



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, \_\_31 agosto de 2023\_\_\_\_\_

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Angie Daniela Sacanambuy Castillo \_\_\_\_\_, con C.C. No. 1.085 323 036 \_\_\_\_\_,

David Fernando Gómez Gil \_\_\_\_\_, con C.C. No. 1.099 552 629 \_\_\_\_\_,

\_\_\_\_\_, con C.C. No. \_\_\_\_\_,

\_\_\_\_\_, con C.C. No. \_\_\_\_\_,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado: \_\_Tesis\_\_\_\_\_

Titulado: Estimación de la Fracción de Fracturas Interconectadas en un Modelo de Tres  
Pozos Horizontales en Yacimientos de Roca Generadora Mediante Análisis de Presiones y  
Caudales Transitorios

\_\_\_\_\_ presentado y aprobado en el año \_\_2023\_\_\_\_\_ como requisito para optar al título de

Ingeniero de petróleos

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional [www.usco.edu.co](http://www.usco.edu.co), link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

*Daniela Sacanambuy*

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

*[Handwritten signature]*

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

\_\_\_\_\_

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

\_\_\_\_\_



**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:** Estimación de la Fracción de Fracturas Interconectadas en un Modelo de Tres Pozos Horizontales en Yacimientos de Roca Generadora Mediante Análisis de Presiones y Caudales Transitorios

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Sacanambuy Castillo	Angie Daniela
Gómez Gil	David Fernando

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Escobar Macualo	Freddy Humberto

**ASESOR (ES):**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE:** Ingeniero de petróleos

**FACULTAD:** Ingeniería

**PROGRAMA O POSGRADO:** Ingeniera de petróleos

**CIUDAD:** Neiva

**AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2023

**NÚMERO DE PÁGINAS:** 80

**TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):**



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>2 de 3</b>
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

Diagramas \_\_\_ Fotografías \_\_\_ Grabaciones en discos \_\_\_ Ilustraciones en general X Grabados \_\_\_  
Láminas \_\_\_ Litografías \_\_\_ Mapas \_\_\_ Música impresa \_\_\_ Planos \_\_\_ Retratos \_\_\_ Sin ilustraciones \_\_\_ Tablas  
o Cuadros X

**SOFTWARE** requerido y/o especializado para la lectura del documento: No Aplica

**MATERIAL ANEXO:** Documento formato PDF proyecto de grado

**PREMIO O DISTINCIÓN** (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria): No aplica

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Fracturamiento hidráulico	Hydraulic fracturing	6. _____	_____
2. Análisis de presiones	Pressure analysis	7. _____	_____
3. Interconexión de fracturas	Fracture interconnection	8. _____	_____
4. Yacimientos de roca generadora	Source rock Reservoirs	9. _____	_____
5. _____	_____	10. _____	_____

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

en el presente documento se desarrolla una metodología para identificar la fracción de fracturas interconectadas, a partir de la aplicación de la metodología TDS, para lo cual desde el grupo de investigación GIPE se programó un simulador con el modelo matemático publicado en el artículo “Analytical Model to Estimate the Fraction of Frac Hits in Multi-well Pads” (Molina. 2019). En el simulador se estableció el parámetro  $\epsilon$  (Épsilon) que representa la fracción de fracturas interconectadas de dos pozos cercanos con un pozo de observación, el valor de  $\epsilon$  (Épsilon) puede variar desde 1 hasta -1, donde 0 indica que no hay interconexión de fracturas del pozo de observación con los pozos cercanos, por otra parte cuando  $0 < \epsilon < 1$  indica la fracción de fracturas interconectadas con los pozos cercanos, a su vez indica que la dirección de flujo es dominante en el sentido de los pozos cercanos hacia el pozo de observación, y cuando  $-1 < \epsilon < 0$  indica de igual manera la fracción de fracturas interconectadas con los pozos cercanos, pero en este caso la dirección de fluido es dominante del pozo de observación hacia los pozos vecinos. También se identificó que cuando  $\epsilon \neq 0$  es necesario hacer un ajuste al cálculo del área determinada a partir de la interpretación de la prueba de presión, ya que se genera una desviación en la estimación del área que puede ser subestimando o sobreestimando el área de la zona SRV, dicha desviación se da por la respuesta de presión que proviene los pozos cercanos hacia el pozo de observación, por lo cual la desviación en el cálculo del área está directamente relacionada con el



grado de interconexión de las fracturas entre los pozos. Para hacer un ajuste al cálculo del área de la zona SRV del pozo de observación se estimó un factor de corrección que está relacionado con el valor de  $\epsilon$  calculado a partir de la interpretación de la prueba de presión.

**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

For these reasons, this paper presents a methodology to identify the fraction of interconnected fractures using the TDS methodology. The GIPE research group developed a simulator based on the mathematical model published in the article "Analytical model to estimate the fraction of fracture impacts in multiwell platforms" (Molina, 2019). In the simulator, the parameter  $\epsilon$  (Epsilon) was established to represent the fraction of interconnected fractures between two nearby wells and an observation well. The value of  $\epsilon$  (Epsilon) can range from 1 to -1. A value of 0 indicates that there is no fracture interconnection between the observation well and nearby wells. When  $0 < \epsilon < 1$ , it indicates the fraction of interconnected fractures between the observation well and nearby wells, with flow predominantly directed from the nearby wells toward the observation well. Similarly, when  $-1 < \epsilon < 0$ , it indicates the fraction of interconnected fractures between the observation well and nearby wells, but in this case, fluid flow is dominant from the observation well to neighboring wells. It was also identified that when  $\epsilon \neq 0$ , an adjustment is necessary in the calculation of the area determined from the pressure test. This is because there is a deviation in the area estimate, which can result in an underestimate or overestimate of the SRV area. This deviation is caused by pressure responses originating from nearby wells toward the observation well. The degree of deviation in the calculation of the area is directly related to the level of fracture interconnection between the wells, for which a correction factor was estimated for the calculation of the SRV area of the observation well. This correction factor is related to the calculated value of  $\epsilon$  from the pressure test interpretation.

**APROBACION DE LA TESIS**

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: LUIS FERNANDO BONILLA CAMACHO

Firma:

Nombre Jurado: JAIRO ANTONIO SEPULVEDA GAONA

Firma:

**Universidad Surcolombiana**  
**Facultad de Ingeniería**  
**Programa de Ingeniería de Petróleos**

**Estimación de la Fracción de Fracturas Interconectadas en un Modelo de Tres  
Pozos Horizontales en Yacimientos de Roca Generadora Mediante Análisis de Presiones y  
Caudales Transitorios**

**Presentado Por:**

**Angie Daniela Sacanambuy Castillo**

**David Fernando Gómez Gil**

**Neiva, Huila julio de 2023**

**Universidad Surcolombiana**  
**Facultad de Ingeniería**  
**Programa de Ingeniería de Petróleos**

**Estimación de la Fracción de Fracturas Interconectadas en un Modelo de Tres  
Pozos Horizontales en Yacimientos de Roca Generadora Mediante Análisis de Presiones y  
Caudales Transitorios**

**Angie Daniela Sacanambuy Castillo**

**David Fernando Gómez Gil**

**Trabajo de Grado Presentado Como Requisito Para Optar al Título de Ingeniero de  
Petróleos**

**Director:**

**Freddy Humberto Escobar Macualo**  
**PhD en Ingeniería de Petróleos**

**Neiva - Huila, julio de 2023**

**NOTA DE ACEPTACIÓN**

---

---

---

---

---

---

---

---

**FIRMA DEL DIRECTOR**

---

**FIRMA DEL JURADO**

---

**FIRMA DEL JURADO**



**Neiva Huila, julio de 2023**

## **DEDICATORIA**

*A mis padres, María Gil Mosquera y Deogracias Gómez Sánchez por haberme brindado una crianza llena de amor, comprensión y apoyo, al igual que buenas enseñanzas que me prepararon para la vida, a mi hermano mayor Henry Gómez Gil por darme un buen ejemplo de hermano, a mi hermano Jesús Alfonso Gómez Gil (QEPD), por desearme siempre lo mejor y creer en mi a cada momento.*

*En memoria de Jesús Alfonso Gómez Gil (15-09-1998) –(05-12-2021)*

*David Fernando Gómez Gil*

*Dedico esta tesis al gran esfuerzo de mis padres por haberme brindado la oportunidad de estudiar, por creer y confiar en el tan anhelado sueño de ser profesional, gracias por su ejemplo de honestidad, esfuerzo, perseverancia y constantes deseos de superación. A Sonia Milena Castillo y Héctor Sacanambuy.*

*Que la vida me permita llenarles cada día de orgullo.*

*Angie Daniela Sacanambuy Castillo*

## AGRADECIMIENTOS

*A Dios padre todo poderoso por guiar mis pasos por buen camino y brindarme cada día la fe y el aliento para salir a delante, por los padres tan maravillosos que me brindo. A mis padres y hermanos por el apoyo incondicional, a mi compañera de vida Marcela Martínez por su apoyo incondicional, a cada uno de los profesores de la facultad de ingeniería por siempre tener la mejor actitud de enseñar cada una de las materias de esta bonita carrera, en especial a nuestro director de tesis Freddy Humberto Escobar Macualo, por guiarnos de la mejor manera durante este proyecto de grado, a todas las personas que brindan su apoyo en la logística, mantenimiento y aseo de la Universidad Surcolombiana.*

*David Fernando Gómez Gil*

*Gratitud a Dios por forjar un camino ideal para mí, lleno de aprendizajes y retos constantes que han hecho de mí una mejor persona cada día, por brindarme una familia incondicional, llena de amor y bondad. A los grandes amigos que surgieron en el transcurso de esta etapa de aprendizaje donde cada momento fue especial. A cada docente que me ofreció su apoyo desinteresado, pero especialmente al PhD Freddy Humberto Escobar Macualo, por compartir sus sabios conocimientos e impulsarnos a la mejora continua y hacer que todo esfuerzo valga la pena.*

*Angie Daniela Sacanambuy Castillo*

## Tabla de Contenido

Resumen.....	13
Abstract.....	15
Introducción.....	17
Objetivos.....	20
Capítulo 1. Yacimientos de Roca Generadora.....	21
1.1. Definición.....	21
1.2. Clasificación Según el Tipo de Hidrocarburo.....	23
1.2.1. Petróleo Negro.....	23
1.2.2. Petróleo Volátil.....	24
1.2.3. Gas Condensado.....	25
1.2.4. Gas Húmedo.....	25
1.2.5. Gas Seco.....	25
1.3. Fracturamiento Hidráulico.....	26
1.3.1. Técnicas de Fracturamiento Hidráulico Convencionales.....	27
1.3.2. Con Fluidos Inflamables / Metanol.....	27
1.3.3. Con Espumas / Fluidos Energizados.....	28
1.3.4. Fracturas Energizadas con N <sub>2</sub> .....	29
1.3.5. Fracturas Energizadas con CO <sub>2</sub> .....	29

1.4.	Fractura Hidráulica Multietapa.....	30
1.4.1.	Área de Superficie Aumentada con Fracturas Múltiples .....	30
1.4.2.	Interconexión de Fractura o “Frac Hist” .....	31
1.5.	Pruebas de Presión.....	32
1.5.1.	Prueba de Declinación de Presión (Drawdown Test).....	32
1.5.2.	Prueba de Restauración de Presión (Build-up Test).....	33
Capítulo 2. Frac-Hits (Interconexión de Fracturas) .....		34
2.1.	Generalidades.....	34
2.2.	Modelo Matemático .....	36
Capítulo 3. Método de Síntesis Directa de Tiab (TDS) Para Pruebas de Presión y Caudales Transitorios en Yacimientos de Roca Generadora Hidráulicamente Fracturados. ....		40
3.1.	Simulador FracHist .....	41
3.1.1.	Regímenes de Flujo Característicos Obtenidos del Simulador FracHist .....	43
3.1.2.	Expresiones Matemáticas Propuestas Para las Variables ( $k$ , $\epsilon$ , $A$ ) .....	44
3.2.	Puntos Característicos y Uso de Ecuaciones Determinadas .....	53
3.2.1.	Ecuación Para Factor de Corrección ( $f_{corr}$ ) .....	61
Capítulo 4. Aplicación de las Ecuaciones Propuestas .....		65
4.1	Ejemplo de Aplicación 1.....	65
4.2	Ejemplo de aplicación 2.....	68
Capítulo 5. Análisis de resultados.....		70

Conclusiones .....	71
Recomendaciones .....	72
Nomenclatura .....	73
Bibliografía .....	74
Anexo .....	77

## Listado de Figuras

Figura 1. Sistema de tres HMFV (A, B, C).....	18
Figura 2. Cuenca sedimentaria con formaciones de petróleo y gas.....	21
Figura 3. Diagrama esquemático que muestra un pozo, inicialmente perforado verticalmente a través de formaciones rocosas diferentes, luego desviado y perforado horizontalmente a través de una formación de Shale.....	22
Figura 4. La anatomía de la fracturación hidráulica. Se inyecta fluido y apuntalante con una bomba en un pozo perforado horizontalmente. El fluido fractura la formación y el apuntalante mantiene abiertas estas fracturas mientras sale el gas natural. ....	27
Figura 5. Plataformas de perforación/fracturación minimizan la utilización de la superficie para la fracturación hidráulica multietapa.....	31
Figura 6. Representación esquemática de las pruebas Drawdown. ....	33
Figura 7. Representación esquemática de las pruebas Buildup. ....	34
Figura 8. Dos MFHV operando como sistemas independientes en ausencia de interferencia de presión.....	34
Figura 9. Interconexión de fracturas equivalente a válvula que conecta los pozos A y B, por lo que las condiciones operativas se vuelven interdependientes. ....	35
Figura 10. Conceptualización del modelo de interconexión de fractura en una plataforma de tres pozos. (a) Vista de planta; (b) vista de mapa. ....	36
Figura 11. Interfaz simulador FracHist.....	42
Figura 12. Regímenes de flujo característicos de la derivada de la presión vs tiempo en forma adimensional.....	43

Figura 13. gráfica de la derivada de la presión vs tiempo en forma adimensional, para diferentes valores de permeabilidad SRV.....	45
Figura 14. Comportamiento único de la permeabilidad SRV ajustado en el flujo lineal.	46
Figura 15. Gráfica de la derivada de la presión vs tiempo en forma adimensional para diferentes valores de $\epsilon$ .....	47
Figura 16. Gráfica comportamiento único en el valor máximo en la concavidad hacia abajo. .....	48
Figura 17. Gráfica de la derivada de la presión vs tiempo para diferentes valores negativos de $\epsilon$ .....	49
Figura 18. Gráfica comportamiento único en el valor mínimo de la concavidad hacia arriba. .....	50
Figura 19. Gráfica de la derivada de la presión vs tiempo en forma adimensional para diferentes valores de área de la zona SRV.....	51
Figura 20. Gráfica comportamiento único en el flujo pseudoestable. ....	52
Figura 21. Gráfica log - log de la derivada de presión vs tiempo se lee el valor de tiempo (t), con el respectivo valor de $(t^*\Delta p')$ .....	53
Figura 22 Gráfica log – log, derivada de presión vs tiempo, lectura del punto máximo a de la concavidad hacia abajo. ....	55
Figura 23. Gráfica log - log de la derivada de presión vs tiempo se lee el valor de derivada de la presión $(t^*\Delta p')$ punto mínimo de concavidad.....	57
Figura 24. Gráfica log - log de la derivada de presión vs tiempo se lee el valor de tiempo (t).....	59

Figura 25. Derivada presión vs tiempo en forma adimensional, para diferentes valores de $\epsilon$ .....	62
Figura 26. Línea de tendencia, intercepto régimen de flujo pseudoestable vs $\epsilon$ .....	63
Figura 27. Factor de corrección vs $\epsilon$ .....	64
Figura 28. Gráfica derivada de la presión vs tiempo ejemplo 1. ....	66
Figura 29. Gráfica de la derivada vs tiempo para el problema planteado ejemplo 2.....	68



### **Listado de Tablas**

Tabla 1. Expresiones matemáticas para pruebas de presiones transitorias. ....	40
Tabla 2. Expresiones para pruebas de caudales transitorios. ....	41
Tabla 3. Diferentes valores de intercepto del régimen de flujo pseudoestable para cada épsilon simulado. ....	62
Tabla 4. Resumen de ecuaciones propuestas para pruebas de presiones transitorias en pozos HWMF para yacimientos de roca generadora saturados de petróleo. ....	77
Tabla 5. Resumen de ecuaciones propuestas para pruebas de presiones transitorias en pozos HWMF para yacimientos de roca generadora saturados de gas. ....	78
Tabla 6. Resumen de ecuaciones propuestas para pruebas de caudales transitorios en pozos HWMF para yacimientos de roca generadora saturados de petróleo. ....	78
Tabla 7. Tabla de datos ejemplo de aplicación 1 .....	79
Tabla 8. Tabla de datos ejemplo de aplicación 2 .....	80

## Resumen

En la extracción de hidrocarburos de yacimientos de roca generadora, solo se puede drenar el área que se fractura, la cual origina un volumen estimulado con fracturas secundarias llamado SRV (Stimulated Reservoir Volumen); por lo anterior, es necesario hacer varios pozos horizontales para extraer fluidos, al perforar pozos de desarrollo cerca de pozos que ya han producido por un largo periodo de tiempo es común que las fracturas de los pozos de desarrollo se conecten con las fracturas de pozos primarios, esto es conocido en inglés como “Frac-Hits” o interconexión de fracturas, entre mayor sea la fracción de fracturas interconectadas entre los pozos menor será la productividad de los pozos de desarrollo, porque al conectarse los pozos de desarrollo con pozos que ya han sido producidos se genera un equilibrio de presiones en el yacimiento, lo cual resulta en una pronta descompensación del pozo de desarrollo. Es por lo anterior, que en el presente documento se desarrolla una metodología para identificar la fracción de fracturas interconectadas, a partir de la aplicación de la metodología TDS, para lo cual desde el grupo de investigación GIPE se programó un simulador con el modelo matemático publicado en el artículo “Analytical Model to Estimate the Fraction of Frac Hits in Multi-well Pads” (Molina. 2019). En el simulador se estableció el parámetro  $\epsilon$  (Épsilon) que representa la fracción de fracturas interconectadas de dos pozos cercanos con un pozo de observación, el valor de  $\epsilon$  (Épsilon) puede variar desde 1 hasta -1, donde 0 indica que no hay interconexión de fracturas del pozo de observación con los pozos cercanos, por otra parte cuando  $0 < \epsilon < 1$  indica la fracción de fracturas interconectadas con los pozos cercanos, a su vez indica que la dirección de flujo es dominante en el sentido de los pozos cercanos hacia el pozo de observación, y cuando  $-1 < \epsilon < 0$  indica de igual manera la fracción de fracturas interconectadas con los pozos cercanos, pero en este caso la dirección de fluido es dominante del pozo de observación hacia los pozos vecinos. También se identificó que cuando  $\epsilon$

$\neq 0$  es necesario hacer un ajuste al cálculo del área determinada a partir de la interpretación de la prueba de presión, ya que se genera una desviación en la estimación del área que puede ser subestimando o sobreestimando el área de la zona SRV, dicha desviación se da por la respuesta de presión que proviene los pozos cercanos hacia el pozo de observación, por lo cual la desviación en el cálculo del área está directamente relacionada con el grado de interconexión de las fracturas entre los pozos. Para hacer un ajuste al cálculo del área de la zona SRV del pozo de observación se estimó un factor de corrección que está relacionado con el valor de  $\epsilon$  calculado a partir de la interpretación de la prueba de presión.

**Palabras claves:** Fracturamiento hidráulico, Análisis de presiones, Interconexión de fracturas, Yacimientos de roca generadora.

## Abstract

In the extraction of hydrocarbons from source rock reservoirs, only the fractured area can be drained, resulting in a stimulated volume with secondary fractures known as SRV (Stimulated Reservoir Volume). Therefore, multiple horizontal wells are necessary for the extraction of fluids. When development wells are drilled close to wells that have already produced for an extended period, it is common for fractures in the development wells to connect with those in the primary wells. This phenomenon is known as "Frac Hits" or fracture interconnection. The higher the proportion of interconnected fractures between wells, the lower the productivity of development wells. This is because the connection between development wells and previously produced wells leads to pressure equilibrium in the reservoir, causing a rapid decline in development well performance.

For these reasons, this paper presents a methodology to identify the fraction of interconnected fractures using the TDS methodology. The GIPE research group developed a simulator based on the mathematical model published in the article "Analytical model to estimate the fraction of fracture impacts in multiwell platforms" (Molina, 2019). In the simulator, the parameter  $\varepsilon$  (Epsilon) was established to represent the fraction of interconnected fractures between two nearby wells and an observation well. The value of  $\varepsilon$  (Epsilon) can range from 1 to -1. A value of 0 indicates that there is no fracture interconnection between the observation well and nearby wells. When  $0 < \varepsilon < 1$ , it indicates the fraction of interconnected fractures between the observation well and nearby wells, with flow predominantly directed from the nearby wells toward the observation well. Similarly, when  $-1 < \varepsilon < 0$ , it indicates the fraction of interconnected fractures between the observation well and nearby wells, but in this case, fluid flow is dominant from the observation well to neighboring wells.

It was also identified that when  $\varepsilon \neq 0$ , an adjustment is necessary in the calculation of the area determined from the pressure test. This is because there is a deviation in the area estimate, which can result in an underestimate or overestimate of the SRV area. This deviation is caused by pressure responses originating from nearby wells toward the observation well. The degree of deviation in the calculation of the area is directly related to the level of fracture interconnection between the wells, for which a correction factor was estimated for the calculation of the SRV area of the observation well. This correction factor is related to the calculated value of  $\varepsilon$  from the pressure test interpretation.

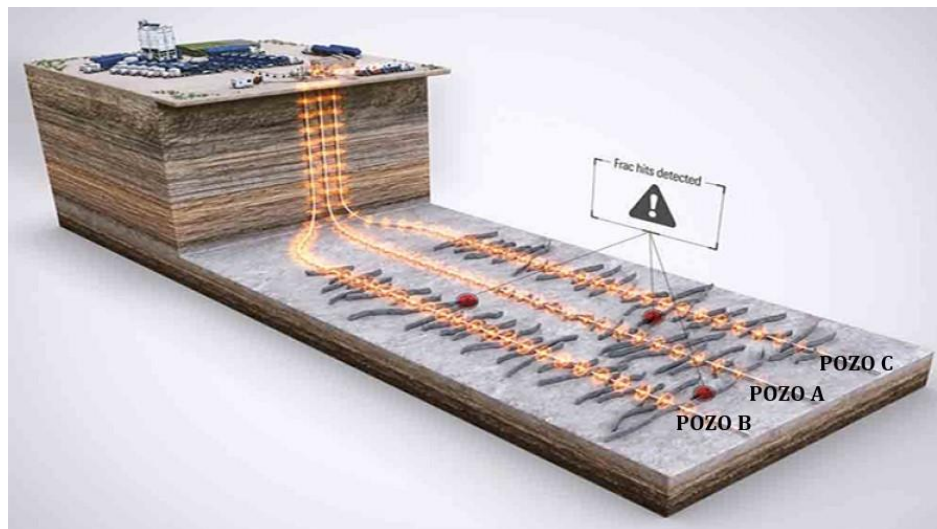
**Keywords:** Hydraulic fracturing, Pressure analysis, Fracture interconnection, Source rock Reservoirs, FracHist.

## Introducción

Uno de los grandes retos de las compañías petroleras es aprovechar al máximo los recursos que existen en determinada área, y este reto es aún mayor en yacimientos de roca generadora donde solo se puede extraer el hidrocarburo que se encuentra en la zona hidráulicamente fracturada llamada SRV, esto obedece principalmente a los bajos valores de permeabilidad de los YRG (Yacimientos de Roca Generadora), por lo cual optimizar el espaciado entre HWMF (Pozos horizontalmente multifracturados) se considera comúnmente como la solución más viable para aumentar la recuperación y elevar los ingresos en operaciones de extracción de hidrocarburos de YRG. No obstante, perforar pozos en proximidad inmediata a pozos que se encuentren depletados puede ocasionar una disminución temporal o permanente de la productividad del pozo de desarrollo, así como un rendimiento deficiente en los pozos cercanos.

La región alrededor de los pozos cercanos al pozo de desarrollo, afectada por una disminución en la presión debido a la extracción previa, funciona como un área de menor presión que atrae las fracturas hidráulicas generadas por los pozos de desarrollo. Este fenómeno aumenta la posibilidad de comunicación de presión entre los pozos existentes y los pozos de desarrollo, un proceso conocido como interacciones impulsadas por fracturas (FDI), comúnmente denominado "Frac Hits" (Jacobs 2017a), en este proyecto lo llamaremos interconexión de fracturas. Las interconexiones de fracturas resultan de la propagación de nuevas fracturas hidráulicas generadas en los pozos de desarrollo hacia fracturas existentes en la formación (Lawal et al. 2013). Este tipo de interacción, impulsada por fracturas, puede ocurrir a través de fracturas primarias, originadas por la fracturación hidráulica o secundarias, que forman parte de la red natural o inducida de fracturas en la formación (Jia et al. 2017, Frohne y Mercer 1984). La Figura 1 muestra un claro ejemplo de la interconexión de fracturas que se puede dar entre los HMFw.

Figura 1. Sistema de tres HMFV (A, B, C).



Fuente: (Lloyd H. Hetrick, 2019)

En la Figura 1, se puede observar cómo algunas de las fracturas del pozo A, se interconectan con las fracturas de los pozos B y C, para entender por qué se da este fenómeno, debemos asumir que los pozos B y C se perforaron al menos 12 meses antes que el pozo A, por lo cual los pozos B y C, ya han tenido un tiempo de producción, pero debido a que se tiene un área sin drenar en el medio de los pozos B y C, se decide hacer un HMFV llamado pozo A en medio de los pozos existentes los cuales han perdido presión debido a la productividad que han tenido en los últimos meses, esto genera que las nuevas fracturas hidráulicas del pozo A, tienden a expandirse en dirección a las zonas de baja presión alrededor de los pozos agotados, aumentando así el riesgo potencial de interconexión de fracturas o problemas de integridad en los pozos e incluso de reventones en los pozos principales (Jacobs 2017), entre mayor sea la cantidad de fracturas que se interconecten del pozo nuevo con los pozos cercanos, menor va a ser la productividad del pozo de desarrollo.

Debido a las afectaciones que tienen las compañías petroleras asociadas a la interconexión de fracturas, se han propuesto varios métodos para detectar y evaluar el impacto de las interconexiones de fracturas en el rendimiento del pozo y en el EUR (Ultimo Recobro Esperado). Estos métodos incluyen el análisis de datos de fracturas, el análisis de tasas transitorias (RTA), el análisis del comportamiento de la presión y el análisis de transitorios de presión (PTA); sin embargo, no se encontró en la literatura que se implementara la técnica de síntesis directa (TDS) desarrollada por Tiab, para evaluar el grado de interconexión de fracturas entre los pozos, de modo que el objetivo de este trabajo es encontrar expresiones matemáticas para la determinación o cálculo de los parámetros  $k$  (permeabilidad),  $a$  (área),  $\epsilon$  (épsilon), haciendo uso de la técnica de síntesis directa de Tiab (TDS), y teniendo en cuenta que realizar el cálculo a partir de dicha técnica permite cuantificar la fracción de fracturas interconectadas en un sistema de tres HMFWD como el presentado en la Figura 1, de una forma sencilla y confiable a partir de las ecuaciones generadas. Se opta por realizar el presente proyecto el cual contempla conceptos de yacimientos de roca generadora, algunas generalidades de fracturamiento hidráulico como también generalidades del modelo matemático propuesto por Molina en el artículo “Analytical Model to Estimate the Fraction of Frac Hits in Multi-well Pads” posteriormente se presentan las ecuaciones encontradas con los respectivos regímenes de flujo donde fueron calculadas y finalmente, se establece un procedimiento para hacer uso de la técnica TDS para la estimación de la fracción de fracturas interconectadas en un modelo de tres pozos horizontales hidráulicamente multifracturados mediante análisis de presiones y caudales transitorios. A modo de cierre, se harán una serie de recomendaciones y conclusiones acerca del uso y los resultados obtenidos por las expresiones matemáticas.



## **Objetivos**

### **Objetivo General:**

Desarrollar una metodología basada en análisis TDS, y de ser posible análisis convencional, para determinar la fracción de fracturas interconectadas de los pozos vecinos con el pozo de observación en un sistema de tres pozos en yacimientos de roca generadora.

### **Objetivos Específicos:**

Programar un modelo matemático que permita observar el comportamiento transitorio de un pozo horizontal hidráulicamente fracturado que pueda tener interconexión con fracturas de otros dos pozos.

Analizar los comportamientos de la derivada de presión y recíproco del caudal para establecer puntos y líneas características.

Desarrollar las ecuaciones conformes a la metodología(s) de interpretación.

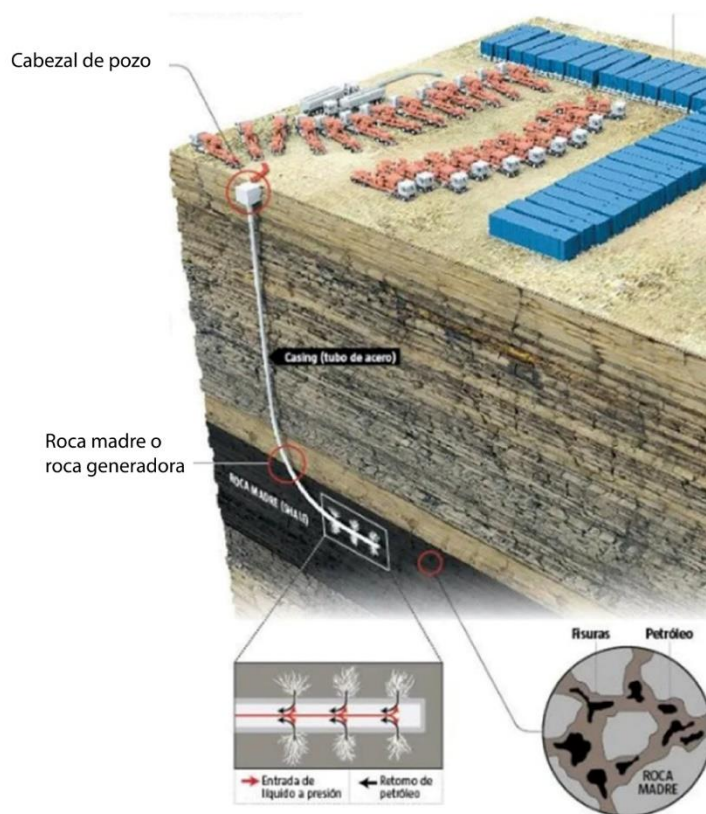
Realizar ensayos de la metodología con datos simulados y reales (si se consiguen) para de esta manera verificar la aplicación de las ecuaciones presentadas.

## Capítulo 1. Yacimientos de Roca Generadora

### 1.1. Definición

Los Yacimientos de Rocas Generadoras (YRG) son aquellos que albergan gas o petróleo en rocas de textura fina conocidas como lutitas, esto se puede apreciar en la Figura 2 donde se nombra roca madre a la misma roca generadora. Lo interesante de estos depósitos es que la misma roca generadora actúa como almacén para el recurso.

Figura 2. Cuenca sedimentaria con formaciones de petróleo y gas.



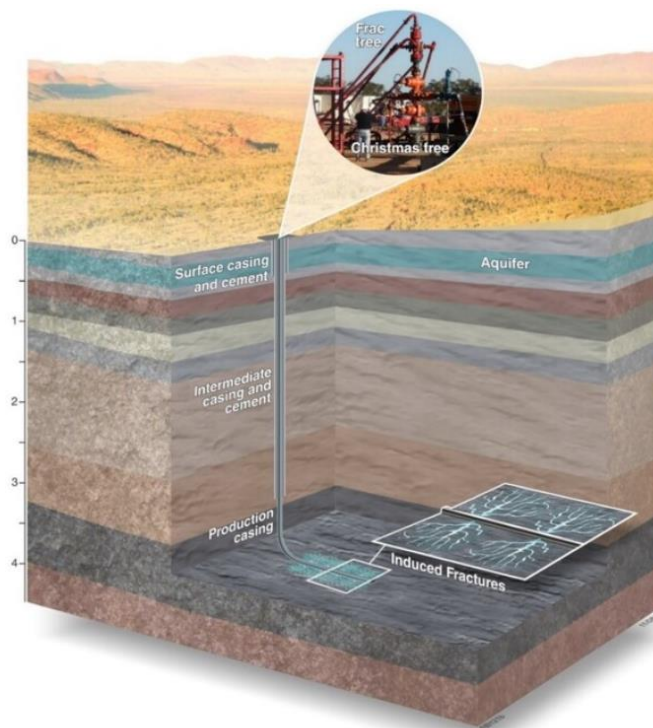
Fuente: (Rodríguez, 2017)

Al perforar pozos en los YRG, se debe tener en cuenta la forma y la longitud del pozo, ya que la baja permeabilidad de la roca dificulta la movilidad de los hidrocarburos en el yacimiento, lo que impide la extracción del recurso con un pozo vertical. Por tanto, se requiere de la perforación horizontal de una parte del yacimiento para facilitar la extracción del recurso. Para ello, se

construyen pozos multilaterales, que constan de una sección vertical y una sección lateral extensa. En estos pozos, se realiza el fracturamiento hidráulico a partir de una única cabeza de pozo, a través de la cual se derivan las diferentes perforaciones en distintas direcciones (ACP, 2020).

En la Figura 3, observamos como puede ocurrir la fracturación hidráulica, un fluido de fractura especialmente diseñado se bombea a presión por un pozo de petróleo revestido con casing. En la preparación para la fracturación hidráulica, el casing de acero se perfora en intervalos o profundidades específicas para crear un canal en la formación rocosa, estas perforaciones permiten que el fluido entre en contacto con la formación rocosa, de modo que al aumentar la presión en la inyección del fluido de fracturamiento se crea una red de fracturas en la roca.

*Figura 3. Diagrama esquemático que muestra un pozo, inicialmente perforado verticalmente a través de formaciones rocosas diferentes, luego desviado y perforado horizontalmente a través de una formación de Shale.*



*Fuente: (Department of Mines)*

El fluido de fractura se compone típicamente de 90 por ciento de agua, 9,5 por ciento de apuntalante (normalmente arena) y 0,5 por ciento de aditivos químicos añadidos a la mezcla. Los apuntalantes suspendidos en el fluido permanecen en las fracturas y las mantienen abiertas después de que se detiene el bombeo. Esto proporciona una vía para que el gas o petróleo fluya hacia el pozo.

Estas vías de fractura suelen tener entre tres y seis milímetros de ancho, pero pueden extenderse 400 metros en la horizontal y hasta 100 metros en vertical dentro de la formación rocosa que contiene gas o petróleo. Cada pozo que se va a fracturar hidráulicamente se diseña cuidadosamente, con base en modelos científicos basados en las propiedades de la roca, el proceso se monitorea de cerca en tiempo real debido a las altas presiones involucradas (690 bar o 10,000 psi). (Department of Mines).

## **1.2. Clasificación Según el Tipo de Hidrocarburo**

Existen varios tipos de yacimientos convencionales y no convencionales, como el petróleo negro, petróleo volátil, gas condensado, gas húmedo y gas seco. Explicaremos brevemente los tipos y sus propiedades.

### ***1.2.1. Petróleo Negro***

Se relaciona estrechamente con la definición de un petróleo crudo de alta viscosidad y densidad que fluye muy poco o no fluye en condiciones de yacimiento. Bajo el efecto de la temperatura del yacimiento, si la viscosidad es mayor a 10000 mPa-s y la densidad es menor a 10 grados API es conocido como bitumen, en cambio, si la viscosidad está en el rango 50 a 10000 mPa-s y la densidad está entre 10 a 20 grados API se conoce como petróleo pesado.

Generalmente para la producción de estos yacimientos se es necesario usar diluyentes para disminuir su viscosidad al igual que usar tratamiento térmico con el mismo fin (petróleo pesado). Por otra parte, la producción de bitumen que esté debajo de 225 pies de profundidad se hace extrayendo la arena para luego separarlos haciendo uso de agua caliente, cuando está más profundo se inyecta vapor para poder ayudarlo a moverse dentro del yacimiento. (Craft, 2017).

### ***1.2.2. Petróleo Volátil***

Es aquel crudo que se encuentra, desde el punto de vista termodinámico, cercano a las condiciones críticas. Sin embargo, esta denominación no es precisamente la más apropiada, debido a que todos los fluidos de yacimiento son volátiles.

Lo que realmente quiere decir, es que el fluido dentro del yacimiento se encuentra a presiones y temperaturas cercanas al punto crítico. Estas propiedades incluyen un alto encogimiento inmediatamente después de que la presión cae por debajo de la presión de burbujeo.

La relación gas petróleo (RGP) generalmente se encuentra en un rango de 2.000 a 3.000 PCN/BN, la gravedad del petróleo es usualmente de 40° API o mayor. Tienen un factor volumétrico ( $B_o$ ) de 2 BY/BN o mayor y una composición que generalmente se caracteriza por tener de 12,5 a 20 % mol de heptano plus, 35% o más de metanos por hexanos, y el remanente de etanos. (Madrid, 2009).

### **1.2.3. Gas Condensado**

Un gas condensado es un tipo de fluido que se encuentra en fase gaseosa dentro del yacimiento. Cuando ocurre una disminución de presión, se produce una condensación de líquidos proveniente del gas en forma de fase líquida libre en el yacimiento.

Los yacimientos de Gas Condensado se consideran entre los más complejos para explotar en la industria petrolera. Por tanto, los estudios integrados en este tipo de yacimientos juegan un papel clave en el desarrollo futuro de explotación. Se caracterizan por una relación gas/líquido (RGP) que oscila entre los 3.000 a 150.000 PCN/BN, con una gravedad API del líquido que se encuentra en un rango desde los 40 a 60° API. (Madrid, 2009).

### **1.2.4. Gas Húmedo**

Contiene moléculas de hidrocarburos más pesados que los gases secos. A condiciones de separación en superficie la mezcla cae en la región de dos fases; producen líquido en superficie al pasar la mezcla a través del sistema de separación, generando relaciones gas-líquido que varían entre 60.000 y 100.000 PCN/BN. Tiene una gravedad API mayor a 60°. Generalmente, su temperatura inicial excede la temperatura cricondentermica, están constituidos por hidrocarburos livianos a intermedios. (Craft, 2017).

### **1.2.5. Gas Seco**

Son aquellos hidrocarburos que permanecen en fase gaseosa, tanto en el subsuelo como a condiciones de superficie, (a cualquier presión) en el transcurso de toda su vida productiva. Generalmente, presenta su temperatura inicial excede la temperatura cricondentermica. Están constituidos por metano con un porcentaje C1 >90 con pequeñas cantidades pentano (C5), con

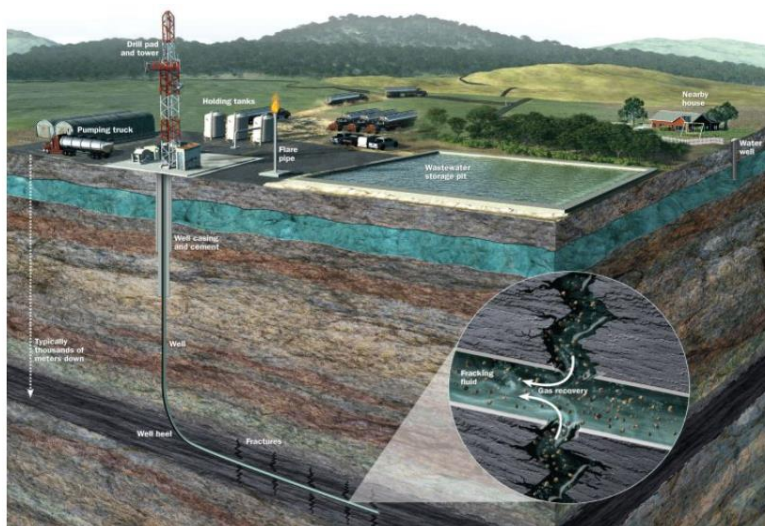
rastros de hidrocarburos superiores en porcentaje  $C5 + < 1$ . Como también poseen alta energía cinética de sus moléculas y baja atracción de las mismas. (Craft, 2017).

### **1.3. Fracturamiento Hidráulico**

El petróleo y el gas natural pueden estar presentes en espacios porosos entre los granos de roca en el subsuelo y pueden fluir fácilmente si las condiciones petrofísicas del yacimiento son favorables, los hidrocarburos fluyen desde las rocas del yacimiento hacia los pozos de petróleo o gas. La producción de estas rocas se conoce tradicionalmente como yacimientos de hidrocarburos "convencionales". Sin embargo, en algunas rocas, los hidrocarburos quedan atrapados dentro del espacio poroso microscópico de la roca. Esto sucede principalmente en rocas de grano fino, como las lutitas, que tienen espacios porosos muy pequeños y mal conectados que impiden flujo de líquido o gas. El gas natural que se produce en los espacios porosos de Shale se denomina gas de esquisto. Algunas areniscas y rocas carbonatadas (como la piedra caliza) con una permeabilidad igualmente baja a menudo se denominan formaciones "apretadas". Los geólogos saben desde hace mucho tiempo que grandes cantidades de petróleo y gas natural existen en formaciones como estas.

La fracturación hidráulica puede mejorar la permeabilidad de estas rocas hasta el punto en que el petróleo y el gas se pueden extraer económicamente. (Page, 2016).

*Figura 4. La anatomía de la fracturación hidráulica. Se inyecta fluido y apuntalante con una bomba en un pozo perforado horizontalmente. El fluido fractura la formación y el apuntalante mantiene abiertas estas fracturas mientras sale el gas natural.*



Fuente: (Espinoza, 2019)

### ***1.3.1. Técnicas de Fracturamiento Hidráulico Convencionales***

En la mayoría de las técnicas, el líquido de fractura es generalmente un gel al que se le agrega un apuntalante. A continuación, se explican algunas características de las diferentes técnicas.

### ***1.3.2. Con Fluidos Inflamables / Metanol***

El uso del metanol gelificado es una de las técnicas de fracturamiento hidráulico utilizadas. Pero hay una serie de restricciones para su utilización debido a que es un fluido muy peligroso para trabajar en superficie, ya que es altamente inflamable (es un fluido inflamable, no un fluido combustible).



Esta técnica es recomendada por algunas compañías para formaciones muy sensibles al agua o de gas seco. Esta sensibilidad puede ser debido a la presencia de ciertas arcillas en la matriz o en pozos de gas seco donde la saturación de agua in situ es menor que la saturación de agua irreducible.

El metanol es gelificado utilizando altas concentraciones de polímeros. En consecuencia, es más difícil la limpieza del yacimiento. Con los fluidos base agua disponibles en el mercado estos pueden ser reemplazados por fluidos base agua de baja carga polimérica (en cual se puede agregar un 10% de metanol como estabilizador). (Madrid, 2009).

### ***1.3.3. Con Espumas / Fluidos Energizados***

En pozos de baja presión, pozos depletados, y de preferencia pozos de gas se suele fracturar utilizando fluidos espumados o energizados. El objetivo de agregar un gas al fluido de fractura es tener una cierta energía disponible en el reservorio para producir rápidamente la mayor parte del fluido de fractura y disminuir la cantidad de líquido inyectado a la formación. Para una espuma el volumen de gas en el fondo a temperatura y presión dentro la fractura es de 60 a 80% del volumen de la mezcla, el restante es líquido.

El agente de soporte es agregado al gel en el blender en superficie. Se agrega el gas en un punto de la línea de alta presión en el pozo. Como el agente de soporte es mezclado solamente con la fase líquida esto implica concentraciones finales en fondo de no más de 5 PPG para una espuma. (Madrid, 2009).

#### **1.3.4. Fracturas Energizadas con N<sub>2</sub>**

Las fracturas con espumas de nitrógeno son diseñadas para formaciones de poca profundidad (< 1.000 a 1.500 metros). El N<sub>2</sub> se agrega en fase gaseosa en la superficie. Se calcula la cantidad de N<sub>2</sub> en función de la relación de volúmenes líquido/gas en el fondo.

Como el gas es compresible a mayor profundidad se necesita mayor cantidad de nitrógeno para ocupar el mismo volumen, lo que significa más material y más equipamiento para gasificarlo, y por lo tanto mayores costos. Esto hace que el nitrógeno sea económico para profundidades inferiores a los 1.500-1.800 metros. Para pozos más profundo se utiliza CO<sub>2</sub>. (Madrid, 2009).

#### **1.3.5. Fracturas Energizadas con CO<sub>2</sub>**

En las fracturas con CO<sub>2</sub> el gas es bombeado en forma líquida en superficie y se gasifica en la formación. El CO<sub>2</sub> líquido es un fluido frío y para gasificarse necesita una cierta temperatura, y por lo tanto no puede ser utilizado en pozos someros donde no hay suficiente temperatura. La espuma se genera dentro de la formación a alguna distancia del pozo. La operación es más sencilla que con N<sub>2</sub>, pero más peligrosa por el manejo de CO<sub>2</sub>.

El CO<sub>2</sub> se disuelve en el petróleo y por lo tanto en pozos de petróleo viscoso disminuye la viscosidad del petróleo en la vecindad de las caras de la fractura lo que ayuda en la limpieza inicial. Para esto tienen blenders especiales que son un tanque criogénico con un agitador interno. Se agrega la arena dentro el tanque a través de un sistema especial donde se mezcla con el CO<sub>2</sub> antes de inyectar en el pozo. Esta técnica permite solamente hacer fracturas de menor tamaño. (Madrid, 2009).

## 1.4. Fractura Hidráulica Multietapa

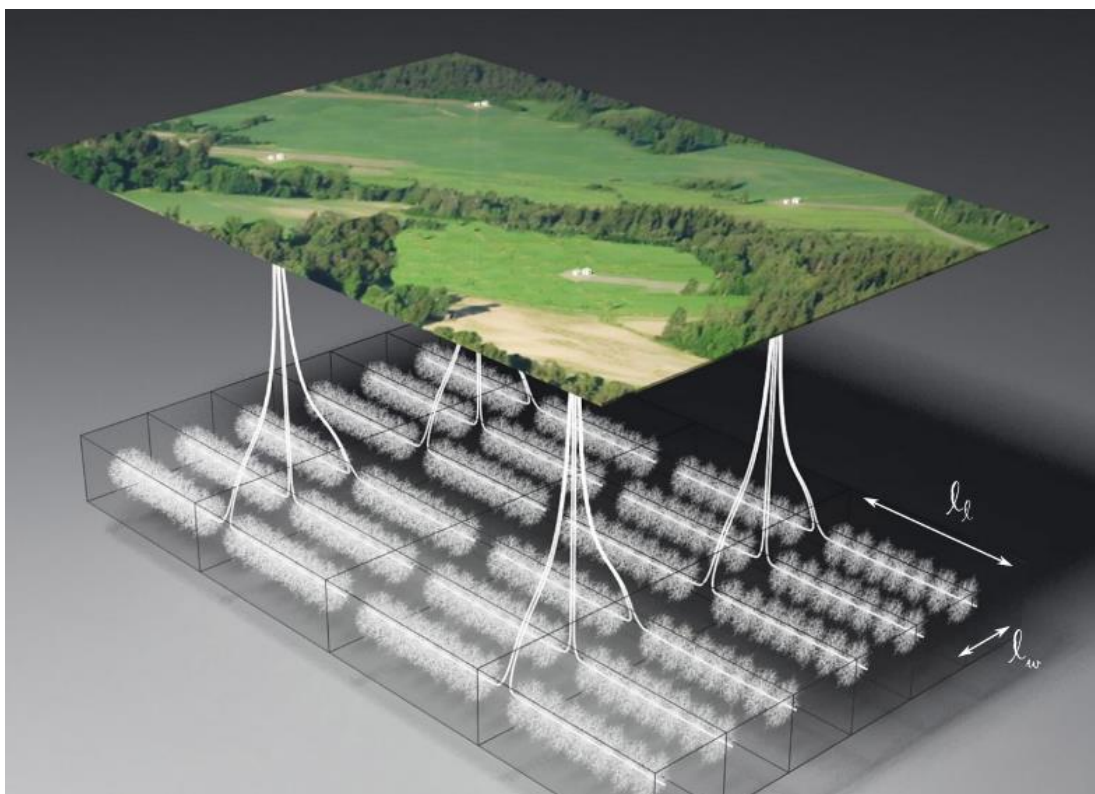
El objetivo de la fracturación hidráulica multietapa es aumentar el área superficial del yacimiento en contacto con el pozo. Los apuntalantes ayudan a mantener una alta conductividad en las fracturas recién creadas. El objetivo principal de la fracturación hidráulica multietapa son las rocas generadoras de hidrocarburos. Otras formaciones compactas que contienen hidrocarburos también pueden estimularse a través de la fracturación hidráulica de múltiples etapas. (Espinoza, 2019).

### 1.4.1. Área de Superficie Aumentada con Fracturas Múltiples

Los pozos horizontales ayudan a crear fracturas múltiples a partir de un solo pozo, en los modelos más simples de fracturación hidráulica suponen fracturas planas de dos alas en cada etapa. Esta geometría permite definir parámetros como  $(x_f, h_f, w_0)$ , o la distancia entre las etapas de fractura  $l_f$ . Se puede pensar que reducir  $l_f$  es mejor para aumentar la superficie. Sin embargo, colocar etapas demasiado cerca puede causar que las fracturas no planas choquen entre sí y también requieran una mayor inversión. La colocación de una gran cantidad de fracturas requerirá, en la mayoría de los casos, aumentar la longitud del pozo. Este es otro parámetro de diseño, la longitud del lateral  $l_l$ .

Por último, generalmente se perforan múltiples pozos horizontales uno al lado del otro para cubrir el volumen del yacimiento. Los pozos generalmente se colocan paralelos entre sí y a la misma profundidad separados por la distancia entre pozos ( $l_w$ ) ver Figura 5. En formaciones gruesas, los pozos pueden ubicarse a diferentes profundidades alternas. La ubicación en la superficie desde donde se perforan y fracturan los pozos se denomina plataforma de perforación/fracturación. (Espinoza, 2019).

*Figura 5. Plataformas de perforación/fracturación minimizan la utilización de la superficie para la fracturación hidráulica multietapa.*



*Fuente: (Espinoza, 2019)*

#### **1.4.2. Interconexión de Fractura o “Frac Hist”**

La fracturación hidráulica multietapa involucra múltiples fracturas espaciadas a una distancia característica entre fracturas  $l_f$ . La distancia entre fracturas está diseñada para ser la

distancia entre etapas. Sin embargo, si se obliga a las fracturas a crecer para acercarse unas a otras, interactuarán debido a las deformaciones causadas por colocar una fractura antes que la otra.

La distancia mínima  $l_f$  en el que se pueden colocar dos fracturas planares consecutivas depende del ancho apuntalado de fractura o presión neta equivalente, altura de la fractura, rigidez de la formación. (Espinoza, 2019).

## **1.5. Pruebas de Presión**

Una prueba de presión se enfoca en analizar, mejorar y predecir el comportamiento de un yacimiento, estas consisten en medir la variación de presión en uno o más pozos para calcular algunas propiedades petrofísica de la roca y de igual manera de los fluidos del yacimiento. Algunos de los parámetros que se pueden obtener con el análisis de las pruebas de presión son: permeabilidad, coeficiente de almacenamiento, volumen poroso, presión promedio, entre otros. Por otra parte, una prueba de caudales transitorios (RTA por sus siglas en inglés, rate transient analysis), es un tipo de prueba que se lleva a cabo mientras el pozo se encuentra produciendo, es decir, el pozo en ningún momento se cierra a comparación de una prueba de restauración de presión (Build-Up test); con esta prueba de caudales se pueden obtener de igual forma parámetros del yacimiento como el área de fractura, longitud media de fractura y permeabilidad de la matriz.

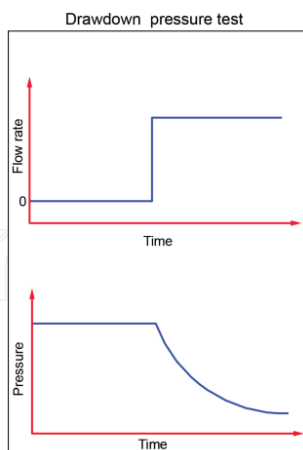
### ***1.5.1. Prueba de Declinación de Presión (Drawdown Test)***

Según (Macualo, 2019) describe que la prueba de declinación de presión también es conocida como prueba de flujo. Después de que el pozo ha estado cerrado durante un tiempo suficiente para lograr la estabilización, el pozo es puesto en producción a un ritmo constante,

mientras se registra la presión de fondo contra el tiempo. Su principal desventaja es que es difícil mantener la tasa de flujo constante.

La Figura 6 ilustra una prueba de Drawdown mostrando el historial de producción y la presión registrada en el fondo del pozo.

*Figura 6. Representación esquemática de las pruebas Drawdown.*

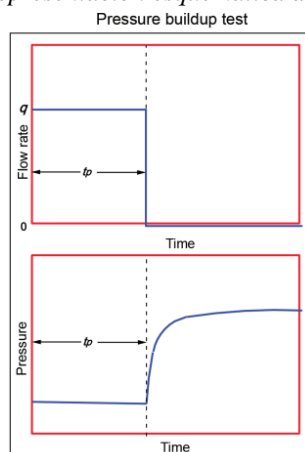


*Fuente: (Macualo, 2019)*

### ***1.5.2. Prueba de Restauración de Presión (Build-up Test)***

En esta prueba el pozo se cierra mientras se registra la presión estática del fondo del pozo en función del tiempo. Esta prueba permite obtener la presión promedio del yacimiento, aunque desde 2010, las presiones promedio del yacimiento se pueden determinar a partir de pruebas de declinación. Su principal desventaja es económica, ya que el cierre del pozo conlleva a la pérdida de producción. (Macualo, 2019).

Figura 7. Representación esquemática de las pruebas Buildup.



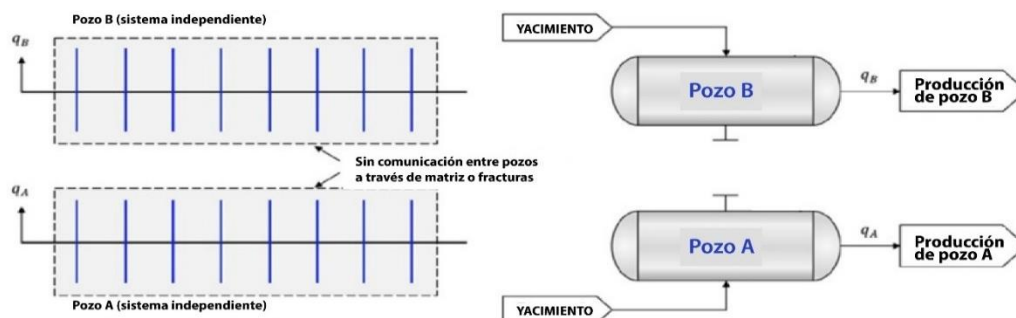
Fuente: (Macualo, 2019)

## Capítulo 2. Frac-Hits (Interconexión de Fracturas)

### 2.1. Generalidades

La comunicación de presión a través de la matriz en formaciones de petróleo de arenas compactas es insignificante cuando la conductividad de las fracturas primarias y secundarias es relativamente alta (p. ej., >100 md-ft) (Yu et al. 2016). Siguiendo esta premisa, todos los pozos hidráulicamente multifracturados también conocidos por sus siglas en inglés como MFHW trabajarían de forma independiente sin comunicación entre ellos. De modo que los pozos se pueden considerar como sistemas independientes en ausencia de interconexión de fracturas. (Molina 2019).

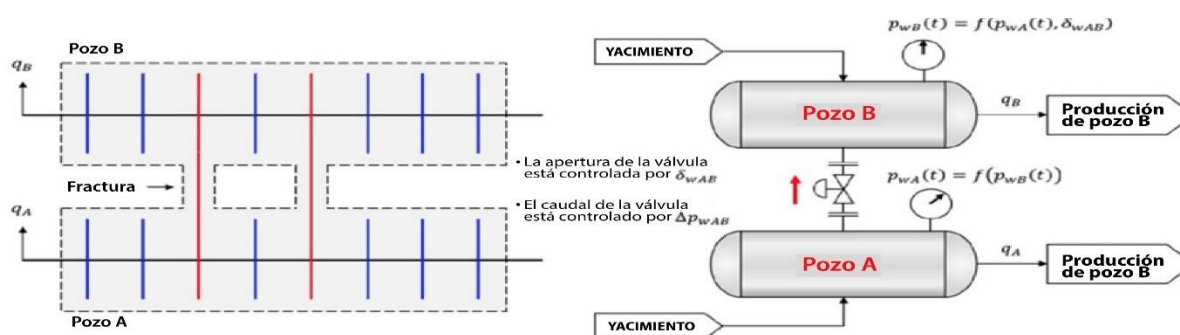
Figura 8. Dos MFHW operando como sistemas independientes en ausencia de interferencia de presión.



Fuente: (Molina 2019)

Por otro lado, si la comunicación entre fuentes es buena, el desempeño de todos los pozos MFHW es interdependiente, es importante destacar que los cambios en el comportamiento de la producción pueden afectar a otros pozos en la plataforma. La Figura 9, ilustra la interconexión de fracturas como una “válvula” que hace la conexión de dos recipientes, si se hace apertura de esa “válvula” tendríamos que es directamente proporcional a la fracción de fracturas interconectadas.

Figura 9. Interconexión de fracturas equivalente a válvula que conecta los pozos A y B, por lo que las condiciones operativas se vuelven interdependientes.

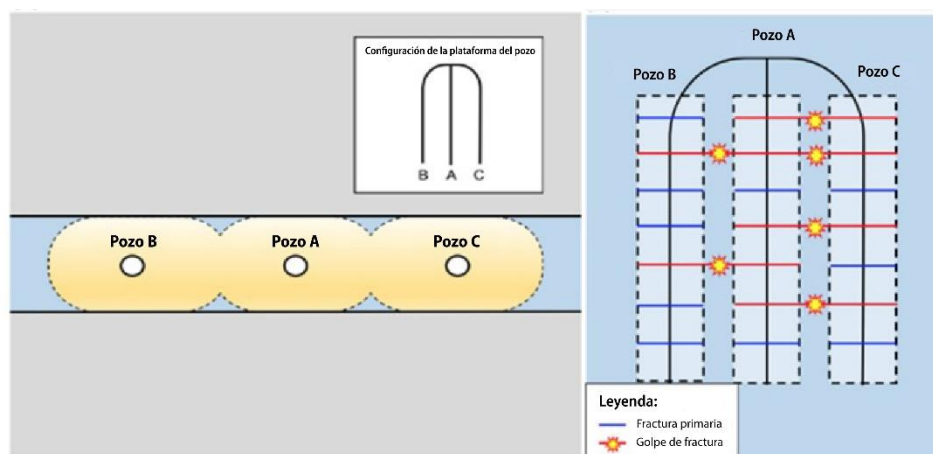


Fuente: Molina (2019)

A su vez, si asumimos que cada pozo tiene el mismo número de etapas fracturadas hidráulicamente y además que, consideramos la conductividad de la interconexión igual a la conductividad promedio de fractura, como ilustra la Figura 10, donde los pozos aterrizan en la misma formación, por esto consideramos que los efectos transitorios dentro de la interconexión de fracturas se consideran insignificantes.



Figura 10. Conceptualización del modelo de interconexión de fractura en una plataforma de tres pozos. (a) Vista de planta; (b) vista de mapa.



Fuente: (Molina 2019)

Es importante inferir que, la estabilización de presión de los dos pozos A y B dependerán de la velocidad con que se de apertura a la válvula. Tenga en cuenta que la estabilización entre los pozos debe estar en función de  $\varepsilon_{WAB}$  entre su valor sea mayor, más rápido el  $\Delta P_{WAB}(t)$  alcanzará el equilibrio, es por esto que  $\varepsilon_{WAB}$  ayudará a determinar el rastreo de la interconexión de fractura y a su vez el número de interconexión de fractura existentes entre el pozo A y B.

## 2.2. Modelo Matemático

Supuestos generales: (1) fluido monofásico ligeramente compresible; (2) propiedades de fluido y roca constantes; (3) presión inicial homogénea en el yacimiento de los múltiples pozos; (4) fracturas hidráulicas planas; (5) MFHW modelados como pozos de una sola fractura que fluyen a una tasa equivalente por fractura; (6) el flujo de fluido es aproximado como una combinación de cuatro flujos lineales; (7) SRV es una región rectangular con permeabilidad órdenes de magnitud superiores a la matriz; y (8) las interconexiones de fractura solo ocurren entre fracturas hidráulicas.

Ecuaciones gobernantes, la derivación de las ecuaciones gobernantes para el modelo de interconexión de fracturas se detalla en el artículo “Analytical Model to Estimate the Fraction of Frac Hits in Multi-well Pads” (Molina 2019), en este documento solo mostramos las ecuaciones gobernantes resultantes en el dominio de Laplace.

$$\text{Matriz: } \frac{d^2 \bar{p}_{rjD}}{dy_{jD}^2} - \frac{s}{\eta_{mD}} \bar{p}_{rjD} = 0$$

$$\text{SRV: } \frac{d^2 \bar{p}_{1jD}}{dx_D^2} + c_{1j}(s) \bar{p}_{1jD} = 0$$

$$\text{Fractura: } \frac{d^2 \bar{p}_{fjD}}{dy_{jD}^2} - c_{2j}(s) \bar{p}_{fjD} = -\frac{2\pi q'_{jD}}{s(F'_{CD})_j} \delta(y_{jD})$$

Las funciones de fuente de flujo 1  $C_{1j}(s)$  y 2  $C_{2j}(s)$  se definen de la siguiente manera:

$$c_{1j}(s) = \frac{s}{\eta_{1jD}} + \frac{k_m / k_{1j}}{2} \sqrt{\frac{s}{\eta_{mD}}} \left\{ \tanh \left[ (1 - y_{eojD}) \sqrt{\frac{s}{\eta_{mD}}} \right] + \tanh \left[ (1 - y_{eljD}) \sqrt{\frac{s}{\eta_{mD}}} \right] \right\}$$

$$c_{2j}(s) = \frac{s}{\eta_{fAD}} + \frac{2}{(F'_{CD})_j} \frac{\sqrt{c_{1j}(s)}}{\coth \left[ (x_{ejD} - w_{jD} / 2) \sqrt{c_{1j}(s)} \right] + s_{fj} \sqrt{c_{1j}(s)}}$$

El término  $S_{fj}$  en la ecuación representa el skin sobre la superficie de fractura del pozo j.

Por simplicidad, supondremos  $S_{fj} = 0$ .

Definición analítica de funciones de fuga:

$$B_W(s) = \frac{\frac{\pi q'_{AD}}{(F'_{CD})_A} \frac{\coth \sqrt{c_{2A}(s)}}{s\sqrt{c_{2A}(s)}} - \frac{\pi q'_{BD}}{(F'_{CD})_B} \frac{\coth(x_{jBD}\sqrt{c_{2B}(s)})}{s\sqrt{c_{2B}(s)}} - \frac{1}{2} \frac{\operatorname{csch} \sqrt{c_{2A}(s)}}{s\sqrt{c_{2A}(s)}} \left[ \frac{\pi q'_{AD}}{(F'_{CD})_A} \frac{\coth \sqrt{c_{2A}(s)}}{s\sqrt{c_{2A}(s)}} - \frac{\pi q'_{CD}}{(F'_{CD})_C} \frac{\coth(x_{jCD}\sqrt{c_{2C}(s)})}{s\sqrt{c_{2C}(s)}} \right]}{s_{fAC} + \frac{1}{2} \left[ \frac{\operatorname{csch} \sqrt{c_{2A}(s)}}{s\sqrt{c_{2A}(s)}} + \frac{n_{fA}(F'_{CD})_A}{n_{fC}(F'_{CD})_C} \frac{\operatorname{csch}(x_{jCD}\sqrt{c_{2C}(s)})}{s\sqrt{c_{2C}(s)}} \right]}}$$

$$s_{fAB} + \frac{1}{2} \left[ \frac{\operatorname{csch} \sqrt{c_{2A}(s)}}{s\sqrt{c_{2A}(s)}} + \frac{n_{fA}(F'_{CD})_A}{n_{fC}(F'_{CD})_C} \frac{\operatorname{csch}(x_{jBD}\sqrt{c_{2B}(s)})}{s\sqrt{c_{2B}(s)}} \right] - \frac{\frac{1}{4} \left( \frac{\operatorname{csch} \sqrt{c_{2A}(s)}}{s\sqrt{c_{2A}(s)}} \right)^2}{s_{fAC} + \frac{1}{2} \left[ \frac{\operatorname{csch} \sqrt{c_{2A}(s)}}{s\sqrt{c_{2A}(s)}} + \frac{n_{fA}(F'_{CD})_A}{n_{fC}(F'_{CD})_C} \frac{\operatorname{csch}(x_{jCD}\sqrt{c_{2C}(s)})}{s\sqrt{c_{2C}(s)}} \right]}}$$

$$C_W(s) = \frac{\frac{\pi q'_{AD}}{(F'_{CD})_A} \frac{\coth \sqrt{c_{2A}(s)}}{s\sqrt{c_{2A}(s)}} - \frac{\pi q'_{CD}}{(F'_{CD})_C} \frac{\coth(x_{jCD}\sqrt{c_{2C}(s)})}{s\sqrt{c_{2C}(s)}} - \frac{1}{2} \varepsilon_{AB} B_{AB}(s) \frac{\coth \sqrt{c_{2A}(s)}}{s\sqrt{c_{2A}(s)}}}{s_{fAC} + \frac{1}{2} \left[ \frac{\coth \sqrt{c_{2A}(s)}}{s\sqrt{c_{2A}(s)}} + \frac{n_{fA}(F'_{CD})_A}{n_{fC}(F'_{CD})_C} \frac{\coth(x_{jCD}\sqrt{c_{2C}(s)})}{s\sqrt{c_{2C}(s)}} \right]}$$

Soluciones analíticas para declinación de presión, si desprecian los efectos del almacenamiento en el pozo, el efecto del daño se incorpora a continuación para cada pozo.

*Solución analítica para la declinación de presión en el pozo A:*

$$\bar{p}_{WAD}(s) = \frac{\pi q'_{AD}}{(F'_{CD})_A} \frac{\coth \sqrt{c_{2A}(s)}}{s\sqrt{c_{2A}(s)}} - \frac{1}{2} [\varepsilon_{AB} B_W(s) + \varepsilon_{AC} C_W(s)] \frac{\operatorname{csch} h \sqrt{c_{2A}(s)}}{\sqrt{c_{2A}(s)}} + q'_{AD} \frac{(s_C)_A}{s}$$

$$\Delta p_{WA} = \frac{141.2 q'_{\mu B}}{k_{1A} h} \left\{ \frac{\pi q'_{AD}}{(F'_{CD})_A} \frac{\coth \sqrt{c_{2A}(s)}}{s\sqrt{c_{2A}(s)}} - \frac{1}{2} [\varepsilon_{AB} B_W(s) + \varepsilon_{AC} C_W(s)] \frac{\operatorname{csch} h \sqrt{c_{2A}(s)}}{\sqrt{c_{2A}(s)}} \right\} + \frac{141.2 q'_{\mu B}}{k_{fA} w_A} \left[ \operatorname{Ln} \left( \frac{h}{2r_{WA}} \right) - \frac{\pi}{2} \right]$$

*Solución analítica para la declinación de presión en el pozo B:*

$$\bar{p}_{WBD}(s) = \frac{\pi q'_{BD}}{(F'_{CD})_B} \frac{\coth(x_{jBD}\sqrt{c_{2B}(s)})}{s\sqrt{c_{2B}(s)}} + \frac{1}{2} \varepsilon_{AB} \frac{n_{fA}(F'_{CD})_A}{n_{fB}(F'_{CD})_B} B_W(s) \frac{\operatorname{csch} h(x_{jBD}\sqrt{c_{2B}(s)})}{\sqrt{c_{2B}(s)}} + q'_{BD} \frac{(s_C)_B}{s}$$

$$\Delta p_{WB} = \frac{141.2 q'_{\mu B}}{k_{1A} h} \left\{ \frac{\pi q'_{BD}}{(F'_{CD})_B} \frac{\coth(x_{jBD}\sqrt{c_{2B}(s)})}{s\sqrt{c_{2B}(s)}} + \frac{1}{2} \varepsilon_{AB} \frac{n_{fA}(F'_{CD})_A}{n_{fB}(F'_{CD})_B} B_W(s) \frac{\operatorname{csch} h(x_{jBD}\sqrt{c_{2B}(s)})}{\sqrt{c_{2B}(s)}} \right\} + \frac{141.2 q'_{\mu B}}{k_{fB} w_B} \left[ \operatorname{Ln} \left( \frac{h}{2r_{WB}} \right) - \frac{\pi}{2} \right]$$

*Solución analítica para la declinación de presión en el pozo C:*

$$\bar{p}_{wCD}(s) = \frac{\pi q_{CD}}{(F_{CD})_c} \frac{\coth(x_{fCD} \sqrt{c_{2C}(s)})}{s \sqrt{c_{2C}(s)}} + \frac{1}{2} \varepsilon_{AC} \frac{n_{fA}(F_{CD})_A}{n_{fC}(F_{CD})_C} C_w(s) \frac{\csc h(x_{fCD} \sqrt{c_{2C}(s)})}{\sqrt{c_{2C}(s)}} + q_{CD} \frac{(s_c)_c}{s}$$

$$\Delta p_{wC} = \frac{141.2 q_{i\mu B}}{k_{1A} h} I^{-1} \left\{ \frac{\pi q_{CD}}{(F_{CD})_c} \frac{\coth(x_{fCD} \sqrt{c_{2C}(s)})}{s \sqrt{c_{2C}(s)}} + \frac{1}{2} \varepsilon_{AC} \frac{n_{fA}(F_{CD})_A}{n_{fC}(F_{CD})_C} C_w(s) \frac{\csc h(x_{fCD} \sqrt{c_{2C}(s)})}{\sqrt{c_{2C}(s)}} \right\} + \frac{141.2 q_c \mu B}{k_{fC} w_c} \left[ \text{Ln} \left( \frac{h}{2r_{wC}} \right) - \frac{\pi}{2} \right]$$

Se establece un modelo analítico para un tipo de fluido gas o petróleo para una plataforma con tres pozos horizontales multifracturados (MFHW) en un yacimiento de roca generadora. La metodología propone que la interconexión de fractura de los 3 pozos sucede entre AB y AC, siendo así, los pozos B y C la imagen de referencia del pozo A.

Al interpretar que el pozo A se encuentra entre B y C, se hacen ciertas consideraciones en el modelo como son: las propiedades petrofísicas de la roca son constantes, independientemente de los cambios de presión.

Consideramos para la plataforma tres pozos (MFHW) que mantienen asimétricas sus dimensiones. Por otra parte, este modelo nos garantiza dos condiciones de contorno ubicadas en la punta interna de la fractura y la punta externa de la fractura. De modo que, es posible asignar a cada extremo de la punta de la fractura una condición límite de un tiempo de interconexión o ausencia de flujo.

### Capítulo 3. Método de Síntesis Directa de Tiab (TDS) Para Pruebas de Presión y Caudales Transitorios en Yacimientos de Roca Generadora Hidráulicamente Fracturados.

A continuación, se presentan las expresiones matemáticas que se usan en la metodología de TIAB, a partir de las cuales se desarrollaron las ecuaciones propuestas en este documento. La tabla 1 contiene las expresiones matemáticas para pruebas de presiones transitorias, y la tabla 2 contiene expresiones matemáticas para pruebas de caudales transitorios.

Tabla 1. Expresiones matemáticas para pruebas de presiones transitorias.

Tiempo adimensional (aceite)	$tD = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_i x_f^2}$
Presión adimensional (aceite)	$P_D = \frac{kh}{141.2quB} \Delta P$
Derivada de la presión vs tiempo en forma adimensional (aceite)	$(t_D * P_D)' = \frac{k_i h (t * \Delta P)'}{141.2q\mu B}$
Tiempo adimensional (gas)	$tD = \frac{0.0002637kt}{\phi(\mu c_i)_i x_f^2}$
Pseudotiempo adimensional (gas)	$t_{Da} = \left( \frac{0.0002637k}{\phi x_f^2} \right) t_a(p)$
Derivada de la pseudopresión vs pseudotiempo en forma adimensional (gas)	$(t_D * m(P)_D)' = \frac{k_i h (t * m(P))'}{1424T}$

Fuente: (Freddy Humberto Escobar, 2007)

Tabla 2. Expresiones para pruebas de caudales transitorios.

Tiempo adimensional (aceite)	$tD = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_i x_f^2}$
Inverso del caudal en forma adimensional (aceite)	$\frac{1}{q_D} = \frac{kh(P_i - P_{wf})}{141.2Bu} (1/q)$
Derivada del inverso del caudal en forma adimensional (aceite)	$\left[ t_D * \left( \frac{1}{q_D} \right)' \right] = \frac{kh(P_i - P_{wf})}{141.2\mu B} \frac{1}{q_{oil}}$
Tiempo adimensional (gas)	$tD = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_i x_f^2}$
Pseudotiempo adimensional (gas)	$t_{Da} = \left( \frac{0.0002637k}{\phi x_f^2} \right) t_a(p)$
Derivada del inverso del caudal en forma adimensional (gas)	$\left[ t_D * (1/q_D)' \right] = \frac{kh[\Delta m(P)]}{1424T} \left[ t * (1/q)' \right]$

Fuente: (Freddy Humberto Escobar L. M., 2014)

### 3.1. Simulador FracHist

En el grupo de investigación GIPE se desarrolló el simulador llamado “FracHist” en el cual se programó el modelo matemático desarrollado por (Molina 2019), el simulador FracHist permite hacer un diseño del sistema en el que se está trabajando, allí es posible simular el comportamiento de presión o del recíproco del caudal para yacimientos de roca generadora, en los cuales ingresamos diferentes condiciones de permeabilidad ( $k$ ), grados de interconexión de fracturas de los pozos cercanos con el pozo de observación ( $\epsilon$ ), como también variar la longitud de las fracturas ( $x_f$ ), dicha longitud está directamente relacionada con el área de la zona SRV. Al ejecutar la simulación en el modo de caudal constante obtenemos datos simulados del comportamiento de la presión vs tiempo con su respectiva derivada en forma adimensional; por otra parte, cuando se

ejecuta la simulación en el modo presión de fondo fluyente constante, obtenemos datos del comportamiento del recíproco del caudal con su respectiva derivada en forma adimensional.

Figura 11. Interfaz simulador FracHist.

The screenshot shows the FracHits simulation interface with the following parameters:

Parameter	Value	Parameter	Value	Parameter	Value	Parameter	Value
ctF	1E-3	ct, 1/psi	1E-5	EpsAB	1	Product	q cte
PhiF	0.15	mu, cp	0.7	EpsAC	1	Product	Pwf cte
kmA	1E-5	h, ft	100	cfD_A	4.9	ScA	0.1
ko1	10	Phi	0.05	cfD_B	2.4	ScB	0.1
ko2	10	B, rb/STB	1.35	cfD_C	2.083333	ScC	0.1
ko3	10	qA, BPD	350	#iA	30	@pA	1
T, R	640	qB, BPD	200	#iB	35	@pB	1
etaM	7.53428	qC, BPD	280	#iC	32	@pC	1
(tD)in	1E-4	koF_A, md	70000	wfA, ft	0.07	xfA, ft	100
tD(max)	1E4	KoF_B, md	60000	wfB, ft	0.06	xfB, ft	150
Ndata	70	KoF_C, md	50000	wfC, ft	0.05	xfC, ft	120
CS N	12	etaA	7534.28571	L_AB, ft	1000	XeA, ft	5000
File	misDatos	etaB	7534.28571	L_AC, ft	2500	XeB, ft	5000
Filename	myPoints	etaC	7534.28571	YeOC, ft	4000	XeC, ft	5000
				YeOB, ft	2800		
						Plot well	Todos
						Derivative	Numer. 1st Der
							Numer. 2nd Der
							Gas
							SfA
							SfB
							SfC
							SfA_B
							SfA_C
							etaFA
							EtaFB
							EtaFC

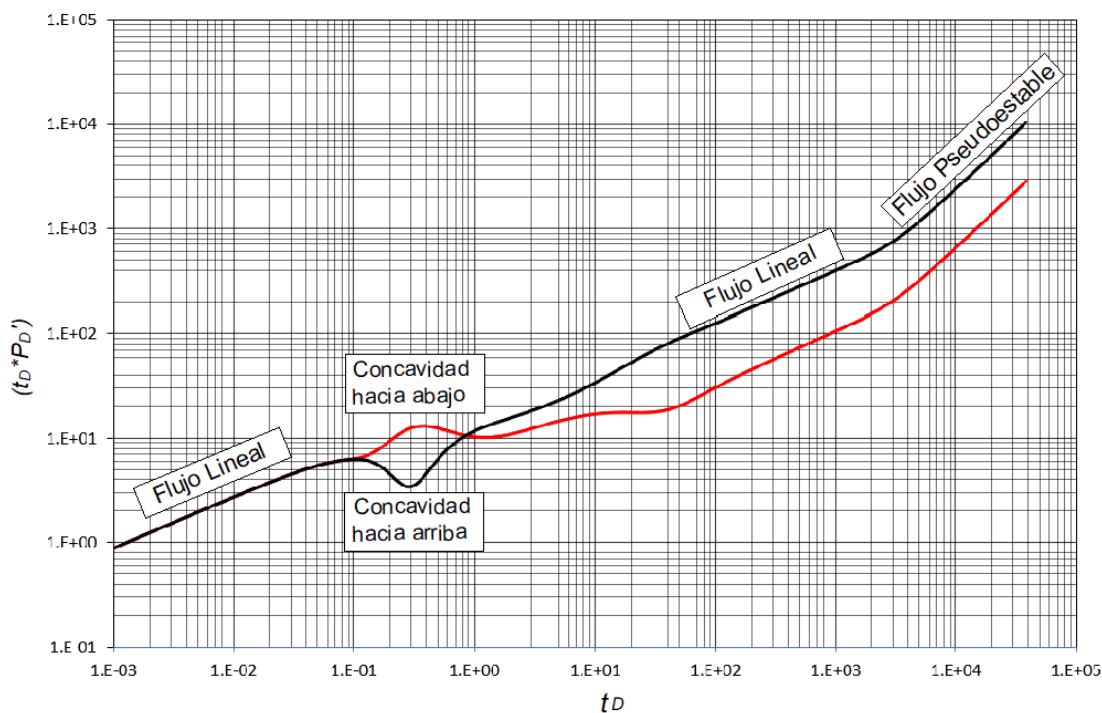
Fuente: GIPE.

A partir de los resultados obtenidos de las simulaciones se identifican puntos o pendientes de los cuales se pueden determinar parámetros como  $k$ ,  $\varepsilon$ , Área. Para el desarrollo de cada ecuación propuesta se generaron series de simulaciones modificando la variable que se desea calcular, mientras las otras variables permanecieron constantes, posteriormente se graficaron los datos en Excel y se hace un ajuste para encontrar un comportamiento único en las gráficas, de este modo se pueden desarrollar las ecuaciones a partir de las ecuaciones presentadas en las tablas 1 y 2 según sea el caso.

### 3.1.1. Regímenes de Flujo Característicos Obtenidos del Simulador FracHist

A continuación, se presenta la gráfica de la derivada de la presión vs tiempo, generada a partir de datos simulados, se señalan los puntos característicos y se define el comportamiento de la presión en cada régimen de flujo.

Figura 12. Regímenes de flujo característicos de la derivada de la presión vs tiempo en forma adimensional.



Fuente: Elaboración propia.

**Régimen de flujo lineal:** En este flujo se observa la primera respuesta de presión del pozo mostrando el flujo a través de las fracturas de la zona SRV.

**Concavidad hacia abajo:** En este régimen se evidencia la interconexión de fracturas del pozo de observación A, con los pozos cercanos B-C. Cuando se observa una concavidad hacia abajo después del primer flujo lineal, indica que hay influjo de los pozos vecinos hacia el pozo de observación.



*Concavidad hacia arriba:* En este régimen se evidencia la interconexión de fracturas del pozo de observación A, con los pozos cercanos B-C, cuando se observa una concavidad hacia arriba después del primer flujo lineal indica que hay flujo del pozo de observación hacia los pozos vecinos.

*Segundo régimen de flujo lineal:* En este régimen de flujo se observa la respuesta de presión del flujo de la zona SRV de los pozos B-C hacia el pozo A.

*Régimen de flujo pseudoestable:* Este régimen es la manifestación de la respuesta de presión llegando a las fronteras del área SRV, en caso de que existan interconexión de fracturas también se obtiene respuesta de presión de los pozos cercanos B-C.

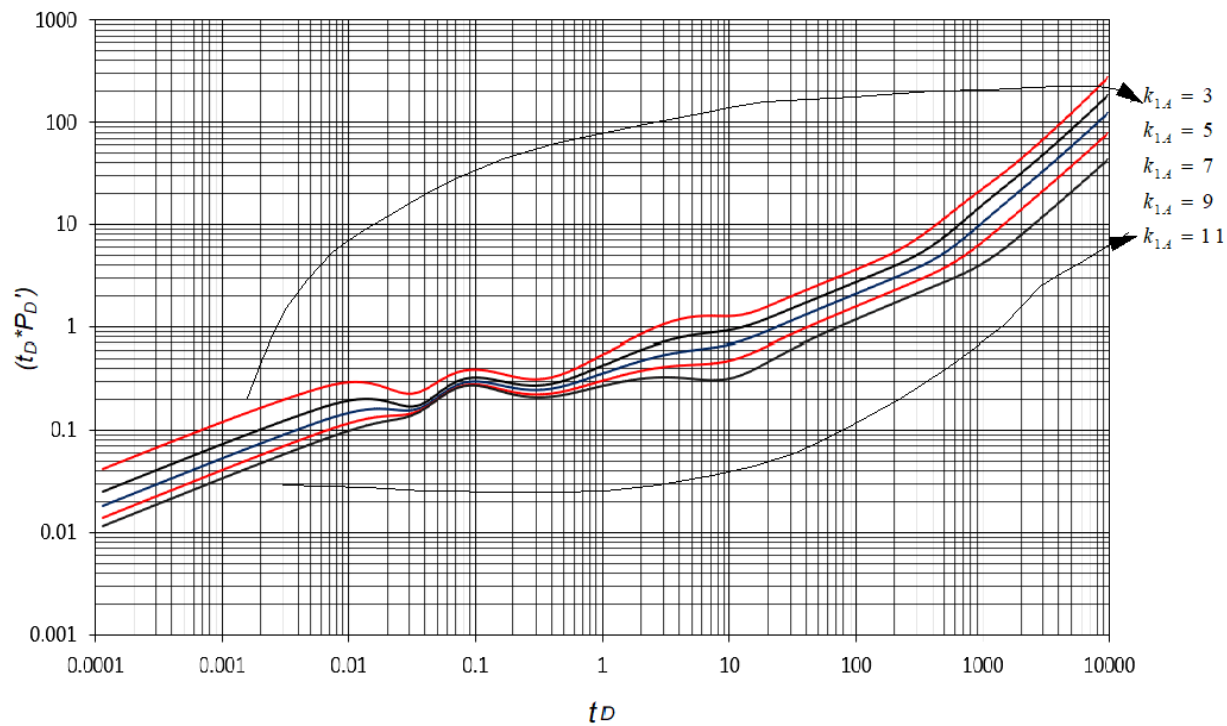
### ***3.1.2. Expresiones Matemáticas Propuestas Para las Variables ( $k$ , $\varepsilon$ , $A$ )***

En este trabajo se desarrollaron ecuaciones para yacimientos de gas aplicadas a pruebas de presión transitoria, como también a pruebas de caudal transitorio, en los anexos se presentan tres tablas con el resumen de las ecuaciones obtenidas.

A continuación, se presenta la metodología llevada a cabo para obtener las diferentes ecuaciones para yacimientos de petróleo en pruebas de presión transitoria.

*Régimen de flujo lineal:* A partir del régimen de flujo lineal se determinó el valor de  $k_o$ , el cual indica el valor de la permeabilidad promedio de la zona SRV del pozo de observación.

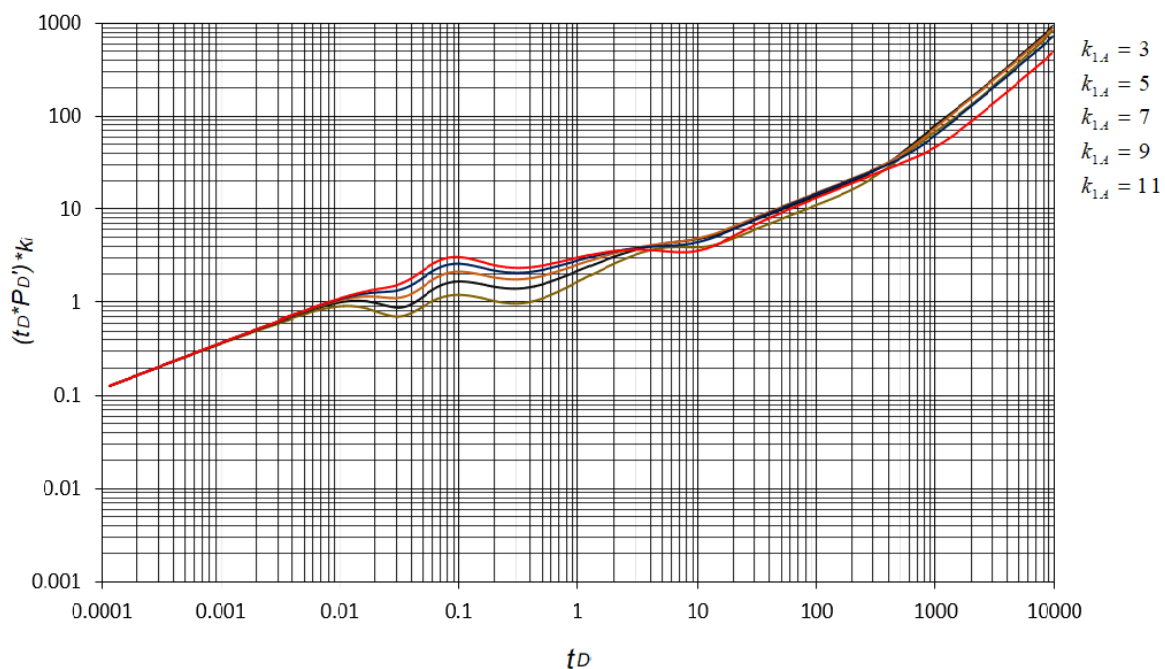
Figura 13. Gráfica de la derivada de la presión vs tiempo en forma adimensional, para diferentes valores de permeabilidad SRV.



Fuente: Elaboración propia.

Con la gráfica de la derivada de presión vs tiempo en forma adimensional para diferentes valores de permeabilidad SRV, se encontró un comportamiento único en el primer régimen de flujo lineal.

Figura 14. Comportamiento único de la permeabilidad SRV ajustado en el flujo lineal.



Fuente: Elaboración propia.

Dicho comportamiento único fue encontrado multiplicando  $(t_D * P_D') * k_o$ , y utilizando la ecuación de la pendiente y reemplazando se genera una ecuación para calcular el valor de  $k_o$ .

$$y = bx^m$$

Donde

$$y = (t_D * P_D') * k_o$$

$$b = 10.43$$

$$x = t_D$$

$m$  es la pendiente en el primer flujo lineal = 0.5

Ahora reemplazando en la ecuación  $y = (t_D * P_D') * k_o$  tenemos que:

$$(t_D * P_D') * k_o = 10.43(t_D)^{0.5}$$

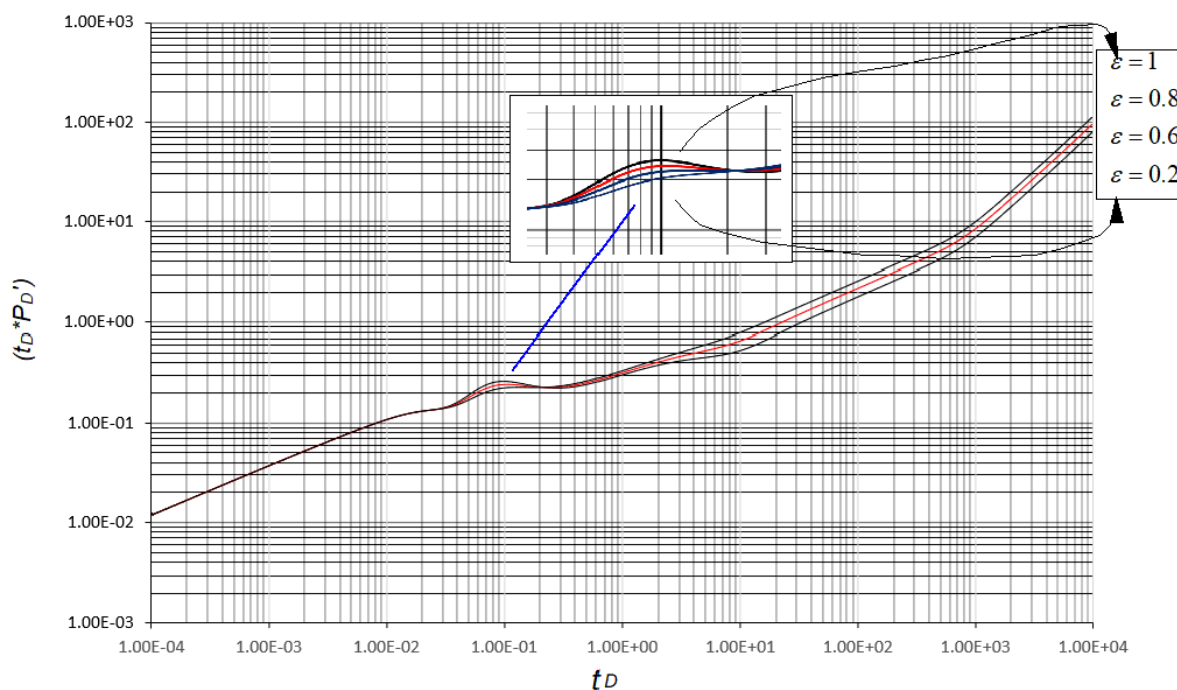
Se reemplazan los datos adimensionales a su equivalente en forma real y se despeja  $k_o$ , obteniendo la siguiente ecuación para el cálculo de la permeabilidad promedio de la zona SRV en el pozo de observación.

$$k_o = 8.297 \left( \frac{qB \left( \frac{\mu t_{1l}}{\phi c_t x_f^2} \right)^{0.5}}{h(t^* \Delta P')_{1l}} \right)^{0.6666}$$

*Régimen de flujo concavidad hacia arriba o concavidad hacia abajo:* Se observó que cuando se varia épsilon de -1 a 1, hay un comportamiento donde se forma una concavidad hacia arriba o hacia abajo, la cual nos indica el grado de conectividad del pozo de observación con los pozos cercanos.

*Concavidad hacia abajo:*

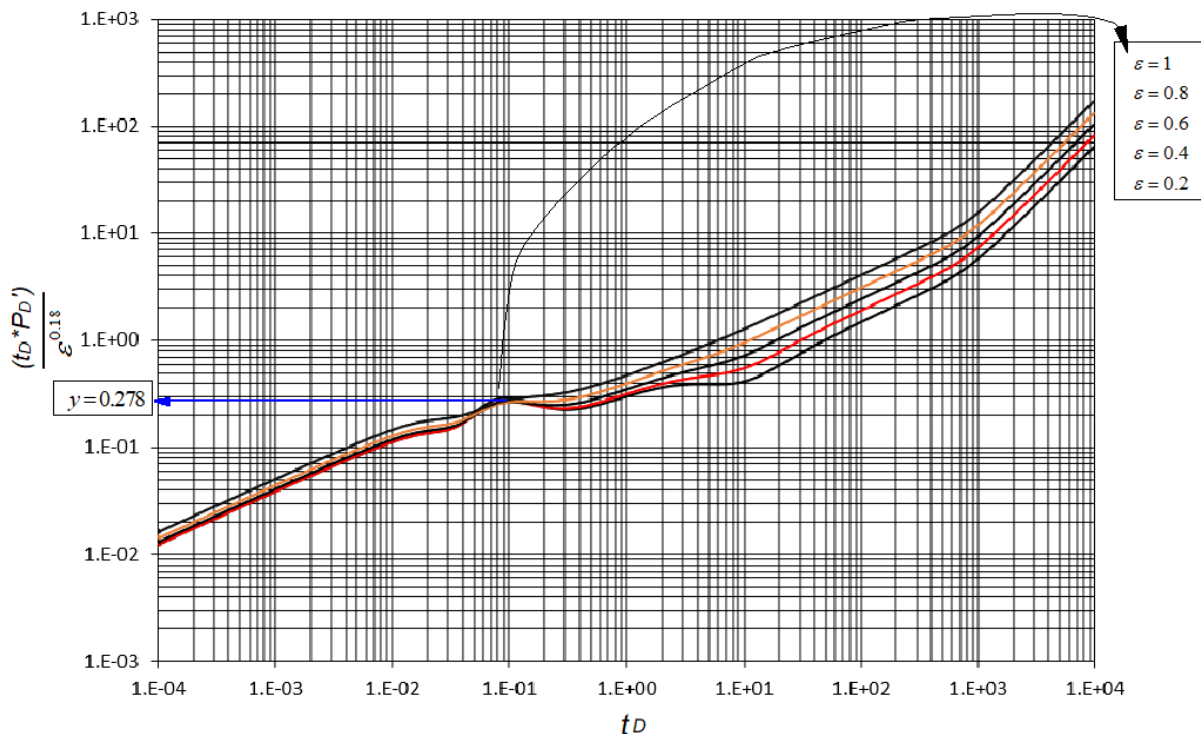
Figura 15. Gráfica de la derivada de la presión vs tiempo en forma adimensional para diferentes valores de épsilon ( $\epsilon$ ).



Fuente: Elaboración propia.

A partir de la gráfica de la derivada de la presión vs tiempo en forma adimensional para diferentes valores de épsilon ( $\varepsilon$ ), se encontró un comportamiento único en el valor máximo en la concavidad hacia abajo.

Figura 16. Gráfica comportamiento único en el valor máximo en la concavidad hacia abajo.



Fuente: Elaboración propia.

De este modo se obtiene que el valor en y es igual a:

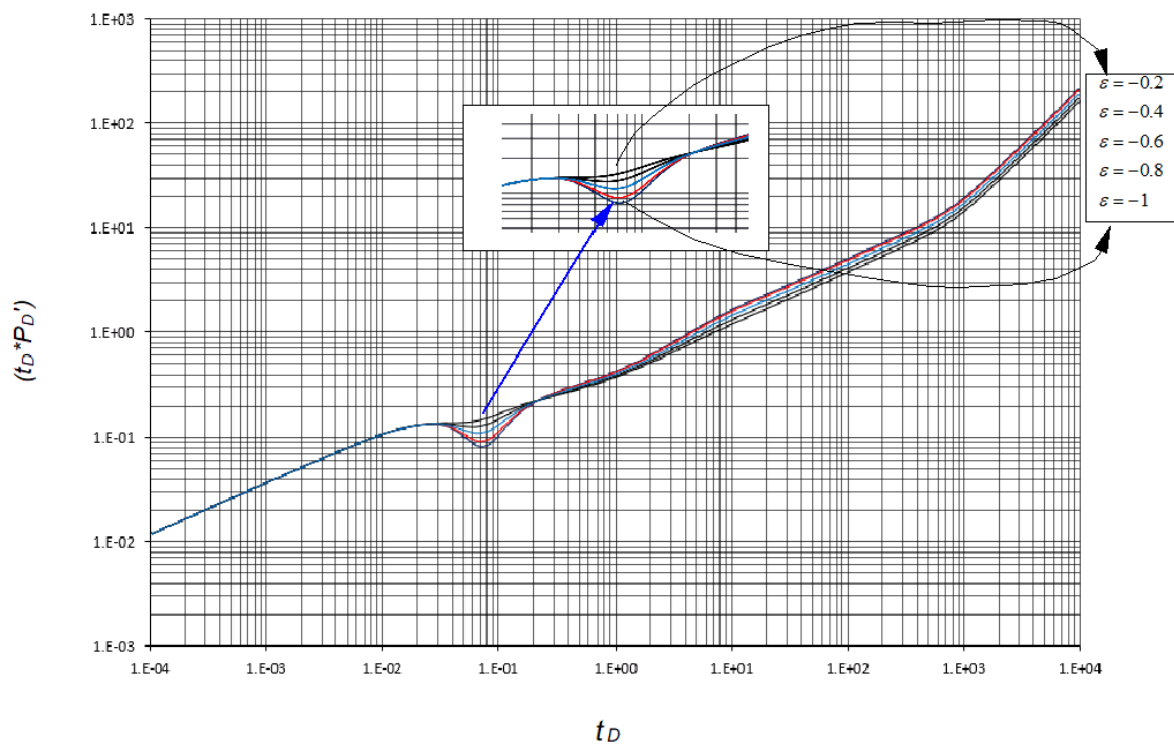
$$y = \frac{tD * PD'}{\varepsilon^{0.18}} = 0.278$$

Se convierten los datos adimensionales a su equivalente en forma real, se despeja  $\varepsilon$ , obteniendo la siguiente ecuación para el cálculo de  $\varepsilon$ .

$$\varepsilon = 1.4071 \times 10^{-9} \left( \sqrt[0.18]{\frac{k_o h (t * \Delta P')_{p_{\max dl}}}{q \mu B}} \right)$$

Concavidad hacia arriba:

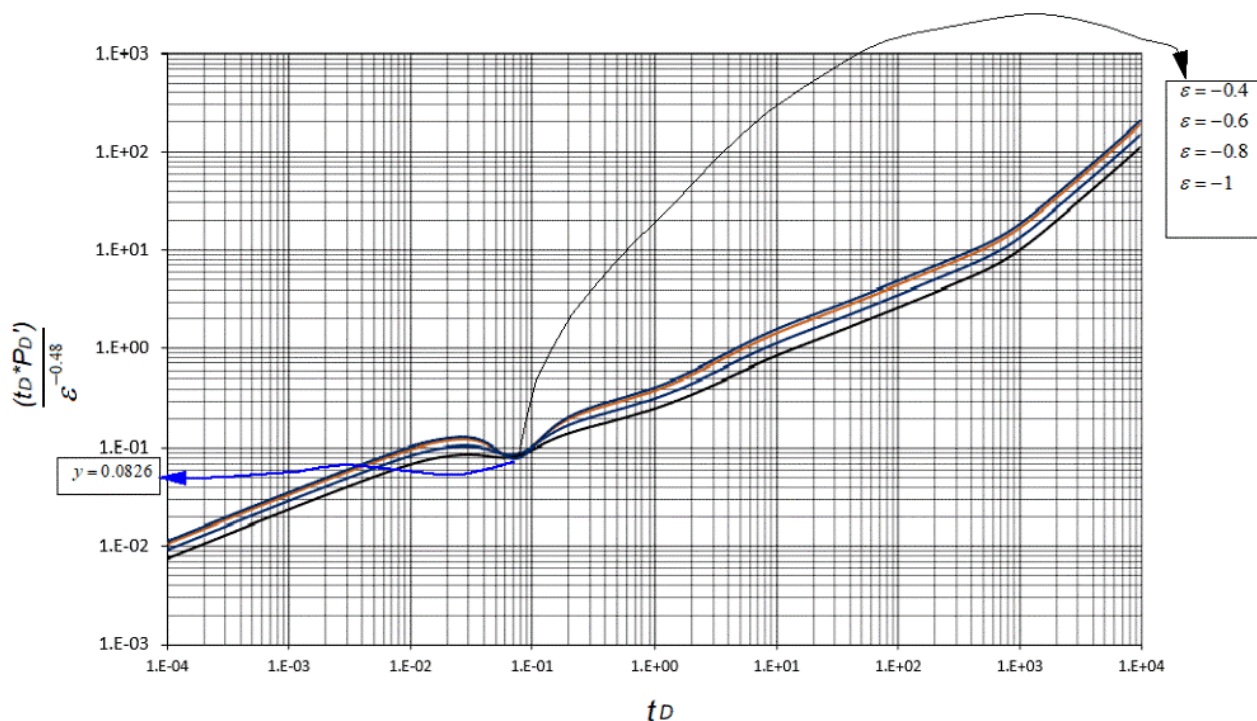
Figura 17. Gráfica de la derivada de la presión vs tiempo para diferentes valores negativos de épsilon ( $\epsilon$ ),



Fuente: Elaboración propia.

A partir de la gráfica de la derivada de la presión vs tiempo para diferentes valores negativos de épsilon ( $-\varepsilon$ ), se encontró un comportamiento único en el valor mínimo de la concavidad hacia arriba.

Figura 18. Gráfica comportamiento único en el valor mínimo de la concavidad hacia arriba.



Fuente: Elaboración propia.

De este modo se obtiene que el valor en y es igual a:

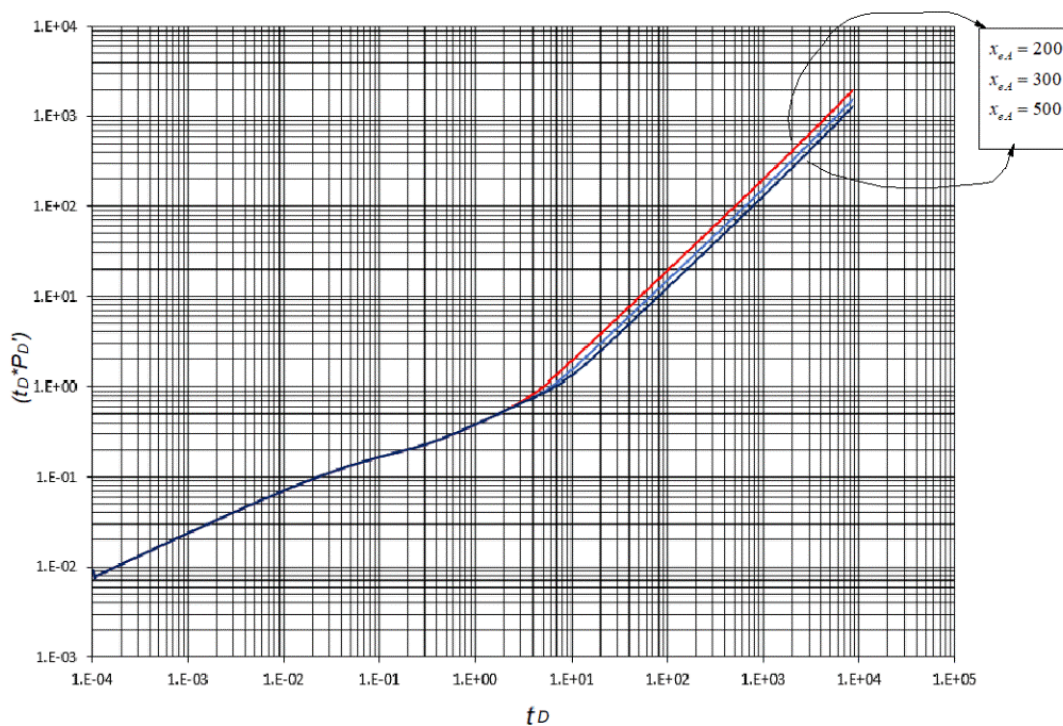
$$y = \frac{t_D * P_D'}{\varepsilon^{-0.48}} = 0.0826$$

Se convierten los datos adimensionales a su equivalente en forma real, se despeja  $\varepsilon$ , obteniendo la siguiente ecuación para el cálculo de  $\varepsilon$ .

$$-\varepsilon = 155.357 \left( \sqrt[{-0.48}]{\frac{k_o h(t * \Delta P')_{p \min dl}}{q \mu B}} \right)$$

*Régimen de flujo pseudoestable:* A partir de este régimen de flujo se determinó el valor de área de la zona SRV.

Figura 19. Gráfica de la derivada de la presión vs tiempo en forma adimensional para diferentes valores de área de la zona SRV.

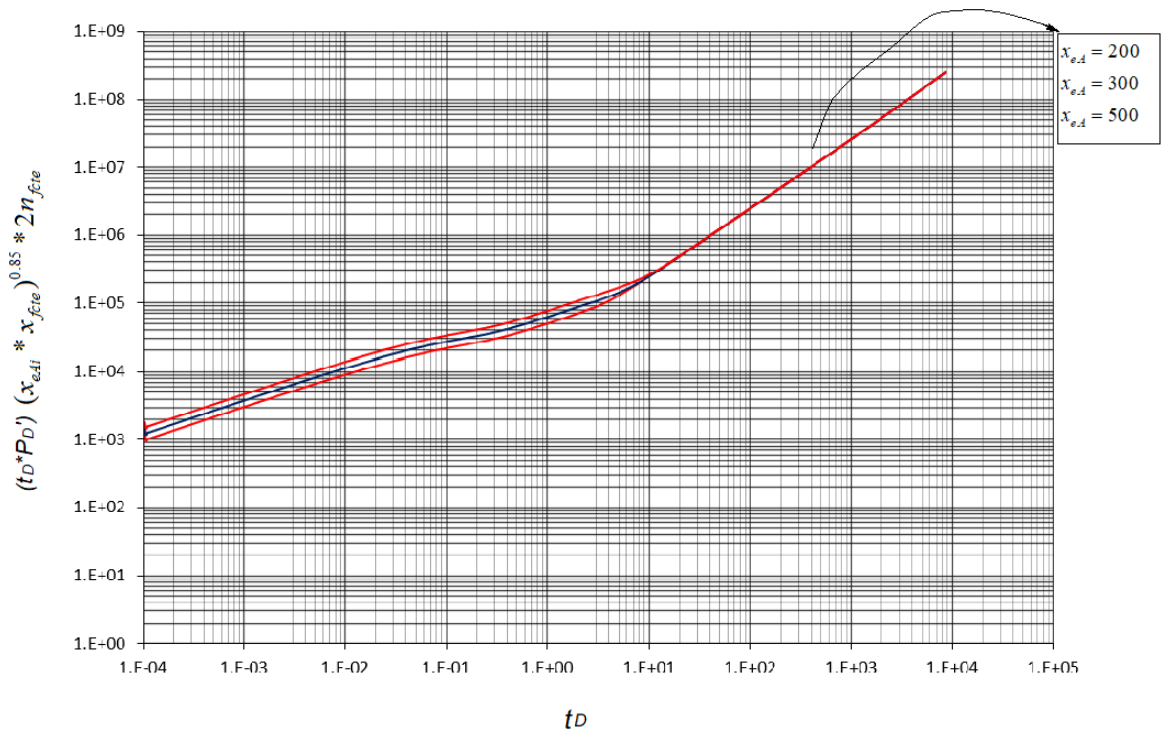


Fuente: Elaboración propia.

A partir de la gráfica de la derivada de la presión vs tiempo para diferentes valores de área de la zona SRV, se encontró un comportamiento único en el flujo pseudoestable.



Figura 20. Gráfica comportamiento único en el flujo pseudoestable.



Fuente: Elaboración propia.

Dicho comportamiento único fue encontrado multiplicando  $(t_D * P_D') * (x_{eAi}) * ((x_f)^{0.85}) * 2n_f$ .  
 Teniendo la siguiente ecuación para la pendiente en el régimen de flujo pseudoestable, se tiene que:

$$y = (bx^m)$$

Donde

$$y = (t_D * P_D') (x_{eAi} x_f)^{0.85} 2n_f$$

$$b = 506382$$

$$x = t_D$$

$m$  es la pendiente en el primer flujo pseudoestable = 1. Por lo cual tenemos la siguiente ecuación:

$$(t_D * P_D') (x_{eAi}) (x_f)^{0.85} 2n_f = 506382(t_D)$$

Se convierten los datos adimensionales a su equivalente en forma real, se despeja ( $x_{eA} * x_f$ ) obteniendo la siguiente ecuación para el cálculo del área de la zona SRV en pozos de petróleo.

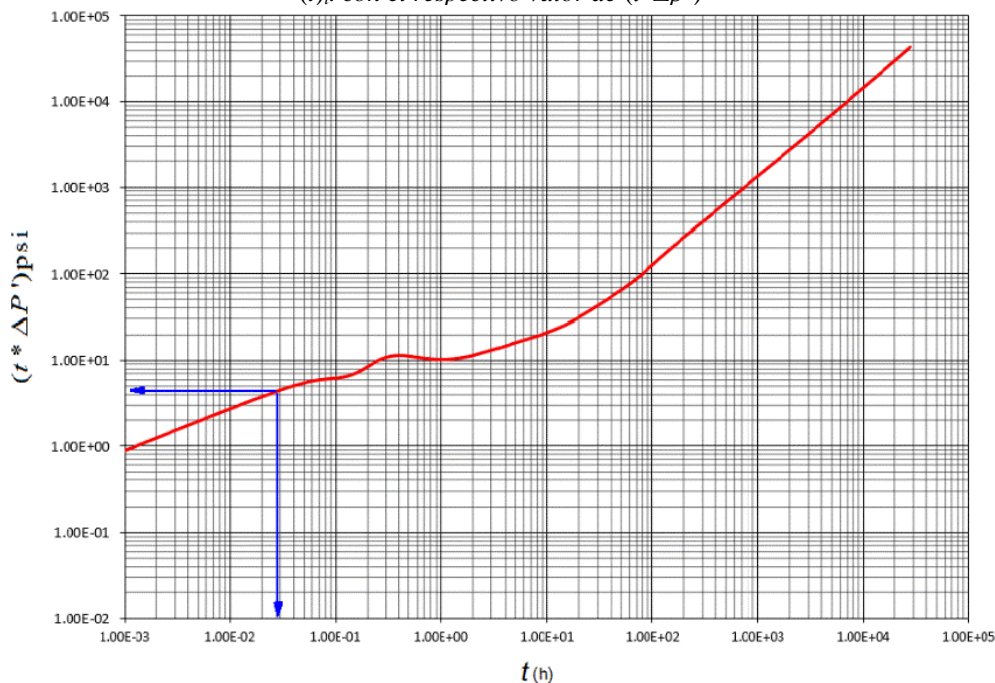
$$A = 3.7685 \left( \frac{q\mu^{0.5} B \left( \frac{t_{pss}}{\phi c_r x_f^2} \right)}{h(2n_f)(t^* \Delta P')_{pss}} \right)^{0.87}$$

### 3.2. Puntos Característicos y Uso de Ecuaciones Determinadas

A continuación, se presentan las ecuaciones desarrolladas con el respectivo significado de cada variable, además se explica de manera gráfica como identificar los valores de la derivada o del tiempo para realizar los respectivos cálculos.

*Primer Flujo Lineal (Cálculo de la permeabilidad  $k_o$ ):* De la gráfica log - log de la derivada de presión vs tiempo en forma real, se lee el valor de tiempo ( $t$ ) en el eje x, con su respectivo valor de derivada de la presión ( $t^* \Delta P'$ ) en el eje y.

Figura 21. Gráfica log - log de la derivada de presión vs tiempo se lee el valor de tiempo ( $t$ ), con el respectivo valor de ( $t^* \Delta p'$ )



Fuente: Elaboración propia.

*Ecuación para el cálculo de  $k_o$  para yacimientos de petróleo:*

$$k_o = 8.297 \left( \frac{qB \left( \frac{\mu t_{1L}}{\phi c_t x_f^2} \right)^{0.5}}{h(t^* \Delta P')_{1L}} \right)^{0.6666}$$

Donde:

$k_o$  = Permeabilidad SRV pozo de observación (md)

$q$  = Caudal (BPD)

$\mu$  = Viscosidad del petróleo (cp)

$B$  = Factor volumétrico del petróleo (rb/STB)

$t_{1L}$  = Valor del tiempo en el primer régimen lineal

$(t^* \Delta P')$  = Valor de la derivada de presión en el tiempo ( $t$ ), leído durante el flujo lineal

$x_f$  = Longitud de la fractura (ft)

$h$  = Espesor del yacimiento (ft)

*Ecuación para el cálculo de  $k_o$  para yacimientos de gas:*

$$k_o = 38.725 \sqrt[1.5]{ \frac{q_{sc} T \left( \frac{t_{1L}}{(\phi c_t)_i (\mu)_i x_f^2} \right)^{0.5}}{h(t^* \Delta mP')_{1L}} } }$$

Donde:

$k_o$  = Permeabilidad SRV del pozo de observación (md)

$q_{sc}$  = Caudal (MSCF/D)

$T$  = Temperatura ( $^{\circ}$ R)

$\mu_i$  = Viscosidad inicial del gas (cp)

$t_{1L}$  = Valor del tiempo en el primer régimen lineal (horas)

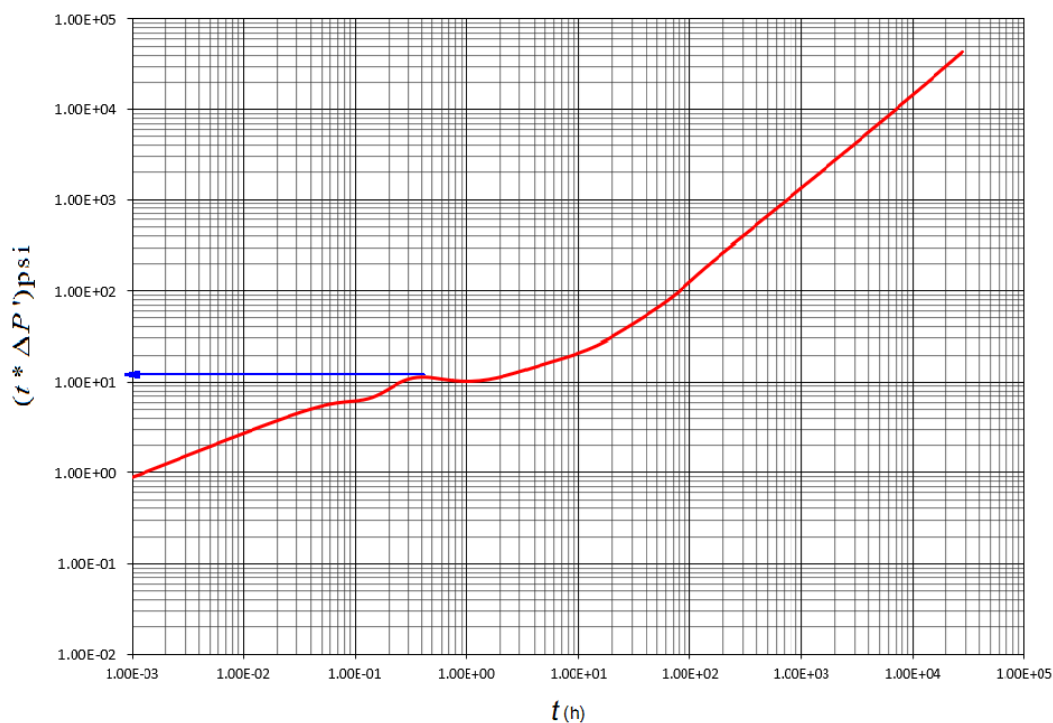
$(t^* \Delta P')_{1L}$  = Valor de la derivada de pseudopresión en el tiempo (t) durante el flujo lineal

$x_f$  = Longitud de la fractura (ft)

$h$  = Espesor del yacimiento (ft)

*Concavidad hacia abajo después del primer régimen de flujo lineal (épsilon):* De la gráfica log - log en la derivada de presión vs tiempo se lee el valor de derivada de la presión ( $t^* \Delta P'$ ) en el eje y, para el punto máximo a de la concavidad hacia abajo.

Figura 22 Gráfica log – log, derivada de presión vs tiempo, lectura del punto máximo a de la concavidad hacia abajo.



Fuente: Elaboración propia.

*Ecuación para el cálculo de epsilon para yacimientos de petróleo:*

$$\varepsilon = 0.18 \sqrt[0.18]{\left( \frac{k_o h (t^* \Delta P')_{p \max dl}}{39.201196 q \mu B} \right)}$$

Donde:

$\varepsilon$  = Parámetro que indica el grado de conectividad de los pozos vecinos *B* y *C* con el pozo de observación, pozo *A*. (epsilon positiva indica que hay influjo hacia el pozo *A*)

$k_o$  = Permeabilidad SRV pozo de observación (md)

$h$  = Espesor del yacimiento (ft)

$(t^* \Delta P')_{p \max dl}$  = Valor en el eje de la deriva de la presión (*eje y*) en el punto máximo de la concavidad después del primer régimen de flujo lineal

$q$  = Caudal (BPD)

$\mu$  = Viscosidad del petróleo (cp)

$B$  = Factor Volumétrico del petróleo (rb/STB)

*Ecuación para el cálculo de epsilon para yacimientos de gas:*

$$\varepsilon = 0.985 \sqrt[0.18]{\left( \frac{k_o h (t^* \Delta m P')_{p \max dl}}{q_{sc} T} \right)}$$

Donde:

$\varepsilon$  = Parámetro que indica el grado de conectividad de los pozos cercanos *B* y *C* con el pozo de observación, pozo *A*. (epsilon positiva indica que hay influjo hacia el pozo *A*)

$k_o$  = Permeabilidad SRV pozo de observación (md)

$h$  = Espesor del yacimiento (ft)

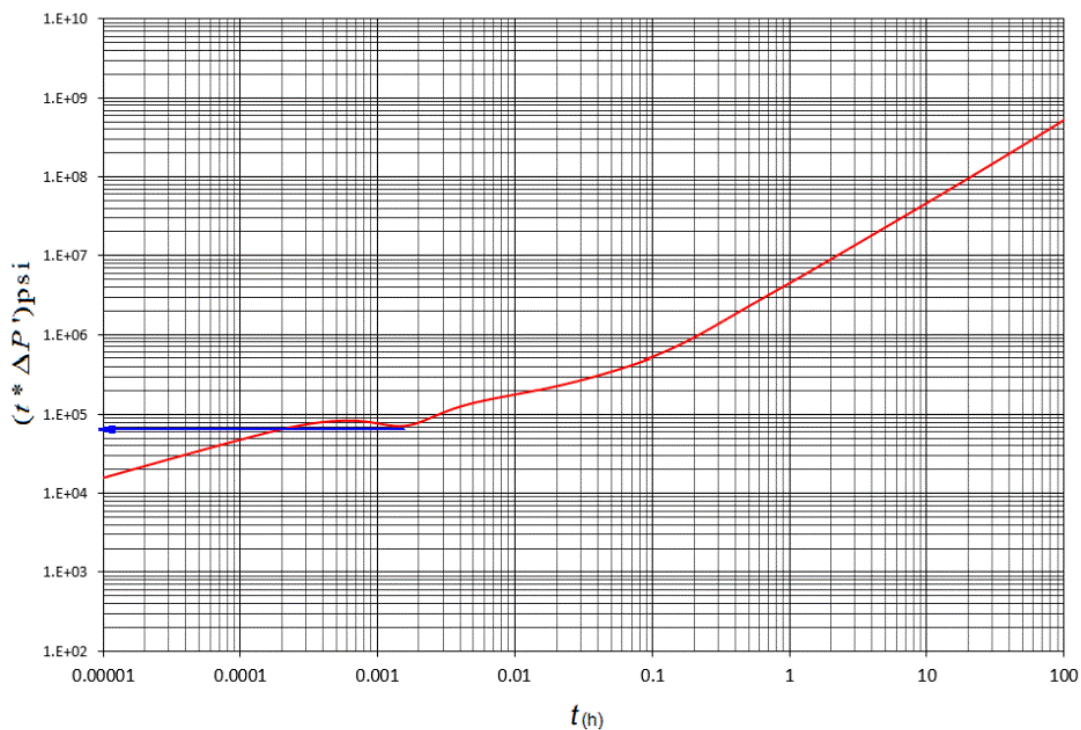
$(t * \Delta mP')_{p_{\max dl}}$  = Valor en el eje de la deriva de la presión (eje y) en el punto máximo de la concavidad después del primer régimen de flujo lineal

$q_{sc}$  = Caudal de gas (MSCF)

$T$  = Temperatura del yacimiento (°R)

*Concavidad hacia arriba después del primer régimen de flujo lineal (-épsilon):* De la gráfica log - log de la derivada de presión vs tiempo se lee el valor de derivada de la presión ( $t * \Delta P'$ ) en el eje y, para el punto mínimo de concavidad hacia arriba que se forma después del primer régimen de flujo lineal.

Figura 23. Gráfica log - log de la derivada de presión vs tiempo se lee el valor de derivada de la presión ( $t * \Delta P'$ ) punto mínimo de concavidad.



Fuente: Elaboración propia.

*Ecuación para el cálculo de épsilon negativo (-ε) para yacimientos de petróleo:*

$$-\varepsilon = 155.357 \left( \sqrt[{-0.48}]{\frac{k_o h (t^* \Delta P')_{p \text{ min } dl}}{q \mu B}} \right)$$

Donde:

-ε = Parámetro que indica el grado de conectividad de los pozos vecinos B y C con el pozo de observación A. Épsilon negativo indica que hay salida de flujo del pozo de observación, hacia los pozos vecinos (B - C)

$(t^* \Delta P')_{p \text{ min } dl}$  = Valor en el eje de la deriva de la presión (eje y) en el punto mínimo de la concavidad hacia arriba después del primer régimen de flujo lineal

$k_o$  = Permeabilidad SRV pozo de observación (md)

$h$  = Espesor del yacimiento (ft)

$q$  = Caudal (BPD)

$\mu$  = Viscosidad del petróleo (cp)

$B$  = Factor Volumétrico del petróleo (rb/STB)

*Ecuación para el cálculo de épsilon negativo (-ε) para yacimientos de gas:*

$$-\varepsilon = 18934 \left( \sqrt[{-0.48}]{\frac{k_o h (t^* \Delta m(P)')_{p \text{ min } dl}}{q_{sc} T}} \right)$$

Donde:

-ε = Parámetro que indica el grado de conectividad de los pozos cercanos B y C con el pozo de observación pozo A. épsilon negativo indica que la dirección de flujo es dominante hacia los pozos vecinos (B - C)

$(t * \Delta mP')_{p_{\min dl}}$  = Valor en el eje de la derivada de la pseudopresión (eje y) en el punto mínimo de la concavidad hacia arriba después del primer régimen de flujo lineal

$k_o$  = Permeabilidad SRV pozo de observación (md)

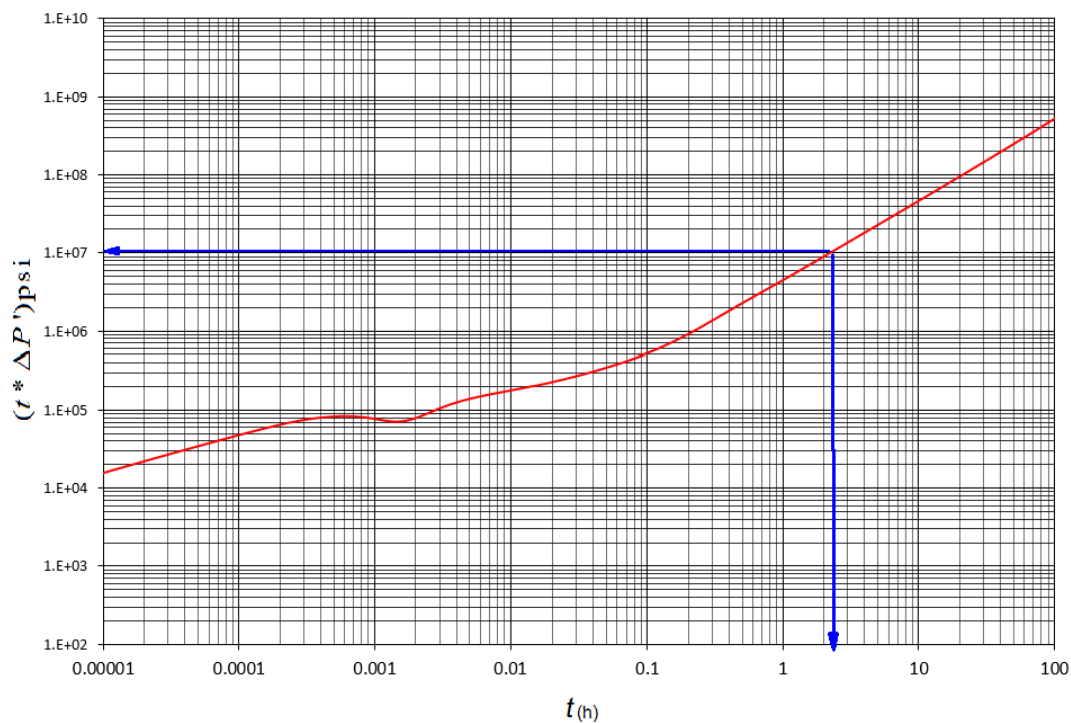
$h$  = Espesor del yacimiento (ft)

$q_{sc}$  = Caudal de gas (MSCF/D)

$T$  = Temperatura del yacimiento ( $^{\circ}\text{R}$ )

*Régimen de flujo pseudoestable (Ecuación para el cálculo de área):* De la gráfica log - log de la derivada de presión vs tiempo se lee el valor de tiempo  $(t)_{\text{pss}}$  en el eje x, con su respectivo valor de derivada de la presión  $(t * \Delta P')_{\text{pss}}$  en el eje y.

Figura 24. Gráfica log - log de la derivada de presión vs tiempo se lee el valor de tiempo  $(t)$ .



Fuente: Elaboración propia.



*Ecuación del área para yacimientos de petróleo:*

$$A = 3.7685 \left( \sqrt[0.87]{\frac{q\mu B \left( \frac{t_{pss}}{\phi c_i x_f^2} \right)}{h(2n_f)(t^* \Delta P)_{pss}}} \right)$$

Donde:

$A$  = Área (acres)

$q$  = Caudal (BPPD)

$\mu$  = Viscosidad del petróleo (cp)

$B$  = Factor volumétrico del petróleo (rb/STB)

$\phi$  = Porosidad SRV

$t_{pss}$  = Valor del tiempo en el régimen de flujo pseudoestable

$(t^* \Delta P')_{pss}$  = Valor de la derivada de presión en el tiempo  $(t)_{pss}$  durante el flujo pseudoestable

$x_f$  = Longitud de la fractura (ft)

$h$  = Espesor del yacimiento (ft)

$n_f$  = Número de etapas de fracturas en el pozo

*Ecuación del área para yacimientos de gas:*

$$A = 45.747 \left( \sqrt[0.88]{\frac{qT \left( \frac{t_{pss}}{\phi(c_i \mu)_i x_f^2} \right)}{h(2n_f)(t^* \Delta mP')_{pss}}} \right)$$

Donde:

$A$  = Área (acres)

$q$  = Caudal (MSCF/D)

$\mu_i$  = Viscosidad del gas (cp)

$\phi$  = Porosidad SRV

$t_{pss}$  = Valor del tiempo en el régimen de flujo pseudoestable

$(t * \Delta mP')$  = Valor de la derivada de pseudopresión en el tiempo  $(t)_{pss}$  durante el flujo pseudoestable

$x_f$  = Longitud de la fractura (ft)

$h$  = Espesor del yacimiento (ft)

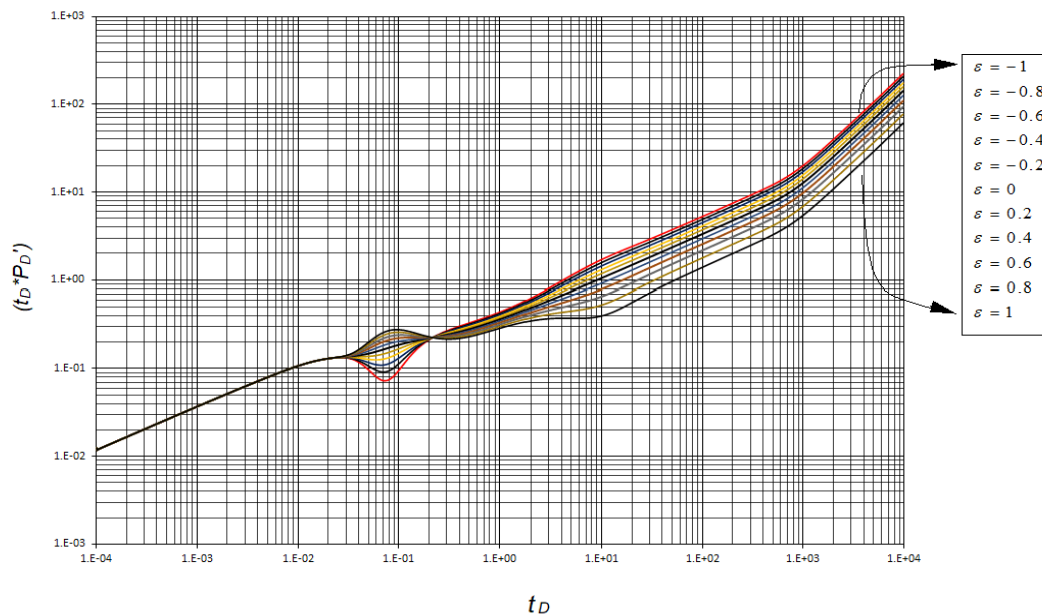
$nf$  = Número de fracturas en el pozo de observación

### ***3.2.1. Ecuación Para Factor de Corrección (fcorr)***

Cuando  $\varepsilon \neq 0$  hay que hacer una corrección del área por épsilon, debido a la conectividad que existe del pozo de observación a los pozos vecinos, se tiene un error en el cálculo del área del pozo de observación.

Para el cálculo del factor de corrección por conectividad hacia otros pozos, se generaron series de datos para valores de  $\varepsilon$  desde -1 hasta 1, y fue calculado el intercepto para cada una de las pendientes en el régimen de flujo pseudoestable.

Figura 25. Derivada presión vs tiempo en forma adimensional, para diferentes valores de  $\epsilon$ .



Fuente: Elaboración propia.

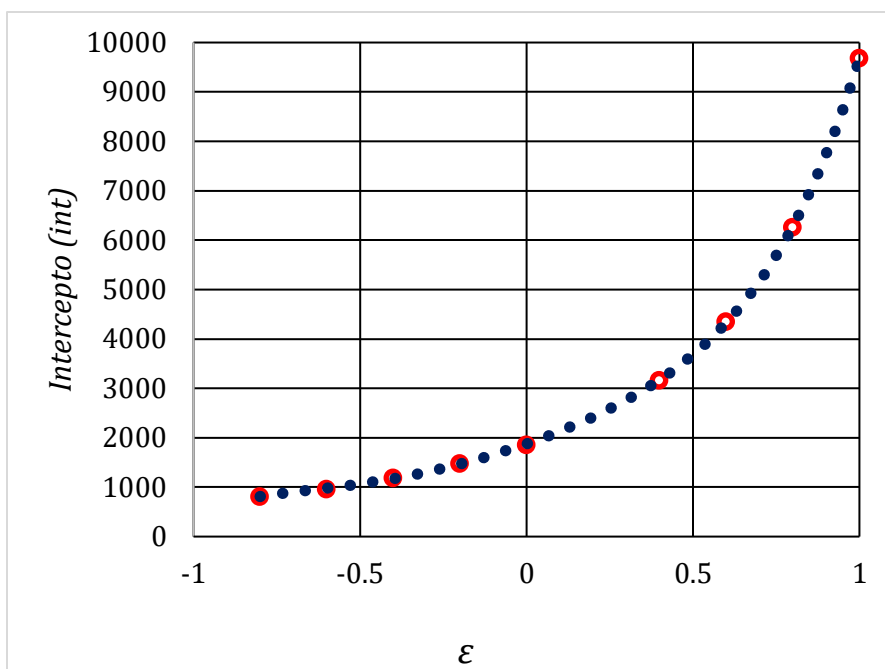
A partir del valor del intercepto del régimen de flujo pseudoestable y el valor de  $\epsilon$  se realizó la gráfica de los datos para estimar una ecuación que represente el comportamiento de  $\epsilon$ .

Tabla 3. Diferentes valores de intercepto del régimen de flujo pseudoestable para cada  $\epsilon$  simulado.

$\epsilon$ Simulador	Intercepto régimen de flujo pseudoestable
-1	678.2
-0.8	815.9
-0.6	965.6
-0.4	1187.8
0	1853.3
0.2	1017.9
0.4	3169.1
0.6	4349.1
0.8	6258.4
1	9683.6

Fuente: Elaboración propia

Figura 26. Línea de tendencia, intercepto régimen de flujo pseudoestable vs épsilon.



Fuente: Elaboración propia.

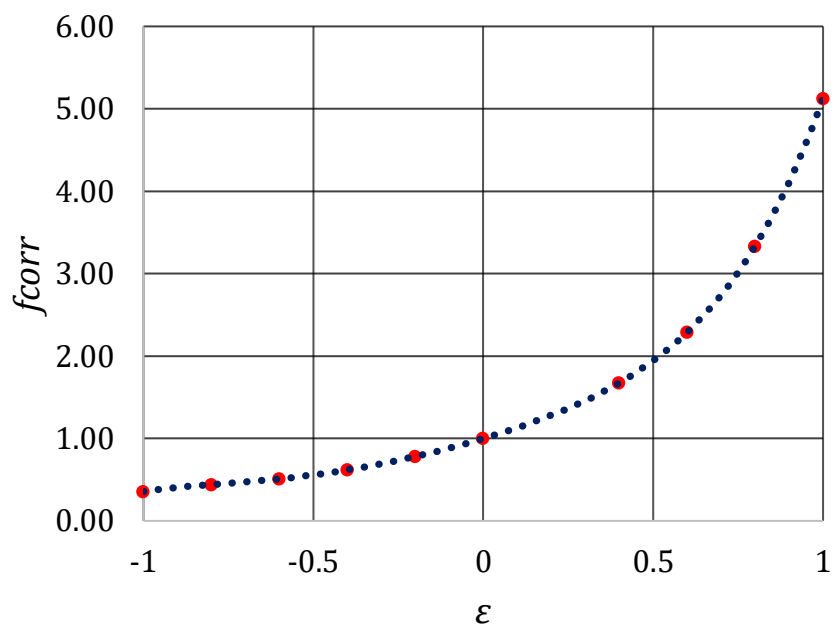
Se generó una línea de tendencia para la serie de datos, obteniendo la siguiente ecuación

$$int = 1327.1\varepsilon^5 + 1857.7\varepsilon^4 + 853.67\varepsilon^3 + 1428.5\varepsilon^2 + 2320.5\varepsilon + 1886.9$$

$$R^2 = 0.9999$$

De modo que de la división del intercepto del régimen de flujo pseudoestable, entre el valor del intercepto calculado cuando  $\varepsilon = 0$ , se generó la Figura 27, para leer factores de corrección según el valor de épsilon.

Figura 27. Factor de corrección vs épsilon.



Fuente: Elaboración propia.

A partir de la línea de tendencia de la Figura 27 se obtiene la siguiente ecuación para el cálculo del factor de corrección.

$$f_{corr} = 0.7033\varepsilon^5 + 0.9842\varepsilon^4 + 0.4524\varepsilon^3 + 0.7571\varepsilon^2 + 1.2295\varepsilon + 1$$

$$R^2 = 1$$

Por lo cual el área corregida es igual a:

$$A_{corr} = \frac{A}{f_{corr}}$$

## Capítulo 4. Aplicación de las Ecuaciones Propuestas

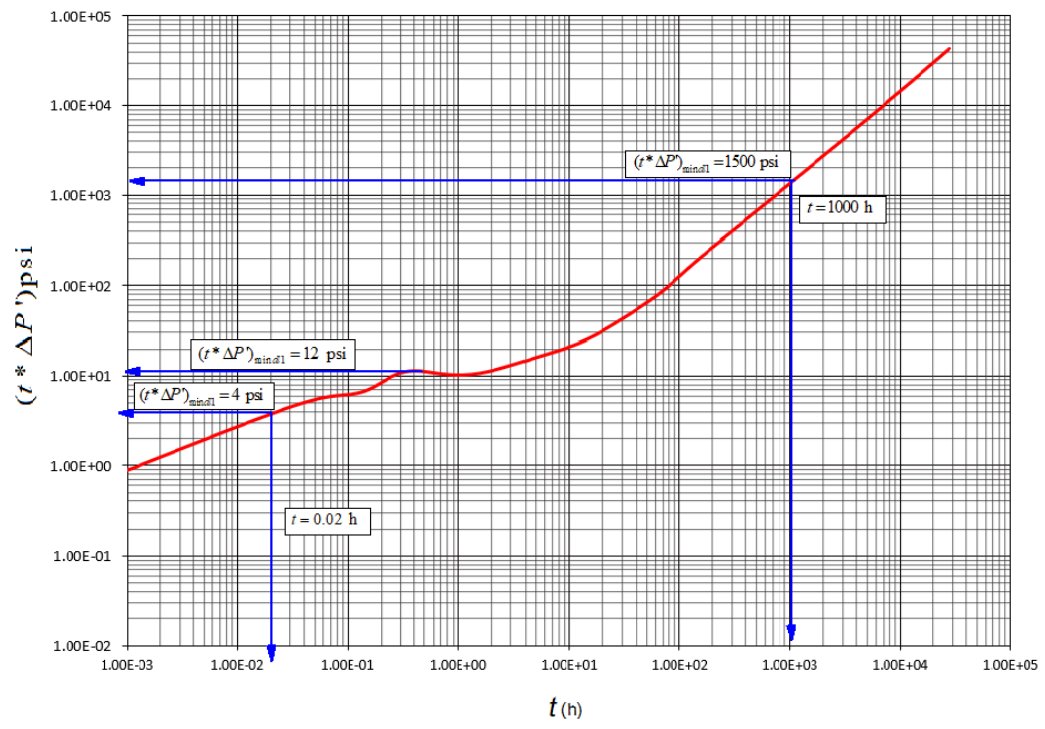
### 4.1 Ejemplo de Aplicación 1

En un campo de yacimientos de roca generadora se perforó un pozo de petróleo hidráulicamente multifracturado, en el pozo se hicieron 10 etapas de fracturas, el pozo está en medio de 2 pozos B - C MFHW que han producido durante 2 años, se desea conocer si el pozo A está presentando interconexión de fracturas con los pozos B-C y de estar presentando fracturas interconectadas se desea saber cuál es la fracción de fracturas interconectadas. A continuación, se presenta los datos del pozo A.

Datos del ejercicio:

$\mu = 0.7$ cp	$B_o = 1.35$ rb /STB	$c_t = 1e-5$ 1/psi	$\phi_{SRV} = 0.15$
$h = 100$ ft	$T = 640$ °R	$x_{fA} = 100$ ft	$n_f = 10$
$x_{eA} = 300$ ft	$q_A = 350$ BPD	$P_i = 1500$ psi	

Figura 28. Gráfica derivada de la presión vs tiempo ejemplo 1.



Fuente: Elaboración propia.

Cálculo de  $k_o$ :

$$k_o = \sqrt[1.5]{\frac{23.935q\mu^{0.5}B \left( \frac{t_{1l}}{\phi c_t x_f^2} \right)^{0.5}}{h(t^* \Delta P')_{1l}}}$$

$$k_o = \sqrt[1.5]{\frac{23.935(350)(0.7)^{0.5}(1.35) \left( \frac{0.02}{(0.15)(0.00001)(100)^2} \right)^{0.5}}{(100)4}} = 9.9 \text{ md}$$

Cálculo de  $\epsilon$ :

Se puede apreciar en la derivada de la presión vs el tiempo (Figura 28) después del primer flujo lineal se observa una concavidad hacia abajo, lo cual nos indica que tenemos cierto grado de interconexión de fracturas.

$$\varepsilon = 0.18 \sqrt[0.18]{\left( \frac{k_o h (t^* \Delta m P')_{p \max dl}}{394.97 q_{sc} T} \right)}$$

$$\varepsilon = 0.18 \sqrt[0.18]{\left( \frac{9.9(100)(12)}{39.2012(350)(0.7)(1.35)} \right)} = 0.62$$

Lo cual indica que la fracción de fracturas del pozo A conectadas es del 0.62 o 62% de las fracturas del pozo de observación (pozo A) se encuentran interconectadas con los pozos cercanos (B-C).

Cálculo de área:

$$A = 4.591e^{-5} \sqrt[0.87]{\left( \frac{18854 q \mu B \left( \frac{t_{ss}}{\phi c_t x_f^2} \right)}{(t^* \Delta P)_{pss} h(2n_f)} \right)}$$

$$A = 4.591e^{-5} \sqrt[0.85]{\left( \frac{18854(350)(0.7)(1.35) \left( \frac{1000}{(0.15)(0.00001)(100)^2} \right)}{(100)(20)1500} \right)} = 51.4 \text{ acres}$$

Aplicando el factor de corrección de área:

$$A_{cor} = \frac{A}{f_{corr}} = \frac{51.4 \text{ ac}}{2.29} = 22.45 \text{ ac}$$

*Solución:* De acuerdo con el resultado de  $\varepsilon$  pozo presenta interconexión de las fracturas del 60% con los pozos vecinos; el cálculo de área del yacimiento nos confirma la conectividad del pozo A, con los pozos vecinos, por lo cual es necesario corregir el área.



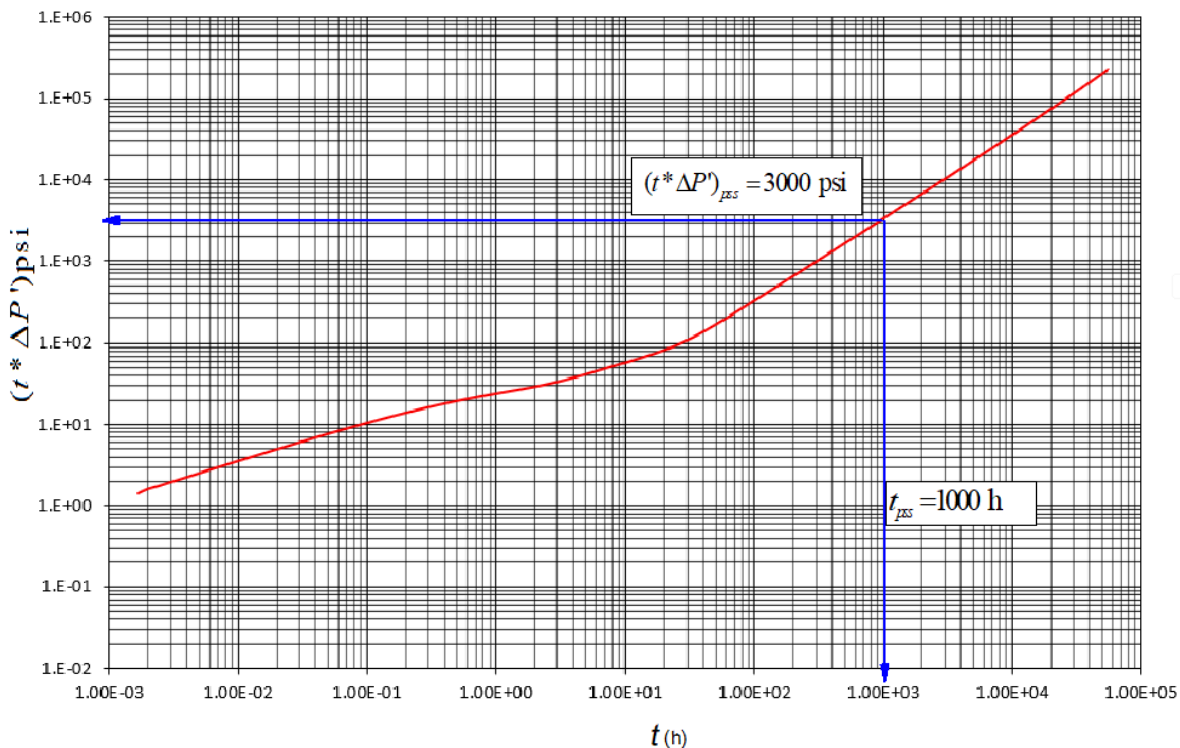
## 4.2 Ejemplo de aplicación 2

Se tiene un pozo de petróleo HMFV del cual se tiene certeza de que no hay interconexión con ningún otro pozo, estimar el área de la zona SRV del pozo de observación.

Datos del Ejercicio:

$\mu = 0.7$ cp	$B_o = 1.35$ rb /STB	$c_t = 1e-5$ 1/psi	$\phi_{SRV} = 0.15$
$h = 100$ ft	$T = 640$ °R	$x_f = 100$ ft	$n_f = 10$
$x_e = 300$ ft	$q = 350$ BPD	$P_i = 1000$ psi	

Figura 29. Gráfica de la derivada vs tiempo para el problema planteado ejemplo 2.



Fuente: Elaboración propia.

Dado que no se forma el régimen de flujo característico de la interconexión de fracturas concavidad después del primer flujo lineal, y tampoco se formó el segundo periodo de flujo lineal

lo más probable es que no haya interconexión de fracturas, en este caso es conveniente calcular el área, para identificar que el área de la zona SRV sea similar a el área con la que se diseñó el pozo HMWF.

$$A = 4.591e^{-5} \left( \sqrt[0.85]{\frac{18854(350)(0.7)(1.35) \left( \frac{1000}{(0.15)(0.00001)(100)^2} \right)}{(100)(20)3000}} \right) = 22.7 \text{ acres}$$

*Solución:* Dado que este pozo no presenta interconexión de fracturas con ningún otro pozo, el valor del área no debe de ser corregido, por ende, el área de este pozo es similar al área de diseño del pozo HMFV  $A=22.5$  acres.

## Capítulo 5. Análisis de resultados

Se generaron ecuaciones para el cálculo de permeabilidad,  $\epsilon$ , como también para el cálculo del área que varía con respecto al área original de diseño del HMFV si se tienen fracturas interconectadas, se aplicaron dichas ecuaciones a datos de la derivada de la presión vs tiempo, dando como resultado una estimación aproximada de los datos de entrada al simulador.

En el ejercicio de aplicación 2 se modeló un sistema con  $\epsilon = 0$ , lo cual indica que no hay interconexión de fracturas, y se pudo evidenciar en la gráfica de la derivada de presión vs tiempo que no se notaba el régimen de flujo característico de interconexión de fracturas concavidad (hacia arriba o hacia abajo) por ende el cálculo de área corresponde con el área de diseño del HMFV.

Cuando hay interconexión de fracturas se evidencia la concavidad hacia arriba o hacia abajo, el punto máximo o mínimo de este comportamiento de la derivada de presión vs tiempo es importante para la obtención del grado de interconexión de fracturas que está presentando el pozo A, con los pozos vecinos lo cual es el objetivo de este trabajo.

## Conclusiones

Se generaron ecuaciones analíticas directas para determinar el grado de interconexión de fracturas en un sistema de tres pozos horizontales en un yacimiento de roca generadora. Adicionalmente se estima la permeabilidad de pozo de observación y su área de drenaje. Estas ecuaciones se verificaron satisfactoriamente con problemas sintéticos.

Al haber interconexión, se presenta un aumento o disminución del área de drenaje del pozo de observación. Este grado se estima también usando el máximo valor o el mínimo valor de la concavidad que se observa en la derivada de presión posterior al primer régimen de flujo lineal. A su vez, el grado de interconexión presenta un aumento o disminución del área de drenaje del pozo de observación. Se generó un factor de corrección para estimar el grado de desviación del área real con respecto a el área de drenaje afectada por el influjo o flujo del SRV del pozo A hacia los pozos cercanos, que oscila entre 0.6 al 400 % según sea el caso para el valor de  $\epsilon$ .

### **Recomendaciones**

Durante el procedimiento para determinar las ecuaciones, valores de  $\varepsilon = -0.2$ , no presentaron buen ajuste, por lo cual no se tuvieron en cuenta estos valores al momento de determinar el comportamiento único de la concavidad hacia arriba, y tampoco para determinar el factor corrección, por lo anterior puede haber errores en la estimación cuando  $\varepsilon$  es igual o cercano a  $-0.2$ . Como trabajo futuro queda implementar estas ecuaciones a casos reales y hacer ajustes si es necesario en las constantes con el fin de dar un uso en situaciones donde se requiera aplicar la metodología propuesta.

## Nomenclatura

### *Variables Adimensionales*

$t_D$  = Tiempo adimensional

$t_{D1l}$  = Tiempo adimensional en el primer periodo de flujo lineal

$t_{Dps}$  = Tiempo adimensional en el periodo de flujo pseudoestable

$(t_D * P_D)$  = Derivada de la presión en forma adimensional

$(t_D * P'_D)_{ps}$  = Punto en el flujo pseudoestable de derivada de la presión en forma adimensional

$(t_D * P'_D)_{max1l}$  = Punto máximo de derivada de la presión en forma adimensional en la concavidad hacia abajo después del primer régimen de flujo lineal

$(t_D * P'_D)_{min1l}$  = Punto mínimo de derivada de la presión en forma adimensional en la concavidad hacia arriba después del primer régimen de flujo lineal

### *Variables Dimensionales*

$t$  = Tiempo en horas

$t_{1l}$  = Tiempo en el primer periodo de flujo lineal

$t_{ps}$  = Tiempo en el periodo de flujo pseudoestable

$(t * \Delta P')$  = Derivada de la presión en forma real

$(t * \Delta P')_{max1l}$  = Punto máximo de derivada de la presión en la concavidad hacia abajo después del primer régimen de flujo lineal

$(t * \Delta P')_{min1l}$  = Punto mínimo de derivada de la presión en la concavidad hacia arriba después del primer régimen de flujo lineal

$(t * \Delta P')_{ps}$  = Punto en el flujo pseudoestable de derivada de la presión en forma adimensional

## Bibliografía

- ACP, (2020). Yacimientos no convencionales (YNC). Asociación Colombiana del Petróleo. Recuperado de <https://acp.com.co/web2017/es/yacimientos-no-convencionales-ync>.
- Craft, a. y. (2017). *Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos*. Madrid: Tecnos S.A.
- Cruz, J. C. (2017). *Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos - craft, b.c. and hawkins, m.f.* [https://www.academia.edu/33911676/Ingenier%C3%ADa\\_aplicada\\_de\\_yacimientos\\_petroli%C3%ADferos\\_craft\\_b\\_c\\_and\\_hawkins\\_m\\_f](https://www.academia.edu/33911676/Ingenier%C3%ADa_aplicada_de_yacimientos_petroli%C3%ADferos_craft_b_c_and_hawkins_m_f)
- Espinoza, D. N. (2019). Introducción a la Geomecánica de la Energía. En D. N. Espinoza, *Introducción a la Geomecánica de la Energía* (pág. 7.4). Texas : Departamento de Ingeniería de Petróleo y Geosistemas Universidad de Texas en Austin.
- Freddy Humberto Escobar, A. M. (13 de agosto de 2007). Effect of the Pseudotime Function on Gas Reservoir Drainage Area Determination. *Ciencia, tecnología y futuro*, págs. 141-152.
- Freddy Humberto Escobar, L. M. (2014). Transient-Rate Analysis For Hydraulically-Fractured Gas Shale Wells Using The Concept Of Induced Permeability Field. *ARPJ Journal of Engineering and Applied Sciences*, 1244-1254.
- Geology Page. (2016, mayo 21). *Hydraulic fracturing: ¿What is hydraulic fracturing?* Geology Page. <https://www.geologypage.com/2016/05/hydraulic-fracturing.html>
- Hydraulic fracture stimulation*. (s/f). Department of Mines, Industry Regulation and Safety. Recuperado el 2 de agosto de 2023, de <http://dmp.wa.gov.au/Petroleum/Hydraulic-Fracture-Stimulation-25633.aspx>
- Jacobs, Trent. 2017a. Los impactos de fractura revelan que el espacio entre pozos puede ser demasiado estrecho y los volúmenes de terminación demasiado grandes. *Diario de Tecnología del Petróleo*69(11): 35-38. <https://doi.org/10.2118/1117-0035-JPT>.

- Jacobs, Trent. 2017b. Los productores de petróleo y gas consideran que los impactos de fracturación en los pozos de esquisto son un gran desafío. *Diario de Petróleo Tecnología*69(04): 29-34.
- Jacobs, Trent. 2018. Lucha contra el agua con agua: cómo los ingenieros están cambiando el rumbo de los impactos de fracturación. *Diario de Tecnología del petróleo*70(12): 34-38. <https://doi.org/10.2118/1218-0034-JPT>.
- Khan, M.I. & Islam, M.R., (2007). *The Petroleum Engineering Handbook: Sustainable Operations*. Gulf publishing company, Houston, Texas. Pag 189-241.
- Madrid, M. (2009, junio 8). *Comportamiento Termodinámico del Petróleo Volátil*. Portal del Petróleo. <https://portaldelpetroleo.com/comportamiento-termodinamico-del-petroleo-volatil/>
- Molina, Oscar Mauricio, "Application of Pressure and Rate Transient Analyses to Stress-Sensitive MultiFractured Composite Systems and Compartmentalized Reservoirs" (2019). [https://digitalcommons.lsu.edu/gradschool\\_dissertations/4938](https://digitalcommons.lsu.edu/gradschool_dissertations/4938)
- Page, G. (21 de Mayo de 2016). *Geology Page*. Obtenido de <https://www.geologypage.com/2016/05/hydraulic-fracturing.html>
- Rodríguez, P. I. (2017, abril 24). *¿Qué es el fracking?* Medium.<https://medium.com/@pivarsrodriguez/qu%C3%A9-es-el-fracking-9a1d6e6c4e7e>
- Lawal, Hamed, Jackson, Gregory, Abolo, Nnamdi et al. 2013. Un enfoque novedoso para modelar y pronosticar Frac Golpes en pozos de gas de esquisto. Presentado en la Conferencia y Exposición Anual de EAGE que incorpora SPE Europec, Londres, Reino Unido. 2013/6/10/. <https://doi.org/10.2118/164898-MS>.



Yu, Wei, Wu, Kan, Zuo, Lihua et al. 2016. Modelos físicos para la interferencia entre pozos en yacimientos de esquisto: Impactos relativos de los golpes de fractura y la permeabilidad de la matriz. Presentado en la Conferencia de Tecnología de Recursos No Convencionales de SPE/AAPG/SEG, San Antonio, Texas, EE.UU. 2016/8/1/. <https://doi.org/10.15530/URTEC-2016-2457663>.

## Anexo

Tabla 4. Resumen de ecuaciones propuestas para pruebas de presiones transitorias en pozos HWMF para yacimientos de roca generadora saturados de petróleo.

Permeabilidad del pozo de observación ( $k$ )	$k_o = 8.297 \left( \frac{qB \left( \frac{\mu t_{1l}}{\phi c_i x_f^2} \right)^{0.5}}{h(t^* \Delta P')_{1l}} \right)^{0.6666}$
Épsilon positivo ( $\varepsilon$ )	$\varepsilon = 0.18 \sqrt{\left( \frac{k_{1A} h(t^* \Delta P')_{p \max dl}}{39.201196 q \mu B} \right)}$
Épsilon Negativo ( $-\varepsilon$ )	$-\varepsilon = 155.357 \left( -0.48 \sqrt{\frac{kh(t^* \Delta P')_{p \min dl}}{q \mu B}} \right)$
Área de la zona SRV	$A = 3.7685 \left( \frac{q \mu B \left( \frac{t_{pss}}{\phi c_i x_f^2} \right)}{\sqrt{h(2n_f)(t^* \Delta P')_{pss}}} \right)^{0.87}$

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5. Resumen de ecuaciones propuestas para pruebas de presiones transitorias en pozos HWMF para yacimientos de roca generadora saturados de gas.

Permeabilidad del pozo de observación ( $k$ )	$k_o = 8.297 \left( \frac{qB \left( \frac{\mu t_{1l}}{\phi c_t x_f^2} \right)^{0.5}}{h(t^* \Delta P')_{1l}} \right)^{0.6666}$
Épsilon positivo ( $\varepsilon$ )	$\varepsilon = 0.18 \sqrt{\left( \frac{k_{1A} h(t^* \Delta P')_{p \max dl}}{39.201196 q \mu B} \right)}$
Épsilon Negativo ( $-\varepsilon$ )	$-\varepsilon = 155.357 \left( \frac{-0.48 \sqrt{kh(t^* \Delta P')_{p \min dl}}}{q \mu B} \right)$
Área de la zona SRV	$A = 3.7685 \left( \frac{q \mu B \left( \frac{t_{pss}}{\phi c_t x_f^2} \right)}{\sqrt{h(2n_f)(t^* \Delta P')_{pss}}} \right)^{0.87}$

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6. Resumen de ecuaciones propuestas para pruebas de caudales transitorios en pozos HWMF para yacimientos de roca generadora saturados de petróleo.

Permeabilidad del pozo de observación ( $k$ )	$k_o = 11.210 \left( \frac{B \left( \frac{\mu t_{1li}}{\phi c_t x_f^2} \right)^{0.5}}{h(P_i - P_{wf})(t^* 1 / q')_{1li}} \right)^{0.6452}$
Épsilon positivo ( $\varepsilon$ )	$\varepsilon = \left( \frac{57.89 \mu B}{kh(P_i - P_{wf})(t^* 1 / q')_{p \min dl}} \right)^{-2.31}$
Épsilon Negativo ( $-\varepsilon$ )	$-\varepsilon = 30.621 \left( \frac{\mu B}{kh(P_i - P_{wf})(t^* 1 / q')_{p \min dl}} \right)^{0.6452}$
Área de la zona SRV	$A = \left( \frac{1.594 \times 10^{-4} \phi \mu c_t l_w}{0.0002637 k t_{p1q'}} \right)$

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 7. Tabla de datos ejemplo de aplicación 1

t (hr)	(t*ΔP')	t (hr)	(t*ΔP')	t (hr)	(t*ΔP')
0.000	0.982	0.209	8.665	91.218	115.206
0.001	0.535	0.251	9.863	109.668	141.747
0.001	0.777	0.302	10.845	131.850	174.071
0.001	0.784	0.363	11.376	158.518	211.771
0.001	0.883	0.437	11.434	190.581	255.364
0.001	0.960	0.525	11.175	229.129	306.754
0.001	1.054	0.631	10.809	275.473	368.581
0.002	1.154	0.759	10.493	331.191	443.505
0.002	1.265	0.912	10.308	398.180	534.170
0.003	1.385	1.097	10.286	478.717	643.618
0.003	1.517	1.318	10.437	575.545	775.616
0.004	1.661	1.585	10.766	691.957	934.838
0.004	1.818	1.906	11.267	831.915	1126.989
0.005	1.989	2.291	11.927	1000.182	1358.987
0.006	2.175	2.755	12.727	1202.484	1639.226
0.008	2.378	3.312	13.644	1445.703	1977.895
0.009	2.598	3.982	14.656	1738.118	2387.384
0.011	2.837	4.787	15.745	2089.677	2882.780
0.013	3.095	5.755	16.902	2512.344	3482.477
0.016	3.374	6.920	18.138	3020.502	4208.929
0.019	3.674	8.319	19.494	3631.442	5089.589
0.023	3.995	10.002	21.058	4365.954	6158.078
0.028	4.334	12.025	22.966	5249.031	7455.644
0.033	4.685	14.457	25.387	6310.724	9032.996
0.040	5.036	17.381	28.485	7587.159	10952.605
0.048	5.373	20.897	32.391	9121.771	13291.632
0.058	5.673	25.123	37.179	10966.781	16145.588
0.069	5.915	30.205	42.891	13184.971	19633.290
0.083	6.085	36.314	49.602	15851.821	23901.790
0.100	6.214	43.660	57.501	19058.081	29139.879
0.120	6.403	52.490	67.015		
0.145	6.812	63.107	78.950		
0.174	7.573	75.872	94.553		

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 8. Tabla de datos ejemplo de aplicación 2

t (hr)	(t*ΔP')	t (hr)	(t*ΔP')	t (hr)	(t*ΔP')
0.001	2.090	0.418	18.133	182.435	589.251
0.001	0.855	0.502	19.285	219.336	709.224
0.001	1.442	0.604	20.456	263.699	853.821
0.002	1.403	0.726	21.639	317.036	1028.092
0.002	1.600	0.873	22.832	381.162	1238.141
0.002	1.732	1.050	24.039	458.257	1491.356
0.003	1.906	1.262	25.279	550.946	1796.677
0.003	2.085	1.517	26.592	662.383	2164.929
0.004	2.286	1.824	28.037	796.359	2609.222
0.005	2.504	2.193	29.687	957.435	3145.443
0.006	2.743	2.637	31.614	1151.090	3792.858
0.007	3.003	3.170	33.876	1383.914	4574.848
0.009	3.288	3.812	36.513	1663.831	5519.821
0.010	3.599	4.583	39.547	2000.365	6662.318
0.013	3.938	5.509	42.990	2404.967	8044.394
0.015	4.307	6.624	46.854	2891.407	9717.310
0.018	4.709	7.964	51.154	3476.235	11743.633
0.022	5.146	9.574	55.918	4179.354	14199.843
0.026	5.620	11.511	61.201	5024.689	17179.583
0.032	6.133	13.839	67.110	6041.005	20797.708
0.038	6.689	16.638	73.858	7262.885	25195.380
0.046	7.288	20.004	81.812	8731.908	30546.461
0.055	7.934	24.050	91.533	10498.063	37065.606
0.066	8.627	28.914	103.776	12621.447	45018.535
0.080	9.369	34.762	119.433	15174.317	54735.125
0.096	10.160	41.794	139.445	18243.542	66626.283
0.115	11.001	50.247	164.737	21933.562	81205.312
0.138	11.892	60.410	196.220	26369.941	99117.685
0.166	12.830	72.629	234.865	31703.643	121169.846
0.200	13.813	87.319	281.839	38116.162	148417.339
0.240	14.840	104.981	338.630		
0.289	15.905	126.214	407.134		
0.348	17.005	151.743	489.713		

Fuente: Elaboración propia.