálculo de porcentaje incremental de  $Q_o$*

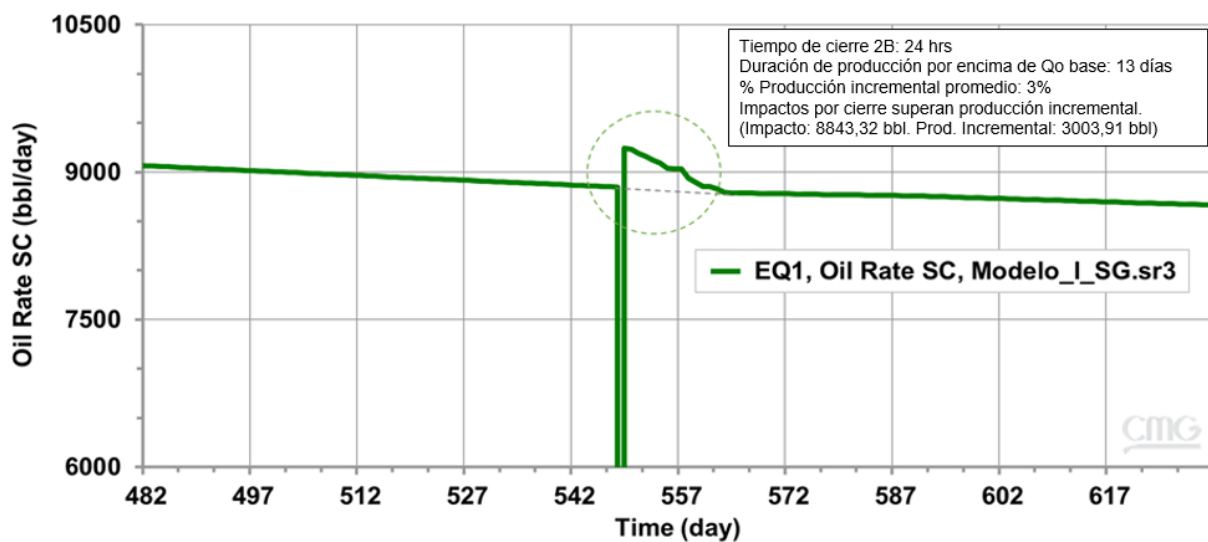


Nota: Representación del impacto y el incremental  $Q_o$  debido al cierre.

La siguiente figura representa el análisis realizado como ejemplo a uno de los cierres en el año B (2B – 24 horas) para identificar el tiempo de incremento de la tasa de aceite y el porcentaje total de barriles incrementales.

Figura 20.

*Zoom del cierre 2B- 24 horas*

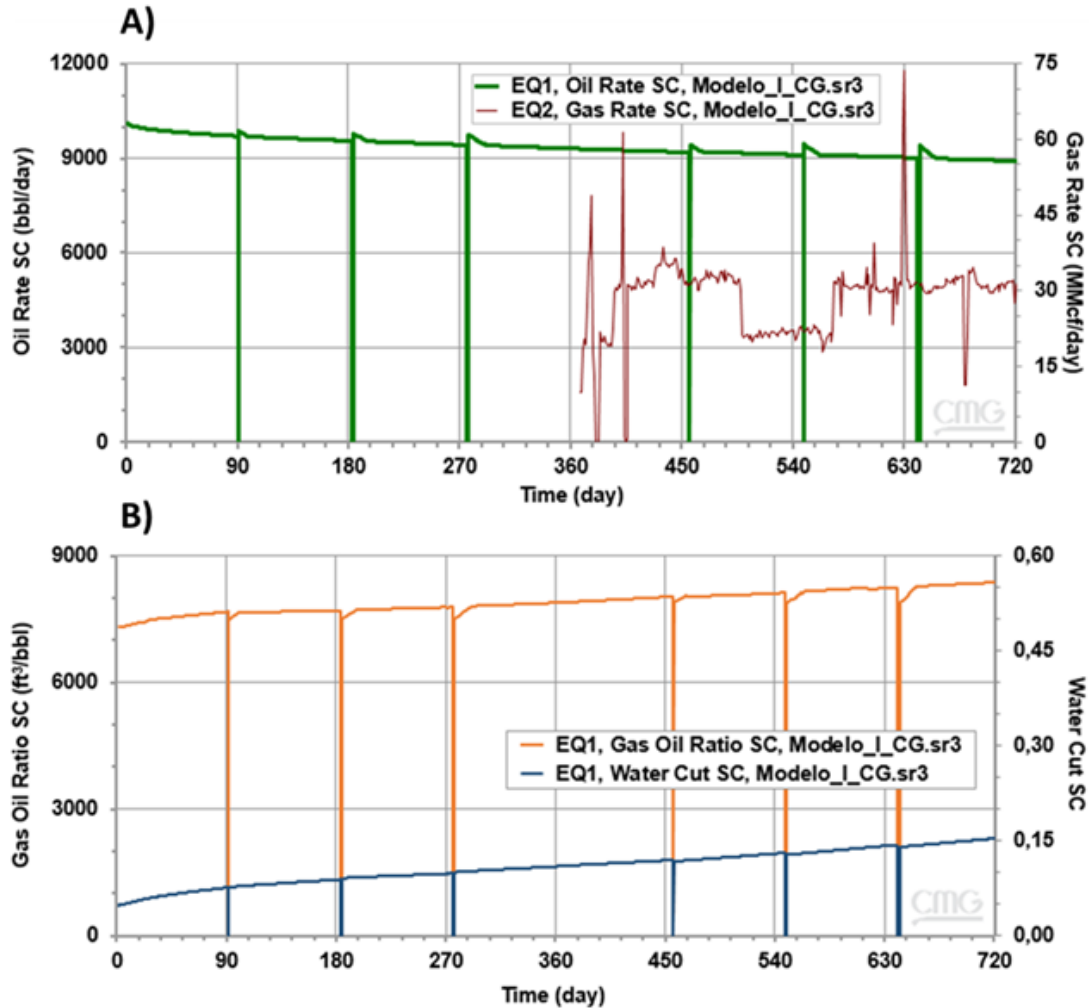


Nota: Representación focalizada del cierre 2B para identificar los parámetros de interés.

En el cierre 2B del modelo I sin soporte de inyección de gas de EQ2 la producción retorna a su línea base después de 12 días, no obstante el hidrocarburo incremental no es representativo debió a que el cierre de 24 horas genera un impacto de 8843.32 bbl que no se compensa con la producción incremental de 3003.91 bbl dando un valor neto de 5839.41 bbl de impacto asociado a este procedimiento de shut-off.

Figura 21.

*Datos de producción del pozo EQ1 (Modelo I), con inyección de gas*



Nota: Resultados del modelo I simulado con inyección de gas en GEM, CMG.

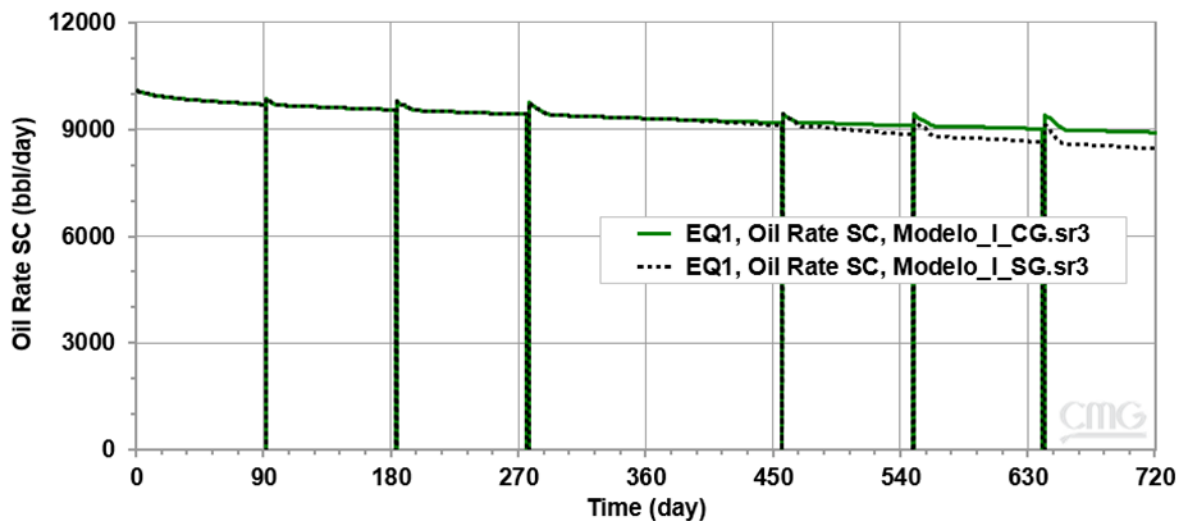
En el caso de los resultados colocando el pozo EQ2 a inyectar gas (tasas de gas extraídas del pozo real) se evidencia crecimiento en la producción aceite, gas y agua del año dos (año B) identificado como soporte de presión y desplazamiento del gas de formación presente en la malla

de flujo de fluidos, esto observado en la figura B donde el GOR adquiere una tendencia creciente con respecto a los resultados del modelo sin presencia del inyector de gas EQ2.

La siguiente gráfica presenta los resultados de la producción de aceite para ambos casos con y sin inyección de gas, demostrando la tendencia a estabilizar la producción del pozo EQ1 cuando el gas es inyectado a las cercanías de este; en los cuales los valores de durabilidad incremental no son relevantes en comparación al modelo sin inyección de gas; sin embargo estos resultados no son representativos de lo que sucede en el campo C1. Brindando la premisa inicial de que las fracturas naturales permiten la propensión de declinación temprana en los primeros años de producción.

Figura 22.

*Comparación de la producción del modelo I con y sin inyección de gas*



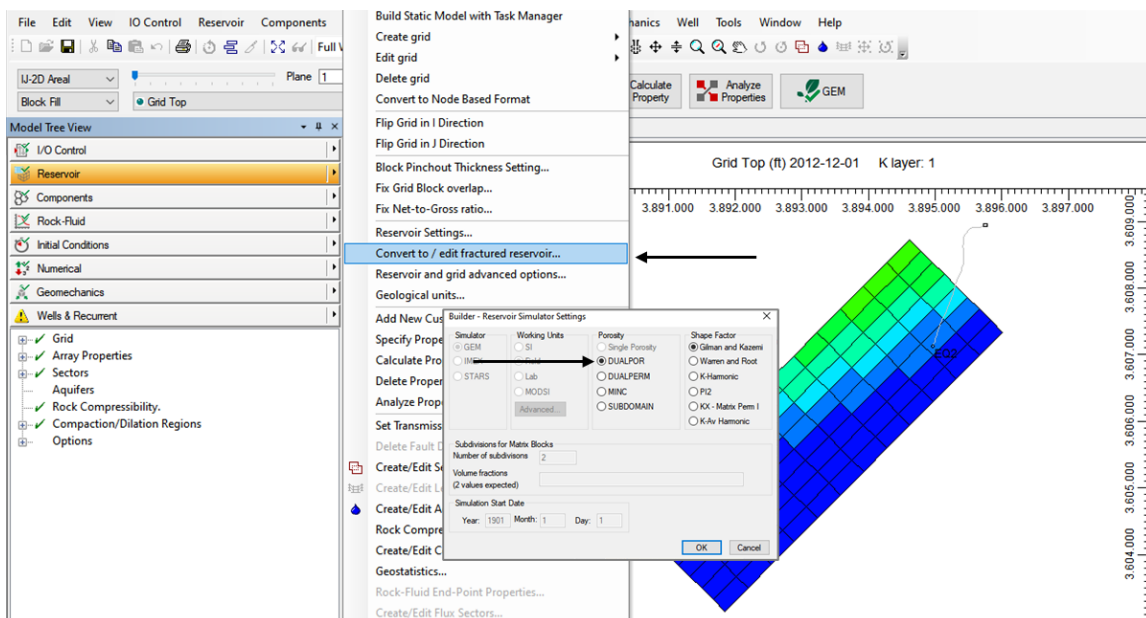
Nota: Producción de aceite en los años A y B para el modelo I.

### 5.3. Modelo II – Dual Porosity sin acople geomecánico

Para generar la malla de doble porosidad se utiliza el modelo I anteriormente presentado y se convierte en yacimiento naturalmente fracturado para evaluar el comportamiento de la producción del pozo EQ1; esto realizado en el *Builder* de CMG y seleccionado en el módulo *Reservoir*, donde se escoge la opción de DUALPOR. Generando una malla con propiedades matriciales y de fracturas que se alimentan a partir de los datos reales presentados en la tabla 8. La siguiente imagen representa los pasos para ejecutar el cambio de sistema de *Single Porosity* a *Dual Porosity*.

Figura 23.

*Imagen del Builder del simulador para convertir el yacimiento en fracturado*



Nota: *Screen* del simulador en el módulo *Reservoir* (2019).

La tabla que representa los valores utilizados necesarios para poblar la malla es presentada en la parte inferior, teniendo en cuenta las propiedades otorgadas por los ingenieros de yacimientos de la compañía operadora del campo C1.

Tabla 8.

*Propiedades del yacimiento para la malla del modelo II*

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Porosidad de matriz ( $\phi_m$ )	4.80	%
Porosidad de fractura ( $\phi_f$ )	2.05	%
Permeabilidad de matriz en I ( $k_i$ )	5.0	mD
Permeabilidad de fractura en I ( $k_{fi}$ )	49.2	mD
Permeabilidad de matriz en J ( $k_j$ )	5.0	mD
Permeabilidad de fractura en J ( $k_{fj}$ )	49.2	mD
Permeabilidad de matriz en K ( $k_k$ )	3.0	mD
Permeabilidad de fractura en K ( $k_{fk}$ )	15.0	mD
Espesor ( $h$ )	622	ft
Profundidad (tope)	8078.89	ft
Compresibilidad de Roca	2.19 E-5	psi-1
Densidad de Roca	2.645	g/cm <sup>3</sup>

Nota: Valores de entrada para alimentar la simulación numérica otorgados por la compañía operadora.

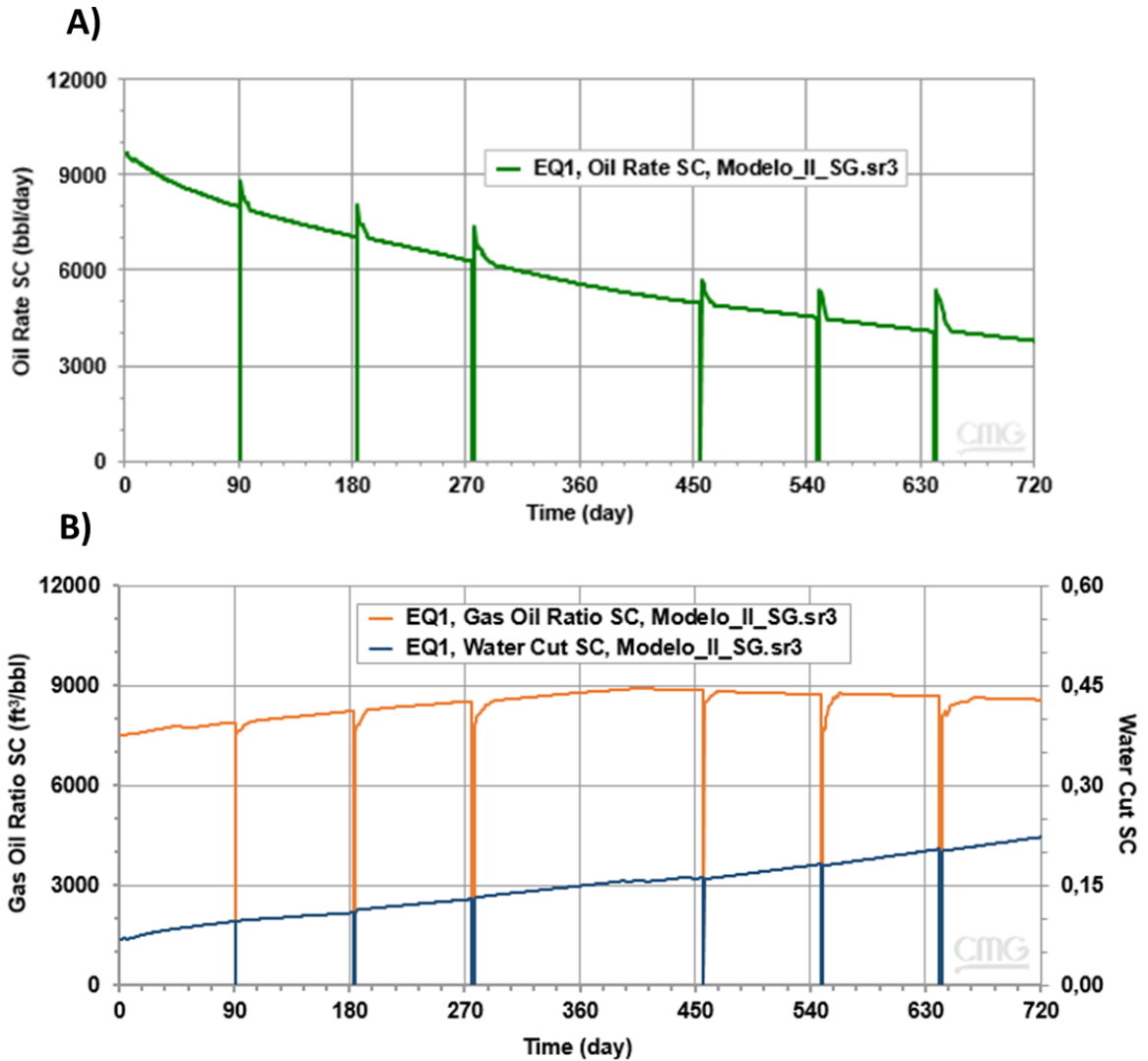
La tabla evidencia las propiedades reales de la formación F1 donde se muestra mayor porosidad por parte de la matriz y mayor permeabilidad debido a las fracturas conductivas, recordemos que este yacimiento representa fracturas tipo dos, donde la capacidad de flujo se da exclusivamente por las fracturas naturales.

El modelo II posee el mismo espesor, profundidad y propiedades de la roca como la compresibilidad y la densidad. Las condiciones iniciales para este modelo se presentan en la tabla 7, utilizando los mismos valores para los tres modelos. En el caso de las EOS (ecuaciones de estados) se utiliza la composición otorgada por los ingenieros de la empresa, por tal motivo recomiendan no ser mostradas públicamente al igual que las curvas de permeabilidad relativa manteniendo protegida la información confidencial; sin embargo se menciona que existe analogía con propiedades de los yacimientos de gas condensado convencionales.

La figura 24 representa los resultados del modelo naturalmente fracturado sin inyección de gas (Modelo\_II\_SG), en el cual se evidencia comportamientos declinantes superiores a los del modelo matricial, esto contrasta la influencia de las fracturas naturales al agregar un factor determinante en la temprana reducción de la producción y el aumento progresivo del GOR para el primero año, también se relata la pérdida de energía (flujo natural) en los periodos posteriores a 400 días de producción con un incremento en el corte de agua por canalización de la misma en fracturas conductivas desde el acuífero hasta el pozo.

Figura 24.

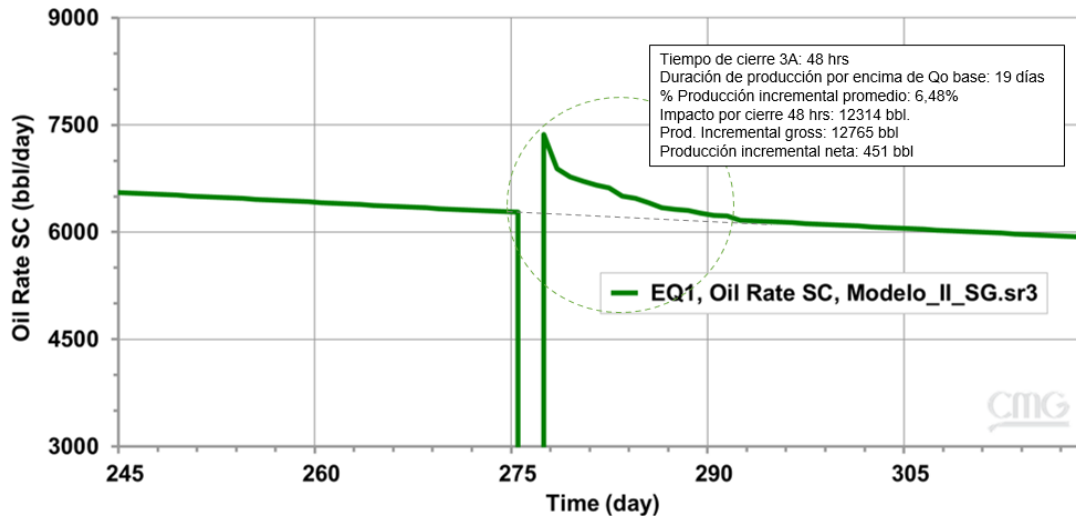
*Datos de producción del pozo EQ1 (Modelo II), sin inyección de gas*



Nota: Resultados del modelo II simulado sin inyección de gas en GEM, CMG (2019).

La siguiente gráfica representa el análisis en el cierre 3A de 48 horas para el primer año de producción.

Figura 25.

*Producción de aceite de EQ1 en el cierre 3A de 48 horas*

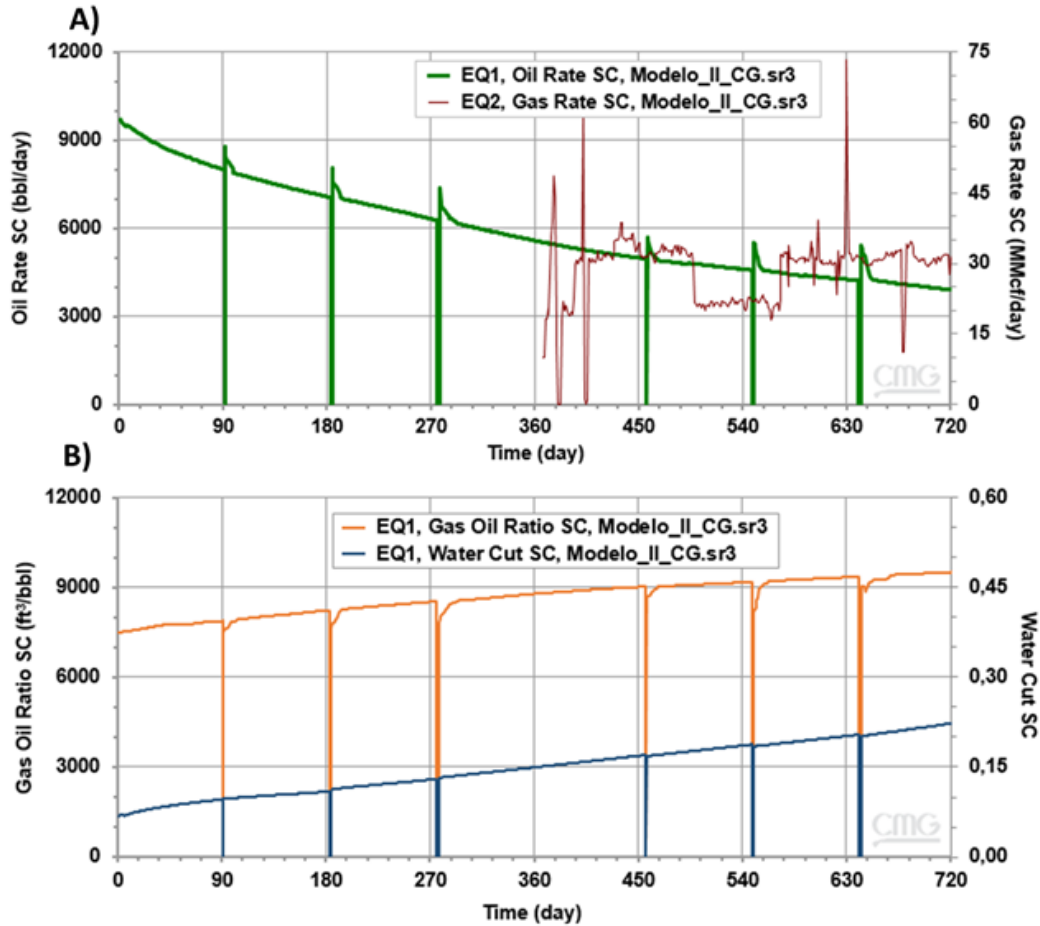
Nota: Representación focalizada del cierre 3A para identificar los parámetros de interés.

Su comportamiento es análogo a la mayoría de los pozos del campo C1, sin embargo no representa las tendencias reales de EQ1. En la figura se puede observar una tasa de aceite instantánea incremental (IIO) superior al del modelo matricial (modelo I) por encima del 50% comparativamente, en este caso la duración del fenómeno estimulante supera los 15 días representativos de los cierres de 48 horas del modelo *single porosity*.

Además evidencia el retorno a línea base de aceite paulatinamente después de los 10 días posteriores al cierre temporal, cabe resaltar que las permeabilidades de fractura no poseen cambios ya que el modelo Barton Bandis no está acoplado para la simulación sin malla geomecánica en este caso Modelo II por tal motivo sus propiedades petrofísicas al igual que en el modelo I, son constantes.

Figura 26.

*Datos de producción del pozo EQ1 (Modelo II), con inyección de gas*



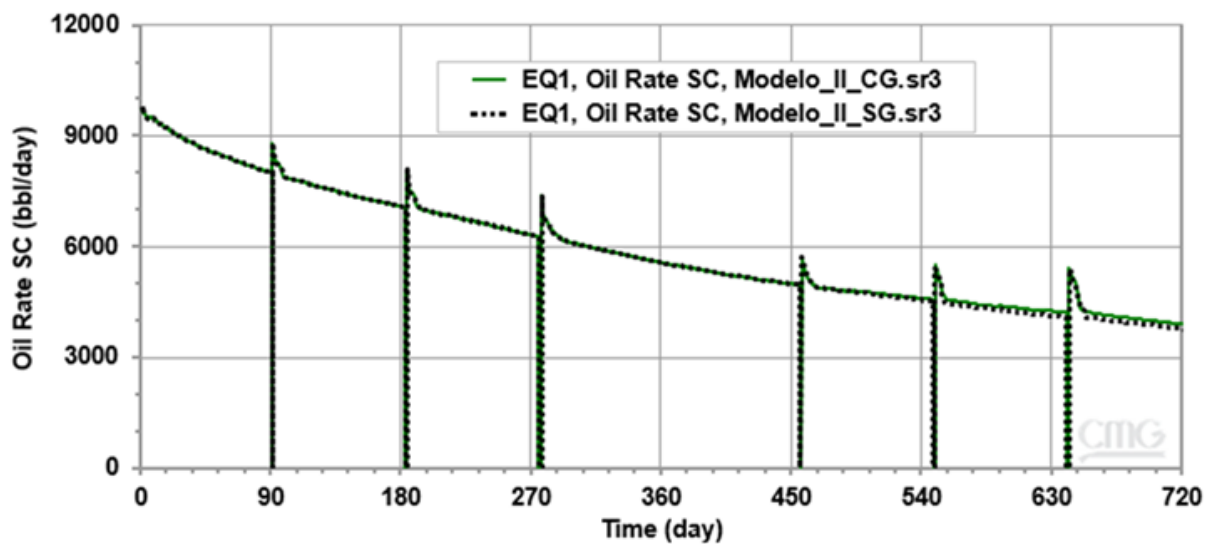
Nota: Resultados del modelo II simulado sin inyección de gas en GEM, CMG (2019).

Para el modelo II con inyección de gas (Modelo\_II\_CG) el comportamiento del aceite (figura 26A) no es representativamente variable comparado con el modelo sin inyección de gas del pozo EQ2. En este caso no se observa influencia (figura 24B) del gas en la tasa de aceite pero en la figura 26B se presenta estabilización del GOR y aumento progresivo de la relación, indicando irrupción del gas de inyección y soporte de presión para el sistema. A continuación se presenta el comparativo en producción de ambos casos, identificando la poca influencia en el

aumento de la tasa de aceite en un modelo naturalmente fracturado sin influencia de parámetros geomecánicos con comportamientos declinatorios asociados a estos yacimientos de gas condensado con poca permeabilidad matricial y dominante permeabilidad de fractura.

Figura 27.

*Comparación de la producción del modelo II con y sin inyección de gas*



Nota: Producción de aceite en los años A y B para el modelo II.

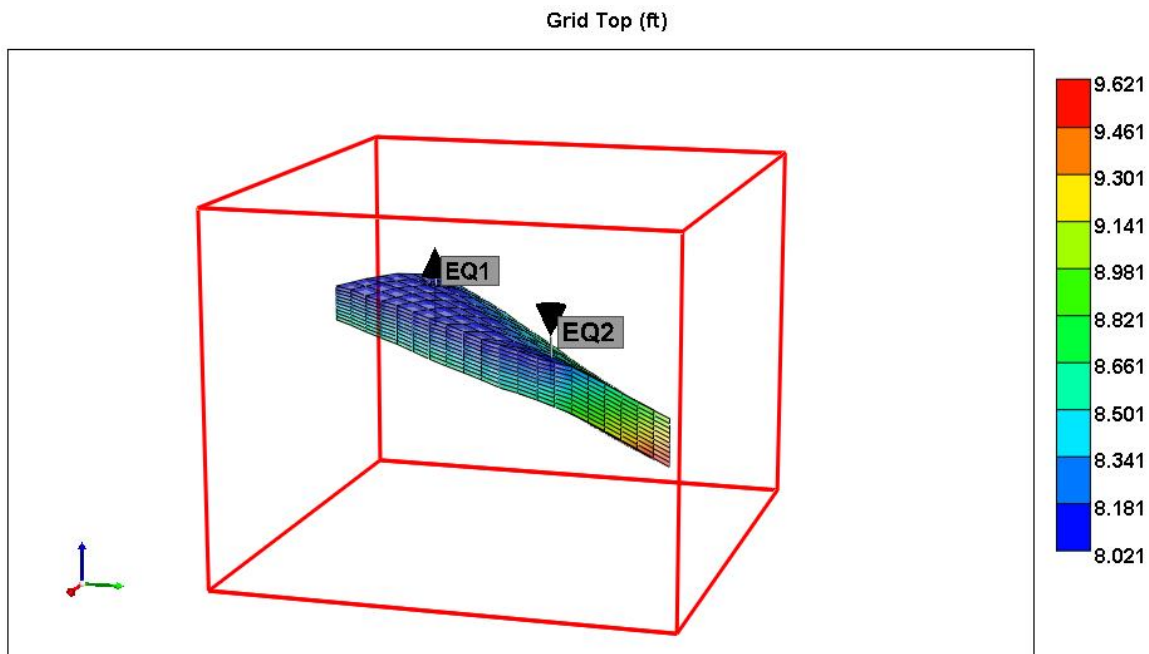
En el primer año no se evidencia cambios debido a que la inyección de gas inicia posterior a los 12 meses iniciales de producción; sin embargo, se identifica declinación “suave” para los periodos posteriores a los 470 días de producción debido a la falta del soporte de energía con la inyección del pozo EQ2, que en el modelo I representaba cambios mayores.

#### 5.4. Modelo III – Dual Porosity con acople geomecánico

El modelo III representa el modelo de doble porosidad con acople de malla geomecánica, el cual se fundamenta en la creación de dos mallas independientes identificadas como malla de flujo de fluidos (malla anfitrión) y malla geomecánica (malla independiente) siendo esta última superpuesta en la malla de flujo de fluidos como se representa en la figura 28. En este caso se eligió una malla cartesiana de 3375 bloques totales para realizar la simulación numérica en GEM con acople del módulo geomecánico de CMG.

Figura 28.

*Representación de la malla anfitriona y la malla geomecánica*



Nota: Extraído de la herramienta Builder del simulador CMG (2019).

La figura representa la visualización de la malla geomecánica en el *sector model* de la formación F1. Encontrado en la herramienta de entrada de datos y construcción del modelo, Builder de la compañía Computer Modelling Group, en el módulo de geomecánica (CMG, 2019). El tamaño de la maña geomecánica está fundamentado hasta el límite donde no existe desplazamiento de dicha malla, es decir, la extensión en los ejes cartesianos I,J,K de la malla geomecánica se limita hasta el punto donde es 0 (cero) su desplazamiento.

Las tablas de datos de entrada para este modelo se presentan a continuación donde se exponen las propiedades petrofísicas y geomecánicas para alimentar el modelo, datos otorgados por los geomecánicos e ingenieros petrofísicos de la compañía.

Tabla 9.

*Propiedades del yacimiento para la malla del modelo III*

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Porosidad de matriz ( $\phi_m$ )	4.80	%
Porosidad de fractura ( $\phi_f$ )	2.05	%
Permeabilidad de matriz en I ( $k_i$ )	5	mD
Permeabilidad de fractura en I ( $k_{fi}$ )	52	mD
Permeabilidad de matriz en J ( $k_j$ )	5	mD
Permeabilidad de fractura en J ( $k_{fj}$ )	28	mD
Permeabilidad de matriz en K ( $k_k$ )	3.0	mD
Permeabilidad de fractura en K ( $k_{fk}$ )	14.6	mD
Espesor ( $h$ )	622	ft
Profundidad (tope)	8078.89	ft
Compresibilidad de Roca	2.19 E-5	psi-1
Densidad de Roca	2.645	g/cm <sup>3</sup>

Nota: Valores de entrada para alimentar la simulación numérica otorgados por la compañía operadora.

Las condiciones iniciales se asumen iguales para los tres modelos evaluados (tabla 7). Las propiedades petrofísicas iniciales se registran en la tabla 9; no obstante, la permeabilidad de fractura se verá alterada y variable a causa de las ecuaciones de Barton Bandis internas en la simulación por tal motivo no solo valores representativos y es posible observarlo en la figura T. Las propiedades geomecánicas son expuestas tanto para la matriz (ROCKTYPE 2) como para las fracturas, (ROCKTYPE 1) debido a que el comportamiento de las fracturas estará en función del esfuerzo efectivo normal a la fractura (en inglés, *Normal Fracture Effective Stress*).

Tabla 10.

*Propiedades geomecánicas para la malla independiente*

<b>Propiedad/Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Módulo de Young	3.7 E-5	Adimensional
Relación de Poisson	0.25	Adimensional
Coefficiente de Biot	1	Adimensional
Gradiente de Esfuerzo en I	0.246	psi/ft
Gradiente de Esfuerzo en J	0.724	psi/ft
Gradiente de Esfuerzo en K	0.550	psi/ft
Ángulo de fricción interna	30	grados

Nota: Información recopilada de la compañía a cargo del campo C1.

Los parámetros mencionados son equivalentes de la formación F1 que es una arenisca como se mencionó en capítulos anteriores. En el caso de los esfuerzos principales se presentan de la siguiente manera: El esfuerzo máximo horizontal (SH) es equivalente al esfuerzo en dirección J, el esfuerzo horizontal mínimo (Sh) está dado en la dirección I y el esfuerzo vertical (Sv)

equivale al esfuerzo en dirección K; Siendo este un régimen rumbo deslizante (Clasificación Andersoniana, 1905) como se presenta en algunas formaciones del Piedemonte Llanero Colombiano. Para la simulación se utiliza el modelo de deformación elasto-plástico de Mohr Coulomb (Manual GEM - Computer Modelling Group; 2019) que define el límite entre el comportamiento elástico y plástico del material (Mohr-Coulomb, 1776). Para este acople se utiliza soluciones de transferencia de información entre ambas mallas, es decir, la malla de flujo de fluidos realiza los cálculos mediante métodos numéricos que alimentan la malla geomecánica para realizar cálculos asociados a esfuerzos, tensiones y deformaciones y recalculan las propiedades de la malla anfitriona (malla de flujo de fluidos) conocido como acople en dos direcciones (en inglés, *two way coupling*). Los parámetros para el modelo de Barton Bandis en la simulación se presentan a continuación:

Tabla 11.

*Datos de entrada para el modelo Barton Bandis*

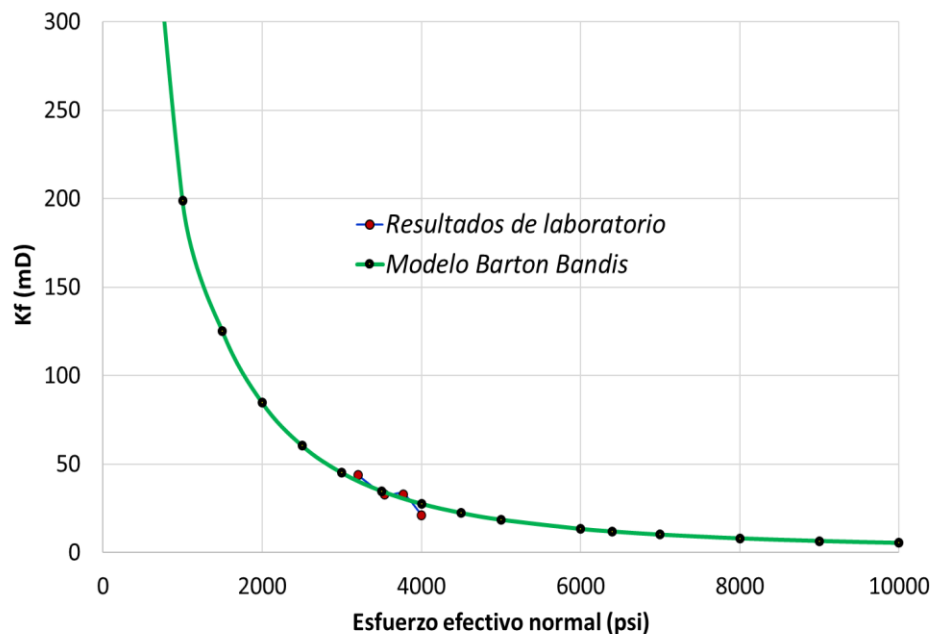
<b>Propiedad/Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Apertura de fractura inicial ( $e_0$ )	5.90 E-4 ft	ft
Rigidez inicial normal de la fractura (kni)	4.3 E+6	psi/ft
Esfuerzo de apertura de fractura (frs)	0	psi
Permeabilidad de la fractura hidráulica (khf)	700	mD
Permeabilidad de cierre de la fractura (kccf)	700	mD
Valor residual de la permeabilidad de cierre de la fractura (krcf)	0.3	mD

Nota: Datos utilizados en la simulación numérica en el módulo geomecánico de CMG.

Los valores de los parámetros de la tabla del modelo Barton Bandis fueron calibrados gracias a los resultados de laboratorio de pruebas de confinamiento de núcleos de la formación F1. Como se muestra en la siguiente figura, correlacionando los datos reales con los valores para la simulación, en este caso, la curva verde representa el modelo Barton Bandis utilizado y los 4 puntos en rojo, los valores de permeabilidad de fractura a diferentes esfuerzos efectivos normales.

Figura 29.

*Gráfica de permeabilidad de fractura vs esfuerzo efectivo normal*

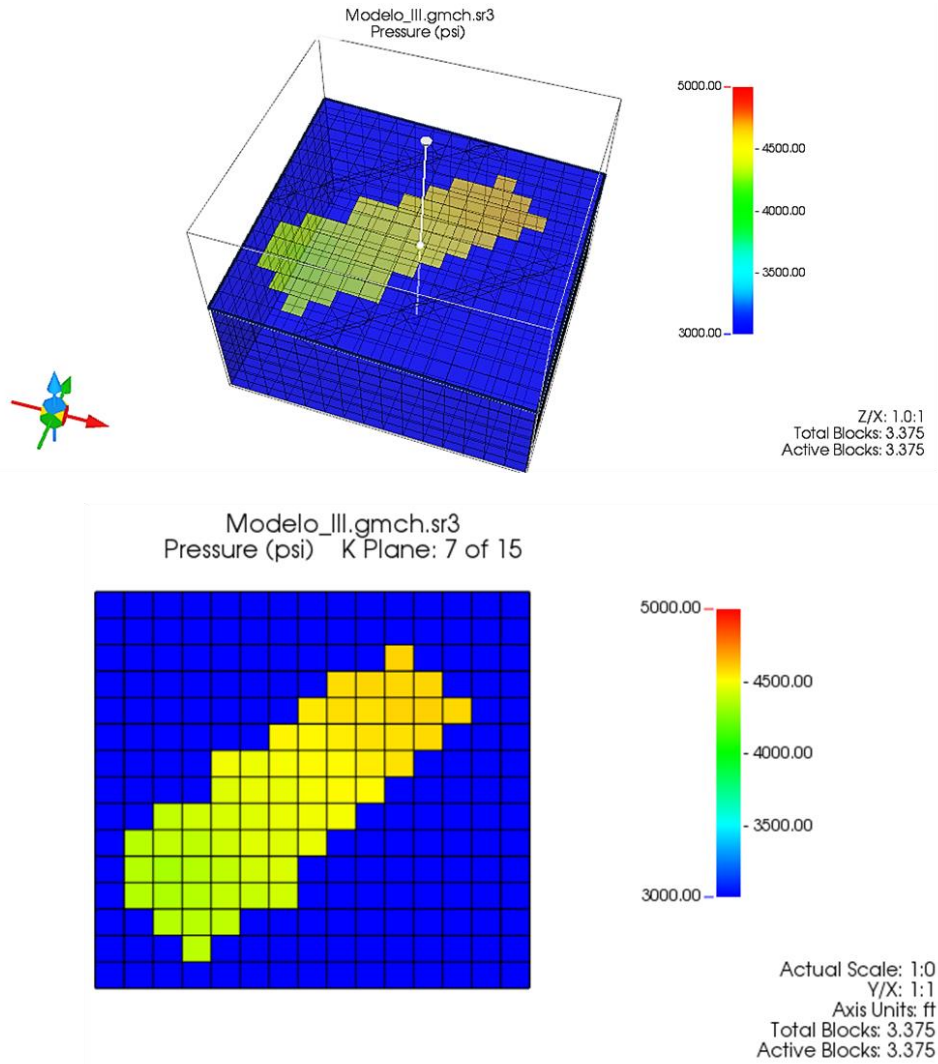


Nota: Datos utilizados en la simulación numérica en el módulo geomecánico de CMG.

De esta manera, se alimentó el módulo geomecánico del simulador GEM-CMG otorgando los siguientes resultados para el modelo III (naturalmente fracturado y con acople geomecánico):

Figura 30.

*Figura malla geomecánica sobrepuesta en malla anfitrióna*



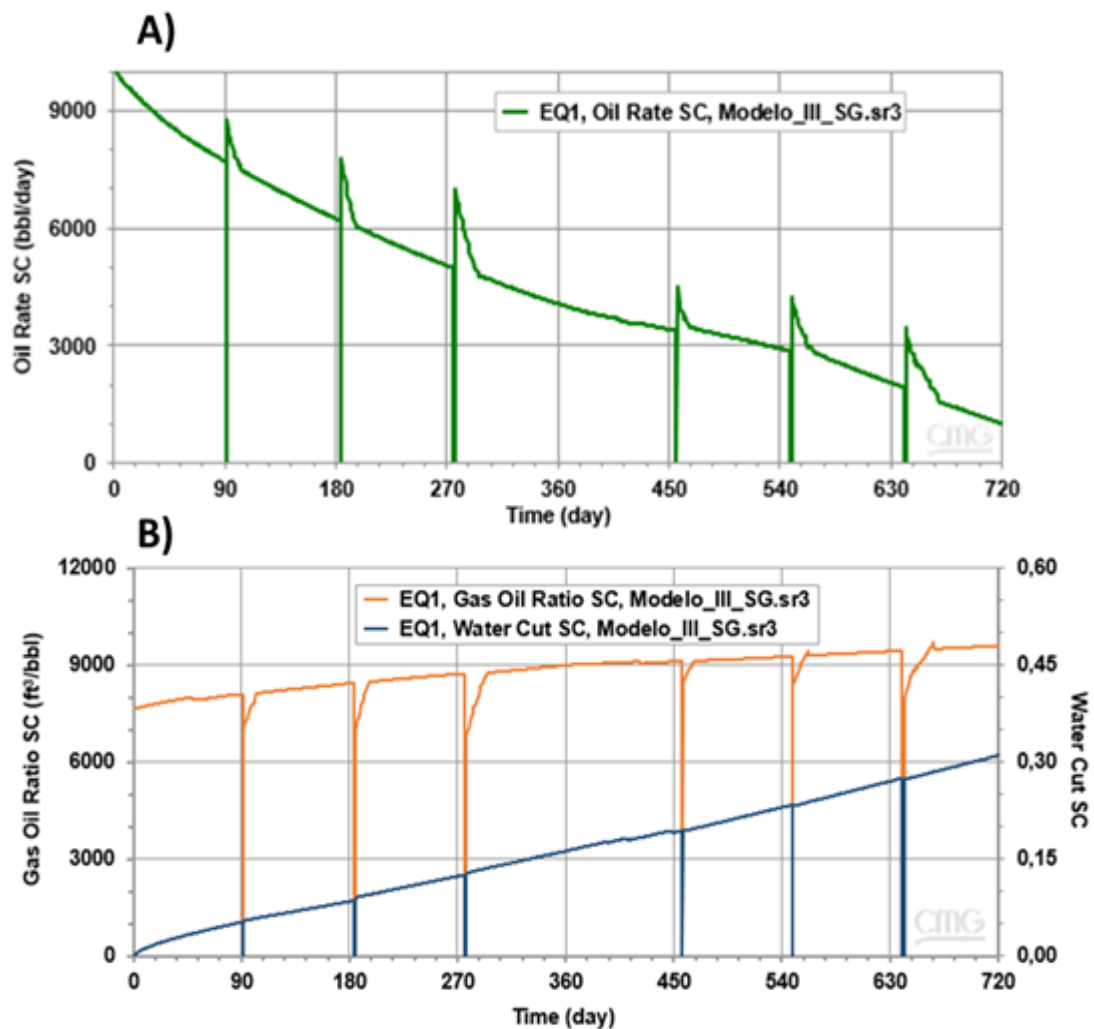
Nota: Gráfica extraída de la herramienta RESULTS de CMG (2019).

La figura representa la ubicación de la malla de flujo de fluidos en la malla geomecánica, específicamente las celdas donde se realizan los cálculos de presión para ambas mallas como se mencionó anteriormente, se ejecutan cálculos de doble camino (en inglés, two way coupling).

A continuación se presentan los resultados de producción para el modelo III sin inyección de gas (Modelo\_III\_SG):

Figura 31.

*Datos de producción del pozo EQ1 (Modelo III), sin inyección de gas*



Nota: Resultados del modelo III simulado sin inyección de gas en GEM, CMG (2019).

En la figura 31A la tasa de declinación de aceite es representativa con cambios sustanciales después del primer año de producción, comportamiento que permite identificar la

influencia de los parámetros geomecánicos acoplados. En este caso se evidencia reducción de la capacidad de flujo de fluidos por parte de las fracturas, inclusive se puede asociar a cierre de algunas fracturas de menor tamaño, sin olvidar la falta de soporte de energía de la inyección de gas mediante el pozo EQ2. En la figura 31B el GOR también presenta inclinación en el tiempo de producción y la canalización del agua de formación es evidente a partir del corte de agua hasta 30 %.

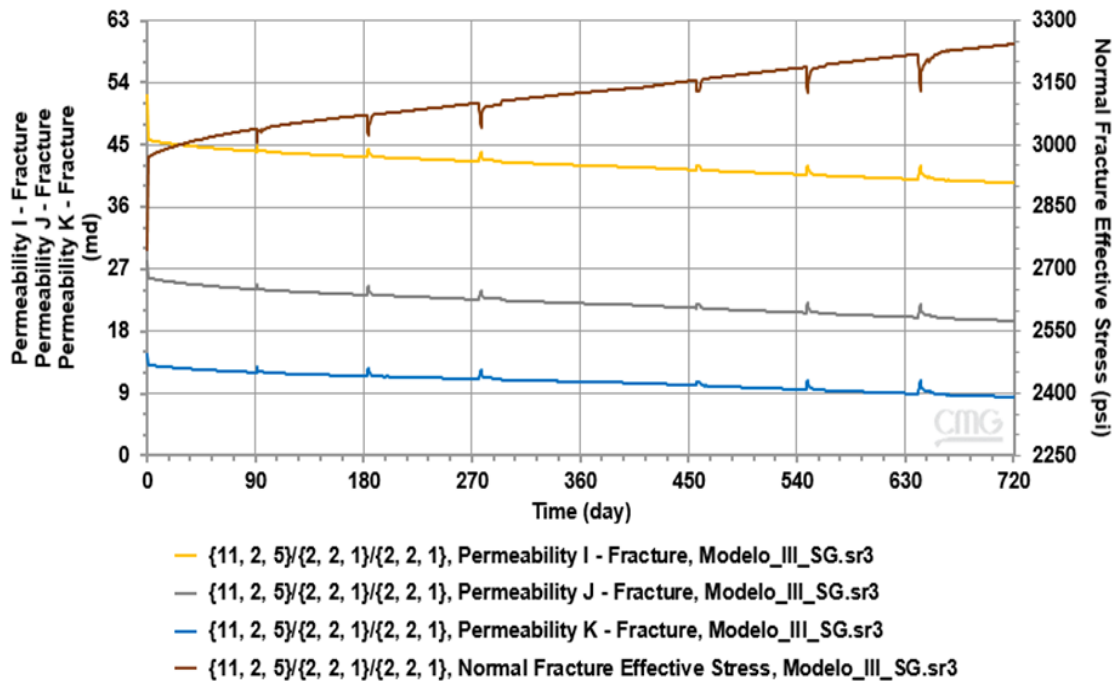
No obstante, se evidencia petróleo incremental instantáneo (IIO) después de cada cierre, superior al IIO de los casos en los modelo I y II, con incrementos de más de 1500 barriles por encima de la línea base después de la apertura del pozo; sin embargo, se observa como la producción comienza a declinar fuertemente días después del retorno a producción.

En el caso de la permeabilidad de las fracturas en I,J,K se observa desde el momento inicial de la producción del pozo EQ1 que decrecen sus valores repentinamente esto asociado al esfuerzo efectivo normal de fractura, la figura 32 representa el comportamiento de las permeabilidades de fractura en la celda central de los perforados del pozo EQ1 (11,2,5/2,2,1/2,2,1; numerología para dos refinamientos) en el periodo de producción de 720 días (año A y B) siendo función de la disminución de la presión del yacimiento y el incremento del esfuerzo efectivo normal de fractura; además, se constata que las permeabilidades en cada cierre transitorio presentan incrementos que se asocian a la disminución del esfuerzo y el aumento de energía del sistema, estos resultados comparados con la producción de aceite se acercan al comportamiento previsto objeto de este estudio. Las permeabilidades presentan aumentos de casi 1 mD, resaltando que es dado en un solo bloque de la malla de flujo de fluidos; ahora, si este fenómeno se presenta en el resto de los bloques donde el pozo es perforado y en celdas cercanas al pozo productor EQ1, el porcentaje de incremento de permeabilidad para todo el sistema es

representativo; es decir, en la vecindad del pozo las fracturas tienden a dilatarse mejorando su capacidad de fluir el hidrocarburo en el sistema pozo-yacimiento.

Figura 32.

*Datos de esfuerzo efectivo normal de fractura y permeabilidades en I,J,K, sin inyección de gas*



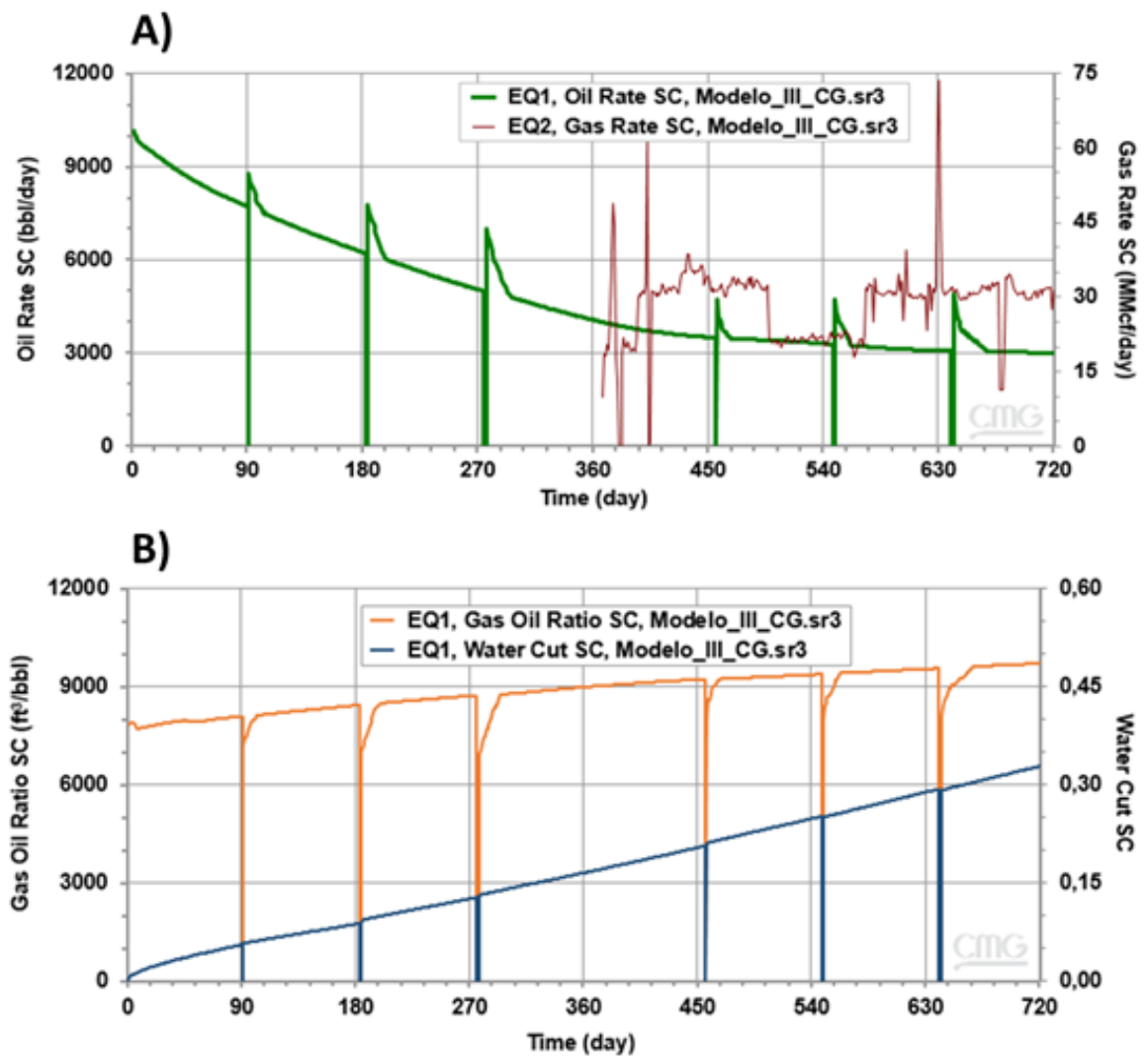
Nota: Resultados del modelo III simulado sin inyección de gas en GEM, CMG (2019).

Para el modelo donde la inyección de gas está presente (Modelo\_III\_CG), se evidencia la estabilización en el año B y el aumento de la durabilidad del petróleo incremental posterior a cada cierre con declinación mínima y aumentos en tasa de petróleo incremental instantánea (IIO); en el caso GOR se evidencia la disminución en los días donde el pozo se estimula por el cierre transitorio, esto, no quiere decir que la tasa de gas no aumente, se entiende como un incremento superior por parte del petróleo líquido, como se presenta en la figura. El corte de

agua también es superior en este caso, indicando un empuje regional por parte del gas de inyección.

Figura 33.

*Datos de producción del pozo EQ1 (Modelo III), con inyección de gas*

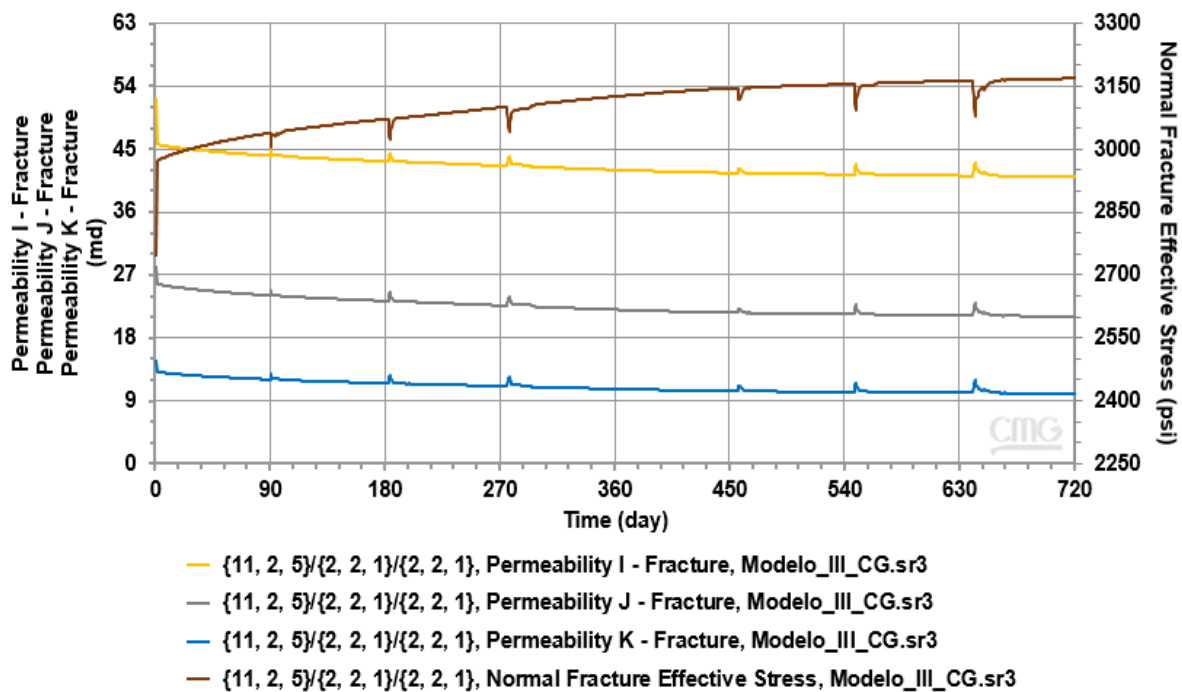


Nota: Resultados del modelo III simulado con inyección de gas en GEM, CMG (2019).

Los resultados del comportamiento de las permeabilidades de fractura para el modelo III con inyección de gas en el mismo bloque analizado anteriormente se presenta en la figura 34.

Figura 34.

*Datos de esfuerzo efectivo normal de fractura y permeabilidades en I,J,K, con inyección de gas*



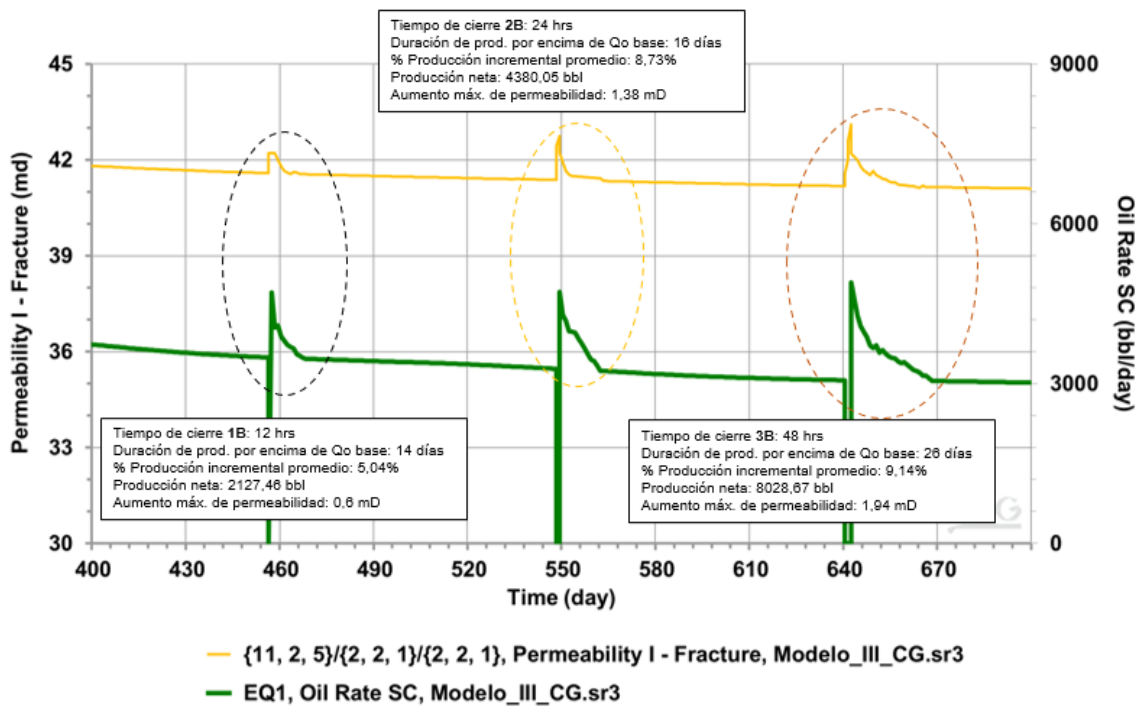
Nota: Resultados del modelo III simulado con inyección de gas en GEM, CMG (2019).

En este caso las permeabilidades de fractura en los cierres transitorios tienen incrementos hasta de 2 mD en el bloque (11,2,5/2,2,1/2,2,1) el doble de los resultados sin inyección de gas; claramente estos incrementos están estrechamente ligados con el tiempo de cierre lo que permite que el sistema se estabilice y en conclusión dilate algunas fracturas conductoras e inclusive se presente reactivación de fracturas no conductoras; sin embargo la gráfica representa todo el periodo de simulación haciendo complejo la observación detallada. El “zoom” del comportamiento

es mostrado en la la figura 35. para el año B de producción del pozo EQ1 después de iniciada la inyección de gas (EQ2), en este caso se presenta el aumento en permeabilidad de fractura en dirección I escogida aleatoriamente para observar sus cambios en el momento de los tres cierres temporales estudiados (1B, 2B y 3B) y contrastada con la curva de la tasa de aceite.

Figura 35.

*Zoom representativo para permeabilidad de fractura y producción de aceite*



Nota: Resultados del modelo III simulado con inyección de gas en GEM, CMG (2019).

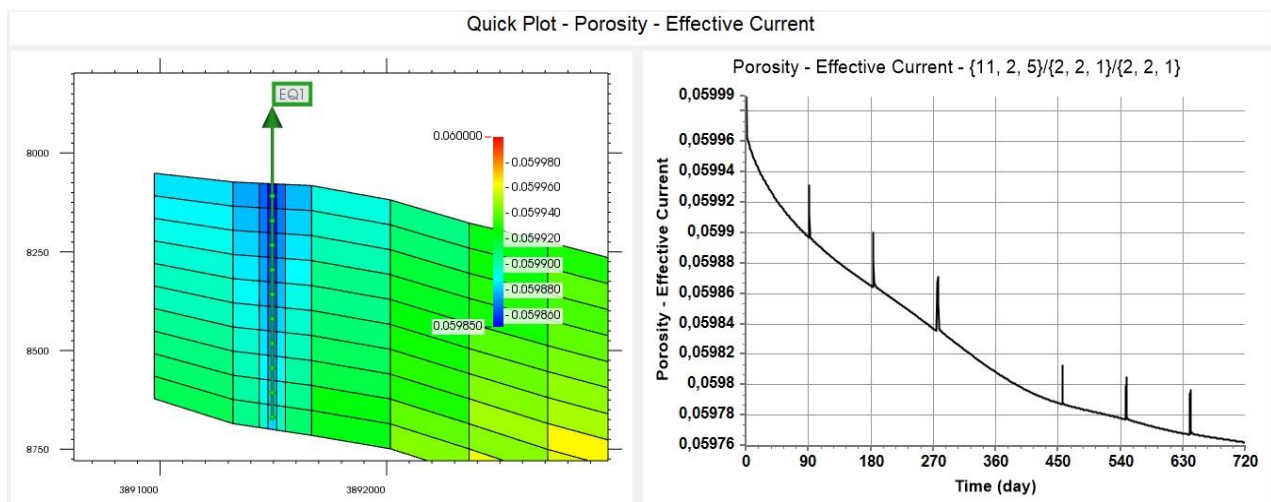
Se identifican los cierres con óvalos punteados y con mensaje de texto de los factores representativos de este caso, como lo son el tiempo de cierre, la durabilidad de producción incremental por encima de la curva base de aceite, la producción neta (producción incremental menos impactos por cierre del pozo EQ1) y el aumento máximo en permeabilidad de a medida

que pasaban las horas de cierre se observaba un aumento prologado de la permeabilidad de fractura, caso opuesto, cuando el pozo era abierto de nuevo dicha permeabilidad generaba un tiempo de retorno traducido a una estabilización en el sistema drenatorio, de nuevo se evidencia el aumento en la capacidad de flujo de fluidos, presurización del sistema y soporte de energía debido a la inyección de gas y puntualmente, el aumento de permeabilidad directamente proporcional al tiempo de cierre; sin embargo, se estudia el tiempo de cierre óptimo para el pozo en el apartado de análisis de variables.

A este punto, se seguirá utilizando el modelo III naturalmente fracturado, con acople geomecánico e inyección de gas, como modelo representativo para el análisis de sensibilidades y demás variables de interés observadas como lo es la porosidad; a continuación se presentan los resultados de la porosidad efectiva observando cada cierre para el bloque (11,2,5/2,2,1/2,2,1):

Figura 36.

*Porosidad efectiva representada en malla anfitrión y gráfica vs. tiempo*



Nota: Gráfica extraída de la herramienta RESULTS de CMG (2019).

La figura de la izquierda representa la malla en el punto previo al cierre 2A evidenciando valores menores de porosidad en las cercanías del pozo debido al perfil de presión decreciente desde yacimiento a los perforados del pozo EQ1, dando como resultado un confinamiento mayor en la vecindad del pozo, la gráfica de la derecha representa la porosidad efectiva en el tiempo (año A y B) con picos altos en cada cierre con similitudes comportamentales; no obstante se cae drásticamente hasta llegar a la tendencia base, esto sucede en todos los bloques de los perforados, brindando una idea de la magnitud del cambio de las permeabilidades de fracturas y las porosidades efectivas, como un beneficio temporal para la producción del pozo.

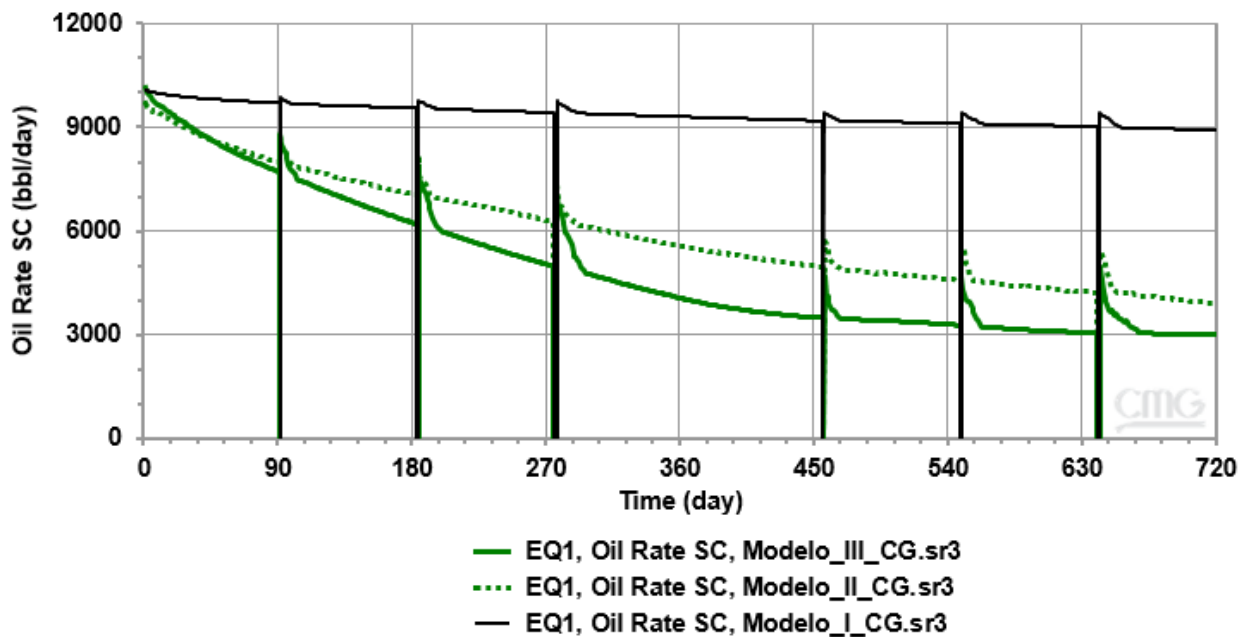
Como ejercicio comparativo de los tres modelos analizados tanto el modelo I sin acople de malla geomecánica y sin fracturas naturales, el modelo II representativo de un yacimiento naturalmente fracturado pero sin atributos geomecánicos en los cálculos de la simulación y el modelo III que relaciona las mallas de flujo de fluidos y geomecánica para un sistema naturalmente fracturado, objetivo principal de esta investigación; se presentan la gráficas de las producciones de aceite, agua y relación gas-aceite en los tres casos con la inyección de gas para los años A y B respectivamente, identificando la influencia en los tres tipos de simulaciones para alterar las tendencias en productividad del pozo EQ1.

La siguiente figura permite observar en una sola gráfica el caudal de aceite para los tres modelos, evidenciando lo mencionado durante la presentación de cada uno: caudal estable de aceite para el modelo sin fracturas netamente matricial que puede estar asociado a comportamientos de drenaje controlado del fluido en yacimiento, inclusive se refleja disminución de no más de 1000 bbl/día con respecto a la producción inicial para este caso. Los modelos II y III presentan similitudes declinantes, análogas a los yacimientos naturalmente fracturados en areniscas con producción de gas condensado, en efecto, declinación temprana de

los caudales. Para el modelo III los atributos geomecánicos evidencian una fuerte afectación en la malla de flujo de fluidos en los resultados de producción de aceite, y una facilidad conductiva para el contacto inyector-productor (evidente en el período B) asociado también a la posible dilatación de algunas fracturas presentes en el sistema, ya que al asumir la malla geomecánica en este modelo, los esfuerzos y deformaciones presentan afectación directa a las propiedades petrofísicas en la simulación, específicamente para la permeabilidad de fractura en función del esfuerzo efectivo normal.

Figura 37.

*Gráfica comparativa de la producción de aceite de los 3 modelos*

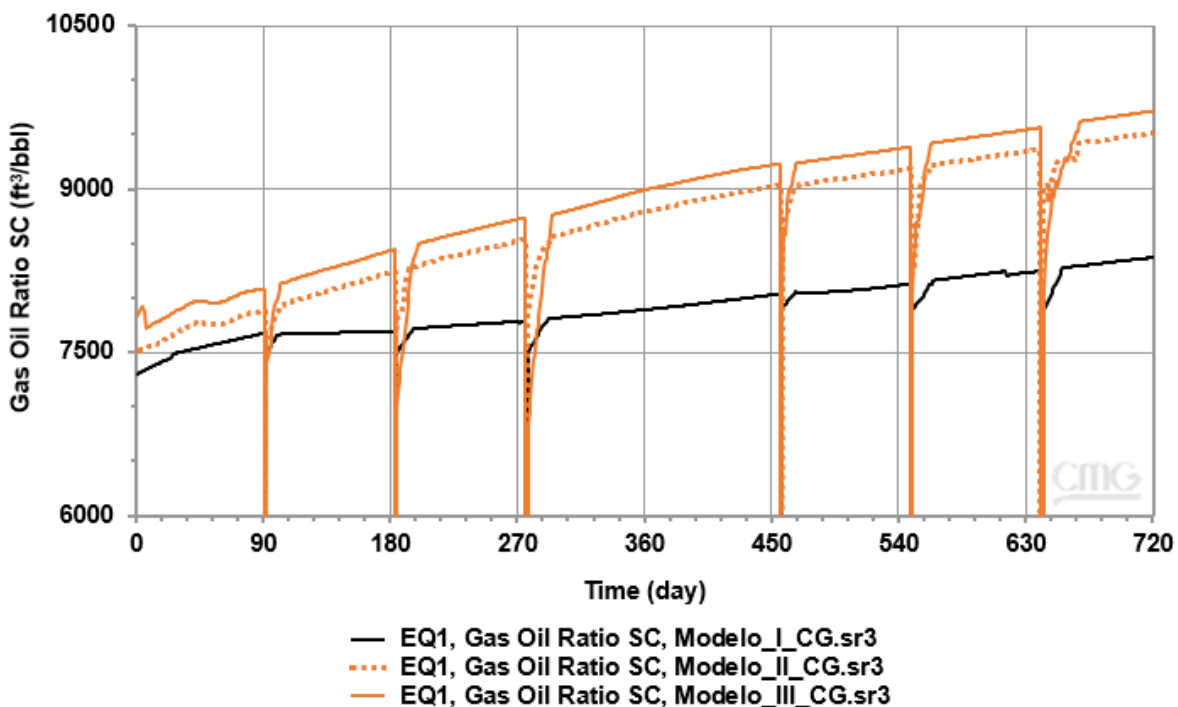


Nota: Resultados de los tres modelos simulado con inyección de gas en GEM, CMG (2019).

En el caso del GOR para los tres modelos la variación es un poco similar en las simulaciones II y III, con notorio cambio posterior a los cierres atribuido al incremento de aceite superior al del gas. Una de las premisas que pueden ser extraídas de este punto es la producción de un gas rico en componentes pesados en los momentos de apertura del pozo EQ1 y a la disolución de los condesados segregados anteriormente al cierre por las caídas de presión. Se observa además, valores inferiores de GOR para el Modelo I que supera a todos los modelos en producción de aceite en los 720 días.

Figura 38.

*Gráfica comparativa del GOR en los 3 modelos*

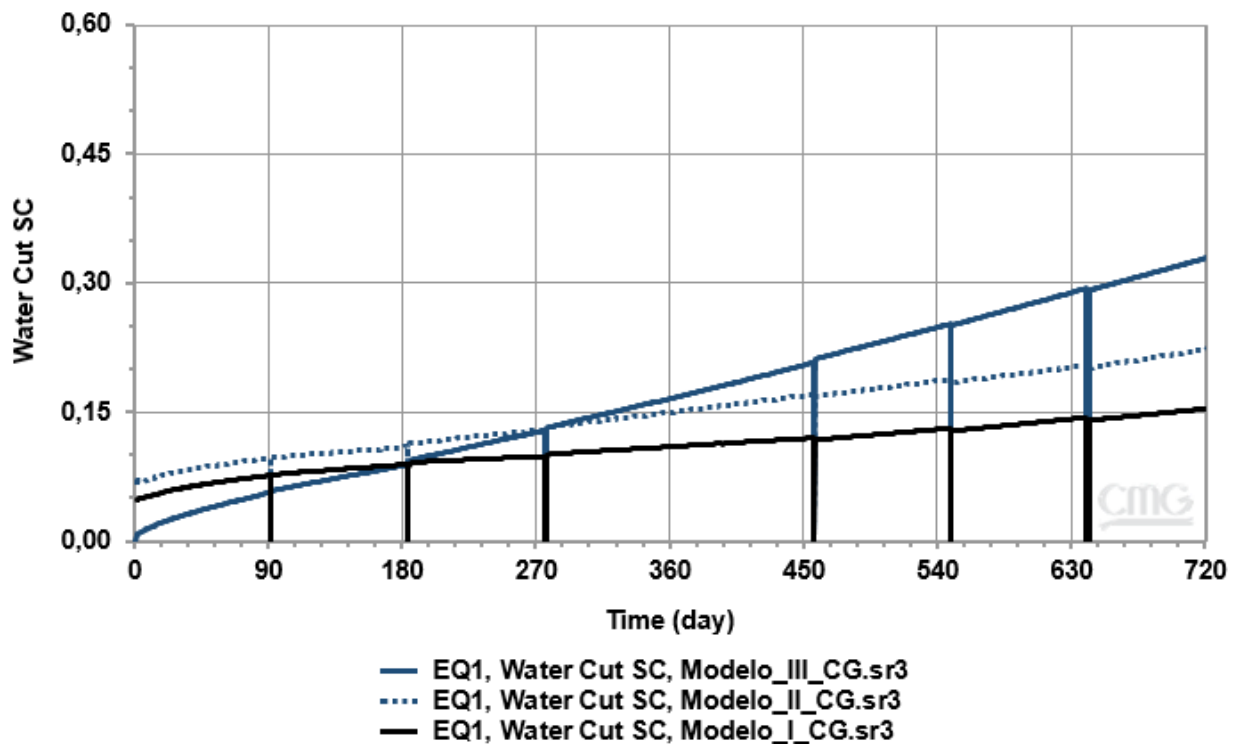


Nota: Resultados de los tres modelos simulado con inyección de gas en GEM, CMG (2019).

Esta próxima figura plasma como el agua encuentra camino en las fracturas naturales representativo del campo C1 y observado en los modelos II y III con inclinación destacada en valores de 0 a 23% y de 0 a más de 30% respectivamente. Para el modelo I corte de agua controlado, canalización de agua más baja en todo el período de producción.

Figura 39.

*Gráfica comparativa del corte de agua en los 3 modelos*



Nota: Resultados de los tres modelos simulado con inyección de gas en GEM, CMG (2019).

Estos resultados otorgan el camino adecuado para evaluar la formación F1 y para realizar futuros ajustes históricos en el campo C1 con la intención de predecir el comportamiento de los

pozos asimilando que los parámetros geomecánicos son de gran importancia a la hora de evaluar sistemas naturalmente fracturados.

## 6. Análisis de variables

Después de realizar el estudio mediante simulación numérica del comportamiento del pozo en diferentes esquemas, se utiliza un método estadístico explicado en este capítulo para determinar la influencia relativa de las variables más representativas encontradas en el modelo III, en este caso presentadas en la tabla 12 donde se encuentran las propiedades y parámetros geomecánicos que afectaron la producción en la simulación, no obstante, se encontraron parámetros como el tiempo de cierre y la inyección de gas que de alguna u otra manera alteraban la producción del pozo EQ1.

Inicialmente se explica cualitativamente los fenómenos observados. La siguiente tabla muestra las seis variables analizadas más representativas, eligiendo los extremos de variabilidad para cada parámetro asumiendo un aumento/reducción del 50% de cada variable como se observa en la segunda columna. La tabla pretende mostrar cualitativamente como se comportaron los resultados de la producción con respecto a la variabilidad como indican las flechas, en el caso del módulo de Young y la relación de Poisson, cuando los valores aumentaban la producción posterior a los cierres, disminuía; debido a que mayores valores de estos parámetros convierten a la roca en un material más difícil de deformar, y en el caso de la relación de Poisson específicamente (cuando aumenta), la roca tiene a mantener su volumen otorgado cambios no tan representativos para las propiedades petrofísicas. En el caso del coeficiente de

Biot al ser disminuido el esfuerzo cortante aumenta lo que puede explicar porque la productividad aumenta en este caso cizallando algunas fracturas del sistema. Para los parámetros como el tiempo de cierre y la inyección de gas (pozo inyector EQ2) este fenómeno de incremento en producción fue observado en las gráficas del capítulo anterior y examinados en relación a su influencia relativa en el análisis de variables; los gradientes de esfuerzo fueron evaluados para I,J,K aumentando/disminuyendo en paralelo los valores de dicha variable en la simulación.

Tabla 12.

*Propiedades y parámetros utilizados en el análisis de variables*

<b>Propiedad/Parámetro</b>	<b>Rango</b>	<b>Unidades</b>	<b>Aumento/Disminución de valor de variable</b>	<b>Aumento de productividad</b>
<b>Módulo de Young</b>	1,8E+6 a 5,3E+6	Adimensional	↑	↓
<b>Relación de Poisson</b>	0,125 a 0,375	Adimensional	↓	↑
<b>Influencia de pozo inyector</b>	18 a 54	MMft <sup>3</sup> /d	↑	↑
<b>Cambio de esfuerzos in-situ</b>	+/- 50%	psi/ft	↑	↓
<b>Coefficiente de Biot</b>	0,2 a 1	Adimensional	↓	↑
<b>Tiempo de cierre</b>	24 a 72	horas	↑	↑

Nota: Información de las variables que más influenciaban la producción en el pozo EQ1.

El cálculo estadístico utilizado se representa en la ecuación siguiente, donde se determina el porcentaje de cambio promedio de la producción en los extremos de los valores de

las variables en la simulación, después son sumadas y estadísticamente se calcula su influencia relativa con respecto a las otras cinco variables.

$$IRV = \frac{\%CPP_x}{\sum_{i=1}^n \%CPP} \quad (10)$$

$IRV$  = Influencia relativa de la variable.

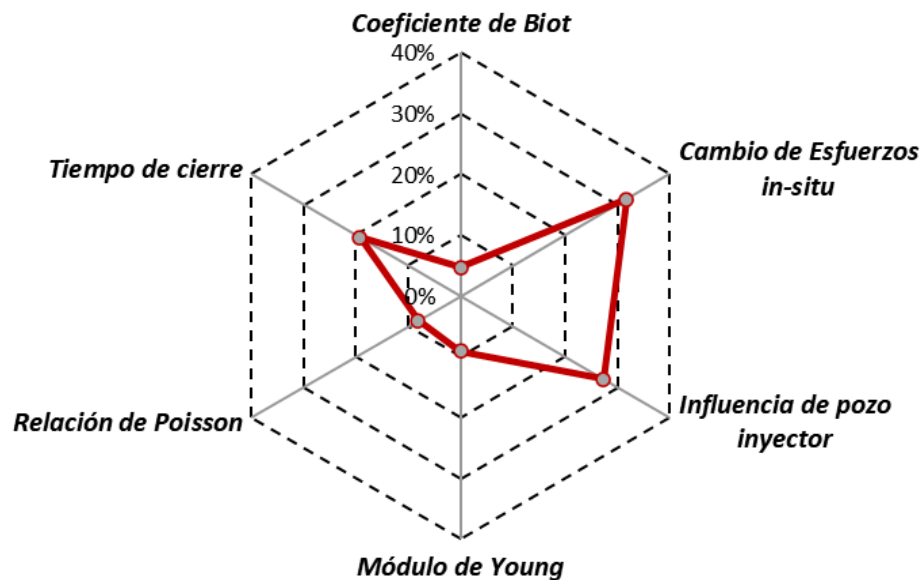
$\%CPP_x$  = Porcentaje de cambio promedio de la producción.

$\sum_{i=1}^n \%CPP$  = Sumatoria del Porcentaje total del cambio promedio de la producción.

$n$  = Cantidad de variables evaluadas, en este caso seis.

Figura 40.

*Diagrama radial de la influencia relativa de cada variable*

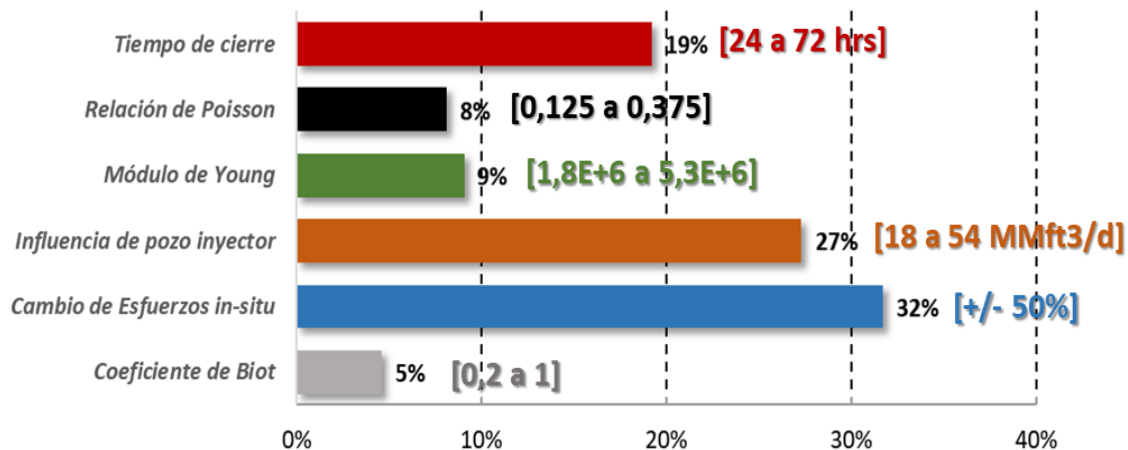


Nota: Gráfica que determina el patrón de las variables calculado a partir de la ecuación 10.

La figura representa el valor de la influencia relativa de cada variable en un diagrama radial, observando la tendencia del grupo de variables evaluadas, No obstante las variables más influyentes en la producción del pozo EQ1 en el modelo III, son el tiempo de cierre<sup>5</sup>, los cambios en los esfuerzos in situ y la influencia de la inyección de gas con valores superiores a los demás parámetros, estos resultados brindan las conclusiones que buscaba la investigación, determinar que variables influenciaban en los incrementos atípicos posteriores a los cierres transitorios en diferentes periodos de la producción de EQ1. Los resultados del módulo de Young y la relación de Poisson son similares pero inferiores a los cambios realizado a los esfuerzos in situ. El diagrama de barras permite ver el valor exacto de la influencia relativa para cada variable y su respectivo rango. La influencia del pozo inyector y los cambios en los esfuerzos son los que realizan mayor dominio en la producción del pozo EQ1.

Figura 41.

*Influencia relativa exacta para cada variable*



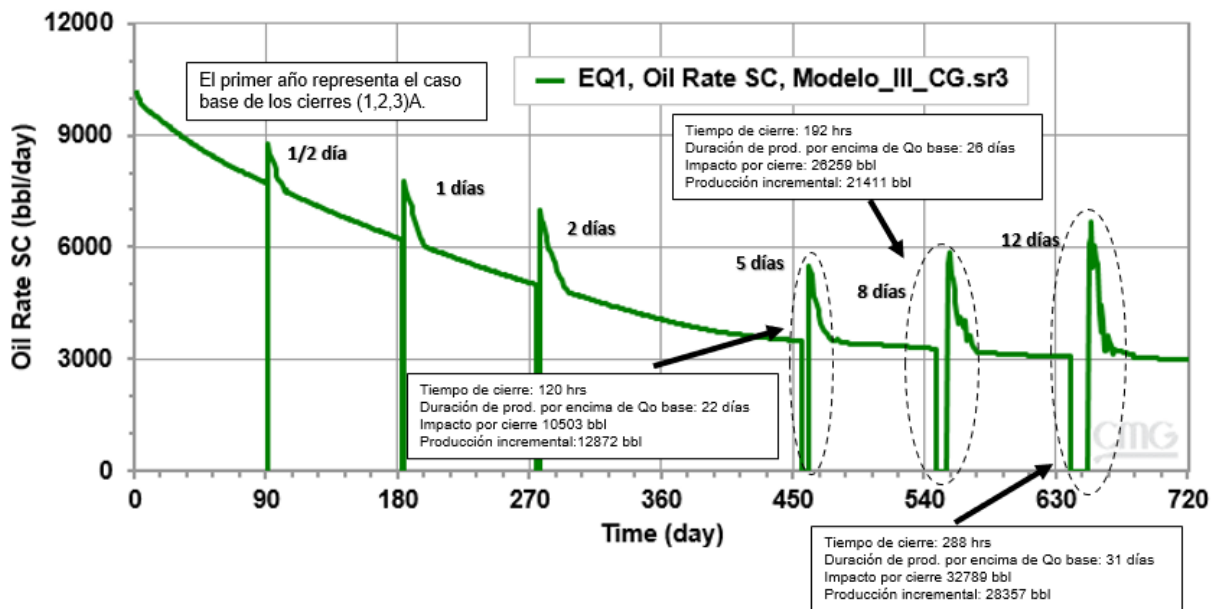
Nota: Diagrama de barras de las variables analizadas con sus respectivos rangos.

<sup>5</sup> En el siguiente análisis de tiempos de cierre se evidencia que los tiempos tienen un límite de efectividad.

Además de realizar la influencia de estos seis parámetros se analizó el tiempo de cierre óptimo para el pozo de la siguiente manera:

Figura 42.

*Producción para tiempos desde 12 a 288 horas de cierre de EQ1*



Nota: Resultados de la simulación en CMG (2019) para cinco años de producción de EQ1.

Se evaluaron diferentes tiempos de cierre que van desde 12 horas a 12 días como se muestra en la figura anterior, en ella se presentan las premisas más importantes evaluadas en los cierres nuevos de 5, 8 y 12 días, pero comparando los resultados en el año A de los cierres tradicionalmente vistos. Estos resultados indican que ocho días de cierre temporal presenta impactos mayores a la producción incremental por encima de la línea base, al igual que los doce días de cierre después de 630 días de producción, validando que el aumento en permeabilidad de fractura tiene un límite máximo de incremento, donde ya no puede “vencer” la presión de

confinamiento en el yacimiento para generar la dilatación de fracturas observada en casos anteriores de yacimientos naturalmente fracturados.

Los valores de producción neta del cierre de cinco días son positiva lo que permite recomendar cerrar EQ1 en un período no mayor a 5 días, a este punto se presenta producción incremental por encima de la línea base con una durabilidad de 22 días.

## **7. Propuesta de optimización de la productividad del pozo EQ1**

El desarrollo de la investigación permite consolidar la siguiente propuesta de optimización de la productividad para el pozo EQ1 en una formación naturalmente fracturada con influencia de parámetros geomecánicos. La propuesta de optimización mejora el manejo del pozo cuando se realizan cierres transitorios que evidencialmente aumentan su productividad por encima de la línea base; los argumentos matemáticos planteados a continuación permiten estimar los valores incrementales que se obtendrían en determinado tiempo de producción.

Propuesta fundamentada en la simulación numérica realizada en GEM-CMG con los datos y propiedades de entrada del yacimiento real, inclusive con los valores de inyección extraídos de los reportes de inyección de gas del campo C1.

Los resultados del modelo en los próximos cinco años después de la producción inicial fueron analizados en relación a los cierres respectivos de 12, 24 y 48 horas para cada año (1-5) en un tiempo entre cierre de 3 meses iniciando el conteo en el día 1 de cada año (análogo a la evaluación realizada en el modelo III). Los valores de durabilidad de cierre dependiendo el año

fueron analizados y contrastados con los porcentajes incrementales posteriores al cierre, extrayendo las tendencias polinómicas de cada parámetro mapeado.

Para el caso de los cierres de 12 horas en los cinco años se utiliza la siguiente ecuación para determinar la durabilidad del efecto estimulante en cualquier día de producción y el porcentaje incremental promedio de la tasa de producción a esa fecha respectivamente.

$$DEE = 0,00000002F^3 - 0,00004211F^2 + 0,0323247F + 6,5948747 \quad (11)$$

$DEE$  = Durabilidad del Efecto Estimulante, en días.

$F$  = Tiempo de producción transcurrido, en días.

El variable independiente  $F$  equivale a la fecha donde se desea determinar la durabilidad del efecto estimulante para cierres de 12 horas, como se mencionó anteriormente extraído de las tendencias de las curvas representativas (figura 43). En el caso del porcentaje de incremental se utiliza la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \%INC = & -0,000000000000005F^4 + 0,00000000019897F^3 - 0,00000020079547F^2 \\ & + 0,00008033743604F + 0,01240587676147 \end{aligned} \quad (12)$$

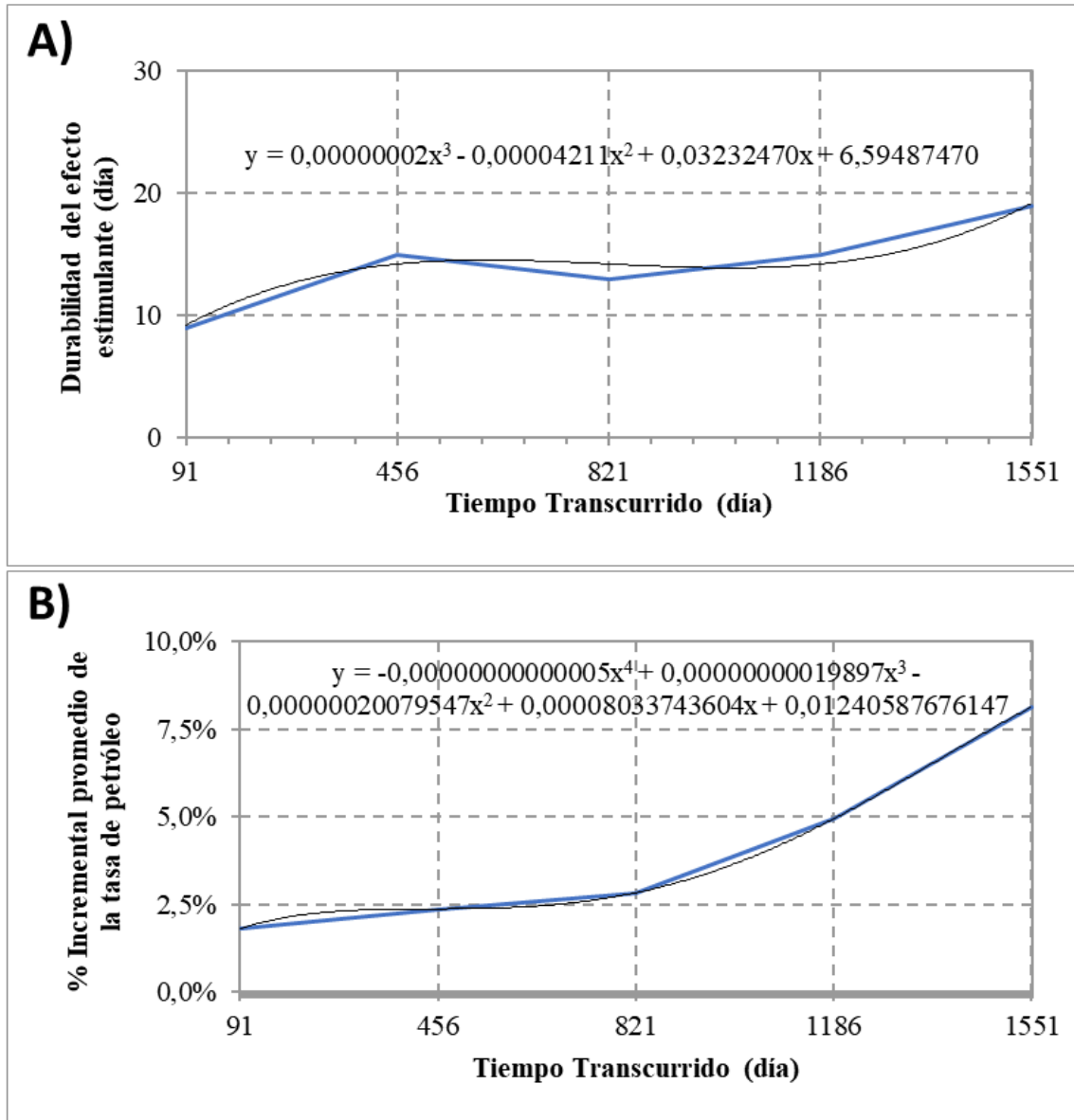
$\%INC$  = Porcentaje Incremental Promedio de la Tasa de Petróleo.

$F$  = Tiempo de producción transcurrido, en días.

Se utiliza más de 13 dígitos para obtener valores más exactos y representativos a partir de las ecuaciones utilizadas.

Figura 43.

Curvas de tendencia para DEE y %INC en cierres de 12 horas



Nota: Basado en los datos de la simulación se grafican las curvas con las tendencias polinómicas .

Las gráficas representan las tendencias y las ecuaciones polinómicas de tercero y cuarto grado extraídas para la interpolación de valores de interés en un tiempo de producción dado. En la figura A se observa la curva correspondiente a la durabilidad del efecto estimulante en cierres de doce horas en cada tiempo transcurrido de los cinco años, en la figura B se observa el porcentaje incremental para el mismo tiempo transcurrido de producción.

A continuación se presentan las ecuaciones utilizadas para cierres de 24 horas, en este caso las tendencias equivalentes son de tercer grado como mejor acople representativo de las curvas base.

$$DEE = -0,000000024F^3 + 0,000061842F^2 - 0,037547950F + 20,746360639 \quad (13)$$

$DEE$  = Durabilidad del Efecto Estimulante, en días.

$F$  = Tiempo de producción transcurrido, en días.

$$\%INC = 0,000000000010F^3 - 0,000000069338F^2 + 0,000159514756 F + 0,015905208162$$

(14)

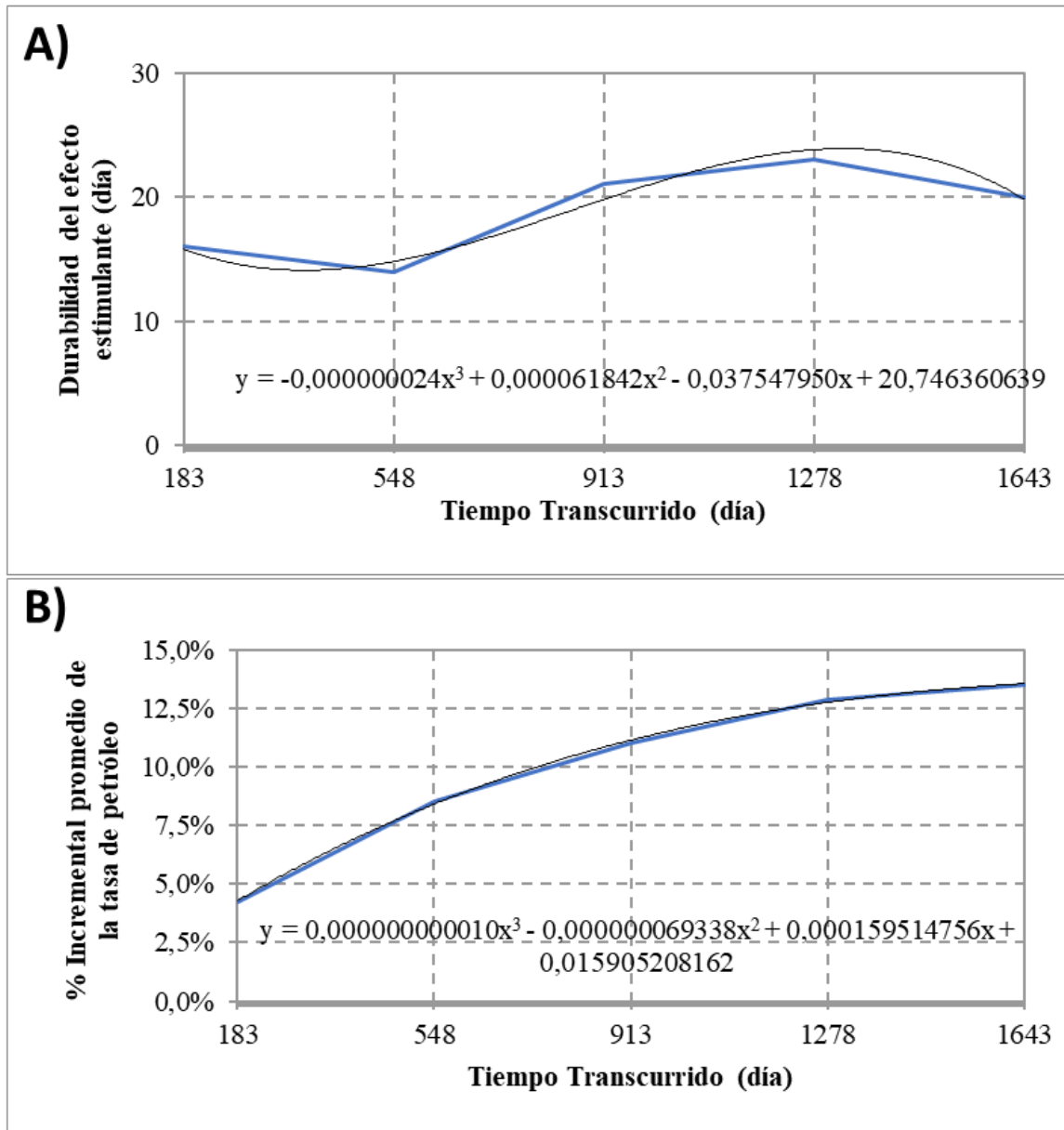
$\%INC$  = Porcentaje Incremental Promedio de la Tasa de Petróleo.

$F$  = Tiempo de producción transcurrido, en días.

Las gráficas que representan el fenómeno para cierres de 24 horas en el pozo EQ1 son distintas a los cierres de 12 horas como se muestra a continuación:

Figura 44.

Curvas de tendencia para DEE y %INC en cierres de 24 horas



Nota: Basado en los datos de la simulación se grafican las curvas con las tendencias polinómicas.

A continuación se presentan las ecuaciones polinómicas utilizadas para cierres transitorios de 48 horas, extraídas del análisis en los cinco años evaluados en la simulación con las respectivas variables de interés.

$$DEE = -0,0000000068F^3 + 0,000007732F^2 + 0,0142703247F + 14,8041717313 \quad (15)$$

*DEE* = Durabilidad del Efecto Estimulante, en días.

*F* = Tiempo de producción transcurrido, en días.

$$\begin{aligned} \%INC = 0,000000000081F^3 - 0,000000252674F^2 + 0,000265294675F + \\ 0,010834039971 \end{aligned} \quad (16)$$

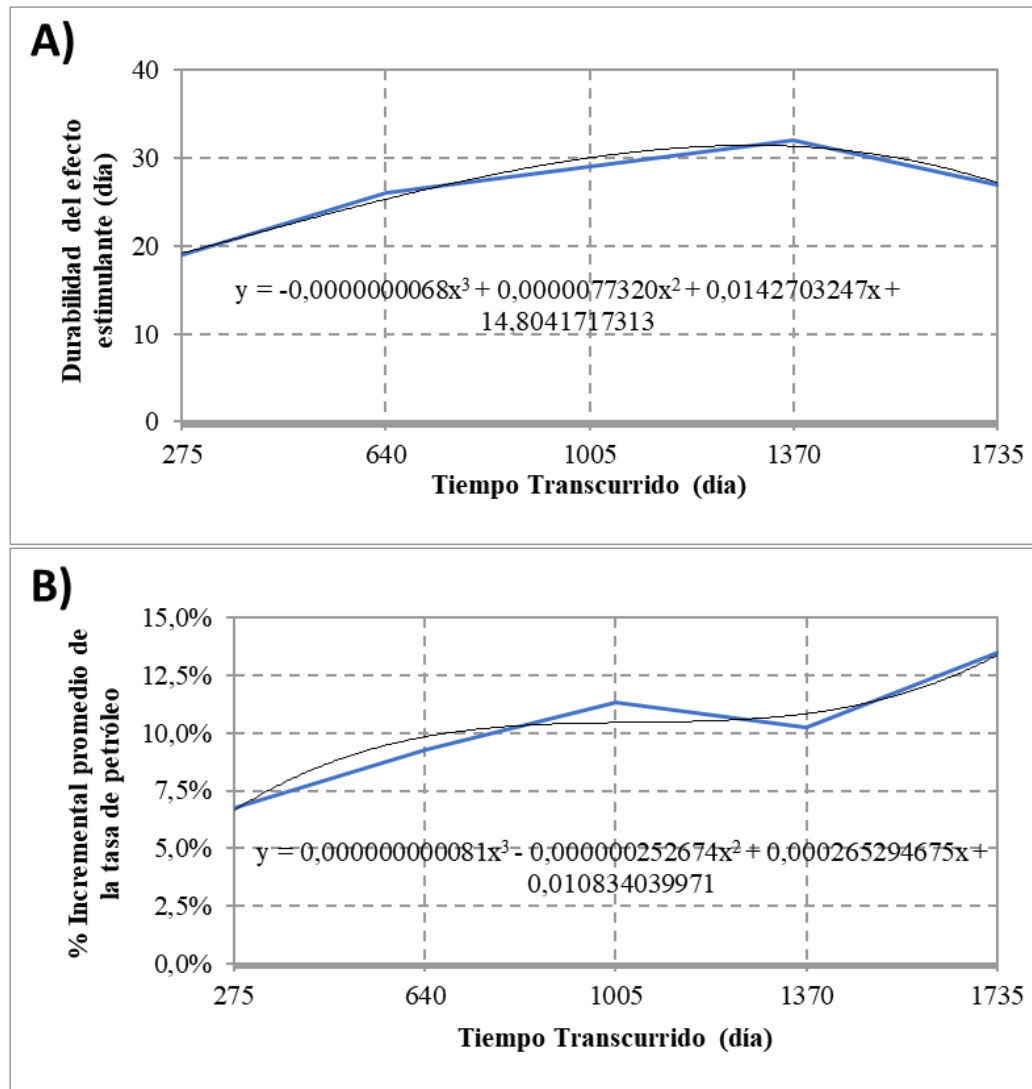
*%INC* = Porcentaje Incremental Promedio de la Tasa de Petróleo.

*F* = Tiempo de producción transcurrido, en días.

En este caso su comportamiento no es representativo de una curva “suave” con presencia de picos considerables durante cada cierre como se muestra en la figura siguiente, es por eso que utilizar mayores dígitos se convierte en una opción para reducir la incertidumbre presentada en los cálculos polinómicos.

Figura 45.

Curvas de tendencia para DEE y %INC en cierres de 48 horas



Nota: Basado en los datos de la simulación se grafican las curvas con las tendencias polinómicas.

A partir de estas ecuaciones polinómicas se plantea una cartilla de selección como propuesta para identificar las durabilidades del efecto estimulante y los valores de porcentaje incremental promedio de tasa de petróleo en un tiempo dado. Además se plantea la utilización de las ecuaciones en cualquier punto de la producción evaluada para determinar los valores de

interés, fuera de la cartilla presentada que sirve para ejemplificar el uso de los resultados de la simulación numérica, pero al alcance del ingeniero de yacimientos mediante el siguiente recuadro.

Tabla 13.

*Cartilla de selección de DEE y %INC para EQ1*

<b>Tiempo de cierre transitorio</b>	<b>Tiempo transcurrido desde la producción inicial (días)</b>	<b>% Incremental promedio de la tasa de petróleo</b>	<b>Durabilidad del efecto estimulante (días)</b>
<b>12 horas</b>	300	2,34	13
	600	2,48	15
	900	3,43	16
	1200	5,98	19
	1500	9,95	27
<b>24 horas</b>	300	5,77	14
	600	8,88	15
	900	11,05	19
	1200	12,47	23
	1500	13,29	22
<b>48 horas</b>	300	6,98	19
	600	9,65	24
	900	10,39	29
	1200	10,53	31
	1500	11,36	30

Nota: Valores de DEE y %INC para cierres de 12, 24 y 48 horas.

Como ejemplo del uso de las ecuaciones se plantea un ejercicio para determinar las variables de interés en un tiempo dado.

Planteamiento: Se desea determinar la durabilidad del efecto estimulante y el porcentaje incremental promedio de tasa de petróleo en 580 días para un cierre transitorio de 24 horas, Además se desea evaluar económicamente el hidrocarburo recuperado incremental por encima de la línea base. Para este tiempo el ingeniero de producción (PI) nos otorga los dato de caudal de aceite para esa período mediante sus cálculos exponenciales manejados en Wellflo.

Solución: Se utiliza la ecuación de DEE y %INC para 24 horas de cierre temporal. Primero se determina la durabilidad del efecto estimulante, reemplazando  $F = 580$ :

$$DEE = -0,000000024F^3 + 0,000061842F^2 - 0,037547950F + 20,746360639$$

$$DEE = -0,000000024(580)^3 + 0,000061842(580)^2 - 0,037547950(580) + 20,746360639$$

$$DEE = 15 \text{ días}$$

Después se calcula el incremento de la tasa promedio:

$$\%INC = 0,00000000010F^3 - 0,000000069338F^2 + 0,000159514756F + 0,015905208162$$

$$\%INC = 0,00000000010(580)^3 - 0,000000069338(580)^2 + 0,000159514756(580) + 0,015905208162$$

$$\%INC = 8,705\%$$

Se utiliza los datos del ingeniero de producción y se correlacionan con los datos obtenidos en DEE = 15 días y %INC = 8,705%.

Tabla 14.

*Datos de Qo base vs. Qo estimulado posterior al cierre*

<b>Días</b>	<b>Qo Base (bbl/d)</b>	<b>Qo estimulado (bbl/d) @ %INC 8,705%</b>
<b>579</b>	3184,47	3184,47
<b>580</b>	3181,29	0 (cierre)
<b>581</b>	3178,16	3454,82
<b>582</b>	3175,09	3451,48
<b>583</b>	3172,07	3448,20
<b>584</b>	3169,10	3444,97
<b>585</b>	3166,19	3441,81
<b>586</b>	3163,33	3438,70
<b>587</b>	3160,52	3435,64
<b>588</b>	3157,76	3432,65
<b>589</b>	3155,06	3429,70
<b>590</b>	3152,40	3426,81
<b>591</b>	3149,78	3423,97
<b>592</b>	3147,22	3421,18
<b>593</b>	3144,70	3418,44
<b>594</b>	3142,22	3415,75
<b>595</b>	3139,79	3413,11
<b>Producción total (bbl)</b>	<b>47.373,39</b>	<b>51.497,24</b>

Nota: Datos de Qo extraído de los análisis en Wellflo vs. Datos posteriores al cierre en 580 días.

Los resultados de la producción para el pronóstico del incremental de petróleo son equivalentes a 4123,85 bbl netos en un periodo de 15 días de producción por encima de la línea base Qo.

Se calcula el valor en USD para los barriles totales utilizando el valor del Brent para la fecha de (28/01/2021); 55,17 USD/bbl.

$$\text{Ganancia} = 4123,85 \text{ [bbl]} \times 55,17 \text{ [USD/bbl]}$$

$$\text{Ganancia} = 227.513 \text{ USD}$$

El análisis económico muestra una utilidad de 227.513 USD, debido al cierre temporal de 24 horas en el periodo de producción de 580 días, a pesar de ser un valor alto de dinero se debe señalar que son pozos que producen más de 3000 bbl/día así que cualquier valor incremental representa una ganancia ocasional considerable.

Los cierres transitorios se recomiendan realizar en periodos distanciados en el tiempo de producción, premisa rescatada de los eventos reales, la eficiencia aumenta cuando existen periodos mayores a 2 meses. Finalizando, se denota que para valores de cierre distintos a los planteados en la cartilla se puede realizar una interpolación con la intención de encontrar los valores de interés para el tiempo dado de producción a evaluar.

## 8. Conclusiones

Como consecuencia de lo expuesto en la investigación y en la propuesta de optimización de la productividad del pozo atípico; se valida la hipótesis de la influencia de atributos geomecánicos en el yacimiento naturalmente fracturado en el campo C1 mediante simulación numérica en el software de la compañía Computer Modelling Group, específicamente en su simulador composicional GEM, Esto demostrado a partir de los resultados de producción incremental después de realizar cierres transitorios en el pozo EQ en diferentes períodos de su producción transcurrida, calibrando los resultados con las propiedades petrofísicas y geomecánicas del yacimiento. Por consiguiente se rescatan las siguientes premisas:

- En conclusión, la intensidad de fracturas para el pozo EQ1 es superior que para el resto de los pozos del Campo C1, otorgándole la particularidad de producir más líquido y gas incremental por encima de la normalidad del campo. Esto afirmado por la tendencia dilatante de las fracturas naturales, observado en los cambios de permeabilidad en la malla de flujo de fluidos.
- La inyección de gas y la magnitud de los esfuerzos son los parámetros más representativos que afectan la producción en el pozo EQ1. Esto indica la sensibilidad de la formación a los esfuerzos in situ.
- Se afirma que los comportamientos matriciales difieren representativamente de los doblemente porosos (Matriz-fractura) evidenciados en la simulación, atestiguando picos más altos de producción incremental en los modelos naturalmente fracturados para los cierres transitorios.

- La presencia de gas condensado rico en la formación ayuda a la tendencia inclinatoria de producción de barriles incrementales, sin embargo la combinación de cierres transitorios ayuda a re-energizar el sistema permitiendo que la presión de yacimiento se mantenga por encima de la presión de rocío.
- Las permeabilidades de fractura observadas para el modelo representativo con acople de malla geomecánica confirma incremento de 1 a 2 mD en el caso de cerrado del pozo, demostrado con una disminución del esfuerzo efectivo normal de fractura en todos los casos. Esta última premisa es directamente proporcional a los incrementos de producción de fluidos en el pozo.
- Finalmente, se corrobora el beneficio de cerrar el pozo en ciertos periodos de tiempo de 12 horas a 5 días, como un método de optimización de la producción del pozo EQ1.

## 9. Recomendaciones

Surgen varias recomendaciones las cuales van más allá del alcance del proyecto, pero igual de importantes para seguir estudiando en esta formación naturalmente fracturada tan particular:

- Primero, se recomienda predecir el comportamiento para los demás pozos a pesar de que sus resultados estimulantes sean inferiores al del pozo EQ1, como una estrategia de producción para el campo y como un ejercicio académico para los ingenieros de petróleos enfocados en la simulación numérica de yacimientos.
- Segundo, se recomienda combinar estos cierres transitorios con métodos de estimulación de pozos en especial, el uso de surfactantes para removilización del banco de condensado que se puede presentar en la cara del pozo.
- El uso de pozos inyectoros para estos campos indudablemente representan un beneficio considerable en la optimización de la productividad; por tal razón, se recomienda la inyección continua de gas en el campo, en este caso el uso del mismo gas de producción.
- La simulación radial podría representar efectos mejor calibrados ya que puede evidenciar los cambios de permeabilidad con mayor exactitud que en la malla cartesiana, debido a que se puede utilizar celdas más discretizadas.

- Por último, para realizar estos procesos de simulación se recomienda utilizar equipos de alta gama y con mejores procesadores internos, ya que el costo del tiempo en simulación se vuelve exponencialmente mayor cuando se acopla una malla geomecánica a la malla de flujo de fluido, y esto es relativamente porque se requieren mayores cálculos numéricos en el software.

## 10. Referencias Bibliográficas

Arps, J. (1945). *Analysis of Decline Curves*. Society of Petroleum Engineers, Houston. 191.

Biot, M. (1941). "General Theory of Three-dimensional Consolidation," *Journal of Applied Physics*, vol. 12, No. 2. 155-164.

Biot, M. (1955). "Theory of Elasticity and Consolidation for a Porous Anisotropic Solid" *Journal of Applied Physics*, vol. 26, no. 2. 182-185.

Calderón, Z. (2014). *Introducción a la mecánica de rocas y sus aplicaciones en la industria del petróleo*. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Chérif, K, Aziez Z y Fayçal D. (2014). *Influence of natural fractures on oil production of unconventional reservoirs*. ELSEVIER, *Energy Procedia*, 360-367.

Cifuentes, H. (2016). *Estimación de la capacidad de flujo del sistema matriz – fractura de la formación mirador en la estructura miche del complejo pauto en pozos de piedemonte*. Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia.

Cipolla, C.L., E.P. Lolon, J.C. Erdle, y B. Rubin. (2009). *Reservoir Modelling in Shale Gas Reservoir*. SPE 125530, 23-25.

Duan, Y. et al. (2000). *Closure Behavior of Natural Rock Fracture*. SPE-62539, 1-4.

Fetkovich, M. A.; Vienot, M. E.; Bradley, M. D.; et. Al. (1984). *Decline Curve Analysis Using Type Curves-Case Histories*. JPT SPE 4629. Texas, USA.

Gutiérrez, Z. (2016). *Efecto del Espaciamiento y Longitud de Fracturas Sobre la Permeabilidad de un Yacimiento Naturalmente Fracturado: Caso Piedemonte Llanero Colombiano*. Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia.

Haijunn Y. et al. (2015). *The Relationship between Geomechanical Response of Natural Fractures and reservoir Productivity in Keshen Tight Sandstone Gas Field, Tarim Basin, China*. SPE 176840, 1-8.

Karsten, P. (1992). *Brief Guide to the MINC - Method for Modeling Flow and Transport in Fractured Media* Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory. Berkeley, USA.

Nelson, R. (2001). *Geologic analysis of naturally fractures reservoirs*. Second edition. Gulf professional publishing. Houston, Texas.

- Ramírez, D. (2018). *Desarrollo de un Modelo Predictivo para la Recuperación de Daño Geomecánico en Sistemas Naturalmente Fracturados*. Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia.
- Rodríguez, X. (2017). *Daño geomecánico de sistemas naturalmente fracturados debido a esfuerzos inducidos por producción de fluidos*. Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia.
- Root, P. (1963). *The behavior of naturally fractured reservoirs*. SPE, 245-255.
- Thanh, N. (2010). *Simulating unconventional gas flow in stimulated fractured shale reservoirs*. Colorado, USA.
- Turnadge C, Mallants D y Peeters L. (2018). *Overview of aquitard and geological fault simulation approaches in regional scale assessments of coal seam gas extraction impacts*. Canberra, Australia.
- Vega, O. (2012). *Closure of Natural Fractures Caused by Increased Effective Stress, a Case Study: Reservoir Robore III, Bulo Bulo Field, Bolivia*. SPE 153609, 1-11.
- Yale, P. (2002) "Coupled Geomechanics-Fluid Flow Modeling: Effects of Plasticity and Permeability Alteration" in SPE/ISRM Rock Mechanics Conference, Irving, Texas.