

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE MODELOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN  
POZOS HORIZONTALES MULTIFRACTURADOS EN YACIMIENTOS DE  
SHALE GAS**

**LAURA LILIANA ARRIETA LARA**

**ELIANA KATHERINE MORENO QUEVEDO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS**

**ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS**

**BUCARAMANGA**

**2015**

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE MODELOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN  
POZOS HORIZONTALES MULTIFRACTURADOS EN YACIMIENTOS DE  
SHALE GAS**

**LAURA LILIANA ARRIETA LARA**

**ELIANA KATHERINE MORENO QUEVEDO**

**Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos**

**Director:**

**OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO**

**Ingeniera de Petróleos, M. Sc.**

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

**2015**

## AGRADECIMIENTOS

*“LA BUENA SUERTE NO ES CASUAL, ES PRODUCTO DEL TRABAJO, ASÍ LA SONRISA DE LA FORTUNA TIENE QUE GANARSE A PULSO”.*

**Emily Dickinson**

A Dios, mi familia y compañeros de aventuras, en especial a ti, Mamá, que me enseñaste a mantenerme fuerte.

Laura

A Dios, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante esta etapa de mi vida.

A mi padre William Moreno, en especial a mi madre por su apoyo incondicional, por su amor y comprensión, por los buenos consejos, por lo que soy como persona, por la lucha y la entrega que tuvo para que tuviera el privilegio de ser profesional.

A mis hermanos Marcela, William, Alejandra y Juan Felipe, por estar conmigo y apoyarme siempre, los amo mucho.

Al amor de mi vida, Juan Sebastián por ser el motor que día a día me motivo a culminar esta meta tan importante, no solo para mi si no por ti.

A mis amigos de universidad, por su amistad incondicional, por brindarme la oportunidad de conocerlos, y llevar conmigo grandes recuerdos de aquellos momentos compartidos, cada uno de ustedes ha dejado una gran huella y enseñanza en mi vida.

“Cada persona que pasa por nuestra vida es única, siempre deja un poco de si y se lleva un poco de nosotros. Habrá los que se llevarán mucho, pero no habrá de los que no nos dejarán nada. Esta es la prueba evidente de que dos almas no se encuentran por casualidad.”

Jorge Luis Borges.

**Eliana Katherine Moreno Quevedo**

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCION</b> .....	19
<b>1. GENERALIDADES</b> .....	20
<b>1.1. GENERALIDADES DE PRUEBAS DE PRESIÓN</b> .....	20
<b>1.2. TIPOS DE PRUEBAS</b> .....	21
<b>1.2.1. Pruebas de descenso de la presión</b> .....	21
<b>1.2.2. Pruebas de ascenso de presión</b> .....	21
<b>1.2.3. Pruebas de inyección</b> .....	21
<b>1.2.4. Pruebas De Fall-off</b> .....	21
<b>1.2.5. Pruebas de interferencia.</b> .....	22
<b>1.2.6. Prueba DST</b> .....	22
<b>1.3. GENERALIDADES DEL SHALE GAS</b> .....	24
<b>1.4. REGIMENES DE FLUJO EN POZOS HORIZONTALES</b> .....	25
<b>1.4.1. Regimenes de flujo en pozos horizontales</b> .....	26
<b>1.4.1.1. Flujo radial a tiempos tempranos</b> .....	27
<b>1.4.1.2. Flujo lineal a tiempos intermedios.</b> .....	29
<b>1.4.1.3. Flujo radial a tiempos tardíos o pseudoradial</b> .....	29
<b>1.4.1.4. Flujo lineal a tiempos tardíos</b> .....	30
<b>1.4.2. Regímenes de flujo en pozos horizontales multifracturados</b> .....	31
<b>2. MODELOS PARA ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS SHALE GAS</b> .....	35
<b>2.1. S.A. HOLDITCH, W.J. LEE, S.R. GIST</b> .....	35

2.2.	A. ABOABA, Y. CHENG .....	36
2.3.	SUNG JUN LEE, TAE HONG KIM, KUN SUNG LEE .....	37
2.4.	HASSAM BAHRAMI, JAMAL SIAVOSHI .....	38
2.5.	M. NOBAKHT, C.R. CLARKSON, D. KAVIANI.....	38
2.6.	SHANSHAN YAO, FANHUA ZENG, HONG LIU, GANG ZHAO .....	40
2.7.	ZHAO, Y., ZHANG, L., ZHAO, J., LUO, J., & ZHANG, B. ....	41
2.8.	M. AL KOBASHI, E. OSKAN, H. KASEMI, B. RAMÍREZ .....	42
2.9.	CINCO-LEY ET AL. ....	43
3.	SIMULACION NUMERICA DEL YACIMIENTO SINTETICO .....	44
3.1.	MODELOS SELECCIONADOS.....	44
3.1.1.	Modelo 1: Aboaba y Cheng .....	44
3.1.1.1.	Ecuaciones y procedimiento de interpretación .....	45
3.1.2.	Modelo 2: Al Kobaishi, Ozkan, Kazemi y Ramirez. ....	46
3.2.	DESARROLLO DEL YACIMIENTO SINTÉTICO DE SHALE GAS.....	50
3.2.1.	Generalidades del yacimiento de shale gas Marcellus.....	52
3.3.	DEL MODELO BASADO EN EL YACIMIENTO DE MARCELLUS .....	53
4.	ANALISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS .....	57
4.1.	MODELO 1: ABOABA Y CHENG. ....	57
4.1.1.	Gráficos diagnósticos y resultados obtenidos.....	57
4.2.	MODELO 2: AL KOBASHI, OZKAN, KAZEMI Y RAMIREZ. ....	60
4.2.1.	Gráficos diagnósticos y resultados obtenidos.....	60
4.3.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	65
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	68

**BIBLIOGRAFIA** .....70  
**ANEXOS** .....73

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Comportamiento de la presión y el caudal durante las pruebas de: (a) ascenso de presión, (b) descenso de presión, (c) inyección y (d) falloff.....	23
Figura 2. Flujo radial en tiempos tempranos.....	28
Figura 3. Flujo hemi-radial en tiempos tempranos.....	28
Figura 4. Flujo lineal a tiempos intermedios.....	29
Figura 5. Flujo radial a tiempos tardíos o pseudoradial.....	30
Figura 6. Regímenes de flujo potenciales en pozos horizontales fracturados.....	33
Figura 7. Efecto de la geometría de la fractura en los regímenes de flujo en pozos horizontales multifracturados.....	34
Figura 8. Localización de Marcellus Shale play.....	53
Figura 9. Vista areal del yacimiento simulado.....	54
Figura 10. Fracturamiento hidráulico.....	55
Figura 11. Pozo horizontal y fractura hidráulica.....	55
Figura 12. Grafica de la derivada para el modelo 1.....	58
Figura 13. Grafico lineal para el modelo 1.....	59
Figura 14. Grafica de la derivada para el modelo 2.....	61
Figura 15. Gráfico de caída de Vs. raíz cuarta del tiempo para el modelo 2.....	62
Figura 16. Gráfico de caída de presión Vs. raíz cuadrada del tiempo para el modelo 2.....	63
Figura 17. Gráfico de caída de presión Vs. tiempo para el modelo 2.....	64
Figura 18. Gráfico de derivada de presión Vs. tiempo para el modelo 2.....	65
Figura 19. Curvas de permeabilidad relativa usadas en la simulación.....	74
Figura 20. Comparación entre los métodos analizados para la toma de datos.....	77
Figura 21. Comparación entre las gráficas de la derivada para el análisis de sensibilidad a la compresibilidad total del modelo1.....	79
Figura 22. Comparación entre los gráficos lineales para el análisis de sensibilidad a la compresibilidad total del modelo1.....	79

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades mínimas del yacimiento de shale gas para su desarrollo.....	25
Tabla 2. Parámetros usados en la simulación del yacimiento Marcellus .....	56
Tabla 3. Resultados del modelo 1.....	58
Tabla 4. Cálculos realizados para el modelo 1. ....	59
Tabla 5. Resultados del modelo 2.....	61
Tabla 6. Cálculos realizados para el flujo pseudo-bilineal. ....	62
Tabla 7. Cálculos realizados para el flujo lineal en tiempos tempranos.....	63
Tabla 8. Cálculos realizados para flujo pseudo-radial en tiempos intermedios.....	64
Tabla 9. Comparación entre datos de la simulación y los resultados obtenidos con los diferentes modelos. ....	66
Tabla 10. Análisis de sensibilidad a la compresibilidad total para el modelo 1. ....	67
Tabla 11. Valores obtenidos en el análisis de sensibilidad para la compresibilidad total con el modelo 1.....	80

## LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. DESARROLLO DEL YACIMIIENTO SINTÉTICO.....	73
ANEXO B. OBTENCIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN.....	76
ANEXO C. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LA COMPRESIBILIDAD TOTAL REALIZADO PARA EL MODELO 1 .....	78

## NOMENCLATURA

$P_D$  = Presión adimensional

$k$  = Permeabilidad de la formación, mD

$h$  = Espesor de la formación, ft

$q_g$  = Caudal de gas, Mscf

$T$  = Temperatura del yacimiento, R

$\Delta P_p$  = Caída de pseudo-presión, psia<sup>2</sup>

$t_D$  = Tiempo adimensional

$t$  = Tiempo, horas

$\Phi$  = Porosidad, fracción

$\mu$  = Viscosidad del gas, cp

$C_t$  = Compresibilidad total del yacimiento, psi<sup>-1</sup>

$x_f$  = Longitud media de la fractura, ft

$S$  = Factor de daño

$S_p$  = Pseudo-daño

$t_{elf}$  = Tiempo de fin del flujo lineal, horas

$m$  = Pendiente del gráfico lineal del Modelo 1

$F_{cD}$  = Conductividad adimensional de la fractura

$m_{r1}$  = Pendiente del gráfico logarítmico del Modelo 2

$C_f(x_f W_f)$  = Conductividad de la fractura, mD-ft

$t_{Dxf}$  = Tiempo adimensional basado en la longitud media de la fractura

$r_{wD}$  = Radio adimensional del pozo

$B$  = Factor volumétrico de formación del gas, rsb/Mscf

$\Delta P_{wf}$  = Presión en el pozo, psi

$r_w$  = Radio del pozo, ft

$W_f$  = Ancho de la fractura, ft

$m_{bl}$  = Pendiente del gráfico caída de presión vs. Raíz cuarta del tiempo

$m_{fl}$  = Pendiente del gráfico lineal del Modelo 2

$m_{pr}$  = Pendiente del gráfico caída de presión vs. Tiempo

## RESUMEN

**TITULO:** ANÁLISIS COMPARATIVO DE MODELOS DE PRUEBAS DE PRESION EN POZOS HORIZONTALES MULTIFRACTURADOS EN YACIMIENTOS DE SHALE GAS\*

**AUTORES:** LAURA LILIANA ARRIETA LARA

ELIANA KATHERINE MORENO QUEVEDO\*\*

**PALABRAS CLAVE:** SHALE GAS, ANÁLISIS DE PRESIONES, POZOS HORIZONTALES, FRACTURAMIENTO.

### DESCRIPCIÓN:

En los yacimientos de shale gas que han sido fracturados es importante conocer la efectividad del tratamiento, una forma de hacerlo es por medio de las pruebas de presión. Dependiendo de los regímenes de flujo que se puedan evidenciar durante las pruebas de presión es posible calcular propiedades de las fracturas y del yacimiento tales como la longitud media, conductividad de las fracturas y la permeabilidad. Diferentes autores han desarrollado métodos para obtener estas propiedades. Este análisis presentado es este proyecto busca dar a conocer dichos modelos y las diferencias entre los mismos. Fueron seleccionados los modelos presentados por Aboaba et al. y Kazemi et al. Los resultados fueron obtenidos desarrollando un yacimiento sintético el cual es producido a través de un pozo horizontal con múltiples fracturas transversas, usando simulación numérica, posteriormente se realizó una prueba de presión, necesaria para la utilización de los modelos. A pesar de que estos abordan de manera diferente el proceso de cálculo de propiedades de fractura y del yacimiento, no son recomendables para el yacimiento sintético de shale gas desarrollado en el estudio, puesto que a pesar de que no se especifique en las publicaciones los modelos pueden presentar algún tipo de sensibilidad a los valores de las propiedades petrofísicas de los yacimientos.

---

\*Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directora: Olga Patricia Ortiz Cancino, Ingeniera de Petróleos M. Sc.

## ABSTRACT

**TITLE:** COMPARATIVE ANALYSIS OF MODELS OF PRESSURE TESTING MULTIFRACTURED HORIZONTAL WELLS IN SHALE GAS RESERVOIRS \*

**AUTOHRS:** LAURA LILIANA ARRIETA LARA

ELIANA KATHERINE MORENO QUEVEDO\*\*

**KEY WORDS:** SHALE GAS, PRESSURE TESTING, HORIZONTAL WELLS, FRACTURE.

### DESCRIPCIÓN:

In the shale gas reservoirs which have been disrupted it is important to know the effectiveness of treatment, a way to do that is through pressure testing. Depending on flow regimes that may demonstrate during pressure testing is possible to calculate properties of fractures and reservoir such as the fracture half-length, fracture conductivity and formation permeability. Several authors have developed methods to calculate these properties. The analysis presented in this project seeks to show these models and the differences between them. Were selected the models presented by Aboaba et al. and Kazemi et al. The results showed were obtained by developing a synthetic reservoir based on the Marcellus shale gas reservoir, using numerical simulation, which is produced through a horizontal well with multiple traverse fractures, then a pressure test was performed, necessary for use the selected models. Although these address differently the process of calculating fracture and reservoir properties, are not recommended for synthetic reservoir of shale gas developed in the study, since although not specified in the published models they may have some kind of sensitivity to the values of the petrophysical properties of the reservoir. Is also important be careful with fracture geometry assumed to choose the models, because these can consider additional pressure drops due to regular or irregular fracture geometry.

---

\*Bachelor thesis

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.  
Directora: Olga Patricia Ortiz Cancino, Ingeniera de Petróleos M. Sc.

## INTRODUCCION

Los pozos horizontales y el fracturamiento hidráulico son prácticas que han tenido una gran acogida en los últimos años debido a su aplicabilidad para la producción de formaciones apretadas. La idea principal del fracturamiento hidráulico es crear una trayectoria de flujo altamente conductora que se extiende mucho más allá de cualquier zona dañada alrededor del pozo y por lo tanto atrae el líquido de las partes no perturbadas del yacimiento.

El análisis de presiones en los pozos es importante para la estimación de parámetros de fractura y del yacimiento, la predicción del comportamiento de la producción a largo plazo en la recuperación de petróleo y la evaluación de la eficacia del fracturamiento. El análisis de la presión posterior al fracturamiento es la técnica más utilizada para estimar los parámetros del yacimiento y de fractura, ya que estos datos son fácilmente obtenidos gracias a los completamientos modernos que suelen tener instalados registradores de presión permanentes.

Diferentes autores han abordado el tema teniendo en cuenta diferentes aspectos que afectan la respuesta de presión, tales como el ángulo de la fractura con respecto al pozo horizontal (Crosby, et al. 2002), efectos de la turbulencia (Wei y Economides, 2005), espaciamiento de las fracturas y de los pozos (Medeiros, et al. 2007) entre otros.

Con esta investigación se busca conocer el método que brinde una mayor exactitud en las propiedades obtenidas en el análisis de las pruebas de presión para su posterior utilización en evaluaciones de propiedades del yacimiento, capacidad de entrega, productividad, entre otros.

## 1. GENERALIDADES

### 1.1. GENERALIDADES DE PRUEBAS DE PRESIÓN<sup>1</sup>

En cada etapa de la vida de un yacimiento es importante conocer el estado en el cual se encuentra, esto facilita la toma de decisiones para obtener una mayor cantidad de hidrocarburos. El yacimiento puede ser evaluado de diferentes maneras, siendo las pruebas de presión una de las más utilizadas debido a su sencillez y exactitud.

Estas pruebas se basan en la medición de las perturbaciones en la presión que son ocasionadas por cada uno de los cambios en las condiciones del yacimiento, tales como cambios en la producción o inyección de fluidos, entre otras. Estas pruebas se realizan normalmente durante sólo unas pocas horas o días.

Las pruebas se interpretan por medio de un modelo matemático; teniendo en cuenta que los datos que se ingresan a él, deben ser los mismos que se encuentran en el campo.

Una prueba de presión puede ser realizada con alguno de los siguientes objetivos:

- Evaluar los yacimientos: Ayuda a la toma de decisiones sobre la rentabilidad del pozo y la mejor forma de producción.
- Manejar los yacimientos: Se monitorea el yacimiento para determinar el desempeño y el estado del pozo.
- Describir los yacimientos: Con las pruebas podemos hacer la descripción del yacimiento.

---

<sup>1</sup> HORNE, Rolland. *Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach*. Palo Alto California Petroway, Inc., 1995. 197 p.

## 1.2. TIPOS DE PRUEBAS<sup>2</sup>

**1.2.1. Pruebas de descenso de la presión.** En esta prueba el pozo se encuentra estático, estable y cerrado, es abierto al flujo en una tasa constante. Es un buen método para probar los límites del yacimiento. No se garantiza la permanencia constante de la tasa así el pozo se encuentre estabilizado (Figura 1 (a)).

**1.2.2. Pruebas de ascenso de presión.** En esta prueba un pozo que ha estado fluyendo preferiblemente de forma constante, es cerrado, y se mide el aumento de la presión en el fondo del pozo.

La condición requerida de tasa constante es lograda fácilmente ya que el pozo tiene una tasa de producción igual a cero; aunque puede ser difícil alcanzar esta meta en la tasa de producción antes de que el pozo sea cerrado (Figura 1 (b)).

**1.2.3. Pruebas de inyección.** En esta prueba se similar a la prueba PDD, excepto que el flujo es hacia el pozo. Las tasas de inyección son más fáciles de controlar que las de producción, sin embargo si el fluido inyectado es diferente al fluido original in situ, el análisis puede ser complejo (Figura 1 (c)).

**1.2.4. Pruebas De Fall-off.** Con esta prueba es posible determinar, las condiciones del yacimiento en las cercanías del pozo inyector, estimar la presión promedio del yacimiento, medir la presión de ruptura del yacimiento, entre otras variables, también determina si existe daño en la formación y su causa (Figura 1 (d)).

---

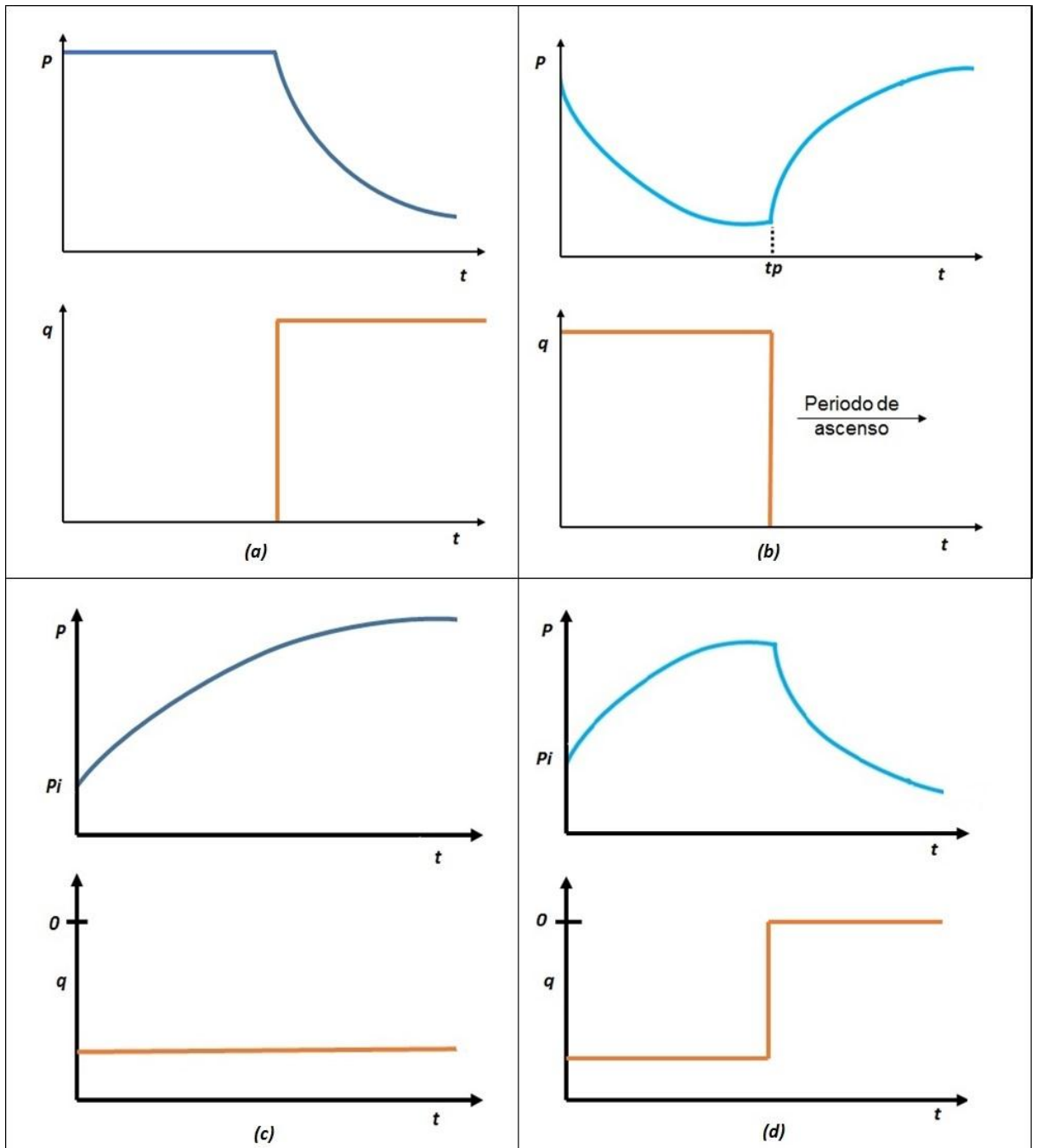
<sup>2</sup> HORNE, Rolland. *Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach*. Palo Alto California Petroway, Inc., 1995. 197 p.

**1.2.5. Pruebas de interferencia.** Las pruebas de interferencia son realizadas por un pozo activo (pozo producto o inyector) y por un pozo de observación. Las pruebas de interferencia tienen dos grande objetivos.

- ✓ Determinar si dos o más pozos están comunicados mediante la presión
- ✓ Cuando la comunicación existe, proveer una estimación de la permeabilidad y el producto porosidad-compresibilidad.

**1.2.6. Prueba DST.** La herramienta del DST (drill stem test) está localizada al final de la tubería de perforación; también puede ser usada para aislar una zona de interés y dejar que produzca dentro de la tubería.

Figura 1. Comportamiento de la presión y el caudal durante las pruebas de: (a) ascenso de presión, (b) descenso de presión, (c) inyección y (d) falloff



Fuente: modificada de HORNE, Rolland. *Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach*. Palo Alto California Petroway, Inc., 1995. 197 p.

### 1.3. GENERALIDADES DEL SHALE GAS

La explotación de yacimientos no convencionales (shale oil, shale gas, gas asociado a mantos de carbón, tight gas, etc.) es uno de los principales retos de la industria petrolera actual. Estos yacimientos no son un descubrimiento reciente, pero debido a la tecnología y a los precios del mercado no era rentable su producción. Hoy en día gracias a diferentes tecnologías en perforación y completamiento es posible obtener los hidrocarburos de estos tipos de yacimientos. Algunos de los más grandes avances han sido realizados para la producción de yacimientos de shale gas y shale oil.

Los shales son rocas compuestas por capas de sedimentos de grano fino, éstas generalmente presentan capas laminares de un color azul opaco. Los shales son normalmente considerados como roca madre del petróleo según la teoría orgánica. Los yacimientos con este tipo de roca se consideran auto-abastecidos, ya que el shale actúa como roca fuente y almacén al mismo tiempo<sup>3</sup>.

Los yacimientos de shale gas son acumulaciones continuas de gas. Estos yacimientos tienen estratos soportados por gas que no son densamente estratificados, no contienen un contacto agua-aceite, y persisten a lo largo de una gran área geográfica.

El gas es almacenado por múltiples mecanismos incluyendo gas libre en los microporos y las fracturas naturales, el gas adsorbido en las superficies internas de la materia orgánica y gas solubilizado en materiales orgánicos sólidos como el kerógeno o arcillas; el shale gas es una combinación de gas absorbido y gas libre.

En yacimientos de shale gas, el gas es producido a veces a través de capas más permeables de arenas o limos intercalados con el shale, a través de fracturas

---

<sup>3</sup> Bello, R. O. (2009). *Rate transient analysis in shale gas reservoirs with transient linear behavior rate transient analysis in shale gas reservoirs*. Texas A&M University.

naturales, o desde la matriz del shale. En algunos casos, las fracturas naturales son selladas por un mineral de relleno y debe ser forzadas a abrirse con estimulación con fracturamiento hidráulico.

Los yacimientos de shale gas que pueden ser explotados son aquellos que reúnen las condiciones adecuadas de contenido orgánico, madurez de la roca, permeabilidad, porosidad, saturación de gas, fracturamiento de la formación, entre otros, algunas de estas son mostradas en la Tabla 1.<sup>4</sup>

Tabla 1. Propiedades mínimas del yacimiento de shale gas para su desarrollo

PROPIEDAD	VALOR MINIMO
Porosidad	>4%
Espesor	>30 ft
Saturación de agua	<45%
Saturación de gas	<5%
Permeabilidad	>100 nanoDarcy
Contenido orgánico total	>2%

Fuente: Cavazzoli, G., Rachid, R. (2008). Evaluación y producción de gas no convencional-shale gas.

#### 1.4. REGIMENES DE FLUJO EN POZOS HORIZONTALES

En los últimos años, el desarrollo de la tecnología de pozos horizontales ha revolucionado la industria petrolera. La utilización de perforación horizontal

---

<sup>4</sup> Jenkins, C., & Boyer, C. (2008). *Coal-bed and shale gas reservoirs*. Journal of Petroleum Technology, (February), 92–99

permite tener una mayor área de contacto con la formación, de esta manera aumentar la productividad del pozo.

Los pozos horizontales han surgido como una alternativa para solucionar diferentes problemas como difícil acceso a zonas urbanas, industriales o áreas donde la perforación genere problemas o riesgos ambientales, por otra parte permite la extracción del crudo de yacimientos extensos pero de poco espesor, reduciendo el número de pozos requeridos para el drenaje y desarrollo del yacimiento. También se han empleado en yacimientos naturalmente fracturados, yacimientos con empuje de agua o capa de gas, yacimientos de crudo pesado y arreglos especiales en proyectos de recobro mejorado ya que ayudan a mejorar la eficiencia de barrido areal en la recuperación de petróleo.

**1.4.1. Regímenes de flujo en pozos horizontales.** Durante la última década, se han hecho progresos significativos en el desarrollo de modelos y técnicas de interpretación de pruebas de presión en pozos horizontales. Los efectos de los límites superior e inferior, tales como ausencia de flujo y/o los límites de presión constante, la presencia de cada uno de regímenes de flujo han sido reconocidos para identificar el comportamiento del yacimiento y la estimación de parámetros del mismo.

Durante la producción de un pozo horizontal se pueden encontrar los diferentes regímenes de flujo, algunos de estos regímenes de flujo podrían estar ausentes o enmascarados dependiendo de los parámetros del yacimiento.

La geometría de flujo predominante en un pozo horizontal se reflejan en una respuesta transitoria de presión y esta se ve afectada por parámetros como: la relación de permeabilidad vertical a horizontal, la posición relativa de la cara del pozo en el estrato y la longitud de la cara del pozo horizontal comparada con el espesor de la formación.

Se han identificados cuatro regimenes de flujo principales que son teóricamente posibles de encontrar durante una prueba de declinación o restauración de presión en un pozo horizontal.<sup>5</sup> Son los siguientes:

- Flujo radial a tiempos tempranos.
- Flujo lineal a tiempos intermedios.
- Flujo radial a tiempos tardíos o pseudorradial.
- Flujo lineal a tiempos tardíos.

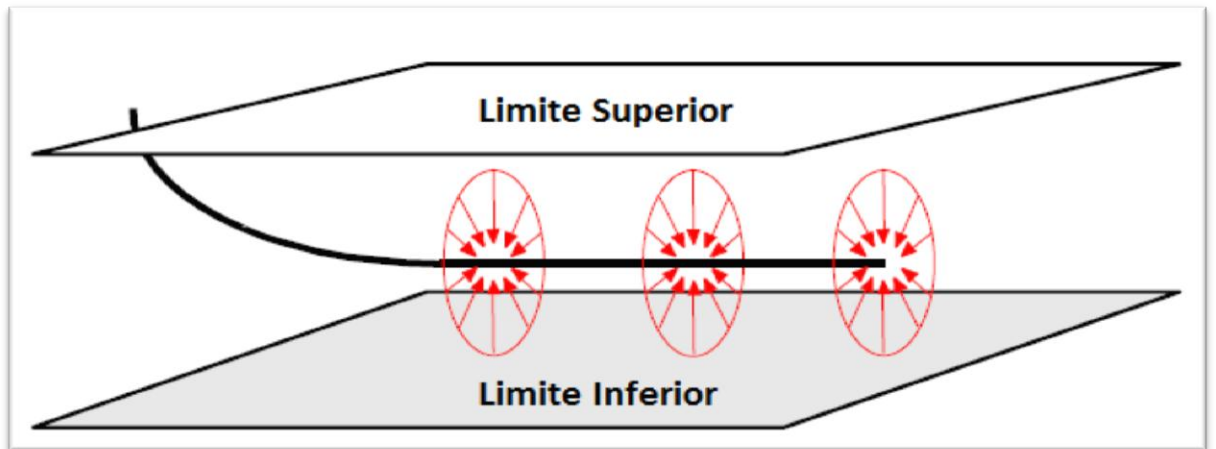
**1.4.1.1. Flujo radial a tiempos tempranos.** Cuando se inicia la producción, la presión transiente se moverá perpendicular a la cara, entonces se forma el flujo radial como se ilustra en la Figura 2. Entonces se forma el flujo radial. La duración de este régimen de flujo es corta en estratos delgados o cuando existe permeabilidad vertical alta.

Cabe destacar que los pozos horizontales no se encuentran centrados dentro de la formación productora, por esto los límites de no flujo superior e inferior no serán evidentes en el mismo momento. En estas condiciones el flujo se desarrolla hasta que sea interrumpido por uno de sus límites, dando como resultado un flujo hemirradial, como se ilustra en la Figura 3.

---

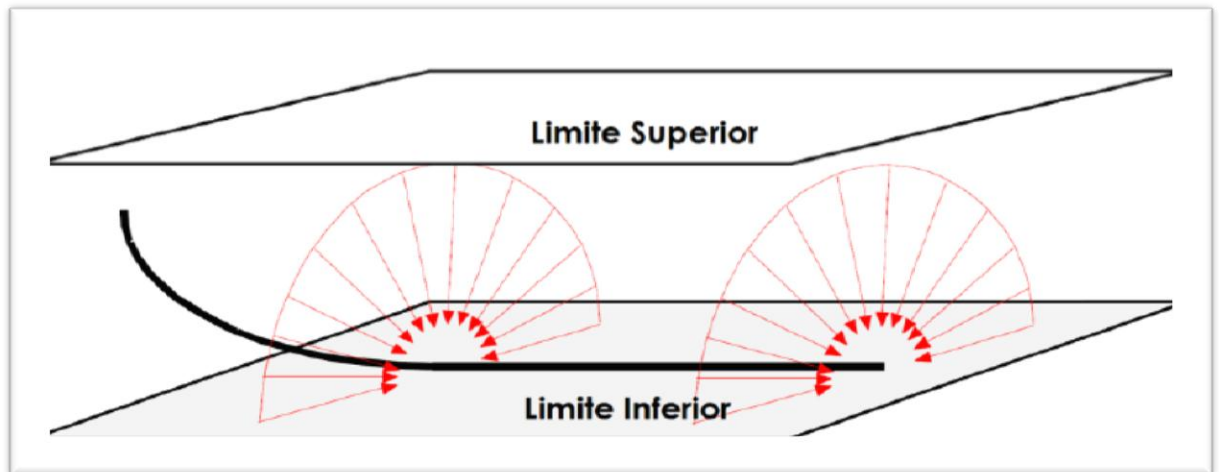
<sup>5</sup> Freddy Humberto Escobar Macualo (2003), PH.D. *Análisis moderno de presiones de pozos*. Neiva, Huila.

Figura 2. Flujo radial en tiempos tempranos



Fuente: Modificado por el autor FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, PH.D. Análisis moderno de presiones de pozos. Neiva, Huila, Noviembre 2003.

Figura 3. Flujo hemi-radial en tiempos tempranos

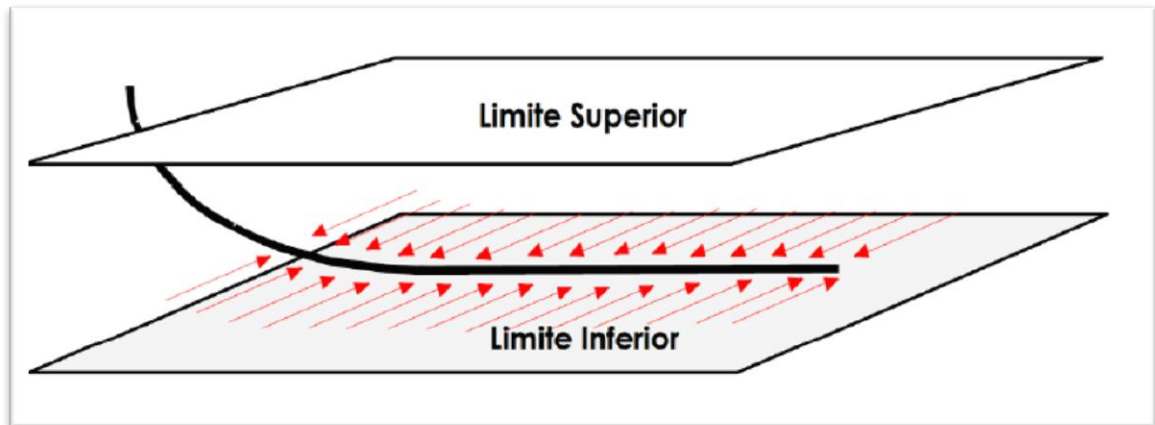


Fuente: Modificado por el autor FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, PH.D. Análisis moderno de presiones de pozos. Neiva, Huila, Noviembre 2003.

**1.4.1.2. Flujo lineal a tiempos intermedios.** Generalmente la longitud del pozo horizontal es mucho mayor que el espesor de la formación como se ilustra en la Figura 4. Geométricamente, el flujo lineal corresponde a una serie de vectores que fluyen en un plano normal a ellos. Se presenta cuando la perturbación de presión alcanza el límite superior e inferior del intervalo productor volviendo el flujo en dirección paralela al plano de deposición de los estratos y perpendicular al pozo.

Este régimen de flujo está ausente cuando la longitud horizontal de la cara del pozo es corta comparada con la formación. Este régimen casi nunca se observa en la práctica, debido a que requiere un tiempo de prueba largo.

*Figura 4. Flujo lineal a tiempos intermedios*



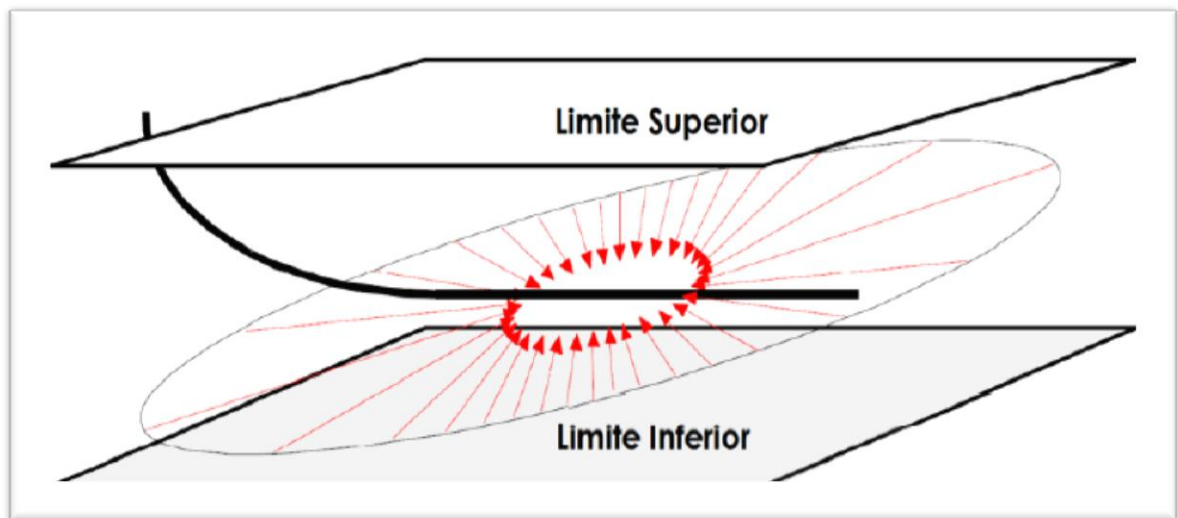
Fuente: Modificado por el autor FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, PH.D. Análisis moderno de presiones de pozos. Neiva, Huila, Noviembre 2003.

**1.4.1.3. Flujo radial a tiempos tardíos o pseudoradial.** No existen límites de presión constante y de no flujo horizontales sobre una distancia razonable, (ocurre cuando la longitud del pozo horizontal es pequeña en comparación con el tamaño de la formación). Este régimen de flujo radial a tiempos tardíos se presenta cuando la onda de presión se ha movido más hacia la formación por lo

que el flujo hacia la cara del pozo horizontal se vuelve efectivamente radial después de un largo tiempo, con el plano horizontal actuando algo como si fuera un punto donde convergen las líneas de flujo.

Este régimen de flujo podría no presentarse si los límites del yacimiento están afectando el flujo.

*Figura 5. Flujo radial a tiempos tardíos o pseudoradial*



Fuente: Modificado por el autor FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, PH.D. Análisis moderno de presiones de pozos. Neiva, Huila, Noviembre 2003.

**1.4.1.4. Flujo lineal a tiempos tardíos.** En un yacimiento semi-infinito, este régimen comienza una vez que las fronteras paralelas han sido alcanzadas. Siguiendo el flujo radial temprano, puede aparecer un periodo intermedio si el pozo se encuentra cerrado a una de las fronteras superior o inferior.

Un régimen que se podría estabilizar cuando un pozo horizontal está en prueba de declinación de presión, pero este no se considera común, es el estado estable.

Este solo se desarrollará cuando exista una fuente de presión constante tal como un acuífero o una capa de gas.<sup>6</sup>

#### **1.4.2. Regímenes de flujo en pozos horizontales multifracturados**

Actualmente la técnica del fracturamiento hidráulico ha sido combinada con pozos horizontales en la aplicación de yacimientos con baja permeabilidad para mejorar los recobros finales y que sean viables comercialmente. La principal ventaja que brinda la combinación de estas dos tecnologías es que se pueden originar múltiples fracturas hidráulicas a lo largo del pozo horizontal creando una mayor área de estimulación y contacto directo con la cara del pozo.

El fracturamiento se considera exitoso si la conductividad de la fractura es al menos 10000 veces más grande que la conductividad de la formación, teniendo en cuenta que la conductividad es el producto de la permeabilidad por el ancho de la fractura o del espesor en el caso de la formación. El fracturamiento no altera la permeabilidad del yacimiento, básicamente aumenta el radio efectivo del pozo. Se consideran tres tipos de fracturas:

- Fracturas de flujo uniforme: en algunas fracturas, el fluido entra a una tasa uniforme por unidad de área de la cara de la fractura, de manera que hay una caída de presión en la fractura.
- Fracturas de conductividad infinita: se asume que algunas fracturas tienen permeabilidad infinita (conductividad) y por lo tanto la presión es uniforme a lo largo de ella. La respuesta de presión en un yacimiento con fracturas de conductividad infinita es similar al caso de fracturas de conductividad finita, excepto por la presencia de flujo bilineal, el cual no está presente.

---

<sup>6</sup> Freddy Humberto Escobar Macualo (2003), PH.D. *Análisis moderno de presiones de pozos*. Neiva, Huila

- Fracturas de conductividad finita: este modelo es aplicable a la mayoría de los casos, ya que tiene en cuenta la caída de presión que se da en la fractura.

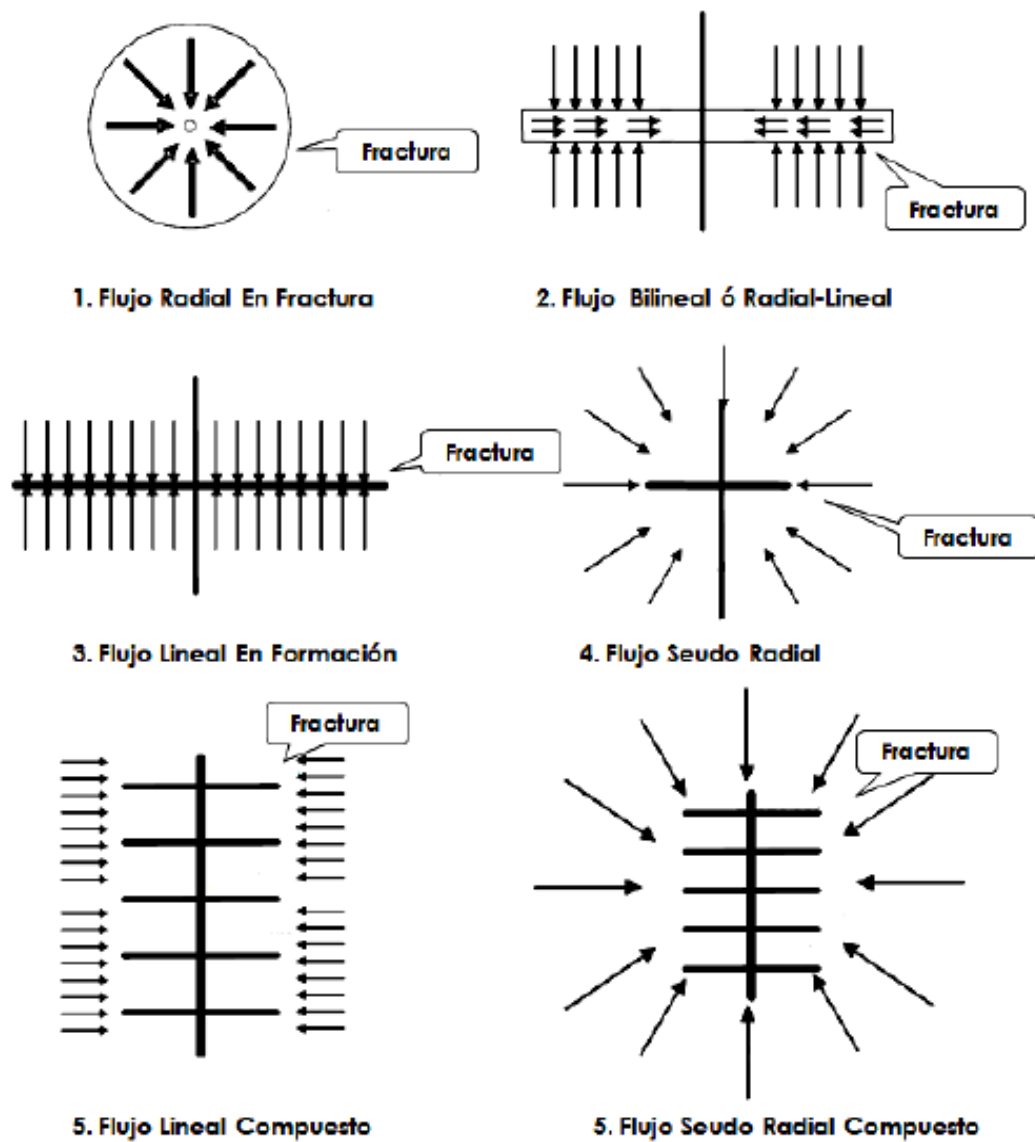
Regímenes de flujo en la fractura:

- Flujo radial de la fractura hacia el pozo.
- Flujo radial-lineal.
- Flujo bilineal.

Regímenes de flujo en el yacimiento:

- Flujo lineal normal hacia las fracturas a tiempos tempranos.
- Flujo pseudo-radial alrededor de las fracturas individuales a tiempos intermedios.
- Flujo lineal normal hacia el eje del pozo horizontal a tiempos intermedios (flujo lineal compuesto)
- Flujo pseudo-radial alrededor del pozo horizontal a tiempos tardíos (flujo pseudo-radial compuesto)

Figura 6. Regímenes de flujo potenciales en pozos horizontales fracturados

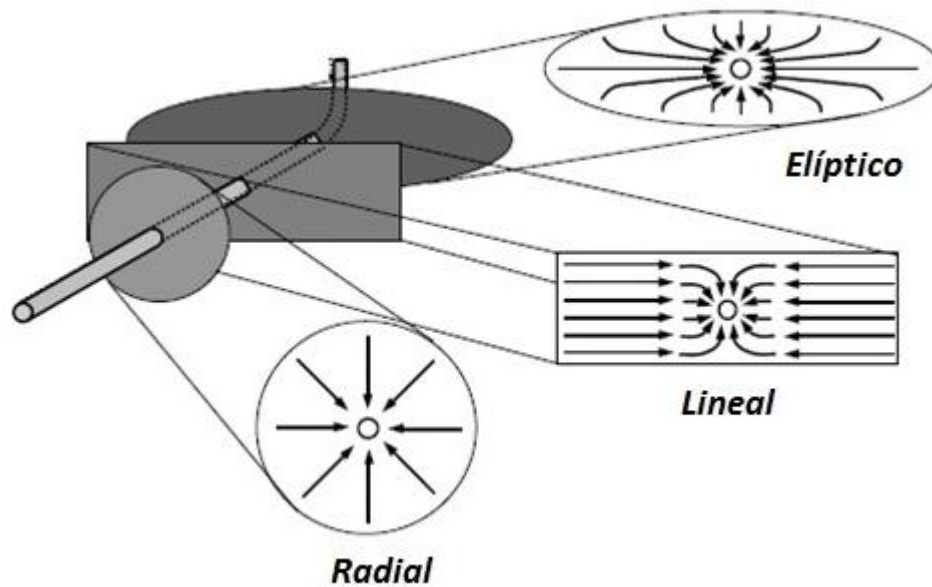


Fuente: Modificado de Al-Kobaisi, M., Ozkan, E., & Kazemi, H. (2004). A Hybrid Numerical-Analytical Model of Finite-Conductivity Vertical Fractures Intercepted by a Horizontal Well. *Proceedings of SPE International Petroleum Conference in Mexico*, 1–11.

Los regímenes de flujo en pozos horizontales anteriormente mencionados no necesariamente se evidencia todos. Los regímenes de flujo que se presentan en la

fractura no solo estan limitados al flujo radial, flujo radial lineal, flujo bili-  
lineal, debido a la fuerte influencia de la geometria de la fractura en tiempos  
tempranos<sup>7</sup>.

*Figura 7. Efecto de la geometría de la fractura en los regímenes de flujo en pozos horizontales  
multifracturados*



Fuente: Modificado de Al-Kobaisi, M., Ozkan, E., & Kazemi, H. (2004). A Hybrid Numerical-Analytical Model of Finite-Conductivity Vertical Fractures Intercepted by a Horizontal Well. *Proceedings of SPE International Petroleum Conference in Mexico*, 1–11.

---

<sup>7</sup> Al-Kobaisi, M., Ozkan, E., Kazemi, H., & Ramirez, B. (2006). Pressure-Transient-Analysis of Horizontal Wells with Transverse, Finite-Conductivity Fractures. *Proceedings of Canadian International Petroleum Conference*, 1–13.

## **2. MODELOS PARA ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS SHALE GAS**

Las pruebas de presión se pueden realizar en pozos hidráulicamente fracturados con dos propósitos:

- Evaluar las propiedades de las fracturas y de la matriz.
- Evaluar la productividad para realizar predicciones.

Hay cuatro técnicas básicas para el análisis de pruebas de presión post-fracturamiento:

- Técnica convencional (pendientes características)
- Técnica moderna (grafica de la derivada de presión)
- Análisis de curvas tipo
- Cotejo histórico con simulaciones del yacimiento

Diferentes autores han abordado el tema proponiendo modelos para diferentes configuraciones pozo/yacimiento/fractura, teniendo en cuenta flujos característicos, propiedades de las fracturas, esfuerzos y parámetros geomecánicos, entre otros aspectos. Entre ellos destacan algunos de los modelos presentados a continuación:

### **2.1. S.A. HOLDITCH, W.J. LEE, S.R. GIST**

El modelo presentado es propuesto para la estimación de diferentes propiedades del sistema yacimiento/fracturas analizando pruebas de ascenso de presión post-fracturamiento usando los gráficos presión vs. Logaritmo del tiempo y raíz cuadrada del tiempo para calcular la permeabilidad de la formación, longitud media y conductividad de las fracturas por medio de un proceso iterativo ya que el

valor de la permeabilidad depende de la longitud de la fractura y ésta a su vez depende de la permeabilidad; por medio de las curvas para la corrección de soluciones analíticas para fracturas de conductividad finita propuestas por Cinco-Ley se corrige el valor de permeabilidad calculado. El análisis de los gráficos se hace por medio de la técnica convencional que consiste en buscar líneas características de diferentes periodos de flujo observables, en este caso se busca la pendiente correspondiente al flujo pseudo-radial<sup>8</sup>.

## 2.2. A. ABOABA, Y. CHENG

Analiza los datos de producción temprana y presión para calcular la longitud media de la fractura  $x_f$  y la permeabilidad de la formación  $k$ . El método propuesto convierte los datos de tasa variable-presión a datos de una tasa constante equivalente-presión (PDD). No necesita la existencia de flujo elíptico o flujo pseudo-radial para estimar la permeabilidad de la matriz. El método usa dos ecuaciones de flujo lineal derivadas para pozos verticales hidráulicamente fracturados derivada por Lee (1996). El análisis de los datos se hacer por medio de los gráficos de la derivada de la pseudo-presión vs. Tiempo y la pseudo-presión vs. Raíz cuadrada del tiempo.

### Suposiciones:

- Pozo horizontal con múltiples fracturas transversas.
- Cada fractura se considera como un paralelepípedo rectangular de dimensiones  $2x_f * h * w_f$ .
- Las fracturas penetran todo el espesor de la formación.

---

<sup>8</sup> Holditch, S. A., Lee, W. J., & Gist, S. R. (1983). *An improved technique for estimating permeability fracture length and fracture conductivity from pressure-buildup tests in low-permeability gas wells*. Journal of Petroleum Technology, (May), 981–990.

- Las fracturas están separadas una distancia  $d$  a lo largo de la longitud horizontal del pozo  $L_H$ .
- Con el tiempo el pozo horizontal multi-fracturado se comporta como una sola fractura entre dos fracturas externas a lo largo del pozo horizontal.
- La caída de presión en el pozo es despreciable.
- Cada fractura se considera que produce desde una sección rectangular del yacimiento a una tasa igual a  $q_g=q_i/n_f$ , debido al efecto que tienen las fracturas cercanas que actúan como límites de no flujo.
- Fracturas de conductividad finita<sup>9</sup>.

### 2.3. SUNG JUN LEE, TAE HONG KIM, KUN SUNG LEE

Analiza la presión teniendo en cuenta factores como permeabilidad de la matriz, conductividad de las fracturas, espaciamiento entre pozos, tamaño y el cambio en la permeabilidad en la zona estimulada, además incluye efectos por desorción del gas y conductividad de las fracturas dependiendo de los esfuerzos. Considera que la respuesta de presión es controlada por las propiedades de las fracturas y flujo no lineal.

#### Suposiciones

- Pozo horizontal con múltiples fracturas transversas con propiedades idénticas.
- Las fracturas están situadas en el centro de cada elemento y se repiten a sí misma en la lateral.
- Flujo monofásico de gas.
- Formación isotrópica.

---

<sup>9</sup> Aboaba, A., & Cheng, Y. (2010). *Estimation of fracture properties for a horizontal well with multiple hydraulic fractures in gas shale*. Proceedings of SPE Eastern Regional Meeting.

- La fractura es simulada con LGR (local grid refinement technique).
- Fracturas con conductividad finita
- Zona de permeabilidad mejorada alrededor de las fracturas es incluida<sup>10</sup>.

#### **2.4. HASSAM BAHRAMI, JAMAL SIAVOSHI**

El modelo se basa en derivaciones de flujo de fluidos y la ecuación de difusividad. Presenta una solución que describe el flujo radial en un medio poroso homogéneo en una prueba de ascenso de presión, derivada por Kappa Engineering (2011). Toma en consideración la dirección de los esfuerzos principales, situando el pozo horizontal en dirección del esfuerzo horizontal mínimo con fracturas ubicadas perpendicularmente al eje del pozo. Tiene en cuenta que el efecto del almacenamiento es significativamente largo debido a las bajas permeabilidades, lo cual hace que la ETR (early time region) no sea claramente visible. El método usa el gráfico de la derivada y en base a éste calcula la permeabilidad de la formación y el daño para calcular posteriormente la longitud media de la fractura<sup>11</sup>.

#### **2.5. M. NOBAKHT, C.R. CLARKSON, D. KAVIANI**

Analiza el impacto de los tipos de yacimientos y de fracturas inducidas por medio de los siguientes modelos conceptuales para diferentes combinaciones pozo/yacimiento/fracturas:

---

<sup>10</sup> Lee, K., Kim, T., & Lee, S. (2014). *Development and application of type curves for pressure transient analysis of multiple fractured horizontal wells in shale gas reservoirs*. Offshore Technology Conference-Asia.

<sup>11</sup> Siavoshi, J., & Bahrami, H. (2013). *Interpretation of reservoir flow regimes and analysis of well test data in hydraulically fractured unconventional oil and gas reservoirs*. SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition, I.

- a) Pozo horizontal, hueco abierto, yacimiento de porosidad simple
- b) Pozo horizontal, hueco abierto, yacimiento con fracturas naturales
- c) SRV limitado al pozo y lejos del SRV (volumen del yacimiento estimulado) porosidad simple, SRV multi fracturado.
- d) Fuera de la región estimulada del yacimiento se encuentra la región naturalmente fracturada, SRV limitado al pozo y lejos del SRV (porosidad simple, SRV multi fracturado).
- e) Pozo horizontal, hueco abierto, yacimiento de porosidad simple, fracturas discretas.
- f) Pozo horizontal, hueco abierto, yacimiento con fracturas naturales y fracturas discretas.
- g) SRV limitado al pozo y lejos del SRV (volumen del yacimiento estimulado) porosidad simple, SRV multi fracturado. Fracturas discretas.
- h) Fuera del SRV se encuentra una región naturalmente fracturada, SRV limitado al pozo y lejos del SRV porosidad simple, SRV multi fracturado. Fracturas discretas.

El modelo presentado se basa en el escenario e, el cual consiste de un pozo horizontal con hueco abierto en un yacimiento de porosidad simple con múltiples fracturas inducidas, una serie de curvas tipo para el realizar predicciones de producción es desarrollada para esta configuración.

### **Suposiciones**

- Pozo horizontal penetra todo el yacimiento.
- Fracturas igualmente espaciadas a lo largo del pozo.
- Pozo revestido o el aporte de la matriz insignificante en comparación con el aporte de las fracturas.
- Las propiedades de cada fractura son las mismas.

- La producción del sistema es igual a la producción individual de las fracturas multiplicada por el número de fracturas.
- Límites de no flujo formados por las fracturas adyacentes.

### **Suposiciones para la generación de las curvas tipo**

- El yacimiento es un sistema de una sola capa, homogéneo, isotrópico, con porosidad simple, horizontal y con espesor uniforme.
- Fracturas de conductividad infinita.
- Las propiedades de la fractura son constantes a lo largo de ella.
- Los efectos de almacenamiento y daño son despreciables.
- Flujo laminar en la formación y en las fracturas.
- La fractura penetra toda la formación<sup>12</sup>.

### **2.6. SHANSHAN YAO, FANHUA ZENG, HONG LIU, GANG ZHAO**

El modelo presentado se enfoca en el sistema yacimiento/fracturas/pozo y lo secciona en 4 subsistemas: formación-fractura, formación-pozo, fractura y pozo, para cada uno de estos subsistemas se desarrolla una ecuación solución basada en la función de Green y el método fuente sumidero. El modelo también tiene en cuenta la sensibilidad de la ecuación a parámetros como: número de fracturas, caída de presión en el pozo, conductividad de la fractura, desorción del gas en el yacimiento, longitud media de las fracturas, entre otros.

---

<sup>12</sup> Nobakht, M., Clarkson, C., & Kaviani, D. (2011). *New type curves for analyzing horizontal well with multiple fractures in shale gas reservoirs*. Canadian Unconventional Resources Conference, 1–22.

## Suposiciones

- El pozo horizontal fracturado está localizado en un yacimiento homogéneo con forma de caja cerrada. Los límites son cerrados.
- El modelo es derivado para flujo monofásico.
- Se considera que el flujo de fluido es desde el yacimiento hacia el pozo directamente.
- El yacimiento puede ser isotrópico o anisotrópico.
- El pozo horizontal es paralelo a los límites del yacimiento.
- Las fracturas son simétricas, verticales y perpendiculares al pozo horizontal, están igualmente espaciadas a lo largo del pozo<sup>13</sup>.

### 2.7. ZHAO, Y., ZHANG, L., ZHAO, J., LUO, J., & ZHANG, B.

Los autores presentan un modelo con “triple porosidad” al considerar el volumen de gas adsorbido en la superficie de las partículas de la matriz como una porosidad adicional a la porosidad de la matriz y las fracturas naturales. El modelo está basado en la teoría de adsorción isotérmica de Langmuir para obtener un punto fuente de solución en el espacio de Laplace, teniendo en cuenta que durante la producción el flujo se da por desorción del gas y por flujo de filtración. Con base a las suposiciones propuestas se desarrolla el modelo físico del cual se generan dos soluciones, una para el pozo produciendo a tasa constante y otra para el pozo produciendo a presión constante. El análisis de las pruebas de presión se realiza invirtiendo la pseudo-presión en dominio de Laplace al dominio del tiempo por medio del algoritmo de Stethfest y posteriormente graficando curvas con parámetros adimensionales. Se tiene en cuenta la sensibilidad del

---

<sup>13</sup> Yao, S., Zeng, F., Liu, H., & Zhao, G. (2013). A semi-analytical model for multi-stage fractured horizontal wells. *Journal of Hydrology*, 507, 201–212.

método con respecto al volumen de Langmuir (cantidad de gas adsorbido), número de fracturas, longitud del pozo, etc.

### **Suposiciones**

- Yacimiento horizontal y homogéneo con límites impermeables superior e inferior.
- Pozo y fracturas con conductividad infinita, las fracturas penetran el pozo perpendicularmente.
- Flujo de la formación al pozo despreciable comparado con el flujo desde las fracturas.
- El flujo desde la matriz a las fracturas es flujo Darcy asumiendo que el flujo desde la matriz a las fracturas está en estado pseudo-estable<sup>14</sup>.

### **2.8. M. AL KOBASHI, E. OSKAN, H. KASEMI, B. RAMÍREZ**

El modelo presentado toma en cuenta los regímenes de flujo que se pueden presentar en la matriz y en las fracturas, aunque algunos de estos no se evidencie, el modelo cuenta con ecuaciones diferentes según el régimen de flujo que se haya alcanzado. El yacimiento produce solamente a través de las fracturas, éstas son consideradas rectangulares y con propiedades iguales a lo largo de las mismas. Considera las puntas de las fracturas como límites de no flujo, por lo tanto el fluido ingresa a la fractura a través del plano XZ, la producción total del yacimiento es la suma de las producciones individuales de cada fractura, esta consideración la usaron para el desarrollo del modelo, es decir, el modelo tiene en cuenta una fractura de referencia que sirve para el desarrollo de las ecuaciones. Los autores

---

<sup>14</sup> Zhao, Y., Zhang, L., Zhao, J., Luo, J., & Zhang, B. (2013). "Triple porosity" modeling of transient well test and rate decline analysis for multi-fractured horizontal well in shale gas reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 110, 253–262.

usan análisis de líneas rectas para el cálculo de las propiedades de la formación y las fracturas. Por medio de un modelo híbrido matemático-analítico se discretiza la ecuación de difusividad.

## **2.9. CINCO-LEY ET AL.**

Este modelo presenta una serie de curvas tipo que son usadas para el análisis post-fracturamiento de los datos de flujo a tasa constante (PDD) o pruebas de ascenso de presión, estas curvas son soluciones gráficas a ecuaciones de flujo que modelan una fractura vertical en un yacimiento que actúa como infinito. Aunque fueron presentadas para líquidos ligeramente compresibles es posible usarlas para pruebas en pozos de gas cuando se grafican las funciones adecuadas.

### **Suposiciones**

- Fracturas de conductividad infinita y uniforme en toda la extensión de cada fractura.
- Fracturas simétricas con respecto al pozo.
- Efectos del almacenamiento son despreciables.<sup>15</sup>

---

<sup>15</sup> LEE, John. ROLLINS, John B. SPIVEY, John. *Pressure Transient Testing*. Vol. 9. Society of Petroleum Engineers, 2003. 356 p.

### 3. SIMULACION NUMERICA DEL YACIMIENTO SINTETICO

#### 3.1. MODELOS SELECCIONADOS

Teniendo en cuenta los modelos de análisis de presión anteriormente presentados, para el desarrollo del yacimiento sintético fueron seleccionados los modelos que se presentan en este capítulo, estos modelos fueron elegidos debido a que presentan las mismas suposiciones en su desarrollo tales como:

- Pozo horizontal con múltiples fracturas transversas.
- Yacimiento homogéneo y ultra baja permeabilidad.
- Las fracturas están separadas una distancia  $d$  a lo largo de la longitud horizontal del pozo.
- La caída de presión en el pozo es despreciable.
- Cada fractura se considera que produce a una tasa igual.
- Fracturas de conductividad finita.

Además dichos modelos fueron desarrollados para la evaluación de propiedades de las fracturas y del yacimiento tales como longitud media, permeabilidad y conductividad de las fracturas.

**3.1.1. Modelo 1: Aboaba y Cheng.** Se basa en el análisis de los datos dominados por el flujo lineal en la formación, puesto que no requiere la aparición de flujo elíptico o pseudo-radial, el análisis se realiza con los datos de producción temprana.

El método usa dos ecuaciones de flujo lineal las cuales fueron derivadas para pozos verticales hidráulicamente fracturados por Lee en 1996. El análisis se realiza por medio de la técnica convencional, gráfica de la derivada de pseudo-

presión, gráfica de la diferencia de pseudopresión contra el tiempo y la gráfica lineal de la diferencia de presión contra la raíz cuadrada del tiempo.

Para aplicar el método es necesario convertir los datos de producción y presión en un PDD a tasa constante equivalente por medio de la técnica de deconvolución de Cheng (2005), la cual consiste en transformar los datos al dominio de la frecuencia usando la transformada rápida de Fourier para luego obtener una respuesta de presión a una tasa constante, al igual que en una prueba PDD.

**3.1.1.1. Ecuaciones y procedimiento de interpretación.** En el desarrollo de las ecuaciones para el cálculo de la longitud media de la fractura y de la permeabilidad de la formación Lee (1996) dedujo que el flujo lineal en la formación termina cuando el tiempo adimensional tiene un valor de 0.0016, teniendo en cuenta esto se logran deducir las ecuaciones 10 y 11.

$$P_D = \frac{kh}{1424q_g T} \Delta P_P$$

*Ecuación 1. Presión adimensional*

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu C_t x_f^2}$$

*Ecuación 2. Tiempo adimensional*

$$\Delta P_P = \frac{40.93q_g T}{hx_f} \sqrt{\frac{t}{\phi\mu C_t k}} + \frac{1242q_g T}{kh} S_P(F_{CD}, h_D)$$

*Ecuación 3. Solución de flujo lineal en términos de pseudopresión*

$$x_f = 2.289t_{elf}^{0.25} \left( \frac{q_g T}{mh \phi\mu C_t} \right)^{0.5}$$

*Ecuación 4. Ecuación para calcular la longitud media de la fractura*

$$k = \frac{319.77q_g T}{mh\sqrt{t_{elf}}}$$

*Ecuación 5. Ecuación para calcular la permeabilidad de la matriz*

Donde  $m$  es la pendiente de la línea recta que se muestra en el gráfico de diferencia de pseudopresión contra la raíz cuadrada del tiempo.

- a) Identificar los periodos de flujo existentes por medio de la técnica convencional en el gráfico de la derivada de presión contra el tiempo, si el flujo lineal esta presenta, identificar el inicio y el fin del mismo.
- b) Estimar el valor de la pendiente del grafico lineal caída de pseudopresión contra raíz cuadrada del tiempo en el rango del flujo lineal.
- c) Aplicar las ecuaciones para calcular la longitud media de la fractura  $x_f$  (Ecuación 4) y la permeabilidad de la formación  $k$  (Ecuación 5).

**3.1.2. Modelo 2: Al Kobaishi, Ozkan, Kazemi y Ramirez.** En este modelo se discute el análisis de presión transitoria de los pozos horizontales con fracturas transversales de conductividad finita. Utilizando un modelo, numérico-analítico para simular el impacto de las propiedades de fractura en un tiempo temprano, los regímenes de flujo y las características transitorias de presión de pozos horizontales fracturados.

Este análisis implementado para la interpretación de fracturas hidráulicas en pozos horizontales se divide en dos categorías principales fracturas transversales y fracturas longitudinales. Demostrando que la geometría de la fractura y su ubicación influyen fuertemente en la convergencia del flujo en una fractura horizontal y conduciendo a tiempos tempranos en los regímenes de flujo de diferentes fracturas. Por lo mismo se debe tener en cuenta que el modelo de presión transitoria y el procedimiento de análisis sean apropiados para determinar las propiedades de las fracturas.

En el caso de las fracturas transversales, la fractura intercepta el pozo a través una pequeña perforación en el plano de fractura que causa restricción al flujo alrededor de la intersección del pozo-fractura. Cuando converge flujo hacia el pozo dentro de la fractura, el área de flujo se reduce, también puede aumentar las velocidades de flujo provocando flujo no Darcy. Estos aspectos del flujo de fracturas hidráulicas transversales que resulta de los pozos horizontales son diferentes de fracturas verticales y se debe tener en cuenta en la estimación de las propiedades de fractura en el análisis de las respuestas de presión transitoria en tiempos tempranos.

La regímenes de flujo en tiempos tempranos corresponden al periodo antes del inicio de la interferencia entre las fracturas, cuando la interferencia de la fracturas es insignificante, la respuesta de la presión en los pozos horizontales que han sido fracturados se correlaciona como respuesta de una fractura única. Por lo cual se supone que todas las fracturas tienen las mismas características concentrando la respuesta de la intercepción de una sola fractura en un pozo horizontal.

Presenta diferentes ecuaciones de líneas rectas, basadas en la ecuaciones de Larsen y Hegre (1991), para el análisis de las pruebas según el régimen de flujo que se haya alcanzado, tales como: flujo lineal, flujo pseudo-radial, flujo pseudo-radial intermedio y flujo lineal en tiempos tempranos.

**3.1.2.1. Ecuaciones y procedimiento.** Dependiendo del régimen de flujo que se evidencie se deben preparar gráficos diferentes para el análisis de la prueba de presión. En las ecuaciones aquí presentadas  $s$  representa el daño en la superficie de las fracturas y  $s_p(F_{cD}, h_D)$  representa el pseudo-daño que cuenta la caída adicional de presión debida a la conductividad finita de la fractura.

**3.1.2.1.1. Flujo radial-lineal.** Si este flujo existe se obtiene una línea recta con pendiente  $m_{rl}$  en un gráfico semilogaritmico. Por lo tanto la conductividad de la

fractura  $x_f w_f$  puede ser directamente calculada directamente con la Ecuación 8 sin necesidad de conocer el espesor o la permeabilidad del yacimiento.

$$P_{wD} = \frac{h_D}{4F_{CD}} \left( \ln t_{Dxf} + \ln \frac{F_{CD}^2}{4r_w^4} + 1.5209 \right)$$

*Ecuación 6. Solución para flujo radial-lineal en variables adimensionales*

$$\Delta P_{wf} = \frac{162.6qb\mu}{2k_f w_f} \left[ \log \left( \frac{2.64 \times 10^{-4} kt}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + \log \left( \frac{k_f w_f}{2kr_w} \right)^2 + 0.6604 \right]$$

*Ecuación 7. Solución para flujo radial-lineal en variables dimensionales*

$$m_{rl} = \frac{162.6}{2} \frac{qB\mu}{x_f w_f}$$

*Ecuación 8. Pendiente para flujo radial-lineal*

**3.1.2.1.2. Flujo pseudo-bilineal.** Si este flujo se presenta se observa una línea recta con pendiente  $\frac{1}{4}$  en la gráfica de la derivada, para analizar este flujo se deben graficar los datos de presión contra la raíz cuarta del tiempo. Con la Ecuación 11 se puede calcular a conductividad de la fractura si se conocen la permeabilidad y espesor del yacimiento.

$$P_{wD} = \frac{2.45}{\sqrt{F_{CD}}} \sqrt[4]{t_{Dxf}} + s_p(F_{CD}, h_D)$$

*Ecuación 9. Solución para flujo bilineal en variables adimensionales*

$$\Delta P_{wf} = \frac{44.1qB\mu}{h(k_f w_f)^{0.5} (\phi \mu c_t k)^{0.25}} \sqrt[4]{t} + \frac{141.2qB\mu}{kh} s_p(F_{cD}, h_D)$$

Ecuación 10. Solución para flujo bilineal en variables dimensionales

$$m_{bl} = \frac{44.1qB\mu}{h(k_f w_f)^{0.5} (\phi \mu c_t k)^{0.25}}$$

Ecuación 11. Pendiente para flujo bilineal

**3.1.2.1.3. Flujo lineal en tiempos tempranos.** Este flujo es caracterizado por una línea recta con pendiente  $\frac{1}{2}$  en el gráfico logarítmico de la derivada. Se puede calcular la longitud media de la fractura  $x_f$  usando la Ecuación 14 y la pendiente obtenida de la línea recta obtenida en el gráfico de la presión versus la raíz cuadrada del tiempo.

$$P_{wD} = \sqrt{\pi t_{Dxf}} + s + s_p(F_{cD}, x_f, h_D)$$

Ecuación 12. Solución para flujo lineal en tiempos tempranos en variables adimensionales

$$\Delta P_{wf} = 4.0641 \frac{qB}{hx_f} \sqrt{\frac{\mu t}{k\phi c_t}} + \frac{141.2qB\mu}{kh} [s + s_p(F_{cD}, h_D)]$$

Ecuación 13. Solución para flujo lineal en tiempos tempranos en variables dimensionales

$$m_{fl} = 4.0641 \frac{qB}{hx_f} \sqrt{\frac{\mu t}{k\phi c_t}}$$

Ecuación 14. Pendiente para flujo lineal en tiempos tempranos

**3.1.2.1.4. Flujo pseudo radial en tiempos intermedios.** El comportamiento de la presión durante este flujo es similar a la solución de la línea fuente para yacimientos homogéneos con una caída de presión adicional debida al efecto de las fracturas. Se puede obtener la permeabilidad del yacimiento conociendo la pendiente de la línea durante el flujo pseudo-radial recta observada en el gráfico semilogarítmico.

$$P_{wD} = \frac{1}{2} \left( \ln \frac{t_D}{r_{wD}^2} + 0.80907 \right) + s + s_p(F_{cD}, x_f, h_D)$$

*Ecuación 15. Solución para flujo pseudo-radial en tiempos intermedios en variables adimensionales*

$$\Delta P_{wf} = \frac{162.2qB\mu}{kh} \left[ \log \left( \frac{2.64 \times 10^{-4}kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + \frac{s + s_p(F_{cD}, x_f, h_D)}{1.1516} + 0.3513 \right]$$

*Ecuación 16. Solución para flujo pseudo-radial en tiempos intermedios en variables dimensionales*

$$m_{pr} = \frac{162.2qB\mu}{kh}$$

*Ecuación 17. Pendiente para flujo pseudo-radial en tiempos intermedios*

## **3.2. DESARROLLO DEL YACIMIENTO SINTÉTICO DE SHALE GAS**

Es muy complicado modelar con precisión el tratamiento de fracturamiento hidráulico en yacimientos de shale gas, debido a la naturaleza compleja de crecimiento de la fractura hidráulica y una mala comprensión del proceso del tratamiento y la falta de información de calidad sobre el yacimiento. La simulación de yacimientos es el método preferido para predecir y evaluar el desempeño de pozo en yacimientos de shale gas.

La mejor manera de simular efectivamente un yacimiento de shale gas es usando doble permeabilidad (DK), espaciamiento logarítmico (LS) y refinamiento local de celda (LGR); por lo cual se resume como DK-LS-LGR. Una doble permeabilidad (DK) se utiliza para permitir el flujo matriz-matriz y fractura-fractura de manera simultánea. Este método preciso y eficiente puede modelar la producción transitoria de gas desde fracturas hidráulicas de los pozos horizontales en yacimientos de shale gas (Rubin, 2010; Cipolla y otros, 2010)<sup>1617</sup>. El refinamiento local con un espaciamiento logarítmico de celda (LGR-LS) se utiliza para modelar con precisión el flujo del shale a la fractura, es decir, incorporar adecuadamente el comportamiento del flujo transitorio de la matriz a la fractura (Yu y Sepehrnoori, 2013).

Para realizar una mejor comparación entre los modelos de análisis de presión seleccionados, se ha desarrollado un yacimiento conceptual a partir de las propiedades reportadas en la literatura del yacimiento de shale gas de Marcellus en Estados Unidos. Los datos de presión, caudal y tiempo necesarios para el cálculo de las propiedades de las fracturas fueron obtenidos mediante el desarrollo de un pozo de gas por medio de simulación numérica usando el simulador comercial de Computer Modelling Group CMG®. Los datos usados en el desarrollo del yacimiento se encuentran consignados en las Tabla 2, la simulación se describe con más detalle en el Anexo A.

Las fracturas se desarrollaron con LGR, que consiste en refinar determinadas celdas, en las cuales una sub-celda es la fractura hidráulica y las demás son consideradas matriz. La fractura hidráulica es explícitamente modelada, la matriz

---

<sup>16</sup> Rubin, B. (2010). Accurate Simulation of Non Darcy Flow in Stimulated Fractured Shale Reservoirs. *SPE Western Regional Meeting*.

<sup>17</sup> Cipolla, C., Lolon, E., Erdle, J., & Rubin, B. (2010). Reservoir modeling in shale-gas reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation*, (September), 23–25.

se describe como algunas sub-celdas cuyo tamaño aumenta logarítmicamente, mientras se mueve lejos de la fractura hidráulica para simular correctamente la gran caída de presión entre la matriz y la fractura. De igual manera con esta técnica es posible recrear de manera eficaz el volumen estimulado del yacimiento (SRV, por sus siglas en inglés) permitiendo así una mejor apreciación de las perturbaciones en la presión debidas a la producción.

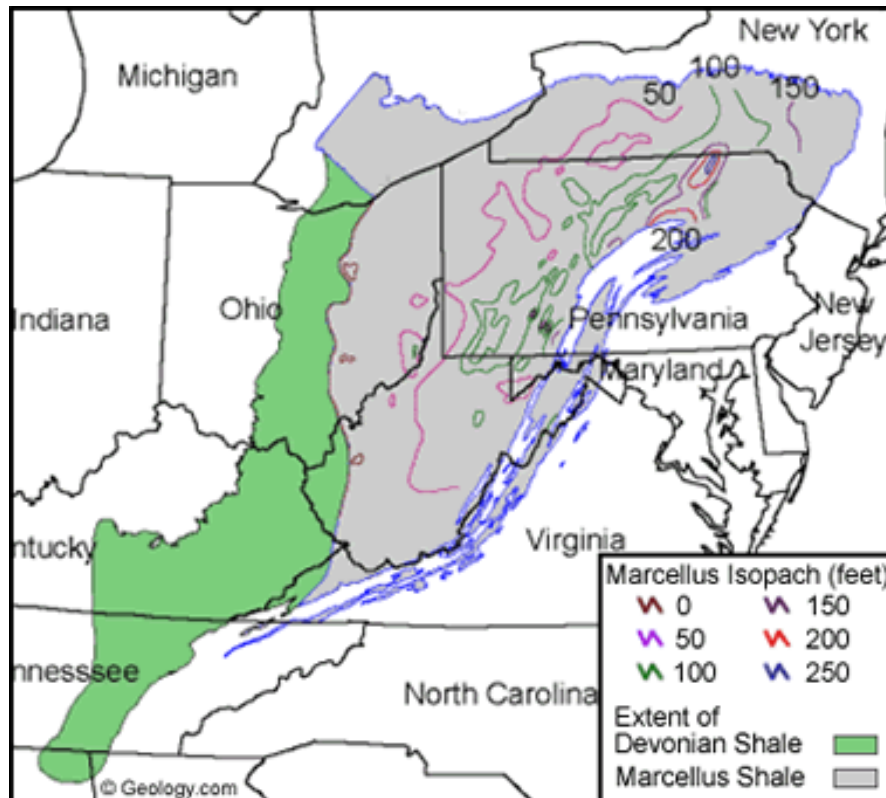
Las interacciones matriz-fractura natural, matriz-fractura hidráulica y fractura natural-fractura hidráulica fueron logradas por medio de correcciones en propiedades petrofísicas básicas como permeabilidad y porosidad en las celdas del SRV. Igualmente se hizo un tratamiento similar para poder recrear la longitud media de las fracturas, esto se logró alterando principalmente la permeabilidad para lograr crear los canales de flujo, de acuerdo a la conductividad deseada, que hacen posible la producción. A pesar de que el simulador usado posee una herramienta para crear pozos hidráulicamente fracturados, no fue usada debido a que no tiene en cuenta las interacciones matriz-fractura anteriormente mencionadas.

Debido a las consideraciones y suposiciones de los modelos de análisis de presión seleccionados, durante el desarrollo del yacimiento no fueron tenidos en cuenta algunos parámetros, tales como la propiedades geomecánicas de las formaciones, efectos debidos a la des-adsorción del gas, flujo multifásico, flujo turbulento, entre otras; al igual no fue considerado el flujo de agua, solamente hay flujo de gas desde las fracturas hacia el pozo, es decir, no hay comunicación entre el pozo y la matriz.

**3.2.1. Generalidades del yacimiento de shale gas Marcellus.** Se encuentra ubicado a lo largo de la parte este de los Estados Unidos, corriendo por la parte sur y las regiones de Finger Lakes de Nueva York, en el norte y el oeste de

Pennsylvania, la parte este de Ohio a través de la parte occidental de Maryland, y en la mayor parte de West Virginia.

Figura 8. Localización de Marcellus Shale play.



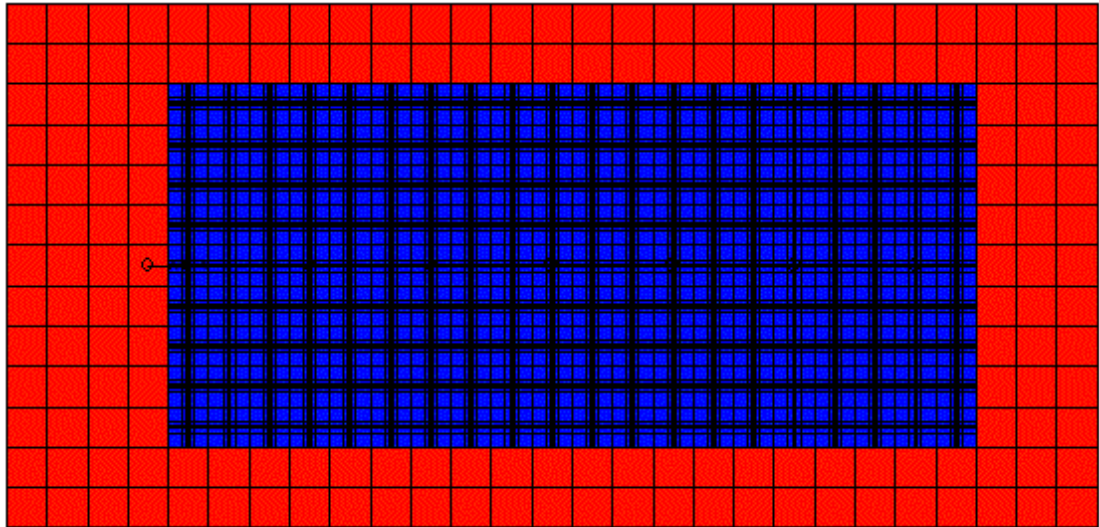
Fuente: United States Geological Survey, open-file report 2006-1237, Assessment of Appalachian Basin oil and gas resources: Devonian shale-middle and upper Paleozoic total petroleum system

### 3.3. DEL MODELO BASADO EN EL YACIMIENTO DE MARCELLUS

El modelo con base en las propiedades del yacimiento de shale gas de Marcellus fue desarrollado de acuerdo con las condiciones propuestas por Cipolla et al en el 2010, es decir, es un yacimiento con doble permeabilidad, con refinamiento local logarítmicamente espaciado con el cual se logra modelar de manera acertada el flujo de gas desde el shale hacia las fracturas. El modelo cuenta con una malla de

351 celdas de 100ft\*100ft, de las cuales 172 celdas tienen un refinamiento de 9\*9, de modo que cada celda refinada cuenta con 9 celdas dentro de ella; en los espacios seleccionados para contener las fracturas hidráulicas, la celda central del refinamiento es la que actúa como dicha fractura.

*Figura 9. Vista areal del yacimiento simulado*



El yacimiento tiene un pozo horizontal con múltiples fracturas hidráulicas, el cual se encuentra en el centro de la formación, con 6 fracturas transversas espaciadas igualmente 300 ft, éstas atraviesan la formación de base a tope, poseen una geometría rectangular y sus propiedades son idénticas y constantes a lo largo de las mismas.

Figura 10. Fracturamiento hidráulico

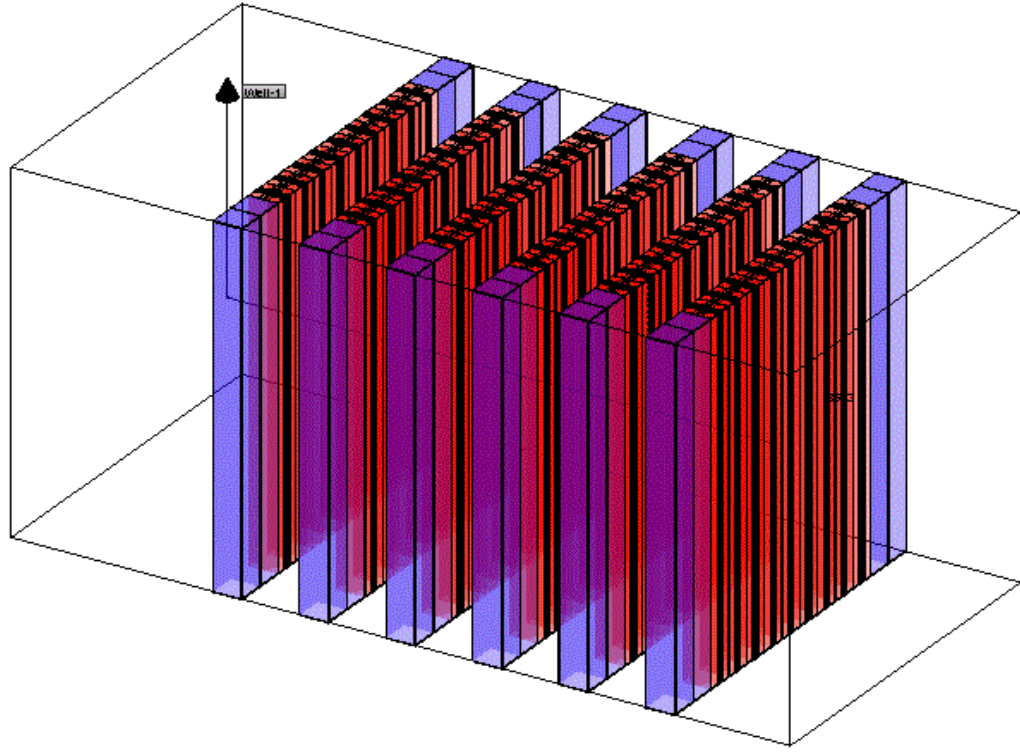


Figura 11. Pozo horizontal y fractura hidráulica

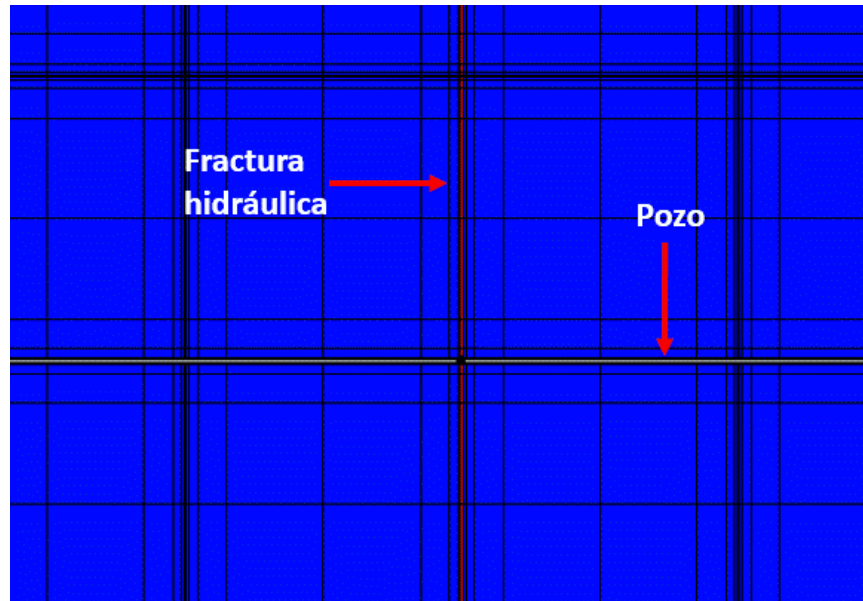


Tabla 2. Parámetros usados en la simulación del yacimiento Marcellus

<b>Parámetros usados en la simulación del yacimiento Marcellus</b>		
<b>Parámetro</b>	<b>Valor(es)</b>	<b>Unidad</b>
<b>Dimensiones</b>	2700*1300*162	ft
<b>Profundidad</b>	8593	ft
<b>Presión inicial</b>	4726	psi
<b>Temperatura</b>	175	°F
<b>Tiempo de producción</b>	30	años
<b>Saturación inicial de gas</b>	0.7	fracción
<b>Compresibilidad total</b>	1.00E-06	1/psi
<b>Permeabilidad de la matriz</b>	0.0006	md
<b>Porosidad de la matriz</b>	0.065	fracción
<b>Conductividad de la fractura</b>	3	md-ft
<b>Longitud media de la fractura</b>	350	ft
<b>Espaciamiento entre fracturas</b>	300	ft
<b>Altura de las fracturas</b>	162	ft
<b>Longitud del pozo horizontal</b>	2100	ft
<b>Número de fracturas</b>	6	número

FUENTE: Modificado de Yu, W., & Sepehrnoori, K. (2013). Simulation of Gas Desorption and Geomechanics Effects for Unconventional Gas Reservoirs. In SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting 2013 Joint Technical Conference. Society of Petroleum Engineers.

## 4. ANALISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

En el yacimiento sintético se realizó una prueba de caída de presión, PDD (Anexo B). Teniendo en cuenta que la literatura no reporta la duración promedio de las pruebas de presión en yacimientos de shale gas, se ha corrido por el tiempo apropiado para poder observar los periodos de flujo necesarios para el análisis con cada modelo, según los requerimientos de cada uno de estos; llegando así a una duración de la prueba de tres meses.

### 4.1. MODELO 1: ABOABA Y CHENG.

Este modelo no requiere una prueba PDD o PBU, ya que este usa datos de producción para calcular las propiedades de las fracturas, para este caso se tomaron los datos de los primeros 10 años de producción del pozo los cuales fueron deconvolucionados usando el software Pansystem® para obtener una PDD equivalente, como resultado se logró una tasa equivalente de 100,000 Scf/día.

**4.1.1. Gráficos diagnósticos y resultados obtenidos.** Para el análisis de la prueba son necesarias la gráfica de la derivada y el grafico de la caída de presión vs. La raíz cuadrada del tiempo, también conocido como grafico lineal. En el gráfico de la derivada se comprueba la aparición del flujo lineal, si en ésta se muestra una sección de los datos que se ajustan a una pendiente de  $\frac{1}{2}$ . Siguiendo el procedimiento descrito en el capítulo anterior, se realiza el grafico lineal para los datos que se encuentran en flujo lineal para obtener el valor de la pendiente necesaria para el cálculo de la longitud media y la permeabilidad (Ecuación 4 y Ecuación 5) los cálculos fueron condensados en la Tabla 4, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 3. Resultados del modelo 1.

Resultados del Modelo 1		
Propiedad	Valor	Unidad
Longitud media de fractura	5804.60088	ft
Permeabilidad de la formación	0.00020653	md

Figura 12. Grafica de la derivada para el modelo 1.

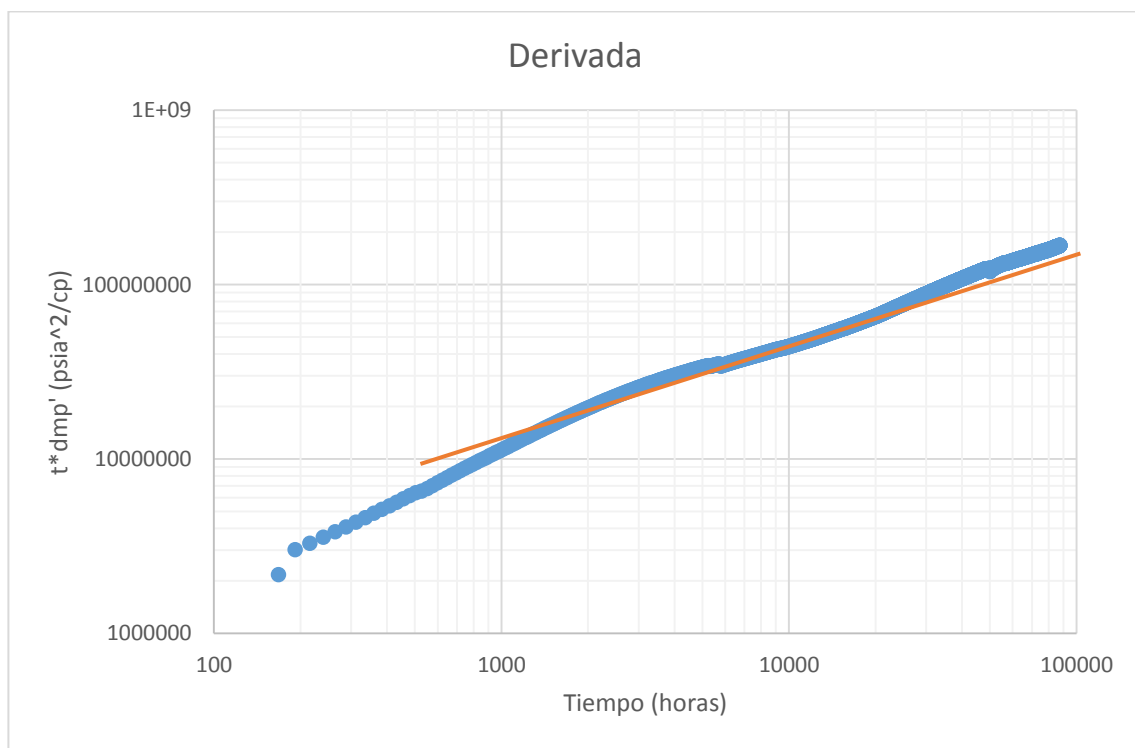


Figura 13. Grafico lineal para el modelo 1.

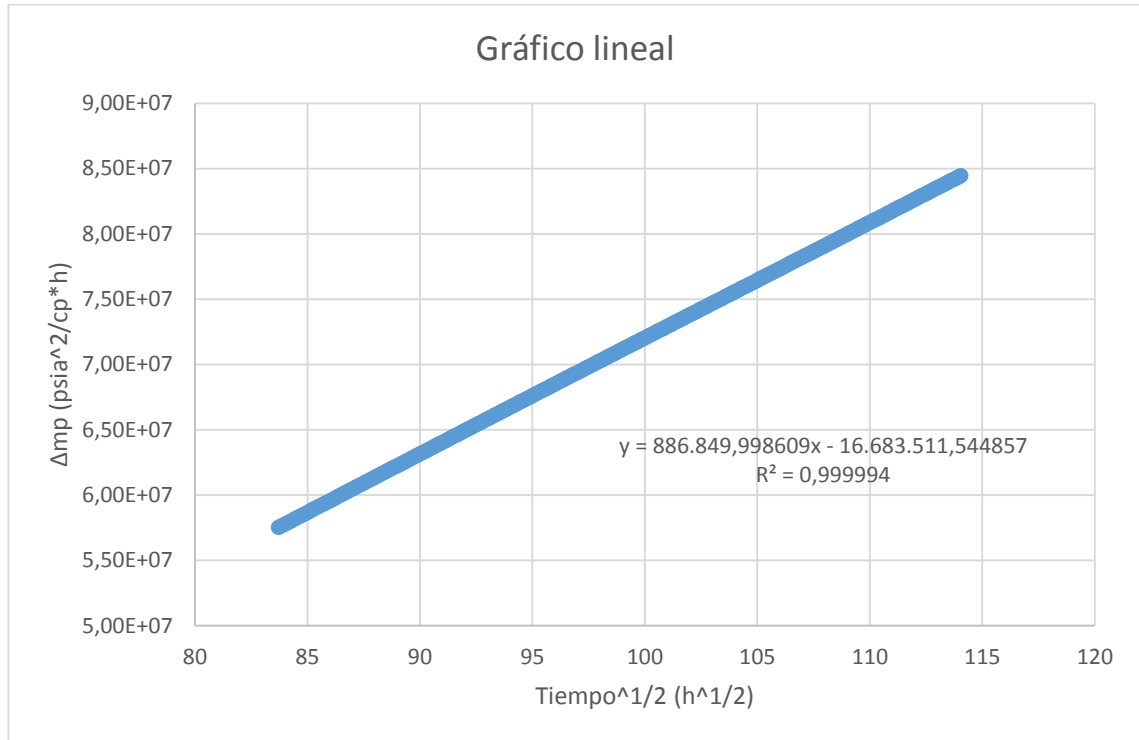


Tabla 4. Cálculos realizados para el modelo 1.

Cálculos realizados para el modelo 1				
<b>Inicio F. Lineal</b>	6000	h	77.4596669	$h^{1/2}$
<b>Fin F. Lineal</b>	13008	h	114.052619	$h^{1/2}$
<b>Inicio F. Lineal</b>	$5.19\text{E}+07$	psia <sup>2</sup> /cp		
<b>Fin F. Lineal</b>	$8.45\text{E}+07$	psia <sup>2</sup> /cp		
<b>Pendiente Grafico lineal</b>	$8.87\text{E}+05$	grafica	$8.90\text{E}+05$	calculada
<b>k</b>	0.00020653	md	0.00020582	md
<b>xf</b>	5804.60088	ft	5794.57621	ft

## 4.2. MODELO 2: AL KOBASHI, OZKAN, KAZEMI Y RAMIREZ.

Para la aplicación de este modelo, puesto que fue desarrollado para fluidos ligeramente compresibles, fue necesaria una suposición adicional propuesta por Lee (1982) la cual dice que es posible usar ecuaciones desarrolladas para aceite teniendo en cuenta las unidades, , por lo cual el caudal de gas debe estar en Mscf y el factor volumétrico de formación inicial del gas en Rb/Mscf para así lograr mantener las ecuaciones dimensionalmente consistentes, además es posible usarlas ya que al normalizar las pseudo-presiones las ecuaciones son equivalentes<sup>18</sup>.

**4.2.1. Gráficos diagnósticos y resultados obtenidos.** Para el análisis de la prueba de presión con este modelo es necesario el uso de la gráfica de la derivada para comprobar la existencia de alguno de estos cuatro periodos de flujo: bilineal, pseudo-radial, lineal en tiempos tempranos o radial lineal. De acuerdo a la gráfica de la derivada se dan tres periodos de flujo: bilineal, lineal en tiempos tempranos y pseudo-radial identificados con las pendientes características  $\frac{1}{4}$  (color verde),  $\frac{1}{2}$  (color naranja) y 0 (color amarillo), respectivamente. Con esta información se deben preparar los gráficos de caída de presión Vs. Raíz cuarta del tiempo, raíz cuadrada tiempo y tiempo. Posteriormente con las ecuaciones correspondientes (Ecuación 11, Ecuación 14 y Ecuación 17) y los valores de las pendientes obtenidas en los gráficos diagnósticos se calculan los valores de la longitud media y conductividad de la fractura y la permeabilidad de la formación, obteniendo así los siguientes resultados:

---

<sup>18</sup> LEE, John w. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. 159 p.

Tabla 5. Resultados del modelo 2.

Resultados del Modelo 2		
Propiedad	Valor	Unidad
Longitud media de fractura	1494.51583	ft
Permeabilidad de la formación	0.00574863	md
Conductividad de la fractura	264.465245	md-ft

Figura 14. Grafica de la derivada para el modelo 2.

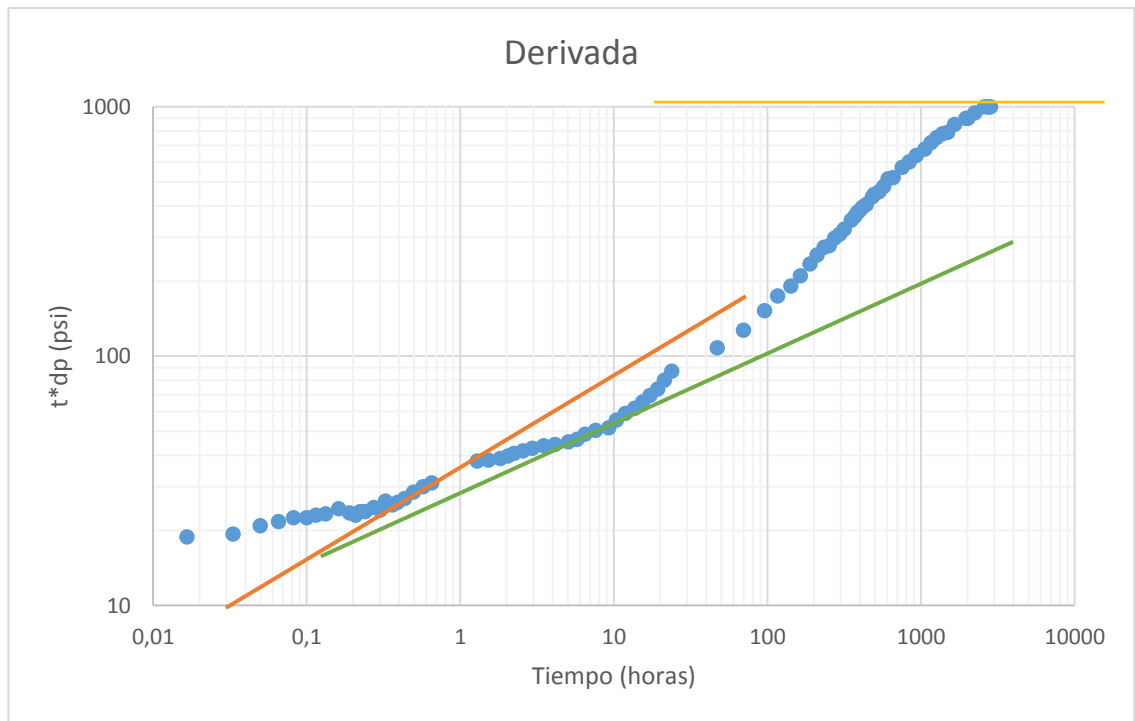


Figura 15. Gráfico de caída de Vs. raíz cuarta del tiempo para el modelo 2.

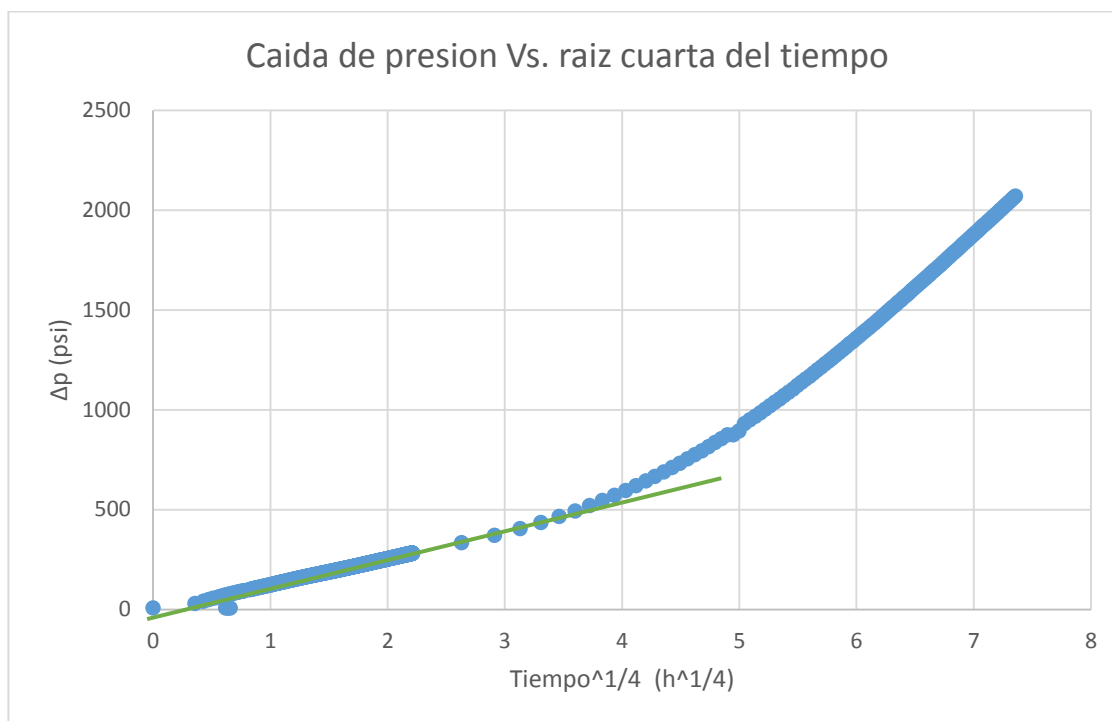


Tabla 6. Cálculos realizados para el flujo pseudo-bilineal.

Cálculos para el flujo pseudo bilineal				
<b>Inicio</b>	1.31607401	$h^{1/4}$	164.9	psi
<b>Fin</b>	1.77828296	$h^{1/4}$	223.1	psi
<b>mbl</b>	125.917078			
<b>cf (kfwf)</b>	264.465245	md-ft		

Figura 16. Gráfico de caída de presión Vs. raíz cuadrada del tiempo para el modelo 2.

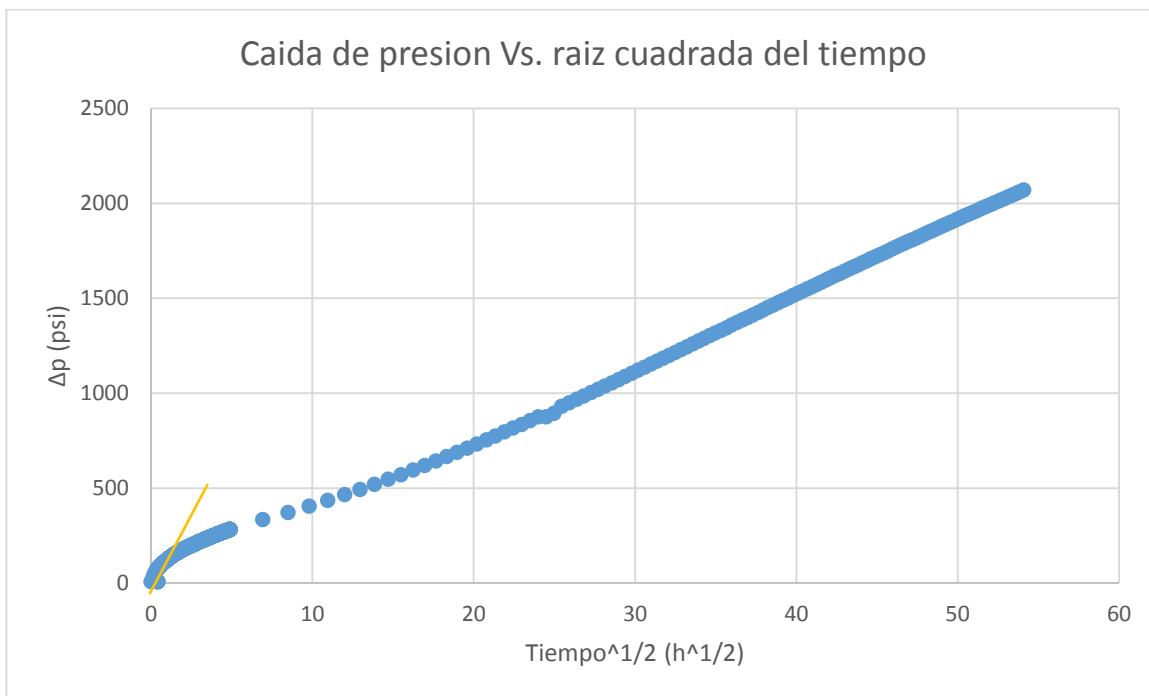


Tabla 7. Cálculos realizados para el flujo lineal en tiempos tempranos

Cálculos realizados para el flujo lineal en tiempos tempranos				
<b>Inicio</b>	0.54772256	$\text{h}^{1/2}$	88.2	psi
<b>Fin</b>	1.00003998	$\text{h}^{1/2}$	122.7	psi
<b>mfl</b>	76.2738702			
<b>xf</b>	1494.51583	ft		

Figura 17. Gráfico de caída de presión Vs. tiempo para el modelo 2.

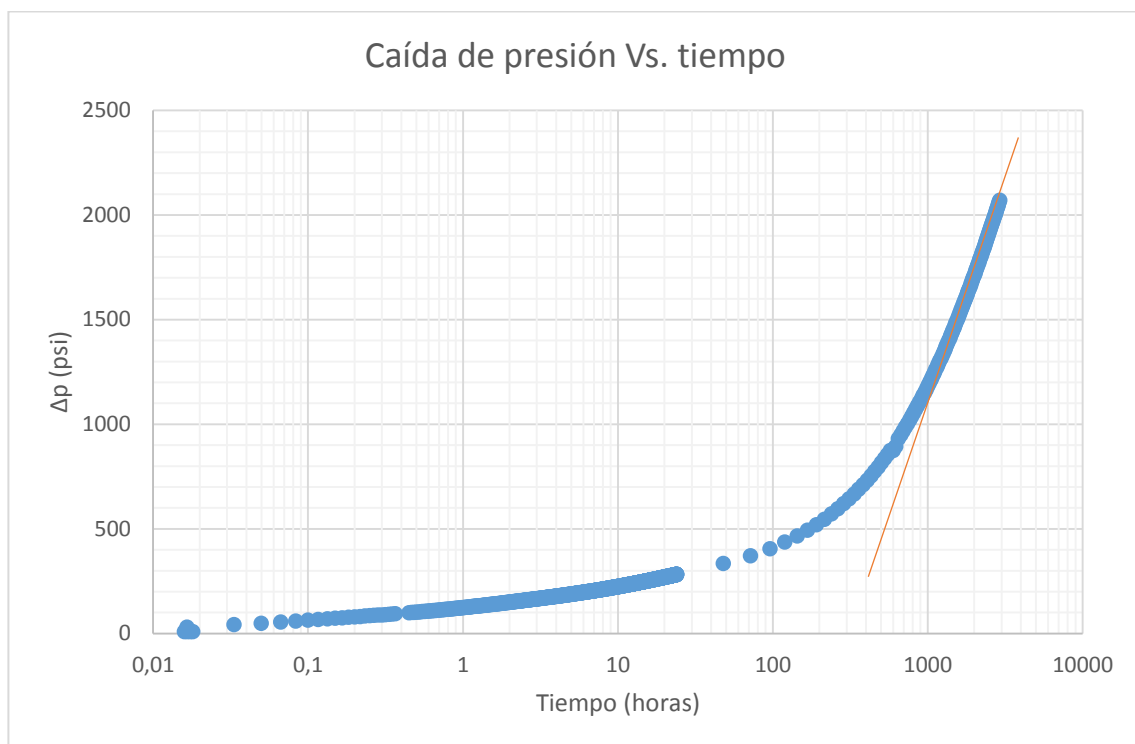
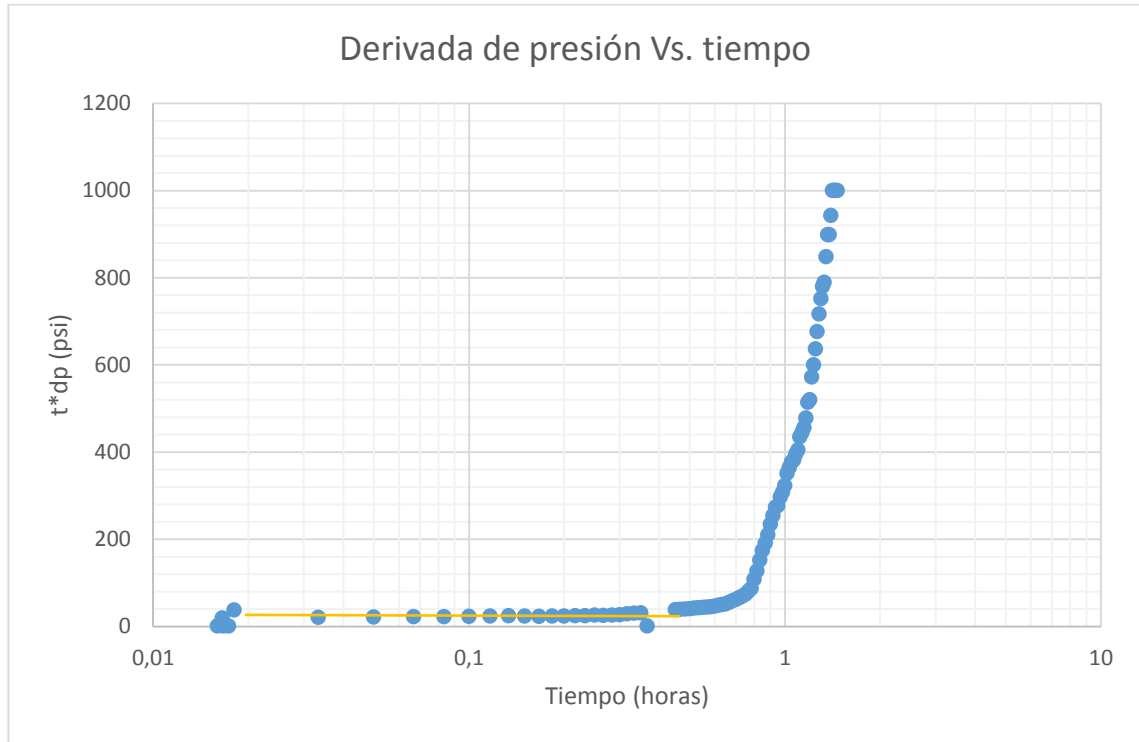


Tabla 8. Cálculos realizados para flujo pseudo-radial en tiempos intermedios.

Cálculos realizados para flujo pseudo-radial en tiempos intermedios				
<b>Inicio</b>	2016	horas	1717	psi
<b>Fin</b>	2928	horas	2069.4	psi
<b>mpr</b>	2174.22764			
<b>k</b>	0.00574863	md		

Figura 18. Gráfico de derivada de presión Vs. tiempo para el modelo 2.



### 4.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Como se conocen de antemano los valores de permeabilidad de la formación, longitud media y conductividad de las fracturas, se realizó una comparación de estos con los valores obtenidos con los dos modelos utilizados en el análisis y de esta manera determinar su aplicabilidad y exactitud.

Tabla 9. Comparación entre datos de la simulación y los resultados obtenidos con los diferentes modelos.

Propiedad calculada	Simulación	Modelo 1	Modelo 2
Permeabilidad de la formación (md)	0.0006	0.00020653	0.00574863
		(66%)	(858%)
Longitud media de la fractura (ft)	350	5804.60088	1494.51583
		(1558%)	(74%)
Conductividad de la fractura (md-ft)	300	-	264.465245
			(12%)

De acuerdo con los resultados obtenidos de los modelos utilizados, estos no son recomendables para el yacimiento simulado, puesto que ninguna de las propiedades calculadas tiene un porcentaje de error aceptable con respecto al valor alimentado en la simulación (Tabla 9).

En cuanto el modelo 1 es posible usarlo para yacimientos con valores de compresibilidad total mayores que el usado en la simulación, puesto que este modelo es bastante sensible a las variaciones en la compresibilidad (Anexo C), como se puede observar en la Tabla 10, al usar un valor de compresibilidad de  $1 \cdot 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$  se logra obtener un resultado más aceptable de longitud media de la fractura sin comprometer el valor de la permeabilidad calculado con el mismo modelo, por ende este modelo no es aplicable al yacimiento simulado pero puede ser usado si este se aplica a rangos de compresibilidades totales más elevados que el usado en este estudio, se recomienda que este sea del orden de  $10^{-4}$  o mayor para obtener resultados más confiables.

Tabla 10. Análisis de sensibilidad a la compresibilidad total para el modelo 1.

<b>Análisis de sensibilidad a la compresibilidad total para el modelo 1</b>				
<b>Propiedad</b>	<b>Datos simulación</b>	<b>Compresibilidad total (1/psi)</b>		
		<b>1.00E-04</b>	<b>1.00E-05</b>	<b>1.00E-06</b>
<b>Longitud media de fractura (ft)</b>	350	427.80690	948.48761	5804.6008
		22%	171%	1558%
<b>Permeabilidad de la formación (md)</b>	0.0006	0.0001458	0.0001430	0.0002065
		76%	76%	66%

Por otro lado el modelo 2 no es recomendable para el yacimiento simulado puesto que este tiene en cuenta efectos causados por el almacenamiento, los cuales no han sido considerados durante el desarrollo del yacimiento sintético y no son evidenciables durante la prueba de presión. Adicionalmente este modelo fue desarrollado para fracturas de geometría irregular por lo que es posible que no se vean reflejadas caídas de presión adicionales que el modelo si son tomadas en cuenta, a pesar de esto, el modelo puede aplicar a fracturas de geometría regular teniendo en cuenta que la conductividad de la fractura no es un parámetro de correlación cuando se usan fracturas de forma irregular, como en este estudio se usaron paralelepípedos regulares, la conductividad es un parámetro relevante durante el desarrollo de los cálculos, esto se puede observar en el valor obtenido, este es el que más cercano al valor real del parámetro del yacimiento con un error de solo 12%; durante el desarrollo del modelamiento se alimentó al simulador un valor de conductividad de 3 md-ft puesto que el simulador no soporta valores tan altos de conductividad de fractura y por ello se debe hacer una relación de dos órdenes de magnitud para evitar problemas de convergencia en el modelamiento.

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La técnica de simulación DK-LS-LGR es la mejor manera de modelar el comportamiento de las fracturas y de la matriz en yacimientos de shale gas, ya que esta tiene en cuenta las interacciones matriz-fractura y las caídas de presión generadas en yacimientos de ultra baja permeabilidad.
- Los datos tomados durante los primeros tiempos de las pruebas de presión deben estar en el menor paso del tiempo posible, es decir, los datos tomados deben ser registrados preferiblemente cada segundo para poder evidenciar la mayor cantidad de cambios en la presión.
- Teniendo en cuenta que la literatura no reporta la duración promedio de las pruebas de presión en yacimientos de shale gas, se debe buscar una duración adecuada de la prueba que permita observar los periodos de flujos necesarios para analizar cada uno de los modelos, de acuerdo a sus requerimientos.
- Se debe tener especial cuidado al momento de elegir un modelo para el cálculo de propiedades de fractura por medio de pruebas de presión, puesto que, aunque no se especifique en las publicaciones estos pueden ser muy sensibles a algunas de las variables del yacimiento como la compresibilidad total (como se evidencia en el modelo 1), porosidad, entre otros, llevando así a cálculos erróneos.
- El análisis aquí realizado también puede llevarse a cabo utilizando modelos desarrollados para pruebas de ascenso de presión.
- En un posterior análisis se recomienda tener en cuenta los efectos debidos a la absorción del gas y los parámetros geomecánicos del yacimiento, puesto que estos factores pueden alterar significativamente la producción.
- Se recomienda realizar el análisis comparando resultados entre yacimientos de shale gas con diferentes características tales como permeabilidad,

porosidad, compresibilidad total, etc. Adicionalmente diferentes configuraciones de pozo horizontal-fracturas.

## BIBLIOGRAFIA

ABOABA, A., & CHENG, Y. (2010). Estimation of Fracture Properties for a Horizontal Well with Multiple Hydraulic Fractures in Gas Shale. [En línea]. <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-138524-MS>. [Citado: Agosto 2014]

AL-KOBAISI, M., OZKAN, E., KAZEMI, H., & RAMIREZ, B. (2006). Pressure-Transient-Analysis of Horizontal Wells with Transverse, Finite-Conductivity Fractures. [En línea]. <https://www.onepetro.org/conference-paper/PETSOC-2006-162>. [Citado: Julio 2014]

BELLO, R. O. (2009). *Rate transient analysis in shale gas reservoirs with transient linear behavior rate transient analysis in shale gas reservoirs*. [En línea]. <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-114591-MS>. [Citado: Agosto 2014]

CINCO-LEY, H. (1982). Evaluation of Hydraulic Fracturing By Transient Pressure Analysis Methods. [En línea]. <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-10043-MS>. [Citado: Julio 2014]

CIPOLLA, C., LOLON, E., ERDLE, J., & RUBIN, B. (2010). Reservoir Modeling in Shale-Gas Reservoirs. [En línea]. <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-125530-PA>. [Citado: Septiembre 2014]

DING, D., WANG, C., & WU, Y.-S. (2013). Characterizing Hydraulic Fractures in Shale Gas Reservoirs Using Transient Pressure Tests. [En línea]. <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-163819-MS>. [Citado: Julio 2014]

HORNE, Rolland. *Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach*. Palo Alto California Petroway, Inc., 1995. 197 p.

JENKINS, C., & BOYER, C. (2008). Coalbed-and shale-gas reservoirs. [En línea]. 92–99. <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-103514-JPT>. . [Citado: Julio 2014]

LEE, John W. *Well testing*. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. 159 p.

LEE, John. ROLLINS, John B. SPIVEY, John. *Pressure Transient Testing*. Vol. 9. Society of Petroleum Engineers, 2003. 356 p.

LEE, S., KIM, T., & LEE, K. (2013). Pressure Transient Characteristics of a Fractured Horizontal Well in Shale Gas Reservoirs. [En línea]. <https://www.onepetro.org/conference-paper/ISOPE-I-13-177>. . [Citado: Julio 2014]

LEE, W., & HOLDITCH, S. (1776). Fracture evaluation with pressure transient testing in low-permeability gas reservoirs. [En línea]. *J. Pet. Tech*. [http://www.pe.tamu.edu/blasingame/data/z\\_zCourse\\_Archive/P324\\_03A/Lecture\\_Refs\\_\(pdf\)/P324\\_Mod4\\_04\\_Lee\\_Holditch\\_\(SPE\\_09975\)\\_\(Add\).pdf](http://www.pe.tamu.edu/blasingame/data/z_zCourse_Archive/P324_03A/Lecture_Refs_(pdf)/P324_Mod4_04_Lee_Holditch_(SPE_09975)_(Add).pdf). [Citado: Agosto 2014]

NOBAKHT, M., CLARKSON, C., & KAVIANI, D. (2013). New type curves for analyzing horizontal well with multiple fractures in shale gas reservoirs. [En línea]. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S187551001200100X>. . [Citado: Julio 2014]

OSHOLAKE, T. A. (2010). *Factors Affecting Hydraulically Fractured Well Performance in the Marcellus Shale Gas Reservoirs*. [En línea]. [http://mechanicaldesign.asmedigitalcollection.asme.org/data/Journals/JERTD2/926514/jert\\_135\\_1\\_013402.pdf](http://mechanicaldesign.asmedigitalcollection.asme.org/data/Journals/JERTD2/926514/jert_135_1_013402.pdf). [Citado: Agosto 2014]

RUBIN, B. (2010). Accurate Simulation of Non Darcy Flow in Stimulated Fractured Shale Reservoirs. [En línea]. <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-132093-MS>. [Citado: Julio 2014]

BAHRAMI, H., & SIAVOSHI, J. (2013). Interpretation of Reservoir Flow Regimes and Analysis of Well Test Data in Hydraulically Fractured Unconventional Oil and Gas Reservoirs. [En línea]. <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-164033-MS>. [Citado: Julio 2014]

WANG, F., ZHANG, S., & LIU, B. (2013). Pressure Transient Analysis of Multi-stage Hydraulically Fractured Horizontal Wells. [En línea]. <http://www.jpssr.org/PaperInfo.aspx?ID=5783>. [Citado: Agosto 2014]

WU, Y., & WANG, C. (2014). Modeling Analysis of Transient Pressure and Flow Behavior at Horizontal Wells with Multi-Stage Hydraulic Fractures in Shale Gas Reservoirs. [En línea]. <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-168966-MS>. [Citado: Julio 2014]

YAO, S., ZENG, F., LIU, H., & ZHAO, G. (2013). A semi-analytical model for multi-stage fractured horizontal wells. [En línea]. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0022169413007622>. [Citado: Julio 2014]

YU, W., & SEPEHRNOORI, K. (2014). Simulation of gas desorption and geomechanics effects for unconventional gas reservoirs. [En línea]. <http://www.onepetro.org/doi/10.2118/165377-MS>. [Citado: Agosto 2014]

ZHAO, Y., LONG, ZHANG, L. HUI, & WU, F. (2012). Pressure transient analysis for multi-fractured horizontal well in shale gas reservoirs. [En línea]. <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-165377-MS>. [Citado: Julio 2014]

ZHAO, Y., ZHANG, L., ZHAO, J., LUO, J., & ZHANG, B. (2013). "Triple porosity" modeling of transient well test and rate decline analysis for multi-fractured horizontal well in shale gas reservoirs. [En línea]. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0920410513002465>. [Citado: Agosto 2014].

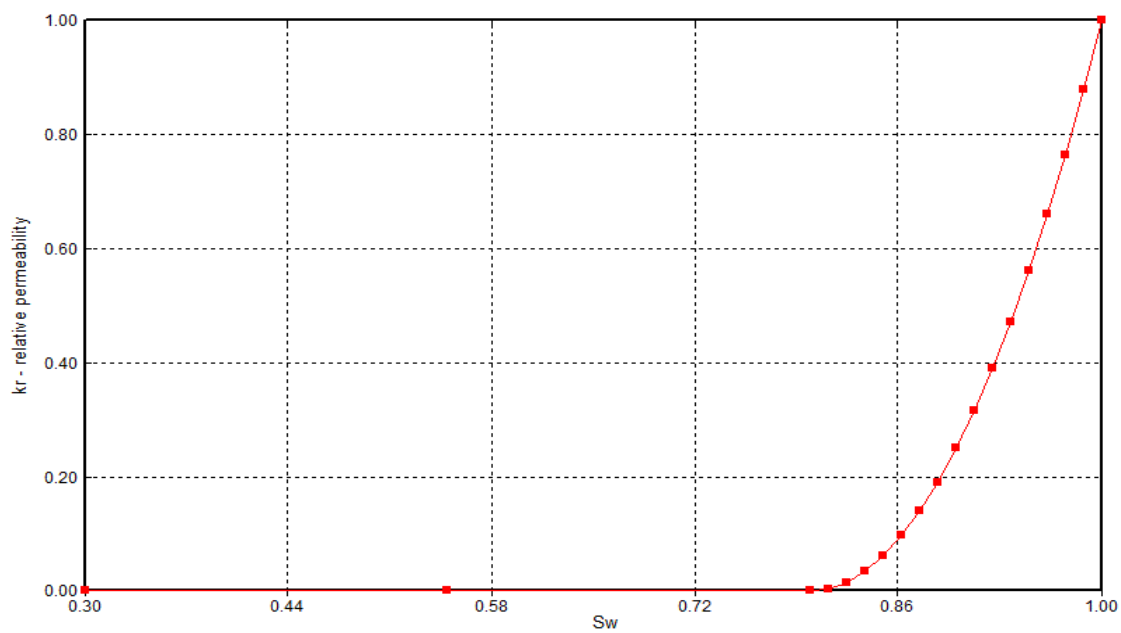
## ANEXO A

### DESARROLLO DEL YACIMIENTO SINTÉTICO

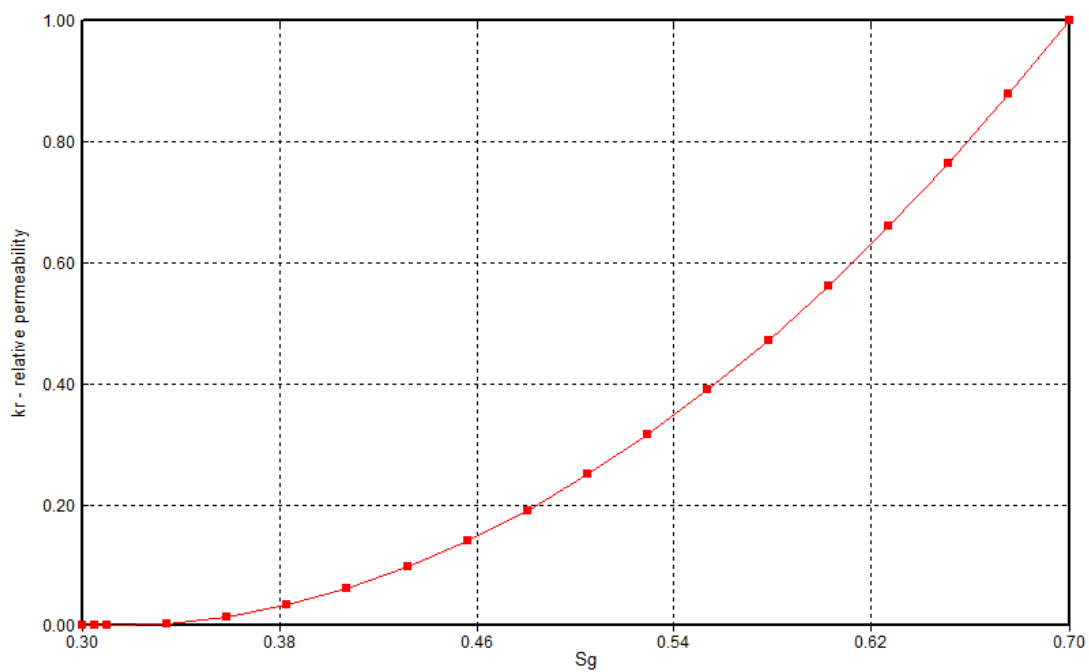
Usando el simulador comercial Black Oil de CMG®, se desarrolló un yacimiento de doble permeabilidad, el cual consta de 27 celdas en dirección X, 13 celdas en dirección Y y 1 en dirección Z. El yacimiento cuenta con un refinamiento logarítmico que va desde la celda 5 hasta la 24 en X, 3 hasta 11 en Y y de base a tope en Z, estas celdas refinadas simulan el volumen estimulado del yacimiento y las fracturas hidráulicas en las celdas 8, 11, 14, 17, 20 y 23 en X y desde la celda 4 hasta la 10 en Y, como se puede observar en la Figura 9 del Capítulo 3. Todo el refinamiento, la especificación de la ubicación de las fracturas y las interacciones entre la matriz y las fracturas fueron realizadas desde el archivo plano de la simulación, puesto que en la interfaz del programa no hay manera de ingresar la ubicación específica de las fracturas, las interacciones matriz fractura y las propiedades modificadas en el volumen estimulado del yacimiento.

En cuanto a las propiedades del fluido, el yacimiento solo posee agua y gas, el agua por medio de un ajuste en las curvas de permeabilidad relativa no se mueve dentro del yacimiento, por tal razón el pozo solamente produce el gas.

Figura 19. Curvas de permeabilidad relativa usadas en la simulación.



krw vs Sw



krg vs Sg

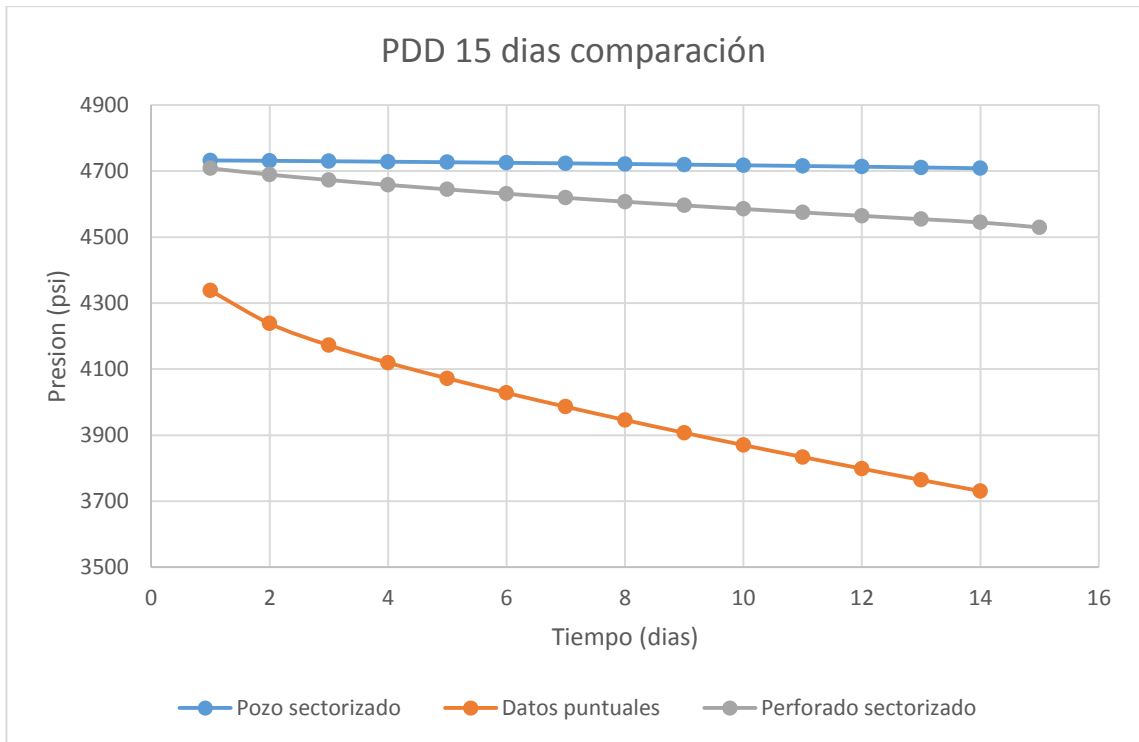
El yacimiento es producido a través de un pozo horizontal ubicado en el centro del yacimiento, este tiene una longitud horizontal de 2100 ft y es atravesado por las 6 fracturas hidráulicas anteriormente descritas (Figura 10 del Capítulo 3). Para asegurar que el yacimiento solo produzca a través de las fracturas, las perforaciones se encuentran ubicadas en las celdas en las que el pozo es atravesado por las fracturas. Las propiedades petrofísicas alimentadas al simulador CMG® son las del yacimiento de Marcellus reportadas en la literatura, la simulación fue ajustada por medio de la curva de producción acumulada reportada y la obtenida en la simulación.

## **ANEXO B**

### **OBTENCIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN**

Para la simulación de las pruebas de presión se utilizaron las herramientas de apertura y cierre de pozos con las que cuenta el simulador comercial CMG® como una prueba PDD consiste en producir a tasa constante durante un determinado tiempo posterior a un periodo de cierre de pozo, con ayuda de las restricciones de pozo se logró simular exitosamente la prueba. Para la obtención de los datos de la prueba simulada se estudiaron dos métodos: crear sectores y tomar los datos puntualmente. Primero usando las herramientas proporcionadas por el simulador CMG® se creó un sector alrededor del pozo y otro alrededor de un perforado, por medio de las herramientas del simulador CMG® se obtuvo los datos de presión y tiempo de dichos sectores, simulando de esta forma la prueba de presión. Por otro lado se tomaron los datos de presión puntualmente en el lugar en el que es más probable ubicar un medidor de presión en la interfaz del simulador, logrando de esta manera obtener la prueba de presión. Se tomaron datos para simular una prueba PDD con 15 días de duración, ambos métodos fueron comparados para conocer cuál de los dos mostraba de mejor manera los cambios en la presión. Como se puede observar en la Figura 20, los datos tomados puntualmente exhiben el mejor comportamiento para el análisis a realizar.

Figura 20. Comparación entre los métodos analizados para la toma de datos.



## ANEXO C

### ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LA COMPRESIBILIDAD TOTAL REALIZADO PARA EL MODELO 1

El modelo 1 (Aboaba y Cheng) presenta dos variables que fueron consideradas críticas al momento de calcular las propiedades de las fracturas, estas son la compresibilidad total y el valor de la pendiente del gráfico lineal. Como parte del estudio se realizó un análisis de sensibilidad a la compresibilidad total para demostrar la aplicabilidad de este modelo al yacimiento sintético desarrollado.

Se tomaron como base los valores de compresibilidad total mostrados en los ejemplos de la publicación ( $1 \cdot 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$ ) y el valor de compresibilidad total alimentado en la simulación ( $1 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ ). Con estos valores se realizó el procedimiento de análisis descrito en el capítulo 3, obteniendo las siguientes gráficas y los valores de pendientes consignados en la Tabla 11.

Como se puede observar en la Tabla 11 al tener un valor más alto de compresibilidad total, más cercano al usado en la publicación, se obtienen mejores resultados en la longitud media de las fracturas sin comprometer el valor de la permeabilidad de la formación.

Figura 21. Comparación entre las gráficas de la derivada para el análisis de sensibilidad a la compresibilidad total del modelo1.

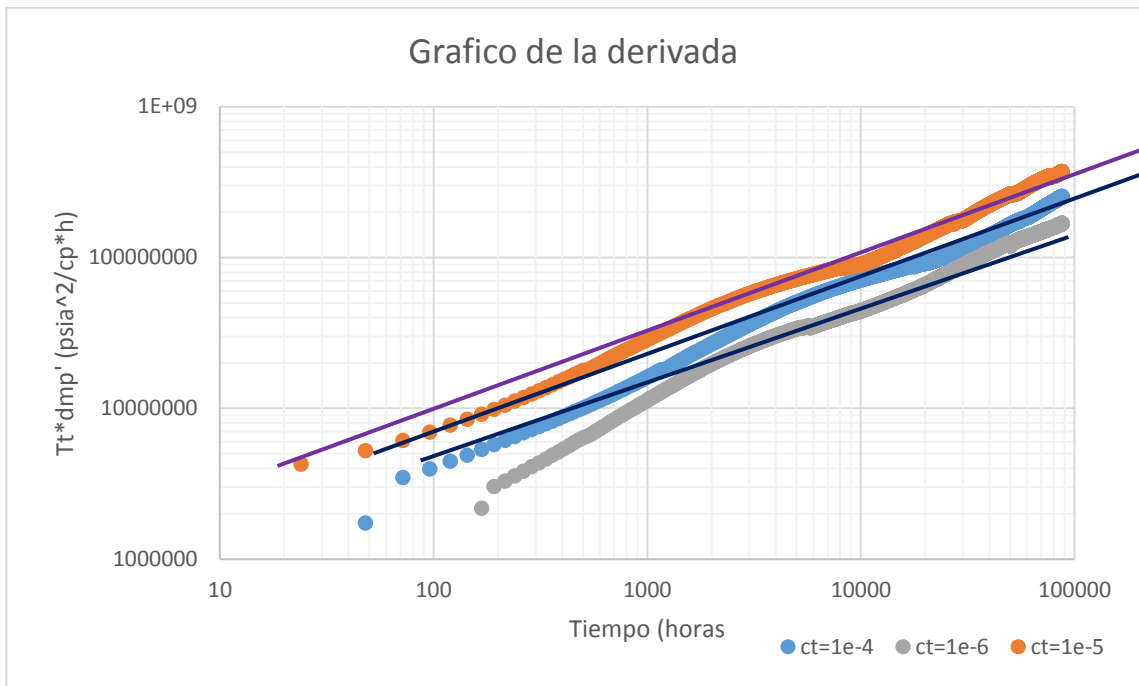


Figura 22. Comparación entre los gráficos lineales para el análisis de sensibilidad a la compresibilidad total del modelo1.

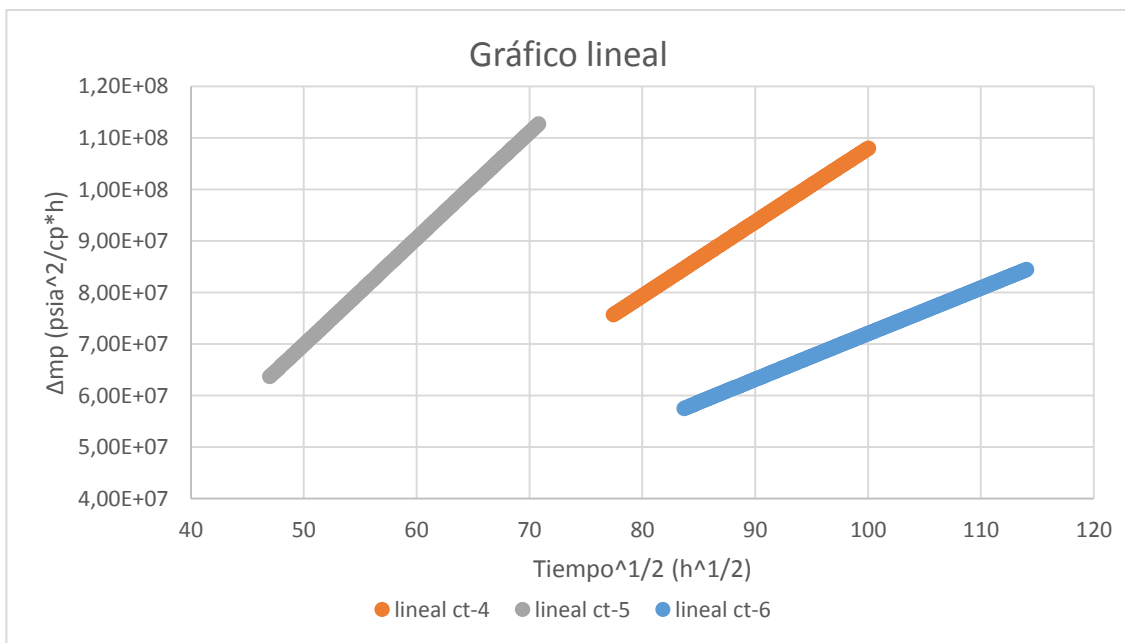


Tabla 11. Valores obtenidos en el análisis de sensibilidad para la compresibilidad total con el modelo 1.

<b>Valores obtenidos en el análisis de sensibilidad para la compresibilidad total con el modelo 1</b>				
<b>Ct=1*10<sup>-4</sup> psi<sup>-1</sup></b>				
<b>pendiente</b>	1.43E+06	grafica	1.43E+06	calculada
<b>k</b>	0.00014582	md	0.00014596	md
<b>xf</b>	427.806902	ft	428.017606	ft
<b>Ct=1*10<sup>-5</sup> psi<sup>-1</sup></b>				
<b>pendiente</b>	2.06E+06	grafica	2.06E+06	calculada
<b>k</b>	0.00014301	md	0.00014343	md
<b>xf</b>	948.487614	ft	949.885243	ft
<b>Ct=1*10<sup>-6</sup> psi<sup>-1</sup></b>				
<b>pendiente</b>	8.87E+05	grafica	8.90E+05	calculada
<b>k</b>	0.00020653	md	0.00020582	md
<b>xf</b>	5804.60088	ft	5794.57621	ft