



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 27 de Julio de 2022

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

\_\_\_\_\_ Juan Sebastian Lopez \_\_\_\_\_, con C.C. No. 1110591812 \_\_\_\_\_,

\_\_\_\_\_ Juan Diego Chamorro \_\_\_\_\_, con C.C. No. \_\_\_\_\_ 1075310427 \_\_\_\_\_,

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

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

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

titulado NUEVA CORRELACIÓN PARA CALCULAR EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD PARA  
POZOS HORIZONTALES EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

\_\_\_\_\_ presentado y aprobado en el año 2022 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.
- 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.

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

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: Juan Sebastian Lopez

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

Firma: \_\_\_\_\_

EL AUTOR/ESTUDIANTE: Juan Diego Chamorro

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

Firma: \_\_\_\_\_



**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:** NUEVA CORRELACIÓN PARA CALCULAR EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD PARA POZOS HORIZONTALES EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Lopez Acosta	Juan Sebastian
Chamorro Cordoba	Juan Diego

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

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

**ASESOR (ES):**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Sepúlveda Gaona	Jairo Antonia
Martinez Perez	Javier Andres

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

**FACULTAD:** Ingeniería

**PROGRAMA O POSGRADO:** Ingeniería de Petróleos

**CIUDAD:** Neiva

**AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2022

**NÚMERO DE PÁGINAS:** 105

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.



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

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: Acrobat Reader DC

**MATERIAL ANEXO:**

**PREMIO O DISTINCIÓN** (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Índice de productividad	Productivity index	6. Caída de presión	Drawdown
2. YNF	NFR	7. Correlación	Correlation
3. Prueba de presión	Pressure test	8. Pozos horizontales	Horizontal well
4. Almacenamiento adimensional	Dimensionless storage	9. Yacimiento	Reservoir
5. Flujo interporoso	Interporosity flow	10. Simulaciones	Simulations

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

En diversos estudios se han propuesto correlaciones del índice de productividad para pozos horizontales, verticales y en algunas ocasiones en pozos hidráulicamente fracturados. En este artículo, se introduce una nueva correlación a partir de pruebas simuladas para generar resultados base que permitan ajustar los resultados a una nueva correlación, capaz de ser aplicada en yacimientos naturalmente fracturados. Al obtener los primeros resultados de simulación se obtiene bastante diferencia con los resultados de la correlación existente para pozos horizontales. Posteriormente, se comienzan a agregar los parámetros que tienen un gran efecto en los yacimientos naturalmente fracturados como los son: la relación adimensional de almacenaje y el coeficiente de flujo interporoso; finalmente, se obtiene la nueva correlación capaz de calcular el índice de productividad en yacimientos naturalmente fracturados. Esta correlación se probó satisfactoriamente con



ejemplos reportados en la literatura

**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

Several studies have proposed correlations of the productivity index for horizontal and vertical wells and, in some cases, hydraulically fractured vertical wells. In this paper, a new correlation is introduced from a simulation study to generate base results that allow adjusting the results to a new correlation, capable of being applied in naturally fractured reservoirs. The first simulation results get quite a difference with the results of the already existing correlation for horizontal wells. Subsequently, the parameters having a great effect on naturally fractured formations such as the dimensionless storativity ratio and the



interporosity flow coefficient begin to be added. Finally, the new correlation capable of calculating the productivity index in naturally fractured deposits is obtained. This correlation was then successfully tested with examples reported in the literature

#### APROBACION DE LA TESIS

Nombre Jurado: Jairo Antonio Sepúlveda

Firma:

Nombre Jurado: Javier Andres Martinez

Firma:

NUEVA CORRELACIÓN PARA CALCULAR EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD  
PARA POZOS HORIZONTALES EN YACIMIENTOS NATURALMENTE  
FRACTURADOS

JUAN SEBASTIAN LÓPEZ ACOSTA  
JUAN DIEGO CHAMORRO CORDOBA

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA - HUILA

2022

NUEVA CORRELACIÓN PARA CALCULAR EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD  
PARA POZOS HORIZONTALES EN YACIMIENTOS NATURALMENTE  
FRACTURADOS

JUAN SEBASTIAN LÓPEZ ACOSTA

JUAN DIEGO CHAMORRO CORDOBA

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos.

Director:

FREDDY HUMBERTO ESCOBAR M., Ph.D.

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA - HUILA

2022

**NOTA DE ACEPTACIÓN**

---

---

---

---

---

---

---



---

**Firma del director**



---

**Firma del jurado**

Javier A. Martinez P.

---

**Firma del jurado**

**Neiva, Huila 10 de marzo de 2022.**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Dios, por nunca estar en mis decisiones, por rodearme de todos quienes aportan de manera positiva en mi vida y por nunca permitirme desfallecer.

A mi padre Alfonso López, por darme la fuerza para alcanzar a mis metas y por apoyarme en todas las decisiones que involucran crecimiento personal y profesional.

A mi madre Mónica Alexandra, por siempre ser la voz de la razón, por inculcarme virtudes y enseñanzas que me acompañan el resto de mi vida.

A mi hermano mayor Julián, por brindarme su apoyo en las buenas y malas circunstancias.

A mi hermano menor David, por ser un ejemplo de forma de ser y dedicación en todo lo que hace.

A la memoria de mi abuelo, quien falleció cuando apenas entraba a la universidad, y quien espero se encuentre muy orgulloso.

A mi pareja Alexandra, que hace parte muy importante de mi vida, por su apoyo incondicional, y por los grandes aportes que ha hecho en mi vida personal.

Al profesor Freddy Escobar, por su tiempo invertido, por compartir su conocimiento e ideas a lo largo de la carrera, que complementaron mi formación profesional.

A todos los compañeros y amigos que siempre me acompañaron en mis clases, en las semanas y noches previas a un parcial, gracias por ser unos grandes amigos y compañeros.

A todos ustedes, muchas gracias.

**Juan Sebastian López Acosta**

## AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi padre Armando Chamorro, por darme su apoyo de todas las formas posibles, con sus enseñanzas que desde pequeño han sido fundamentales para ser la persona que soy; con los valores que me ha inculcado y brindándome todo de él sin pedir nada a cambio.

A mi madre Lennis Cordoba, por guiarme en todo este camino con su mayor esfuerzo y tenerme la paciencia necesaria; por ser ese aliento al final del camino cuando he estado a punto de abandonarlo todo y por ser esa voz que me empuja a descubrir nuevos retos y no quedarme estancado.

A mi hermana mayor María Fernanda por darme el apoyo y el cariño que tanto me ha servido en estos años.

A mi sobrino Emmanuel, por ser el niño más juicioso y educado; también ser una compañía muy alegre y divertida.

Al profesor Freddy Escobar, por sus enseñanzas no solamente cerradas a la materia que dicta, sino conocimiento de la industria que me va a servir en mi futuro como profesional. También por el tiempo invertido y paciencia en los proyectos trabajados.

Al profesor Ervin Aranda, por brindarme sus conocimientos no solamente en las materias de producción, sino también en situaciones éticas y profesionales con las cuales me topare en mi vida como profesional de la ingeniería.

A todos mis amigos que hicieron parte tanto en trabajos en grupo, laboratorios como en momentos divertidos que pasé en la universidad, sin ellos mi estancia en una ciudad desconocida hubiera sido más complicada y difícil de superar.

A Hannah y Bonnie por ser la mejor compañía

A todos ustedes, muchas gracias.

**Juan Diego Chamorro Cordoba**

## DEDICATORIAS

Este Trabajo de grado está dedicado a toda mi familia, a mi padre Alfonso, a mi madre Mónica, mis hermanos Julián y David, y a mi pareja Alexandra. Han sido y serán parte fundamental de mi vida.

Juan Sebastian López

Este Trabajo de grado está dedicado a mi familia, a mi padre Armando, a mi madre Lennis, mi hermana María Fernanda, sin ellos y su apoyo constante esto no hubiera sido posible.

Juan Diego Chamorro

## TABLA DE CONTENIDO

<b>TABLA DE CONTENIDO</b> .....	<b>7</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>8</b>
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	<b>9</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>10</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>11</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>12</b>
<b>2. MARCO TEÓRICO</b> .....	<b>14</b>
<b>2.1 GENERALIDADES DE POZOS HORIZONTALES</b>	<b>14</b>
2.1.1 <i>Aspectos importantes de un pozo horizontal</i>	<i>15</i>
2.1.2 <i>Factor daño (Skin)</i>	<i>18</i>
2.1.3 <i>Radio efectivo del pozo, <math>r_w</math></i>	<i>22</i>
2.1.4 <i>Área de drenaje de un pozo horizontal</i>	<i>22</i>
2.1.5 <i>Productividad horizontal de pozos bajo flujo de estado estable</i>	<i>24</i>
2.1.6 <i>Productividad del pozo horizontal bajo flujo de estado pseudoestable</i>	<i>24</i>
<b>2.2 RELACIÓN RENDIMIENTO-FLUJO DE ENTRADA (IPR)</b>	<b>26</b>
<b>2.3 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (J)</b>	<b>27</b>
<b>2.4 ASPECTOS IMPORTANTES DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS</b>	<b>31</b>
2.4.1 <i>Clasificaciones geológicas de fracturas naturales</i>	<i>32</i>
2.4.2 <i>Clasificaciones de Ingeniería de fracturas naturales</i>	<i>33</i>
2.4.3 <i>Identificación de fracturas naturales</i>	<i>35</i>
2.4.4 <i>Métodos de interpretación de pruebas de pozos</i>	<i>37</i>
<b>3. FORMULACIÓN</b> .....	<b>41</b>
3.1 <b>GENERACIÓN DEL MODELO BASE EN PROGRAMA COMERCIAL</b>	<b>41</b>
3.2 <b>PRUEBAS DE RELACIÓN ADIMENSIONAL DE ALMACENAMIENTO</b>	<b>54</b>
3.3 <b>PRUEBAS DE RELACIÓN DE CAPACIDAD DE FLUJO <math>\Lambda</math></b>	<b>55</b>
3.4 <b>DEDUCCIÓN DE LA NUEVA CORRELACIÓN PROPUESTA</b>	<b>57</b>
<b>4. APLICACIÓN DE LA CORRELACION PROPUESTA</b> .....	<b>59</b>
<b>5. CONCLUSIONES</b> .....	<b>63</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>64</b>
<b>ANEXO A</b> .....	<b>66</b>
<b>ANEXO B</b> .....	<b>86</b>
<b>ANEXO C</b> .....	<b>104</b>

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 Esquema del flujo de fluido desde el yacimiento hacia la fractura.....	13
FIGURA 2 Tres tipos de pozos horizontales.....	15
FIGURA 3 Tipos tangente y combinado de pozos horizontales.....	15
<b>FIGURA 4</b> Un gran número de pozos horizontales perforados desde una plataforma offshore que llegan a partes distantes del yacimiento.....	18
<b>FIGURA 5</b> Trayectoria de un pozo horizontal de un solo lateral que produce a partir de dos bloques de fallas no comunicantes.....	18
<b>FIGURA 6</b> Efecto Skin cercano al pozo.....	20
<b>FIGURA 7</b> Vista de zona de daño cercana al pozo.....	21
<b>FIGURA 8</b> Área de drenaje de un pozo horizontal.....	23
<b>FIGURA 9</b> Una curva típica IPR para un pozo de petróleo.....	26
<b>FIGURA 10</b> Esquema de un medio poroso heterogéneo naturalmente fracturado.....	32
<b>FIGURA 11</b> Tipos de yacimientos naturalmente fracturados.....	34
<b>FIGURA 12</b> Indicación de pérdida de lodo y comportamiento del nivel de pozo en poros, fracturas naturales y fracturas inducidas.....	36
<b>FIGURA 13</b> Curva de presión buildup de un yacimiento naturalmente fracturado.....	37
FIGURA 14 Modulo SAPHIR.....	42
FIGURA 15 Creación de un nuevo archivo.....	43
FIGURA 16 Propiedades PVT caso base.....	43
FIGURA 17 Parámetros PVT caso base.....	44
FIGURA 18 Creación prueba de presión.....	44
FIGURA 19 Modelo analítico.....	45
FIGURA 20 Permeabilidad ingresada.....	46
FIGURA 21 Ingreso de duración y caudal del caso base.....	47
FIGURA 22 Tiempo y caudal caso base.....	47
FIGURA 23 Presión vs Tiempo caso base.....	48
FIGURA 24 Ventana para la extracción de la gráfica de la derivada de presión.....	48
FIGURA 25 Grafica Log-Log de derivada de presión vs tiempo.....	49
FIGURA 26 Creación de la gráfica de IPR.....	50
FIGURA 27 Tipo de yacimiento para la gráfica de IPR.....	50
FIGURA 28 Método para la creación de la curva de IPR.....	51
FIGURA 29 Datos para la creación de la curva de IPR para el caso base.....	51
FIGURA 30 Curva de IPR del caso base.....	52
FIGURA 31 Barra de opciones para la exportación de datos.....	53
FIGURA 32 Exportación de datos.....	54
FIGURA 33 Pruebas de factor de almacenamiento.....	55
FIGURA 34 Pruebas factor de flujo interporoso.....	56
FIGURA 35 Curvas de IPR del caso base usando la correlación propuesta.....	58
FIGURA 36 Curva de IPR del caso base usando correlación propuesta.....	58
FIGURA 37 Curva IPR con resultados del ejemplo 1.....	61
FIGURA 38 Curva IPR con resultados del ejemplo 2.....	61
FIGURA 39 Curva IPR con resultados del ejemplo 3.....	62

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Propiedades petrofísicas del caso base .....	41
Tabla 2 Datos base para pruebas de factor de almacenamiento .....	55
Tabla 3 Datos base para pruebas de factor de flujo interporoso .....	56
Tabla 4 Propiedades petrofísicas de ejemplo.....	60
Tabla 5 Propiedades petrofísicas de ejemplo 2.....	60
Tabla 6 Propiedades petrofísicas de ejemplo 3.....	61
Tabla 7 Resultados prueba 1 factor de almacenamiento .....	66
Tabla 8 Resultados prueba 2 factor de almacenamiento .....	68
Tabla 9 Resultados prueba 3 factor de almacenamiento .....	70
Tabla 10 Resultados prueba 4 factor de almacenamiento .....	72
Tabla 11 Resultados prueba 5 factor de almacenamiento .....	74
Tabla 12 Resultados prueba 6 factor de almacenamiento .....	76
Tabla 13 Resultados prueba 7 factor de almacenamiento .....	78
Tabla 14 Resultados prueba 8 factor de almacenamiento .....	80
Tabla 15 Resultados prueba 9 factor de almacenamiento .....	82
Tabla 16 Resultados prueba 10 factor de almacenamiento .....	84
Tabla 17 Resultados prueba 1 factor de flujo interporoso .....	86
Tabla 18 Resultados prueba 2 factor de flujo interporoso .....	88
Tabla 19 Resultados prueba 3 factor de flujo interporoso .....	90
Tabla 20 Resultados prueba 4 factor de flujo interporoso .....	92
Tabla 21 Resultados prueba 5 factor de flujo interporoso .....	94
Tabla 22 Resultados prueba 6 factor de flujo interporoso .....	96
Tabla 23 Resultados prueba 7 factor de flujo interporoso .....	98
Tabla 24 Resultados prueba 8 factor de flujo interporoso .....	100
Tabla 25 Resultados prueba 9 factor de flujo interporoso .....	102
Tabla 26 Comparación de resultados entre correlaciones en la literatura y la correlación propuesta .....	104

## ABSTRACT

Several studies have proposed correlations for the productivity index of horizontal and vertical wells, even in some cases, hydraulically fractured vertical wells. In this paper, a new correlation is introduced based on a simulation study that generates results that can be adjusted to a new correlation capable of being applied on naturally fractured reservoirs. The first simulation results for horizontal wells in a naturally fractured reservoir differ with the results of the already existing correlation for horizontal wells. Subsequently, the parameters having a great effect on naturally fractured formations such as the dimensionless storativity ratio and the interporosity flow coefficient begin to be added. Finally, the new correlation capable of calculating the productivity index of a horizontal well in naturally fractured deposits is obtained. This correlation was then successfully tested with examples reported in the literature.

Keywords: Productivity index, naturally fractured reservoirs, dimensionless storativity ratio, interporosity flow parameter

## RESUMEN

En diversos estudios se han propuesto correlaciones del índice de productividad para pozos horizontales, verticales y en algunas ocasiones en pozos hidráulicamente fracturados. En este artículo, se introduce una nueva correlación a partir de pruebas simuladas para generar resultados base que después sean ajustados y permitan la creación de esta, la cual pueda ser aplicada en yacimientos naturalmente fracturados. Al obtener los primeros resultados de simulación se obtiene bastante diferencia con los resultados de la correlación existente para pozos horizontales. Posteriormente, se comienzan a agregar los parámetros que tienen un gran efecto en los yacimientos naturalmente fracturados como los son: la relación adimensional de almacenaje y el coeficiente de flujo interporoso; finalmente, se obtiene la nueva correlación capaz de calcular el índice de productividad para pozos horizontales en yacimientos naturalmente fracturados. Esta correlación se probó satisfactoriamente con ejemplos reportados en la literatura.

Palabras claves: Índice de productividad, yacimientos naturalmente fracturados, relación adimensional de almacenamiento, relación de capacidad de flujo.

# 1. INTRODUCCIÓN

Cuando se habla de yacimientos naturalmente fracturados (YNF) se deduce que son aquellos yacimientos que han recibido fracturamiento a través de procesos geológicos que se dan comúnmente en rocas sedimentarias (Nelson, 2001), sin intervención del ser humano, como si ocurre en el caso de los pozos hidráulicamente fracturados, que se consideran factores artificiales causantes del fracturamiento. Las fracturas naturales tienen un efecto sobre el comportamiento del flujo de fluidos que allí se encuentran depositados (Berkat et al., 2009). Adicionalmente, en estudios previos se demuestra que la distribución de las fracturas y la permeabilidad dependen de la anisotropía causada por el estrés (Igbokoyi & Tiab, 2018).

Los pozos en producción tienden a generar cambios en la presión de la formación, los cuales generan respuestas a lo largo del yacimiento, gracias a sus fracturas que pueden presentar alta difusividad, por otro lado, la matriz recibe una respuesta “retardada” de dichos cambios de presión. Estas respuestas causan una tendencia decreciente en la presión de la fractura con respecto a la matriz, que al mismo tiempo induce el flujo cruzado de matriz a fractura (Streltsova, 1983).

Es importante tener presente que los YNF comprenden dos tipos de porosidad y permeabilidad: una de la matriz ( $\phi_m, k_m$ ) y otra de la fractura ( $\phi_f, k_f$ ), ya que la diferencia de estas determina la dirección que tendrá el flujo; en caso de que la porosidad y permeabilidad de la matriz sea menor que la de la fractura el flujo va desde la matriz hacia las fracturas; por otro lado, si estas propiedades de la matriz equivalen a cero el flujo únicamente va a darse desde las fracturas (Escobar, 2019).

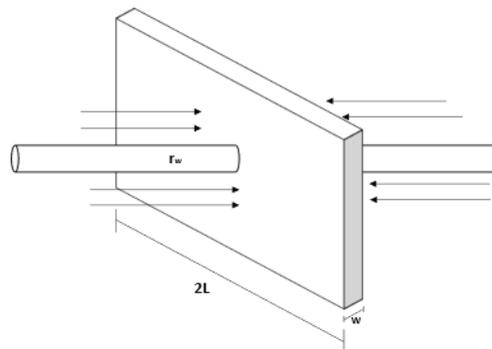
(Warren & Root, 1963) presentaron una solución al comportamiento del flujo radial de un fluido ligeramente compresible en un yacimiento naturalmente fracturado, asumiendo que la presencia de flujo solo está en las fracturas y que los bloques de matriz, unidos como una fuente distribuida uniformemente, entregan el fluido al sistema de fractura (Uldrich & Ershaghi, 1979). Es decir, su solución del flujo radial está limitada para un sistema isotrópico donde la relación de permeabilidad es igual a la unidad (Igbokoyi & Tiab, 2018).

El índice de productividad es uno de los parámetros más importantes a calcular a la hora de trabajar con depósitos de hidrocarburos y específicamente en yacimientos naturalmente fracturados, ya que implica dinero reflejado en la cantidad de caída de presión necesaria para producir un barril de petróleo por día (Escobar, 2019). Sin embargo, en la literatura no se encuentra una correlación que permita calcular el índice de productividad para pozos horizontales en YNF; sino solamente realizar el cálculo sobre pozos horizontales. Algunas correlaciones para yacimientos homogéneos fueron introducidas por investigadores como Giger (1983), Merkulov (1954), Renard y Dupuy (1990), Joshi (1988, 1991), Penmatcha et al. (1997) (Amaya & Rincon, 2003), y Escobar y Montealegre (2008) (Escobar & Montealegre, 2008). Se destaca a estos últimos investigadores, (Escobar & Montealegre, 2008) por realizar una comparación entre las diferentes correlaciones, con el objetivo de concluir que la correlación introducida por

Joshi es la más precisa hasta el momento y que mejor se ajusta con los resultados generados por modelos del simulador comercial; a partir de esto (Escobar & Montealegre, 2008) introducen su ecuación reduciendo la diferencia entre los resultados del simulador vs la correlación de índice de productividad en pozos horizontales (Escobar & Montealegre, 2008), es decir, superior a las demás. La correlación de (Escobar & Montealegre, 2008) está expresada en término de caudal, pero se habla del mismo índice de productividad PI al encontrarse en estado pseudoestable.

(Evans, 1996) propuso una correlación para calcular el índice de productividad dinámico, que se da cuando un pozo horizontal que atraviesa fracturas en un reservorio infinito, o en un reservorio con límites definidos en el que no se ha alcanzado un estado pseudoestable, (Tariq et al., 2016) presenta una mayor aproximación al índice de productividad en YNF utilizando la técnica de regresión no lineal, donde desarrolló su ecuación para la relación de rendimiento de entrada que tiene en cuenta los parámetros de fractura y se ajusta a la presión adimensional con el tiempo adimensional para pozos verticales que producen bajo un mecanismo de empuje por gas en solución.

Para mejor interpretación de cómo se comporta el flujo en YNF; (Demarchos et al., 2006) presentan un pozo horizontal que se encuentra en el centro vertical de un yacimiento con un espesor  $h$ , permitiendo estudiar una región de radio  $h/2$  alrededor del pozo. Fuera de la fractura el flujo es lineal, mientras que dentro hay un flujo radial; estos dos flujos combinados resultan en una caída de presión que es conocido como el efecto de daño.



**FIGURA 1** Esquema del flujo de fluido desde el yacimiento hacia la fractura.

Adaptada por autores

En este trabajo se busca calcular el índice de productividad para YNF a partir de la vinculación de los parámetros  $\lambda$  y  $\omega$  en la correlación de (Escobar & Montealegre, 2008) entre otros ajustes. Para lo cual se comenzó realizando 19 corridas de un caso base en un simulador comercial, con diferentes valores de  $\lambda$  y  $\omega$  para generar resultados de tiempo, cambio de presión y caudal que se usan para sacar la curva de IPR, la cual se usará como guía para ajustar los resultados calculados por la correlación propuesta.

## 2. MARCO TEÓRICO

Esta sección define propiedades y aspectos fundamentales que intervienen en el comportamiento del flujo y por tal razón en el cálculo del índice de productividad para pozos horizontales en yacimientos naturalmente fracturados.

### 2.1 GENERALIDADES DE POZOS HORIZONTALES

Una de las innovaciones más importantes en Ingeniería de Petróleos es la tecnología de pozos horizontales. La perforación horizontal se remonta a principios del siglo XX (Islam & Hossain, 2021). En 1929, se perforó el primer pozo de petróleo horizontal conocido en Texas. Quince años más tarde, se perforó otro pozo en el Franklin Heavy Oil Field, Pensilvania, a una profundidad de 500 pies (Satter & Iqbal, 2016), cuyo número a partir de la década de 1980, se ha disparado para dominar las operaciones de desarrollo de yacimientos en los Estados Unidos y el oeste (incluidas las Américas y Europa) (Islam & Hossain, 2021), se aplica no solo a la producción de pozos individuales y a la búsqueda de petróleo residual, sino también al desarrollo de campos petroleros completos (Renpu, 2011).

Tradicionalmente, los pozos se perforaban como verticales o desviados, lo que podía contactar solo una parte limitada del área de drenaje del yacimiento. Se requería un número relativamente grande de pozos y recursos para producir de manera efectiva en una variedad de circunstancias, incluidas formaciones apretadas, arenas lenticulares, bloques de fallas y capas delgadas por nombrar algunas. Una vez más, en muchos yacimientos de petróleo pesados o ultrapesados, se descubrió que los pozos tradicionales eran ineficaces. En situaciones extremas, como las formaciones de lutita ultradelgado, la producción comercial sostenida de petróleo y gas basada en las prácticas tradicionales de perforación simplemente no era viable. En consecuencia, el petróleo y el gas de lutita se consideraron recursos no convencionales. Dado que un pozo horizontal reemplaza el requisito de perforar varios pozos verticales, la huella en la superficie terrestre también se minimiza (Satter & Iqbal, 2016).

El aumento de la perforación horizontal para desarrollar yacimientos no convencionales en la década de los 2000 ha hecho que el papel de los pozos horizontales sea aún más importante. Adicionalmente, la tecnología avanzada de perforación horizontal también produce resultados positivos para el medio ambiente, por lo tanto, está conectada con la sostenibilidad (Islam & Hossain, 2021).

Existen varios tipos de pozos horizontales, caracterizados principalmente por el radio de curvatura utilizado durante la perforación, los cuales son:

1. Radio largo, para el cual la curvatura es de  $1-10^\circ / 100$  pies
2. Radio medio, para el cual la curvatura es de  $10-30^\circ / 100$  pies

3. Radio corto, para el cual la curvatura es de  $> 90^\circ / 100$  pies
4. Tangente, para la cual se utilizan dos radios
5. Combinación, para la cual se utiliza una combinación de radios cortos y largos.

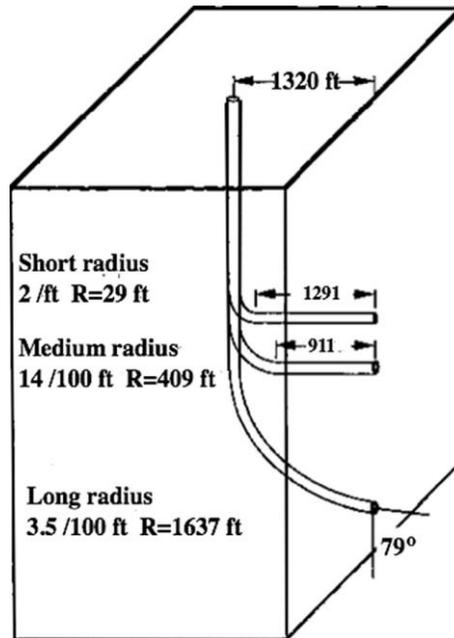


FIGURA 2 Tres tipos de pozos horizontales.  
Extraído de (Islam & Hossain, 2021)

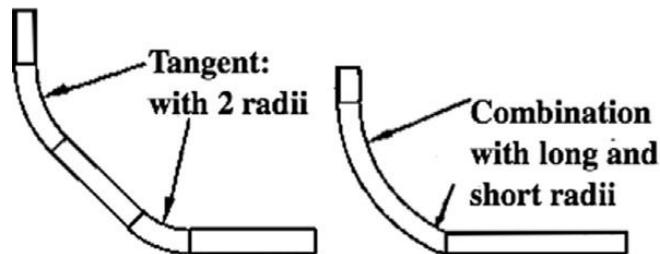


FIGURA 3 Tipos tangente y combinado de pozos horizontales.  
Extraído de (Islam & Hossain, 2021)

### 2.1.1 Aspectos importantes de un pozo horizontal

Hablando del sistema de perforación en pozos horizontales se sabe que su plataforma de perforación incluye una torre, una cuerda de perforación, un sistema de elevación, un sistema de rotación, un sistema de circulación y un sistema de potencia.

Por otro lado, las ventajas de los pozos horizontales en comparación a los pozos verticales son bastante significativas y dan razón a la mayor implementación de estos:

1. La tasa de producción mejorada de petróleo y gas: un pozo horizontal generalmente crea un área de drenaje mucho más grande que mejora significativamente la producción de petróleo y gas en la mayoría de los entornos geológicos. Una mayor productividad de los pozos horizontales conduce a una mayor recuperación final en un período relativamente corto. Los pozos horizontales llegan más lejos en el yacimiento y agregan reservas (Satter & Iqbal, 2016).
2. Reducción en la conificación de agua y la producción de arena: La ocurrencia de conificación de agua y gas disminuye debido a la geometría del flujo, reduciendo así el trabajo de reparación requerido durante la vida útil del pozo. En el caso de los pozos horizontales, se observa una caída de presión relativamente reducida alrededor del pozo asociada con velocidades de fluido más bajas. Se espera una reducción general en la producción de arena debido a una combinación de lo anterior.
3. Minimización de los efectos no Darcy: En depósitos de gas de alta permeabilidad, la perforación de pozos horizontales puede minimizar los efectos adversos del flujo no Darcy y la caída de presión relativamente alta que se encuentra cerca del pozo perforado verticalmente.
4. Menos problemas operativos: Un pozo horizontal correctamente diseñado puede aliviar eficazmente varios problemas relacionados con la producción que se encuentran con el pozo vertical tradicional, como la baja producción, el avance temprano del agua, el bajo recobro final y el abandono prematuro del pozo. Por lo tanto, los pozos horizontales pueden ser la clave para administrar mejor el yacimiento y brindar un mayor rendimiento de lo invertido.
5. Mejor recuperación térmica: Los pozos horizontales pueden proporcionar energía térmica para reducir la viscosidad del petróleo pesado o ultra pesado en un área grande en un yacimiento, haciéndolo así más móvil y producible. Los pozos horizontales se perforan en la mayoría de los yacimientos de petróleo pesado y los métodos térmicos están diseñados para una producción económica y sostenible.
6. Reducción de los efectos de la heterogeneidad de las rocas: Los efectos localizados de la heterogeneidad de las rocas, como la presencia de una barrera, la degradación de la calidad del yacimiento y el cambio de facies, pueden disminuir a medida que un pozo horizontal produce a partir de una gran área de drenaje.
7. Reducción de la huella en tierra: Como se indicó anteriormente, los pozos horizontales tienen una huella significativamente reducida en tierra en comparación con la gran cantidad de pozos verticales requeridos para la

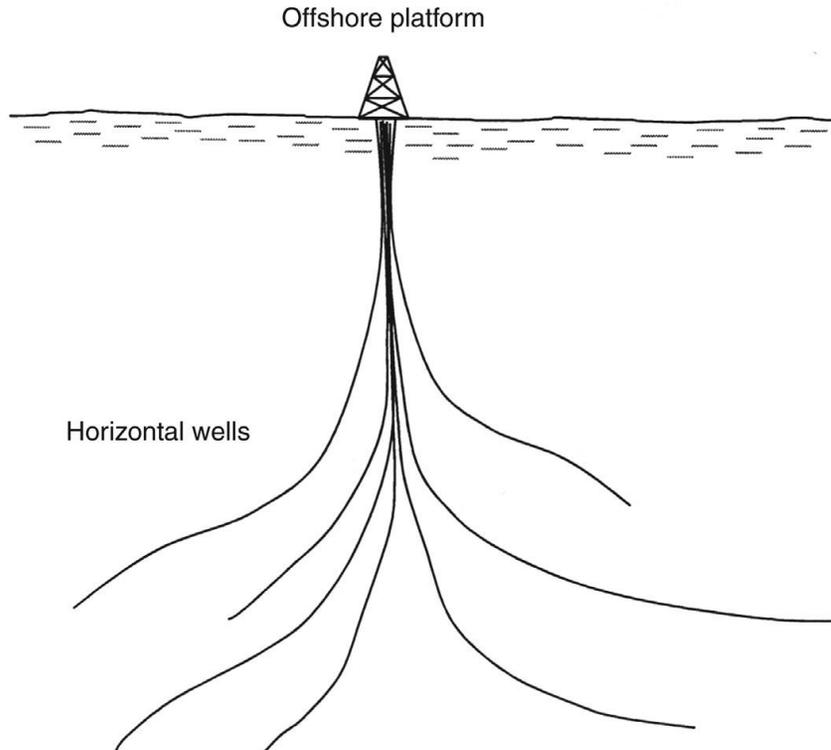
operación de petróleo y gas. Es probable que esto tenga un impacto positivo en problemas ambientales (Satter & Iqbal, 2016).

Sin embargo, es importante dejar claro que pueden ocurrir problemas en el rendimiento de los pozos y esto se refleja cuando funcionan menos de lo esperado, causado por las siguientes situaciones que se pueden presentar:

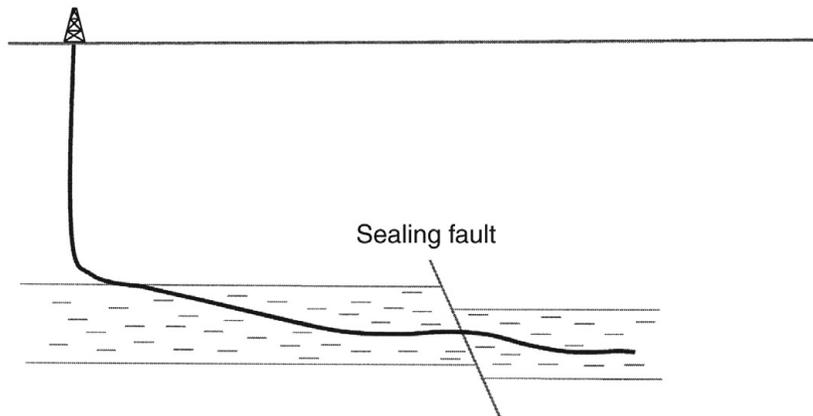
- Heterogeneidades desconocidas de yacimientos
- Calidad del yacimiento inferior a la esperada
- Baja permeabilidad vertical que no facilita el flujo de fluido a los laterales
- Ubicación del pozo cerca del contacto aceite-agua
- Skin
- Inestabilidad del pozo
- Mal completamiento
- Caída de presión a lo largo de la sección horizontal que dificulta el flujo de fluido
- Suposiciones no válidas sobre el yacimiento

En la literatura se encuentra que la tecnología de pozos horizontales se ha aplicado a los siguientes yacimientos:

- Formaciones estrechas donde la permeabilidad es baja a ultra baja
- Lechos delgados donde el área de contacto por pozos verticales o desviados es muy limitada
- Yacimientos fracturados donde la permeabilidad de la matriz es baja pero los laterales del pozo interceptan fracturas de alta conductividad
- Yacimientos compartimentales con secciones incomunicadas
- Formación que comprende bloques de fallas de sello
- Yacimientos de crudo pesado donde grandes áreas en el yacimiento requieren la aplicación de energía térmica
- Campos en alta mar donde hay espacios limitados disponibles para perforar pozos (Satter & Iqbal, 2016).



**FIGURA 4** Un gran número de pozos horizontales perforados desde una plataforma offshore que llegan a partes distantes del yacimiento.  
 Extraído de (Satter & Iqbal, 2016)



**FIGURA 5** Trayectoria de un pozo horizontal de un solo lateral que produce a partir de dos bloques de fallas no comunicantes.  
 Extraído de (Satter & Iqbal, 2016)

### 2.1.2 Factor daño (Skin)

El factor Skin es una constante que se utiliza para ajustar la ecuación de flujo derivada de la condición ideal (medios porosos homogéneos e isotrópicos) para adaptarse a las aplicaciones en condiciones no ideales. Es un factor empírico empleado para considerar

los efectos agrupados de varios aspectos que no se consideran en la base teórica cuando se derivaron las ecuaciones de flujo (Guo et al., 2017). Una ecuación que puede describir mejor el factor skin es:

$$S = S_D + S_{C+\theta} + S_P + \sum S_{PS}$$

Donde  $S_D$  representa el daño durante la perforación, cementación, completamiento del pozo, inyección de fluidos e incluso la producción de petróleo y gas. Físicamente, se debe a la obstrucción del espacio de los poros por partículas sólidas y fluidos externos o internos. Este componente del factor skin se puede eliminar o evitar con operaciones de estimulación de pozos. El  $S_{C+\theta}$  es un componente skin debido al completamiento parcial y el ángulo de desviación, que hacen que el patrón de flujo cerca del pozo se desvíe del patrón de flujo radial ideal. El  $S_P$  es un componente skin debido a la condición de flujo no ideal alrededor de las perforaciones asociadas con el completamiento del hueco del revestimiento. Depende de una serie de parámetros que incluyen densidad de perforación, ángulo de fase, profundidad de perforación, diámetro, zona compactada y otros. Este componente se puede minimizar con tecnologías de perforación optimizadas. El  $\sum S_{PS}$  representa componentes pseudo-skin debido al efecto de flujo no Darcy, el efecto multifase y la convergencia de flujo cerca del pozo. Estos componentes no se pueden eliminar (Guo et al., 2017).

Normalmente, los factores skin se determinan mediante pruebas de perforación estática (DST) o pruebas buildup de presión. Si se conoce el factor skin, las caídas de presión a través de las zonas dañadas se pueden estimar mediante las siguientes ecuaciones (U.Chaudhry, 2003):

$$|\Delta p_{skin}|_{Horizontal} = \left[ \frac{141.2 \mu_g \beta_g}{\sqrt{k_v k_h}} \right] \cdot \frac{q_g}{L} (s)$$

Para los sistemas de pozos de petróleo fracturados, varios de los componentes de skin son insignificantes o no se pueden aplicar, por lo tanto, la ecuación final se ve como la siguiente (Vieira, 1967):

$$S = S_D + S_f$$

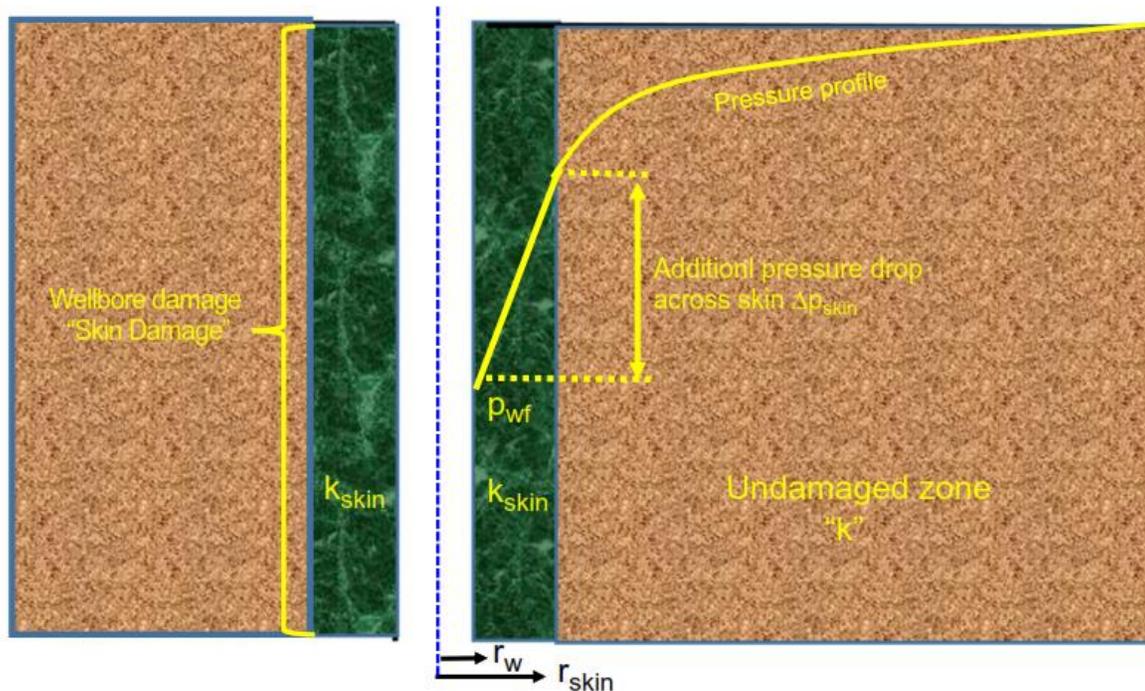
Donde se agrega el parámetro  $S_f$  que representa el factor skin debido a la fractura, con un gran valor negativo  $S_f \ll 0$  (Vieira, 1967).

Aquellos factores que causan daño a la formación pueden producir una caída de presión localizada adicional durante el flujo. Esta caída de presión adicional se conoce comúnmente como  $\Delta p_{skin}$ . Por otro lado, las técnicas de estimulación de pozos normalmente mejorarán las propiedades de la formación y aumentarán la permeabilidad

alrededor del pozo, de modo que se observe una disminución en la caída de presión. El efecto resultante de alterar la permeabilidad alrededor del pozo se llama efecto del skin (Ahmed, 2019).

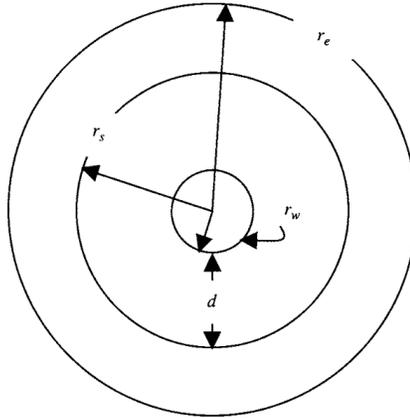
Muchos otros pozos son estimulados por la acidificación o el fracturamiento, que en efecto aumentan la permeabilidad cerca del pozo. Por lo tanto, la permeabilidad cercana al pozo siempre es diferente de la permeabilidad lejana del pozo donde la formación no se ha visto afectada por la perforación o la estimulación (Ahmed, 2019). En la figura 6 se muestra un esquema del efecto Skin en un pozo y se representa con la siguiente ecuación, donde  $r_w$  es el radio efectivo del pozo,  $k$  la permeabilidad de la formación y  $k_{skin}$  permeabilidad de la zona skin.

$$S = \left[ \frac{k}{k_{skin}} - 1 \right] \ln \left( \frac{r_{skin}}{r_w} \right)$$



**FIGURA 6** Efecto Skin cercano al pozo.  
Extraído de (Ahmed, 2019)

Everdingen ha reportado las siguientes ecuaciones para un yacimiento isotrópico con el fin de determinar el caudal de un pozo horizontal dañado. La Figura 7 muestra una vista esquemática de una zona SKIN cerca del pozo (Chaudhry, 2004).



**FIGURA 7** Vista de zona de daño cercana al pozo.  
Extraída de (Chaudhry, 2004)

$$\frac{q_{damage}}{q_h} = \frac{(h/L) \ln \left[ \frac{h}{(2r_w)} \right] + \ln(c)}{\left( \frac{k}{k_{vprom}} \right) (h/L) \ln \left[ \frac{h}{(2r_w)} \right] + \left( \frac{k}{k_{hprom}} \right) \ln(c)}$$

con:

$$k_{vprom} = \frac{k_s k \ln \left[ \frac{h}{(2r_w)} \right]}{k \ln \left[ \frac{(r_w + d)}{r_w} + k_s \ln(2r_w + 2d) \right]}$$

$$k_{hprom} = \frac{k_s k \ln \left[ \frac{r_e}{r_w} \right]}{k \ln \left[ \frac{(r_w + d)}{r_w} + k_s \ln \left( \frac{r_e}{r_w + d} \right) \right]}$$

$$c = \frac{r_{eh} + \left( r_{eh}^2 - (L/2)^2 \right)^{0.5}}{L/2}$$

$q_{damage}$  = Caudal del pozo horizontal dañado

$q_h$  = Caudal del pozo horizontal no dañado

$k$  = permeabilidad de la formación, mD

$k_s$  = Permeabilidad de la zona de daño, mD

$d$  = Espesor de la zona de daño, ft

### 2.1.3 Radio efectivo del pozo, $r_w$

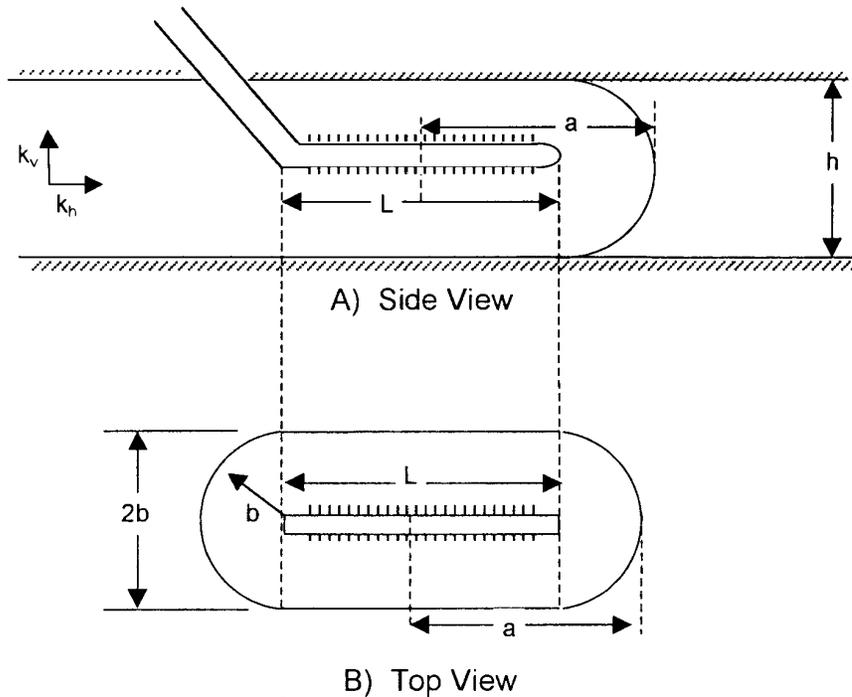
Matthews y Russell (1967) propusieron un tratamiento alternativo para el efecto skin mediante la introducción del radio de pozo efectivo o aparente,  $r_w$ , que explica la caída de presión en el skin (Ahmed, 2010a). Definen  $r_w$  por la siguiente ecuación:

$$r'_w = r_w e^{-s}$$

Se define mejor como el valor del radio del pozo que produce resultados equivalentes a los obtenidos utilizando un factor daño de cero. Es posible representar desviaciones del comportamiento ideal (factor de daño,  $s=0$ ) mediante el uso del factor de daño  $s$ , como alternativa, cambiando el valor del radio efectivo del pozo. Para un factor de daño positivo, el radio efectivo del pozo es menor que el radio real del mismo. Para un factor de daño negativo, tal como el que se obtiene frecuentemente después de la estimulación del pozo, el radio efectivo del pozo es mayor que el radio real del pozo.

### 2.1.4 Área de drenaje de un pozo horizontal

Un pozo horizontal se puede considerar como una serie de pozos verticales perforados uno al lado del otro que se completan en un espesor (pay zone) limitado. La Figura 8 muestra el área de drenaje de un pozo horizontal de longitud  $L$  en un yacimiento con un espesor (pay zone) de  $h$ . Cada extremo del pozo horizontal drenaría un área semicircular de radio  $b$ , con una forma de drenaje rectangular del pozo horizontal. Suponiendo que cada extremo del pozo horizontal está representado por un pozo vertical que drena un área de medio círculo con un radio de  $b$ , Joshi en 1991 propuso los siguientes dos métodos para calcular el área de drenaje de un pozo horizontal (Ahmed, 2010b).



**FIGURA 8** Área de drenaje de un pozo horizontal.  
Extraído de (Ahmed, 2010b)

### Método 1

Joshi propuso que el área de drenaje está representada por dos semicírculos de radio  $b$  (equivalente a un radio de un pozo vertical  $r_{ev}$ ) en cada extremo y un rectángulo, de dimensiones  $L(2b)$ , en el centro (Ahmed, 2010b). El área de drenaje del pozo horizontal viene dada entonces por:

$$A = \frac{L(2b) + \pi b^2}{43,650}$$

donde:

$A$  = Área de drenaje, acres

$L$  = Longitud del pozo horizontal, ft

$b$  = Medio eje menor de una elipse, ft

### Método 2

Joshi asumió que el área de drenaje del pozo horizontal es una elipse y está dada por:

$$A = \frac{\pi ab}{43,560}$$

$$a = \frac{L}{2} + b$$

donde:

$a$  = Eje medio mayor de una elipse

Joshi señaló que los dos métodos dan valores diferentes para el área de drenaje  $A$  y sugirió asignar el valor promedio para el drenaje del pozo horizontal. La mayoría de las ecuaciones de tasa de producción requieren el valor del radio de drenaje del pozo horizontal (Ahmed, 2010b), que está dado por:

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{43,560A}{\pi}}$$

donde:

$r_{eh}$  = Radio de drenaje del pozo horizontal, ft

$A$  = Area de drenaje del pozo horizontal, acres

### 2.1.5 Productividad horizontal de pozos bajo flujo de estado estable

La solución analítica de estado estable es la solución más simple a varios problemas de pozos horizontales. La solución de estado estable requiere que la presión en cualquier punto del yacimiento no cambie con el tiempo (Ahmed, 2010b). La ecuación de caudal en una condición de estado estable está representada por:

$$Q_h = J_h \Delta p$$

donde:

$Q_h$  = Caudal del pozo horizontal

$\Delta p$  = Caída de presión desde el límite de drenaje hasta el pozo

$J_h$  = Índice de productividad del pozo horizontal

### 2.1.6 Productividad del pozo horizontal bajo flujo de estado pseudoestable

El complejo régimen de flujo existente alrededor de un pozo horizontal probablemente impide el uso de un método tan simple como el de Vogel para construir el IPR (Relación rendimiento - flujo de entrada) de un pozo horizontal en yacimientos de empuje de gas de solución. Sin embargo, si se dispone de al menos dos pruebas de flujo estabilizado, los parámetros  $J$  y  $n$  en la ecuación de Fetkovich podrían determinarse y utilizarse para construir el IPR del pozo horizontal. En este caso, los valores de  $J$  y  $n$  no solo tendrían en cuenta los efectos de la turbulencia y la saturación de gas alrededor del pozo, sino también los efectos de un régimen de flujo no radial existente en el yacimiento. Bendakhlia y Aziz (1989) utilizaron un modelo de yacimiento para generar IPR para una serie de pozos y encontraron que una combinación de las ecuaciones de Vogel y Fetkovich (Ahmed, 2010b) se ajustaría a los datos generados si se expresara como:

$$\frac{Q_{oh}}{(Q_{oh})_{\max}} = \left[ 1 - V \left( \frac{P_{wf}}{p_r} \right) - (1 - V) \left( \frac{P_{wf}}{p_r} \right)^2 \right]^n$$

donde:

$(Q_{oh})_{\max}$  = Caudal máximo del pozo horizontal, STB/día

$n$  = Exponente de la ecuación Fetkovich

$V$  = Parametro variable

$\bar{p}_r$  = Presión promedio del yacimiento

Ecuación de Fetkovich

$$Q_o = C \left( \bar{p}_r^2 - P_{wf}^2 \right)^n$$

donde:

$C$  = Coeficiente de rendimiento  $C$

Para aplicar la ecuación, se requieren al menos tres pruebas de flujo estabilizado para evaluar las tres incógnitas  $(Q_{oh})_{\max}$ ,  $V$  y  $n$  en cualquier presión promedio del yacimiento  $p_r$ . Sin embargo, Bendakhlia y Aziz indicaron que los parámetros  $V$  y  $n$  son funciones de la presión del yacimiento o factor de recobro y, por lo tanto, el uso de la anterior ecuación no es conveniente en un modo predictivo.

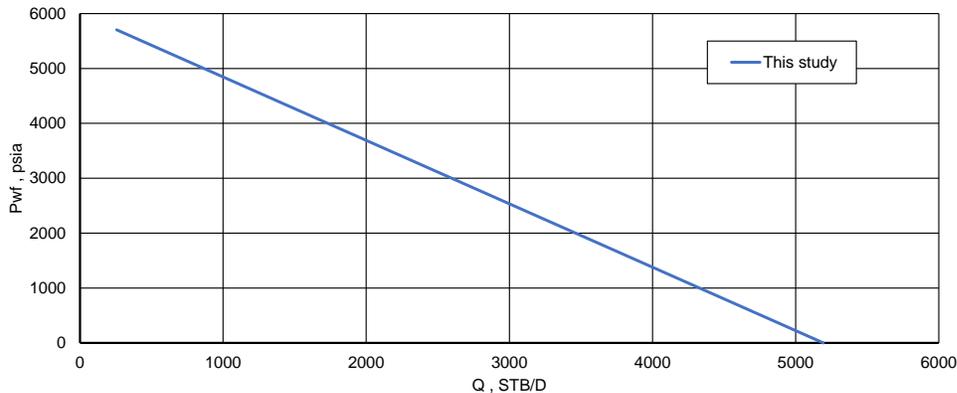
Cheng (1990) presentó una forma de ecuación de Vogel para pozos horizontales que se basa en los resultados de un simulador numérico (Ahmed, 2010b). La expresión propuesta tiene la siguiente forma:

$$\frac{Q_{oh}}{(Q_{oh})_{\max}} = 1.0 + 0.2055 \left( \frac{P_{wf}}{p_r} \right) - 1.1818 \left( \frac{P_{wf}}{p_r} \right)^2$$

## 2.2 RELACIÓN RENDIMIENTO-FLUJO DE ENTRADA (IPR)

Los ingenieros utilizan el IPR para evaluar la capacidad de entrega en la ingeniería de yacimientos y producción. La curva IPR es una presentación gráfica de la relación entre la presión del fondo del pozo que fluye y la tasa de producción de líquidos. En la figura 9 se muestra una curva típica de IPR. La magnitud de la pendiente de la curva de IPR se denomina índice de productividad (IP o J), expresado como (Guo, 2019):

$$J = \frac{q}{(p_e - p_{wf})}$$



**FIGURA 9** Una curva típica IPR para un pozo de petróleo

Las curvas IPR de los pozos generalmente se construyen utilizando modelos de entrada de flujo en yacimientos, que pueden derivarse teóricamente o de la formulación empírica. Se habla de IPR para yacimientos monofásicos (solo líquido) con aquellos depósitos de petróleo subsaturados o para regiones de yacimientos donde la presión es mayor que la presión del punto de burbuja. Las siguientes ecuaciones definen el índice de productividad ( $J^*$ ) para las presiones de fondo que fluyen mayores a la presión del punto de burbuja y solamente en pozos horizontales y fracturados (Guo, 2019).

**Para el flujo en estado estable alrededor de un pozo fracturado:**

$$J^* = \frac{q}{(p_e - p_{wf})} = \frac{kh}{141.2\beta_o\mu_o \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + S_f \right)}$$

**Para el flujo en estado estable alrededor de un pozo horizontal:**

$$J^* = \frac{q}{(p_e - p_{wf})} = \frac{k_H h}{141.2 \beta_o \mu_o \left\{ \ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{Bh}{L} \ln \left[ \frac{Bh}{r_w (B+1)} \right] \right\}}$$

con:

$$a = \frac{L}{2} \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{r_{eH}}{L/2}\right)^4}}$$

$$B = \sqrt{\frac{k_H}{k_V}}$$

donde:

$r_{eH}$  = Radio de área de drenaje del pozo horizontal, ft

$k_H$  = Permeabilidad horizontal promedio, mD

$k_V$  = Permeabilidad vertical, mD

### 2.3 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (J)

Un método para medir la capacidad relativa de los pozos para producir sin flujo abierto que muestra una promesa considerable es el Índice de Productividad. Este método fue sugerido por primera vez por T. V. Moore, y desde entonces ha sido fuertemente defendido por muchos. El método implica la medición de la presión estática o cerrada de fondo y la presión del fondo mientras el pozo está fluyendo. El índice de productividad se define como el diferencial de barriles de petróleo por día por libra entre la presión estática y la presión que fluye en el fondo. Al determinar el índice de un pozo, existe la posibilidad de producir este a bajas tasas de producción, eliminando así el desperdicio de gas que se liberaría, la posibilidad de conducción de agua y el costoso equipo innecesario de gran tamaño requerido para los potenciales de flujo abierto. La obtención del índice de productividad implica la medición del diferencial de presión en la cara de arena, que mide solo la resistencia. Por lo tanto, refleja la verdadera capacidad relativa del pozo para producir. Es un hecho bien conocido, que al tomar los potenciales de flujo abierto de grandes pozos, el tamaño del revestimiento es un factor importante para determinar el potencial obtenido. Dos pozos pueden tener la misma capacidad relativa para producir petróleo, pero si uno de los pozos tiene un revestimiento más grande que el otro, obtendrá un mayor potencial.

Para poder hacer práctica la aplicación del índice en la asignación de la producción, debe ser una constante con la tasa de producción, ya que si se obtiene un valor diferente a cada tasa sería extremadamente difícil determinar a qué tasa se debe tomar el valor del índice. Para que el índice sea una constante, el diferencial de presión debe ser una función en línea recta de la tasa de producción según la ecuación  $y = mx + b$

con  $b$  igual a cero, y igual a la tasa de producción y  $x$  igual al diferencial de presión. La pendiente de la recta  $m$  es entonces igual al índice de productividad, y es una constante (HAIDER, 1936).

El índice de productividad del pozo horizontal  $J_h$  se puede obtener siempre dividiendo el caudal  $Q_{oh}$  por la caída de presión  $\Delta p$  (Ahmed, 2010b):

$$J_h = \frac{Q_{oh}}{\Delta p} = \frac{0.007078k_h h / (\mu_o \beta_o)}{\ln(r_{eH} / r_w)}$$

donde:

$J_h$  = Índice de productividad para pozo horizontal, STB/día

$r_{eH}$  = Radio de drenaje del pozo horizontal, ft

$r_w$  = Radio del pozo, ft

Hay varios métodos que están diseñados para predecir el índice de productividad a partir de las propiedades del fluido y del yacimiento. Algunos de estos métodos son:

### MÉTODO DE BORISOV

Borisov (1984) propuso la siguiente expresión para predecir el índice de productividad de un pozo horizontal en un yacimiento isótropo, es decir,  $k_v = k_h$  (Ahmed, 2010b)

$$J_h = \frac{0.007078k_h h}{\mu_o \beta_o \left[ \ln\left(\frac{4r_{eH}}{L}\right) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right) \right]}$$

donde:

$h$  = Espesor, ft

$k_h$  = Permeabilidad horizontal, ft

$k_v$  = Permeabilidad vertical, ft

### MÉTODO DE GIGER-REISS-JOURDAN

Para un yacimiento isotrópico donde la permeabilidad vertical  $k_v$  es igual a la permeabilidad horizontal  $k_h$ , Giger et al. (1984) propusieron la siguiente expresión para determinar  $J_h$ : (Ahmed, 2010b)

$$J_h = \frac{0.00708k_h L}{\mu_o \beta_o \left[ \left( \frac{L}{h} \right) \ln(X) + \ln \left( \frac{h}{2r_w} \right) \right]}$$

con:

$$X = \frac{1 + \sqrt{1 + \left( \frac{L}{2r_{eH}} \right)^2}}{L / (2r_{eH})}$$

Para tener en cuenta la anisotropía del yacimiento, los autores propusieron las siguientes relaciones:

$$J_h = \frac{0.00708k_h}{\mu_o \beta_o \left[ \left( \frac{1}{h} \right) \ln(X) + \left( \frac{B^2}{L} \right) \ln \left( \frac{h}{2r_w} \right) \right]}$$

con:

$$B = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$$

## MÉTODO DE JOSHI

Joshi (1991) presentó la siguiente expresión para estimar el índice de productividad de un pozo horizontal en yacimientos isotrópicos:

$$J_h = \frac{0.00708k_h h}{\mu_o \beta_o \left[ \ln(R) + \left( \frac{h}{L} \right) \ln \left( \frac{h}{2r_w} \right) \right]}$$

con:

$$R = \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{(L/2)}$$

donde:

a es la mitad del eje principal de la elipse de drenaje

$$a = (L/2) \left[ 0.5 + \sqrt{0.25 + (2r_{eH} / L)^4} \right]^{0.5}$$

Joshi explicó la influencia de la anisotropía del yacimiento introduciendo la permeabilidad vertical  $k_v$  en la ecuación original (sin modificar las ecuaciones de B y R), para dar:

$$J_h = \frac{0.00708k_h h}{\mu_o \beta_o \left[ \ln(R) + \left( \frac{B^2 h}{L} \right) \ln \left( \frac{h}{2r_w} \right) \right]}$$

### MÉTODO DE RENARD-DUPUY

Para un yacimiento isotrópico, Renard y Dupuy (1990) propusieron la siguiente expresión (Ahmed, 2010b):

$$J_h = \frac{0.00708k_h h}{\mu_o \beta_o \left[ \cosh^{-1} \left( \frac{2a}{L} \right) + \left( \frac{h}{L} \right) \ln \left( \frac{h}{2\pi r_w} \right) \right]}$$

donde:

a es la mitad del eje mayor de la elipse de drenaje y esta dado por la misma ecuación usada en el metodo de Joshi

Para los yacimientos anisotrópicos, los autores propusieron la siguiente relación:

$$J_h = \frac{0.00708k_h h}{\mu_o \beta_o \left[ \cosh^{-1} \left( \frac{2a}{L} \right) + \left( \frac{Bh}{L} \right) \ln \left( \frac{h}{2\pi r'_w} \right) \right]}$$

con:

$$r'_w = \frac{(1+B)r_w}{2B}$$

## 2.4 ASPECTOS IMPORTANTES DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

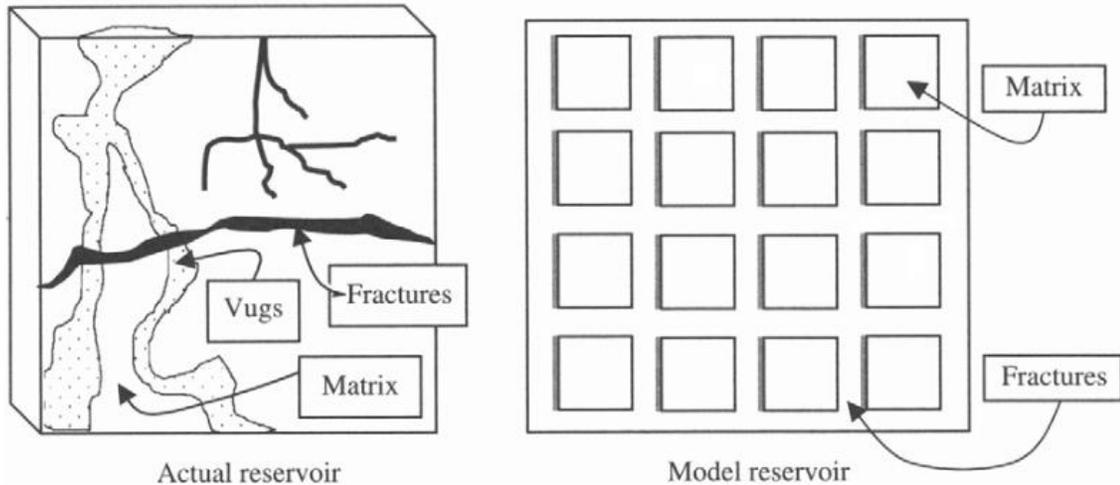
Las fracturas son discontinuidades de desplazamiento en las rocas, que aparecen como roturas locales en la secuencia natural de las propiedades de la roca. La mayoría de las formaciones geológicas en la parte superior de la corteza terrestre están fracturadas hasta cierto punto. Las fracturas representan fallas mecánicas de la resistencia de la roca a tensiones geológicas naturales como movimiento tectónico, cambios de presión litostática, tensiones térmicas, alta presión de fluido, actividad de perforación e incluso extracción de fluido, ya que el fluido también soporta parcialmente el peso de la roca sobrecargada (Tiab & Donaldson, 2016).

Una fractura puede consistir en dos superficies rocosas de forma irregular, estando más o menos en contacto entre sí. El volumen entre las superficies es el vacío de fractura (Tiab & Donaldson, 2016). Sobre la base de sus sistemas de porosidad, las rocas fracturadas naturalmente se pueden clasificar geológicamente en tres tipos principales:

1. Intercristalino - Intergranular, como el campo Snyder en Texas, la cuenca Elk en Wyoming y el campo Umm Farud en Libia;
2. Fractura - Matriz, como el campo Spraberry en Texas, el campo Kirkuk en Irak, el campo Dukhan en Qatar y los campos Masjid-i-Sulaiman y Haft-Gel en Irán;
3. Solución vugular, como el campo Pegasus Ellenburger y el campo Canyon Reef en Texas.

Los yacimientos naturalmente fracturados son diferentes de los yacimientos convencionales (no fracturados). Son de tipo heterogéneo y consisten en bloques de matriz separados entre sí por el sistema de fractura como se muestra en la Figura 10.

Los bloques de matriz están hechos de la roca original que estaba presente antes de que se produjera la fractura. La matriz se caracteriza por su permeabilidad  $k_m$  y porosidad  $\phi_m$ . El sistema de fractura se caracteriza por su permeabilidad  $k_f$  y porosidad  $\phi_f$ . Significa que un yacimiento naturalmente fracturado es un yacimiento de doble porosidad y permeabilidad (U.Chaudhry, 2004).



**FIGURA 10** Esquema de un medio poroso heterogéneo naturalmente fracturado.  
Extraído de (U.Chaudhry, 2004)

#### 2.4.1 Clasificaciones geológicas de fracturas naturales

Los patrones de fractura naturales se interpretan con frecuencia sobre la base de patrones de fractura derivados de laboratorio correspondientes a modelos de campos sometidos a paleoesfuerzo y distribución de la deformación en el yacimiento en el momento de la fractura (Tiab & Donaldson, 2016).

**Clasificación basada en condiciones de esfuerzo/deformación:** Stearns y Friedman propusieron la clasificación de fracturas naturales sobre la base de condiciones de esfuerzo/deformación en muestras de laboratorio y fracturas observadas en afloramientos y entornos subsuperficiales. Sobre la base de su trabajo, las fracturas se clasifican de la siguiente manera:

1. Fracturas por cizallamiento que exhiben una sensación de desplazamiento paralelo al plano de fractura. Se forman cuando los esfuerzos en las tres direcciones principales son todos compresivos. Se forman en un ángulo agudo al esfuerzo principal máximo y en un ángulo obtuso a la dirección del esfuerzo de compresión mínimo.
2. Fracturas de extensión que exhiben una sensación de desplazamiento perpendicular y alejada del plano de fractura. Se forman perpendiculares a la dirección mínima de esfuerzo. Se producen cuando los esfuerzos en las tres

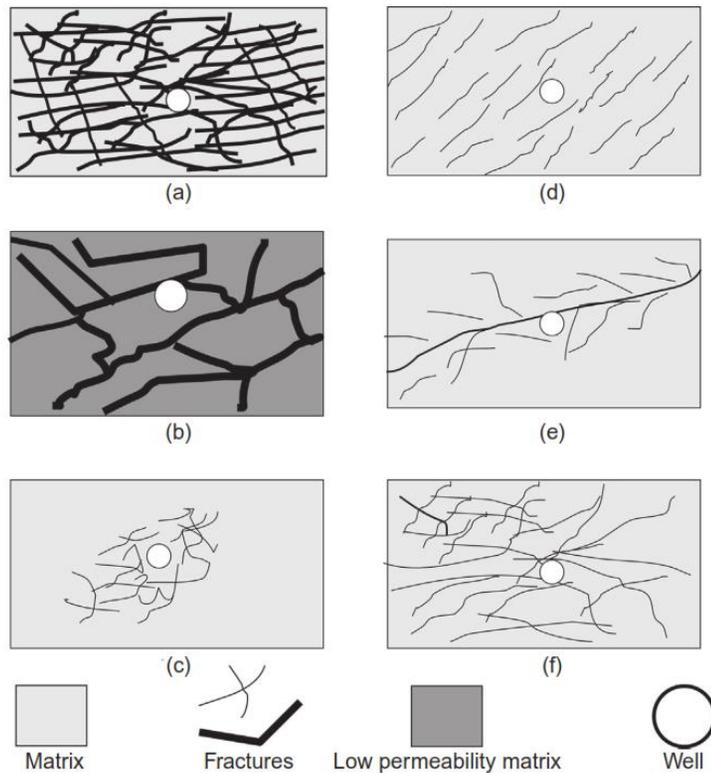
direcciones principales son compresivas y pueden ocurrir junto con la fractura por cizallamiento.

3. Fracturas por tensión que también exhiben una sensación de desplazamiento perpendicular y alejado del plano de fractura. Sin embargo, para formar este tipo de fractura, al menos uno de los principales esfuerzos tiene que ser la tracción. Dado que las rocas exhiben una resistencia significativamente reducida en las pruebas de tensión, esto resulta en una mayor frecuencia de fracturas.

**Clasificación basada en condiciones de paleo esfuerzo:** La clasificación geológica de los sistemas de fractura se basa en la suposición de que las fracturas naturales representan las condiciones de paleoesfuerzo en el momento de la fractura. Sobre la base de las condiciones geológicas, las fracturas se pueden clasificar en: Fracturas tectónicas, fracturas regionales y fracturas contractivas (Tiab & Donaldson, 2016).

#### **2.4.2 Clasificaciones de Ingeniería de fracturas naturales**

Las fracturas pueden tener un impacto positivo o negativo en el flujo de fluidos, dependiendo de si están abiertas o selladas como resultado de la mineralización. Sin embargo, en la mayoría de los estudios de modelado de fracturas, las fracturas se consideran abiertas y tienen un impacto positivo en el flujo de fluido. Una fractura natural pequeña y sellada puede incluso ser indetectable Figura 11 (Tiab & Donaldson, 2016).



**FIGURA 11** Tipos de yacimientos naturalmente fracturados.  
 Extraído de (Tiab & Donaldson, 2016)

Nelson (Tiab & Donaldson, 2016) identificó cuatro tipos de yacimientos naturalmente fracturados, basados en la medida en que las fracturas han alterado la porosidad y permeabilidad de la matriz del yacimiento:

Tipo 1: En los yacimientos naturalmente fracturados de tipo 1, las fracturas proporcionan la capacidad de almacenamiento y permeabilidad esenciales del yacimiento.

Tipo 2: En los yacimientos naturalmente fracturados de tipo 2, las fracturas proporcionan la permeabilidad esencial, y la matriz proporciona la porosidad esencial.

Tipo 3: En yacimientos naturalmente fracturados de tipo 3, la matriz ya tiene una permeabilidad primaria buena. Las fracturas aumentan la permeabilidad del yacimiento y pueden resultar en tasas de flujo considerablemente altas.

Tipo 4: En los yacimientos naturalmente fracturados de tipo 4, las fracturas están llenas de minerales y no proporcionan porosidad o permeabilidad adicionales. Estos tipos de fracturas crean una anisotropía significativa del yacimiento y tienden a formar barreras para el flujo de fluidos y las formaciones de partición en bloques relativamente pequeños. A menudo no son económicos para desarrollar y producir.

### 2.4.3 Identificación de fracturas naturales

Es esencial identificar las fracturas durante la exploración y la perforación. Los registros de pozos son herramientas útiles para identificar estas fracturas naturales (U.Chaudhry, 2004). A continuación, se presentan los tipos de registros que permiten visualizar las fracturas de un yacimiento

- Los registros del “televiewer” de pozo se pueden utilizar para identificar fracturas inducidas y naturales.
- Los registros acústicos, de receptividad y de temperatura se pueden utilizar para obtener una imagen realista de las fracturas y su anchura y orientación en las proximidades del pozo.
- Los registros de densidad variable pueden definir intervalos de fractura.

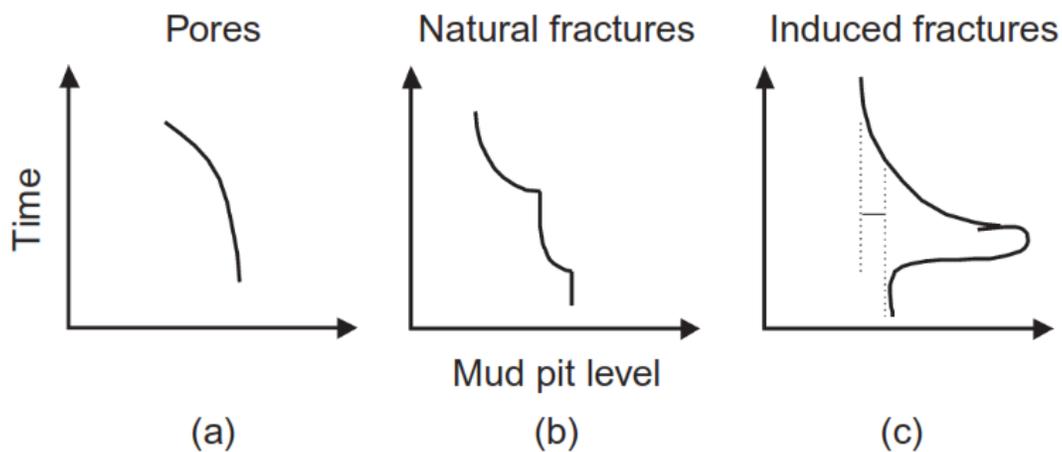
Tanto el análisis del núcleo como el registro son técnicas valiosas para explorar los pozos en la detección de la porosidad de la fractura  $\phi_f$ , la permeabilidad  $k_f$  y la naturaleza de la matriz o la porosidad intergranular. Sin embargo, hay muchos pozos perforados donde no se tomó ningún núcleo y los registros no muestran ninguna evidencia de fracturas. Por lo tanto, el análisis de prueba de pozo es la única técnica utilizada para obtener información sobre la naturaleza fracturada de la formación, y puede proporcionar información sobre los parámetros del yacimiento fracturado como  $k_m$ ,  $\phi_m$ ,  $\phi_f$ ,  $k_f$ , tamaño y forma de los bloques de matriz, y la naturaleza y orientación del patrón de fractura, además de determinar las presiones  $p$  o  $p_i$  y el factor skin  $s$  (U.Chaudhry, 2004).

Adicionalmente, Stearns y Friedman revisaron los múltiples roles que desempeñaron las fracturas en la exploración y explotación de yacimientos naturalmente fracturados. Demostraron que las fracturas podían alterar la porosidad de la matriz o la permeabilidad, o ambas. Si las fracturas están llenas de minerales secundarios, pueden restringir el flujo. Sin embargo, incluso en rocas de baja porosidad de matriz, las fracturas y los canales de solución aumentan el volumen de poros tanto aumentando la porosidad como conectando la porosidad de la matriz aislada y, por lo tanto, ayudan económicamente a la recuperación de fluidos de petróleo. Por lo tanto, la capacidad de estimar la densidad de una fractura y su distribución de la porosidad es esencial para la evaluación del yacimiento. Sin embargo, hay que tener en cuenta que las fracturas por sí solas constituyen menos del 1% de la porosidad.

El reconocimiento temprano de un yacimiento fracturado y una estimación de sus características de roca, como la porosidad y la permeabilidad, influirán en la ubicación y el número de pozos de desarrollo posteriores y, por lo tanto, es de gran importancia

económica. Stearns y Friedman, Aguilera, Saidi y Nelson revisaron muchos de los enfoques utilizados para detectar y analizar yacimientos fracturados naturalmente (Tiab & Donaldson, 2016). Algunos de estos métodos son los siguientes:

1. La pérdida de fluidos circulantes y un aumento en la tasa de penetración durante la perforación son indicaciones positivas de que se ha penetrado una formación fracturada y/o cavernosa (Tiab & Donaldson, 2016). En la figura 12 se pueden observar los diferentes comportamientos al momento de distinguir fracturas naturales o inducidas por medio de: (a) acumulación gradual en la relación de pérdida con la presión; b) inicio repentino y disminución exponencial; y (c) pérdida que puede ocurrir al aumentar el ECD (Densidad circulante equivalente) a medida que las bombas se apagan y encienden

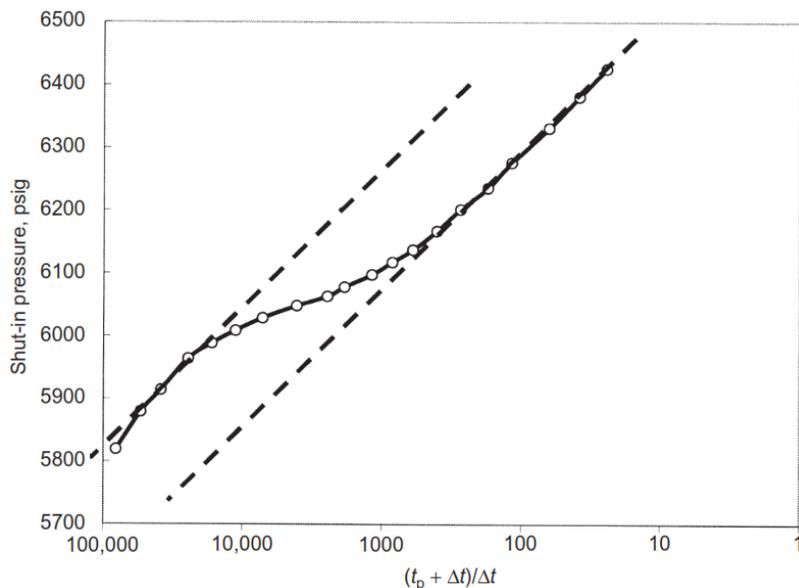


**FIGURA 12** Indicación de pérdida de lodo y comportamiento del nivel de pozo en poros, fracturas naturales y fracturas inducidas.  
 Extraído de (Tiab & Donaldson, 2016)

2. Las fracturas y los canales de solución en los núcleos proporcionan información directa sobre la naturaleza de un yacimiento. Preferiblemente, una formación naturalmente fracturada debe analizarse con núcleos de diámetro completo. Los datos de tapones, que no reflejan la permeabilidad de las fracturas, a menudo indican una formación no productiva, mientras que los datos del núcleo de diámetro completo indican la producción de hidrocarburos.
3. Las herramientas de registro están diseñadas para responder de manera diferente a varias características del pozo, como la litología, la porosidad y las saturaciones de fluidos, pero no a las fracturas naturales.
4. El tema de la acumulación de presión y las pruebas de flujo en yacimientos naturalmente fracturados ha recibido una atención considerable en la literatura petrolera. Warren y Root asumieron que el fluido de formación fluye

desde la matriz a las fracturas bajo estado pseudoestable y mostraron que una curva de acumulación de presión semilog similar a la que se muestra en la Figura 13 es típica de una formación fracturada.

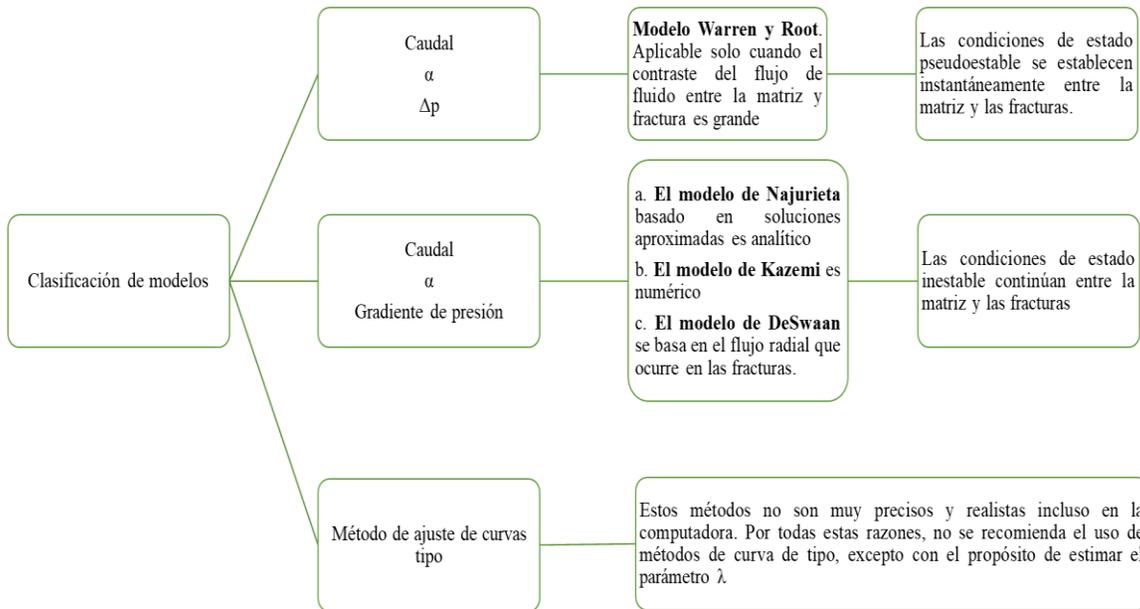
5. Índice de productividad muy alto. Un índice de productividad de 500 STB/D/psi o superior es típico de los pozos naturalmente fracturados producidos bajo flujo laminar. Algunos pozos en campos petroleros iraníes reportaron un índice de productividad de 10,000 STB / D / psi. En estos pozos, el 95% del flujo es a través de fracturas.
6. Un aumento considerable en la productividad del pozo que fluye después de una estimulación artificial por acidificación es una fuerte indicación de una formación naturalmente fracturada. La acidificación se realiza esencialmente para aumentar el ancho de las fracturas y canales.



**FIGURA 13** Curva de presión buildup de un yacimiento naturalmente fracturado.  
 Extraído de (Tiab & Donaldson, 2016)

#### 2.4.4 Métodos de interpretación de pruebas de pozos

La interpretación de los datos de la prueba de pozo depende de si las suposiciones hechas al formular el modelo de interpretación corresponden a la realidad del yacimiento en cuestión. Por esto, es necesaria una elección del modelo de interpretación (U.Chaudhry, 2004). Los modelos de interpretación de pruebas de pozos más utilizados se muestran en el siguiente esquema.



### Modelo de estado pseudoestable

Warren y Root caracterizaron los medios porosos naturalmente fracturados por dos parámetros ( $\omega$  y  $\lambda$ ). El parámetro  $\omega$  se define como la relación entre el almacenamiento de fracturas y el almacenamiento total. El parámetro de flujo de interporosidad  $\lambda$  es proporcional a la relación entre la permeabilidad de la matriz y la permeabilidad a la fractura (U.Chaudhry, 2004).

$$\omega = \frac{S_f}{S_f + S_m}$$

donde:

$S_f$  = Almacenamiento de la fractura =  $\phi_f c_f h_f$

$S_m$  = Almacenamiento de la matriz =  $\phi_m c_m h_m$

y:

$$\lambda \alpha \frac{k_m}{k_f} \quad \text{o} \quad \lambda = \alpha \frac{r_w^2 k_m}{k_f}$$

donde:

$\lambda$  = Parámetro de flujo de interporosidad

$\alpha$  = Parametro geométrico,  $1/L^2$

$r_w$  = Radio del pozo, ft

$k_m$  = Permeabilidad de la matriz, mD

$k_f$  = Permeabilidad de la fractura, mD

Si el valor de  $\omega$  de 0,01 indicara una porosidad de fractura sustancial causada por una fractura amplia, un valor de  $\lambda$  en el entorno de  $10^{-5}$  indicaría que la permeabilidad de la matriz está en cientos de mD. De un yacimiento infinito y naturalmente fracturado, con la suposición de que el flujo de matriz a fractura ocurre en condiciones de estado pseudoestable para un pozo que produce a una velocidad constante, Warren y Root derivaron ecuaciones de drawdown y buildup (U.Chaudhry, 2004).

Para buildup:

$$p_i - p_{ws} = \frac{162.6q_o\beta_o\mu_o}{k_f(h_f + h_m)} \left\{ \begin{array}{l} \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 0.435E_i[-\lambda\Delta t_D / \omega(1-\omega)] + \\ 0.435E_i[-\lambda\Delta t_D / (1-\omega)] \end{array} \right\}$$

Para drawdown:

$$p_i - p_{ws} = \frac{162.6q_o\beta_o\mu_o}{k_f(h_f + h_m)} \left\{ \begin{array}{l} \log t + \log \frac{k}{(\phi_m c_m + \phi_f c_f)\mu_o r_w^2} - 3.23 + \\ 0.435E_i[-\lambda t_D / \omega(1-\omega)] - \\ 0.435E_i[-\lambda\Delta t_D / (1-\omega)] + 0.87s \end{array} \right\}$$

con:

$$t_D = \frac{0.000264k_f t}{(\phi_f c_f + \phi_m c_m)\mu_o r_w^2}$$

$$\Delta t_D = \frac{0.000264k_f \Delta t}{(\phi_f c_f + \phi_m c_m)\mu_o r_w^2}$$

$$q_D = \frac{141.2\beta_o\mu_o q}{k_f h(p_i + p_f)}$$

y la función es:

$$Ei(-x) = \ln x + 0.5772 - x + \frac{x^2}{2 \times 2!} - \frac{x^3}{3 \times 3!} + \frac{x^4}{4 \times 4!} \dots + \frac{x^n}{n \times n}$$

### 3. FORMULACIÓN

Para la creación de una correlación aplicable a YNF, se partió de la correlación de (Escobar & Montealegre, 2008) como base, con el conocimiento previo de que es la más precisa y que mejor se ajusta con los resultados del simulador para un pozo horizontal. Posteriormente, se investiga los diferentes parámetros que se involucran en la interpretación de pruebas de presión para un YNF, donde se identifica que se destacan 2 parámetros que son necesarios para caracterizar la desviación del comportamiento de un medio con "doble porosidad" (Warren & Root, 1963), es decir los YNF, que son: la relación adimensional de almacenaje,  $\omega$ , que describe la capacidad de almacenamiento del sistema de la matriz (Tariq et al., 2016), y el parámetro de flujo interporoso o relación de capacidad de flujo,  $\lambda$ , (Escobar, 2019) cuya función es definir la capacidad de flujo en el sistema de fractura (Tariq et al., 2016). Dichos parámetros pueden evaluarse mediante el análisis adecuado de los datos de presión obtenidos de pruebas (Warren & Root, 1963), que en este caso son diferentes casos desarrollados en un simulador comercial.

#### 3.1 Generación del modelo base en Programa Comercial

Se realizaron 19 pruebas, de las cuales 10 de ellas contenían un valor de  $\lambda$  fijo mientras que los valores de  $\omega$  iban cambiando con cada prueba; por otro lado, las 9 pruebas restantes contenían un valor de  $\omega$  fijo, mientras que los valores de  $\lambda$  eran variables. Esto con el fin de que la correlación tuviera más precisión y cubriera un mayor rango de valores que se introducen al momento de calcular el índice de productividad en YNF. En la Tabla 1 se presentan las propiedades petrofísicas que se mantuvieron constantes para las 19 pruebas.

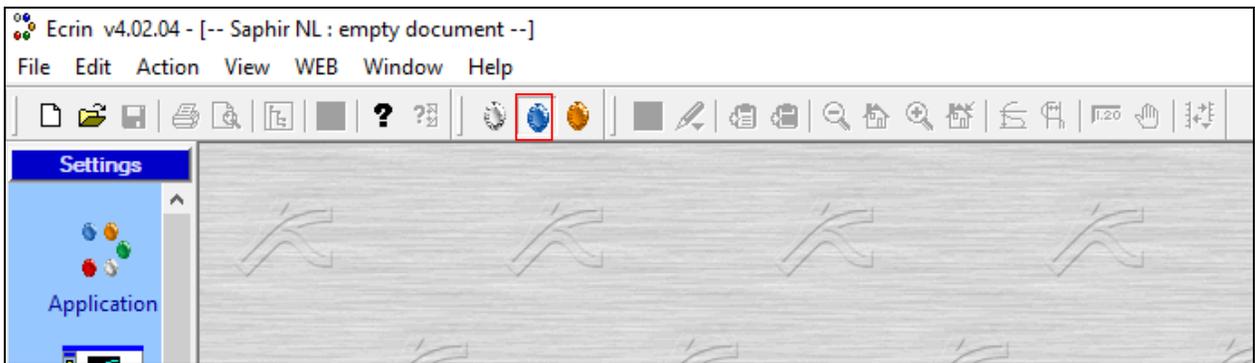
**Tabla 1 Propiedades petrofísicas del caso base**

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
$k$ , md	100
$h$ , ft	100
$\mu_o$ , cp	2
$B_o$ , RB/STB	1.05
$L$ , ft	1000
$r_w$ , ft	0.35
$r_e$ , ft	1053
$q$ , STB/día	1000
$P_i$ , psia	6000
Geometría del yacimiento	Rectangular
$c_t$ , psi <sup>-1</sup>	3e-6
Modelo de yacimiento	Doble porosidad

	pseudoestable
s	0

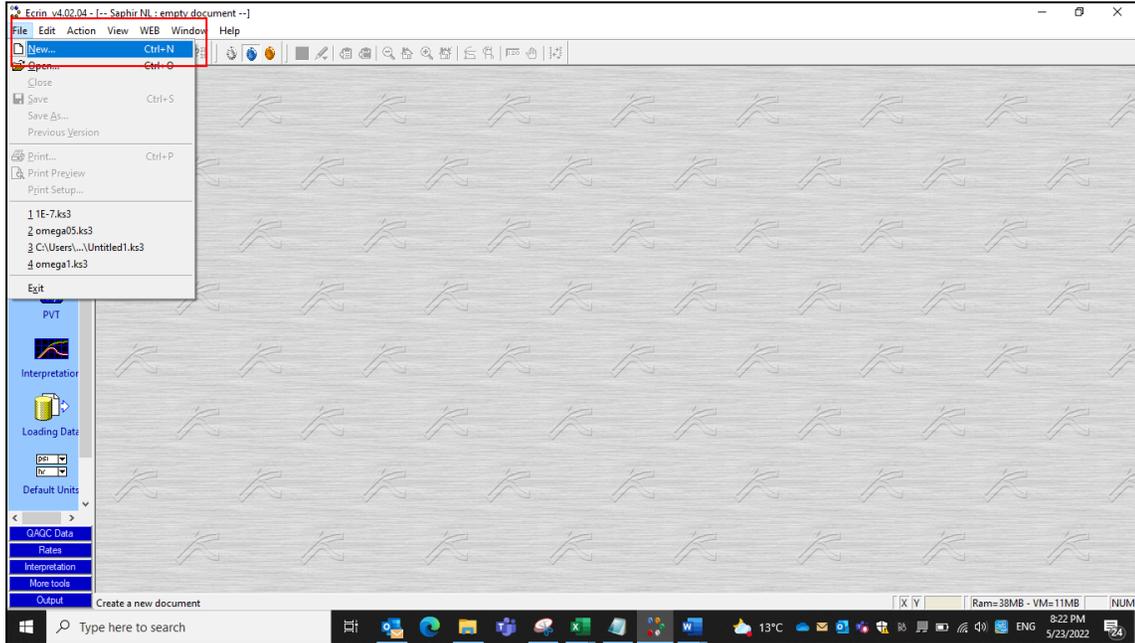
Para la generación tanto del modelo base como sus variaciones dentro de la investigación, se usó SAPHIR, modulo del simulador comercial, especial para el diseño y análisis de pruebas de presión.

- El primer paso es abrir el simulador comercial, una vez esté abierto, se asegura que en la parte superior este activado el módulo SAPHIR (cristal azul) tal como lo muestra la Figura 14.



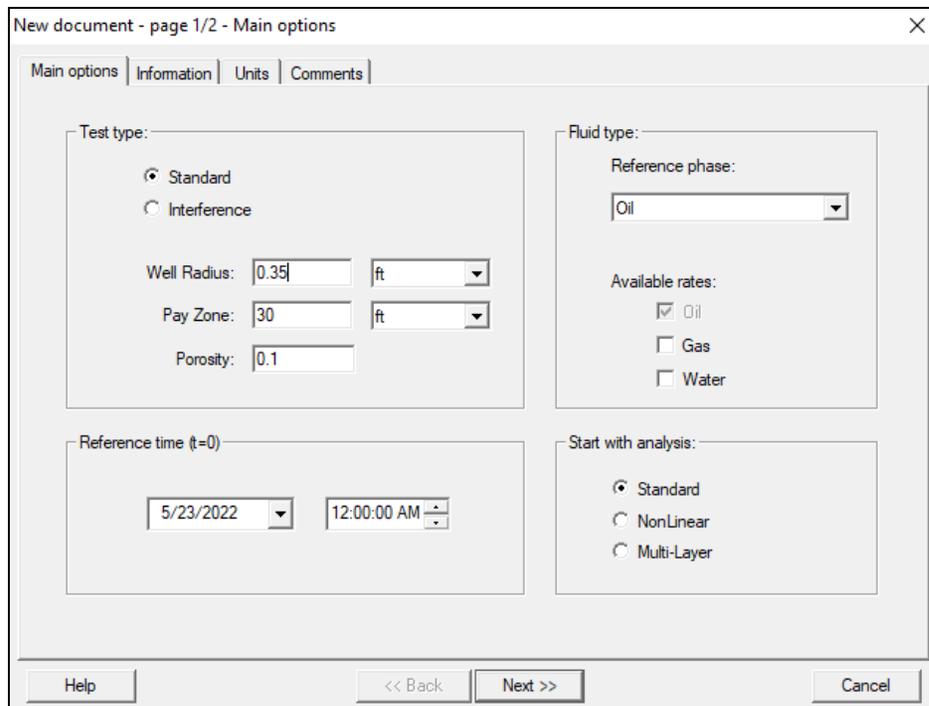
**FIGURA 14 Modulo SAPHIR**

- Seguido se crea un archivo nuevo, en la parte superior izquierda se da clic en "File" y seguido "New"

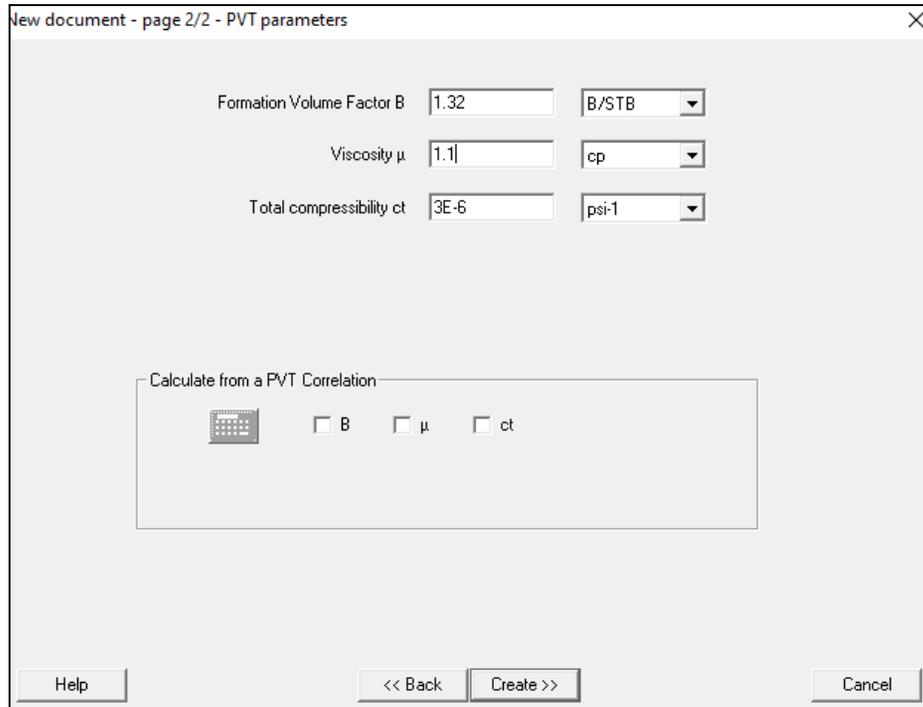


**FIGURA 15 Creación de un nuevo archivo**

- En el cuadro siguiente se llenarán las propiedades básicas PVT del fluido del que se piense simular su presencia en las pruebas que se diseñarán. En este caso, se supondrá la presencia de únicamente aceite para una prueba estándar.

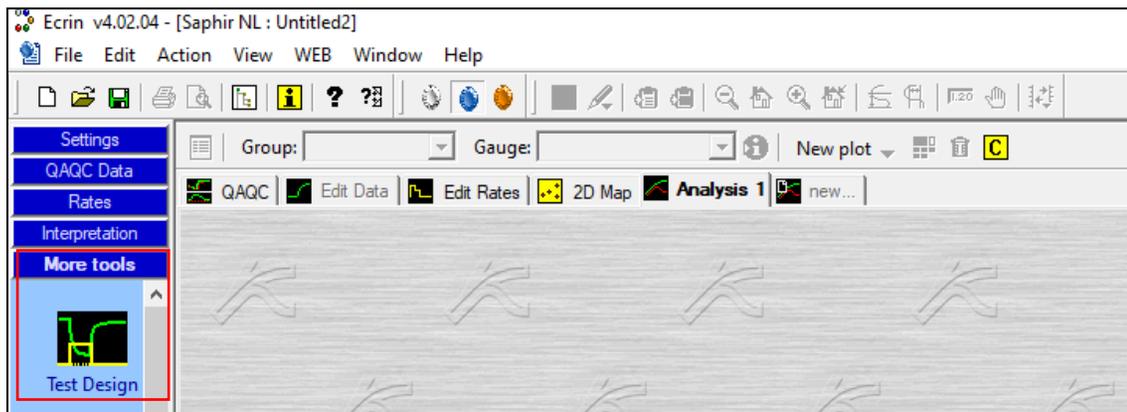


**FIGURA 16 Propiedades PVT caso base**



**FIGURA 17 Parámetros PVT caso base**

- Con un modelo PVT generado, se debe ir al costado derecho, abriendo la sección “More Tools”, en el primero icono (Test Design).



**FIGURA 18 Creación prueba de presión**

- Para la creación de la prueba de presión se decide trabajar con un modelo analítico, en donde el pozo será de trayectoria horizontal, atravesando un yacimiento de doble porosidad de forma rectangular, dándole propiedades de un

yacimiento naturalmente fracturado, donde además se supone un almacenamiento mínimo.

Test Design

Analytical | Numerical

Option: Standard Model

generate q(p)     generate p(q)

**Wellbore model**

Constant wellbore storage

use well intake     pseudo time

**Well model**

Horizontal

rate dependent skin     add other wells

time dependent skin

**Reservoir model**

Two porosity PSS

horizontal anisotropy     impose pi

**Boundary model**

Rectangle

show p-average

Parameter	Value	Unit	Pick
<b>Well &amp; Wellbore parameters (Tested well)</b>			
C	0.01	bbl/psi	
Skin	0		
well length	1000	ft	
Zw	50	ft	
Theta	0	°	
<b>Reservoir &amp; Boundary parameters</b>			
h	100	ft	
Pi	5000	psia	
k.h	1000	md.ft	<input type="text"/>
kz/kr	1		
Omega	0.5		
Lambda	1E-5		
Top	No flow		
Bottom	No flow		
S	No flow	5000	ft
E	No flow	9000	ft
N	No flow	5000	ft
W	No flow	9000	ft

2D Map    Schematic

FIGURA 19 Modelo analítico

- Se debe tener en cuenta que para la permeabilidad se ingresa en la Figura 20 en forma de calculadora en el costado derecho del cuadro, allí se ingresa tanto la permeabilidad como el espesor, así el simulador calculara una porosidad por pie.

Permeability

k 10 md

h 100 ft

---

 kh 1000 md.ft

Help Cancel OK

**FIGURA 20 Permeabilidad ingresada**

- Pero para poder generar la prueba de presión (Drawdown) se debe ingresar el tiempo total de la prueba, y el caudal promedio del pozo por día. En la parte inferior izquierda del cuadro se da clic, como en la Figura 21. Se ingresará seguido el tiempo en horas, y el caudal en barriles por día.

Test Design

Analytical | Numerical

Option: Standard Model

generate q(p)     generate p(q)

Wellbore model: Constant wellbore storage

use well intake     pseudo time

Well model: Horizontal

rate dependent skin     add other wells

time dependent skin

Reservoir model: Two porosity PSS

horizontal anisotropy     impose pi

Boundary model: Rectangle

show p-average

Parameter	Value	Unit	Pick
<b>Well &amp; Wellbore parameters (Tested well)</b>			
C	0.01	bb/psi	
Skin	0		
well length	1000	ft	
Zw	50	ft	
Theta	0	°	
<b>Reservoir &amp; Boundary parameters</b>			
h	100	ft	
Pi	5000	psia	
k.h	1000	md.ft	
kz/kr	1		
Omega	0.5		
Lambda	1E-5		
Top	No flow		
Bottom	No flow		
S	No flow	5000	ft
E	No flow	9000	ft
N	No flow	5000	ft
W	No flow	9000	ft

2D Map    Schematic

Gauge    Set C    Time    Help    Cancel    Generate

FIGURA 21 Ingreso de duración y caudal del caso base

Well Production

	Duration	Oil rate
	hr	STB/D
1	10000.0	1000.00

Delete

Insert

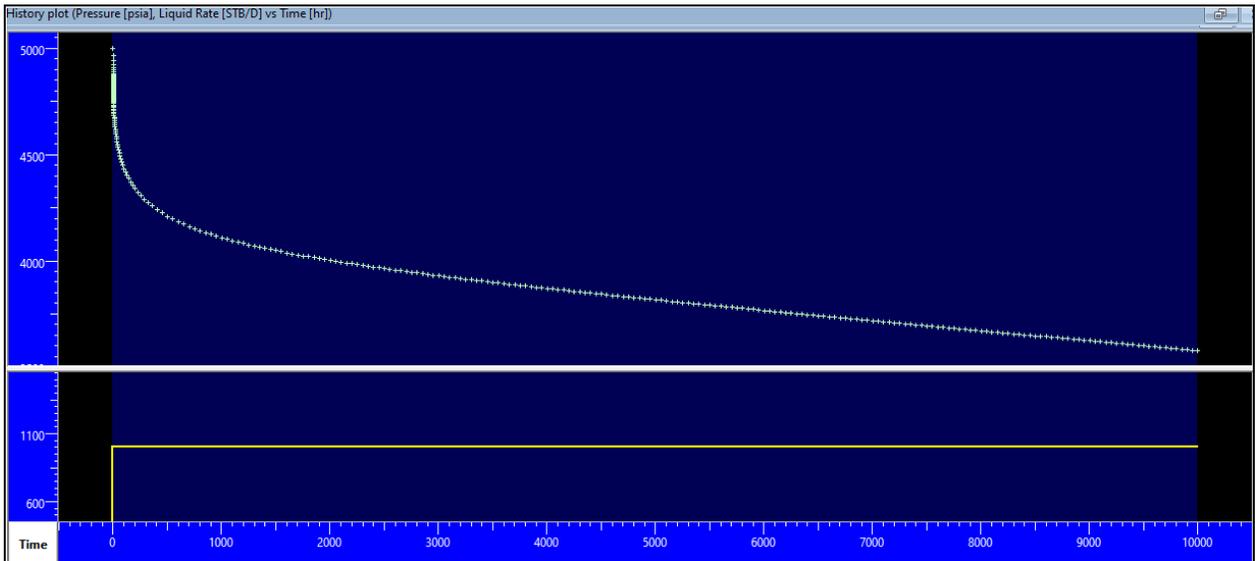
Add

Load

Help    Cancel    OK

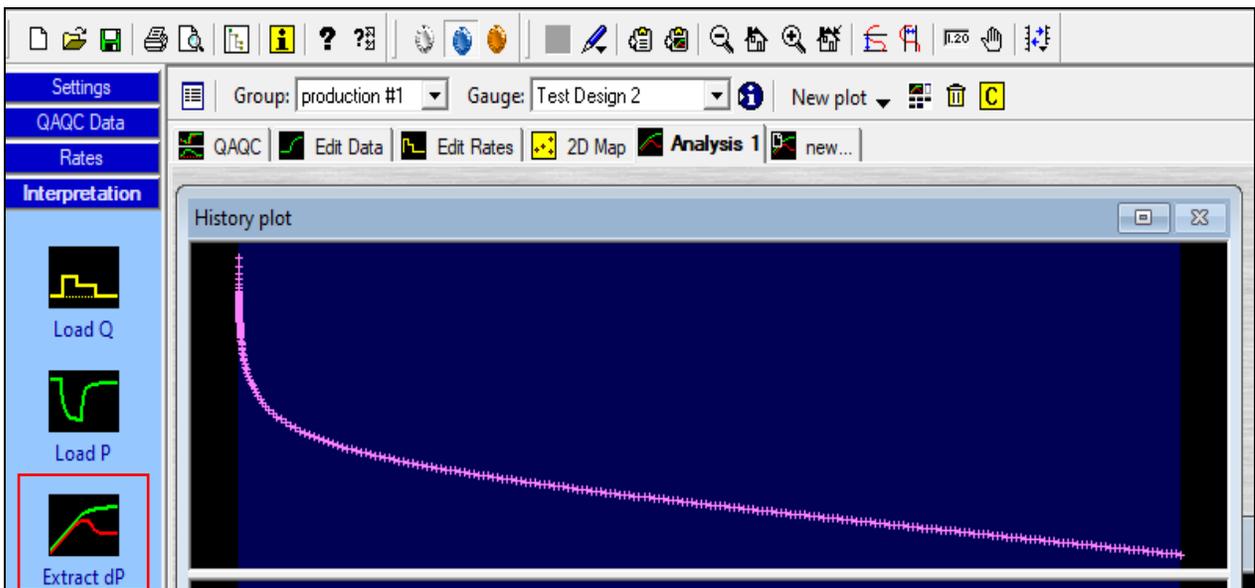
FIGURA 22 Tiempo y caudal caso base

- Después de darle OK y generar la prueba de presión, se tendrá una gráfica de presión vs tiempo como en la Figura 23.



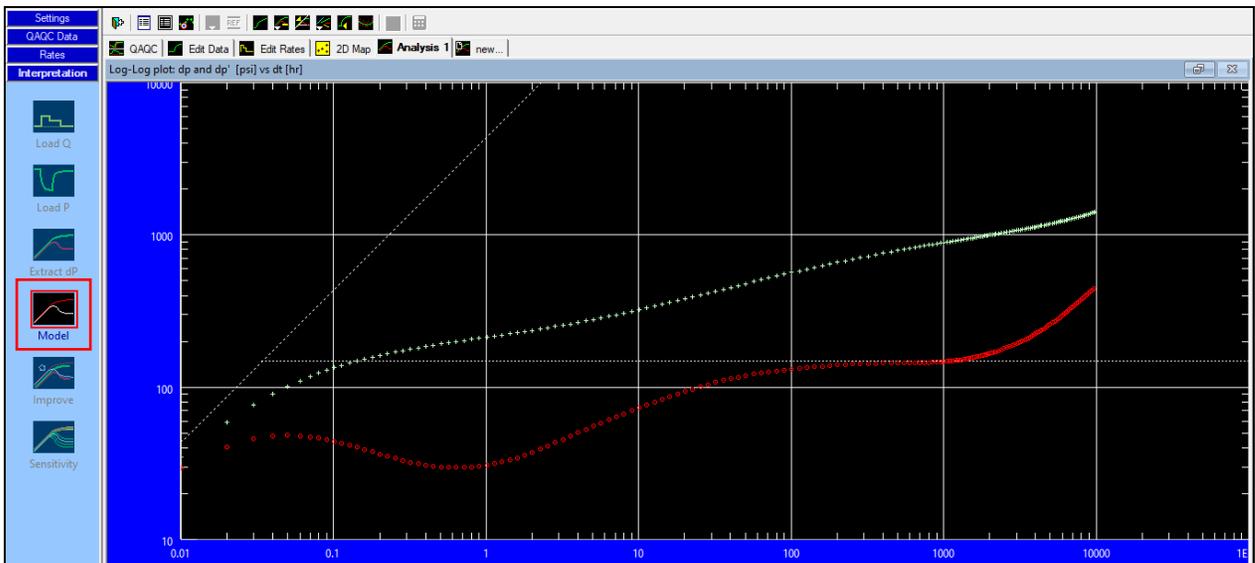
**FIGURA 23 Presión vs Tiempo caso base**

- Con este resultado se debe crear la gráfica de  $dP$  vs  $dT$  y  $dP'$  vs  $dT$ . En la parte izquierda de la pantalla, en el grupo de interpretación, en el título “Extract  $dP$ ”, extraer derivada de presión, se selecciona para que el simulador calcule estos datos.



**FIGURA 24 Ventana para la extracción de la gráfica de la derivada de presión**

- Cuando se cuente con este grafico en el simulador como en la Figura 25. Se debe seleccionar el recuadro con el nombre “Model”, para que el simulador ajuste internamente un modelo al resultado de la simulación. Esto ayudara para que más adelante se puedan utilizar propiedades calculadas a partir del modelo ajustado a los resultados de la simulación. Una vez el modelo se cree, aparecerá como una línea blanca punteada sobre la línea del grafico dP' vs dT. Allí se podrá ver que tan cercano será el modelo ajustado a la simulación.



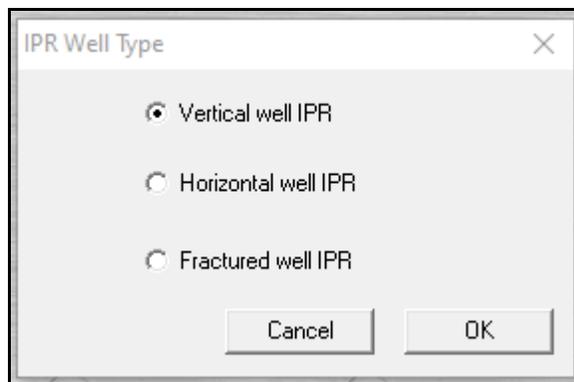
**FIGURA 25 Grafica Log-Log de derivada de presión vs tiempo**

- Para el cálculo de los resultados para la gráfica de IPR se usa un módulo especial del simulador. Este se encuentra en la ventana derecha del simulador, en la sección de “More Tools”, allí en el icono con el nombre de “IPR/AOF”.

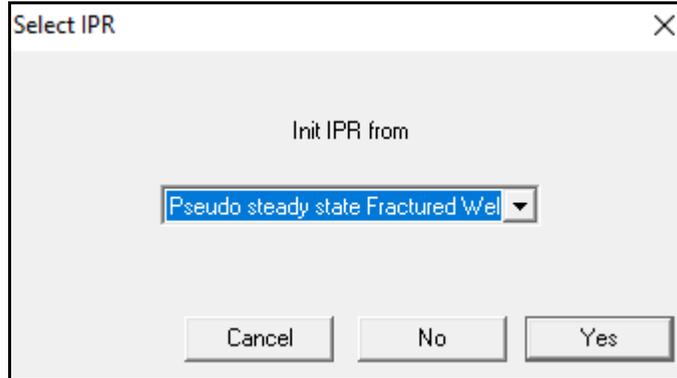


**FIGURA 26 Creación de la gráfica de IPR**

- Al seleccionar la opción del paso anterior, en la ventana siguiente se selecciona la opción de IPR para pozo fracturado, seguido de la selección del estado pseudoestable del como el lapso o estado de donde se calcula dicha grafica.

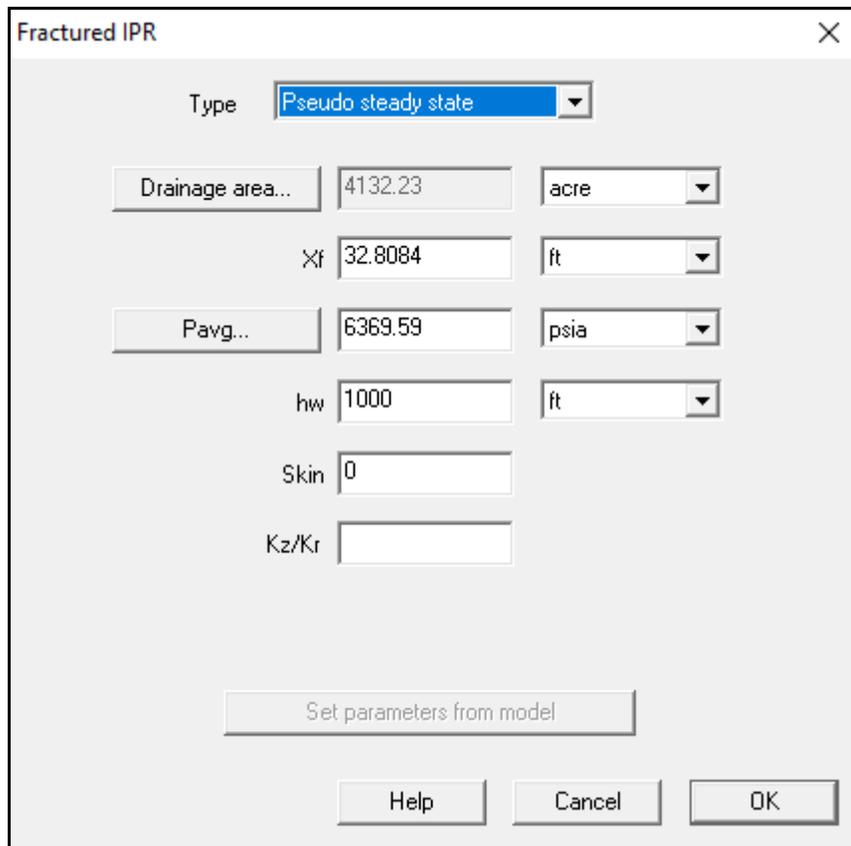


**FIGURA 27 Tipo de yacimiento para la gráfica de IPR**



**FIGURA 28 Método para la creación de la curva de IPR**

- En la ventana con el cuadro siguiente, Figura 29, este aparece con los datos por defecto calculados del modelo ajustado a la simulación.

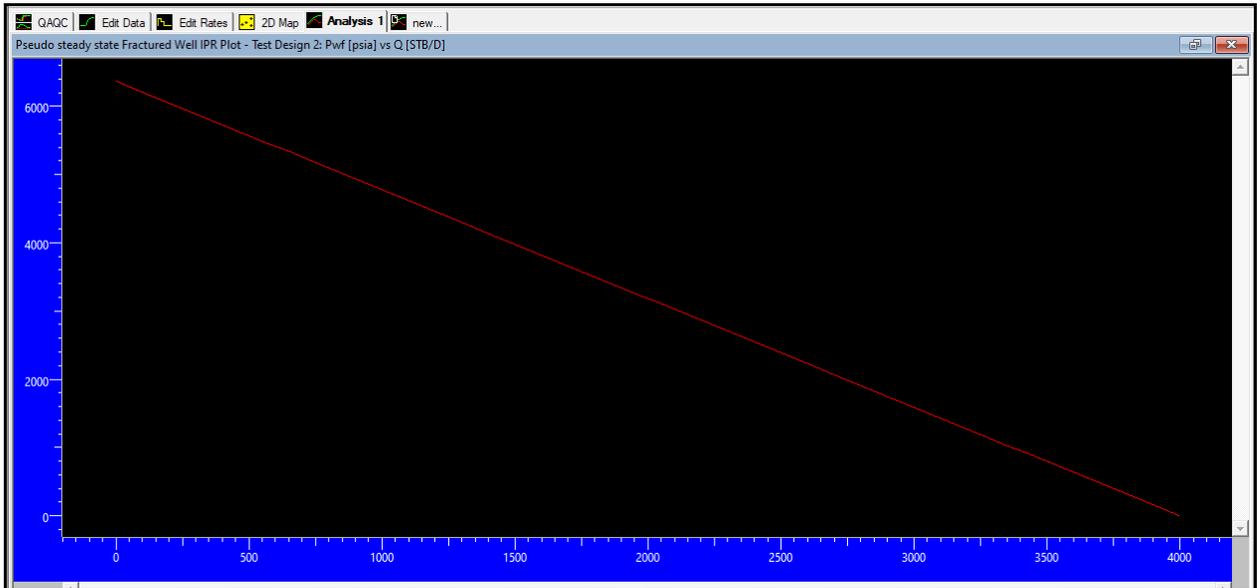


**FIGURA 29 Datos para la creación de la curva de IPR para el caso base**

- Si aun así se quiere cambiar alguno de estos datos, se podrá hacer ingresando los datos manualmente, o recalculando algunas propiedades como el área de

drenaje y presión promedio al hacer clic en dichos nombres e ingresar los nuevos valores.

- Al dar “Ok” el simulador calculara y graficara los resultados.



**FIGURA 30** Curva de IPR del caso base

- Para exportar los resultados, en la ventana derecha, en la última sección, “Output”, se seleccionó la opción “Export”.
- En “Export” se tiene una gran cantidad de opciones para exportar los datos dependiendo de cuales se requieran. En este caso necesitamos tanto los datos de la gráfica de IPR, como de los datos de la presión con el tiempo.
- Para los datos de la gráfica de IPR, se selecciona la opción “Specialized plot”, donde la única opción que tendremos por el procedimiento que seguimos será la de IPR.
- Para los demás datos como delta de presiones y derivadas se selecciona “Delta-p”.
- Siguiendo a la selección de los datos que se quieren importar, se debe seleccionar el formato en que se quiere que estos se exporten. En este caso para mayor facilidad y uso de menos archivos, se selecciona la opción “to Clipboard”, así se podrán pegar todos en un mismo archivo.

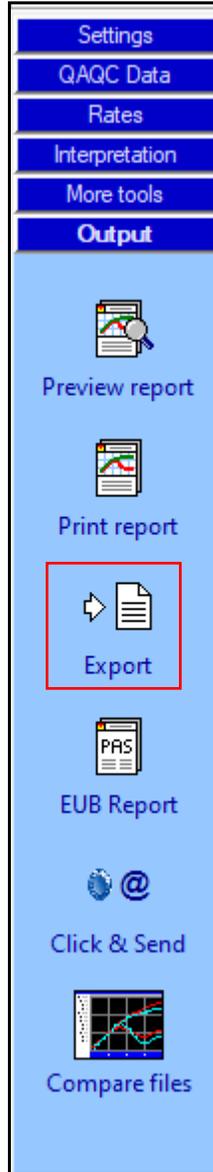


FIGURA 31 Barra de opciones para la exportación de datos

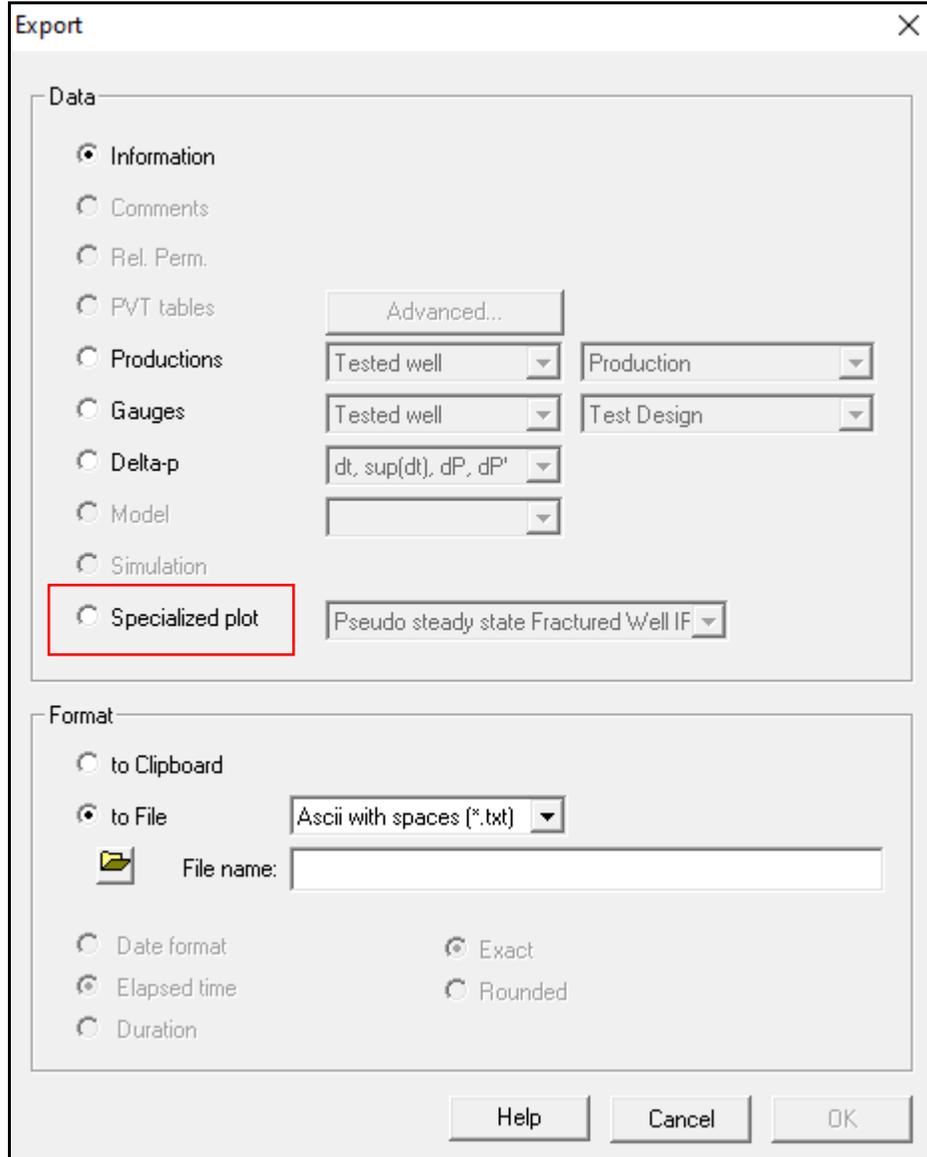


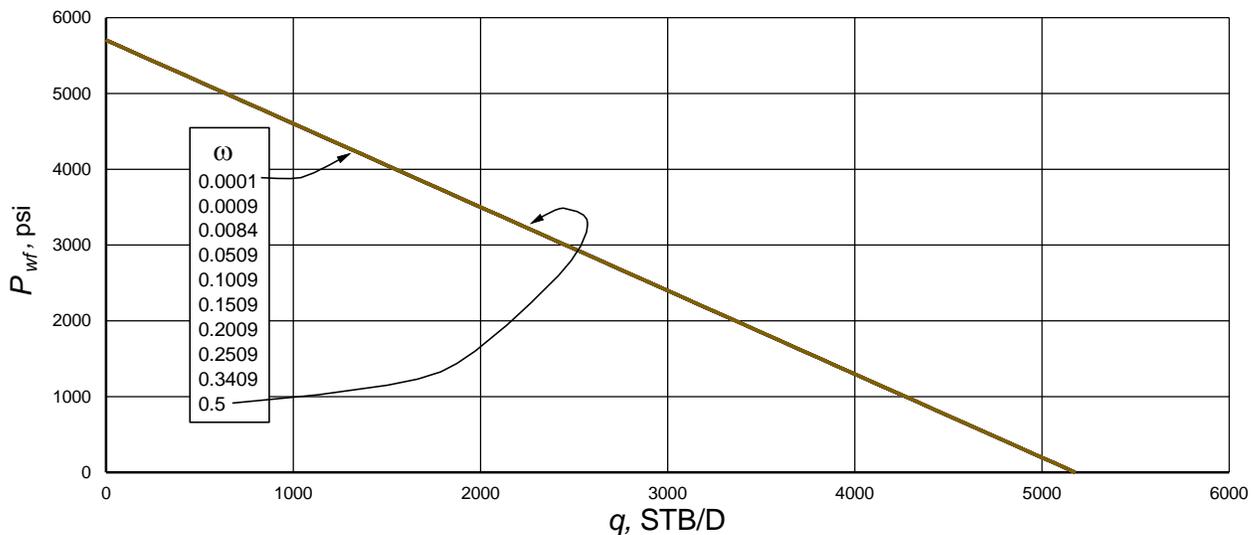
FIGURA 32 Exportación de datos del simulador

### 3.2 Pruebas de relación adimensional de almacenamiento

Para que la correlación de índice de productividad tenga mayor exactitud se estudió el primer caso, donde el parámetro  $\omega$  varía entre el rango mínimo y máximo que puede llegar a comprender este parámetro en un YNF, mientras que el parámetro  $\lambda$  se encuentra fijo con un valor de  $1 \times 10^{-6}$ . El valor inicial de  $\omega$  para las pruebas es de

0.0001 y hasta llegar al valor máximo que puede tener  $\omega$  de 0.5 con un total de 10 pruebas. Esto garantiza un buen rango de aplicación de la correlación.

Se partió de los datos y el modelo base creado. Para crear una nueva prueba de presión, se deberá seguir el mismo procedimiento de la creación del caso base, con la única diferencia que al momento de ingresar los datos en el cuadro de la creación de la prueba de presión se ingresará un valor distinto para el factor de almacenamiento. Los datos base para las 10 pruebas se muestran en la Tabla 2. Los resultados obtenidos para cada prueba se muestran en el anexo A.



**FIGURA 33 Pruebas de factor de almacenamiento realizadas en el simulador**

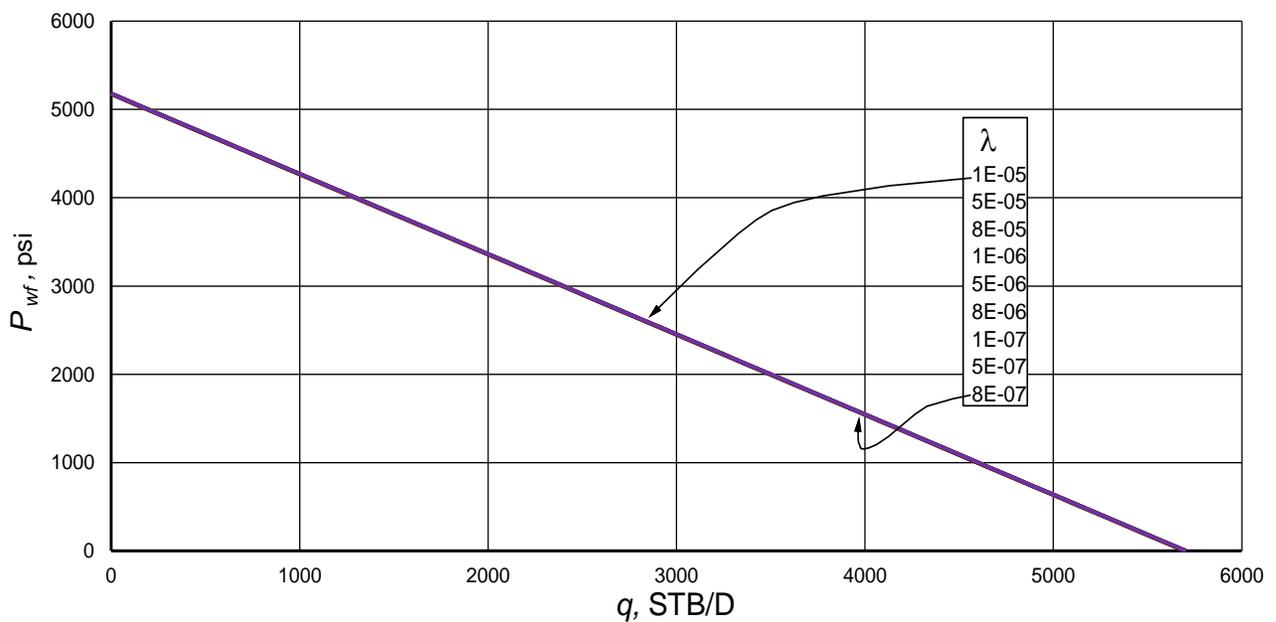
**Tabla 2 Datos base para pruebas de factor de almacenamiento**

$k$ , mD	10
$h$ , ft	100
$\mu_o$ , cp	1.1
$\beta$ , RB/STB	1.32
$L$ , ft	1000
$r_w$ , ft	0.35
$r_{eh}$ , ft	4132
$\omega$	0.0001 – 0.5
$\lambda$	1.00E-06
$P_i$	6000

### 3.3 Pruebas de relación de capacidad de flujo $\lambda$

La siguiente etapa es la obtención de datos aproximados al comportamiento real de un pozo con las características mencionadas en el caso base, para esto se hizo uso de un simulador comercial. En este caso, se generaron 9 simulaciones manteniendo las mismas propiedades petrofísicas del yacimiento, mostradas en la Tabla 3, incluyendo un valor constante de  $\omega$  de 0.0084, pero variando el valor de  $\lambda$  entre  $1 \times 10^{-5}$  y  $8 \times 10^{-7}$ .

Al igual que para las 10 simulaciones, para estas 9 se usa el mismo procedimiento y datos del caso base. Los resultados obtenidos de las 9 simulaciones se muestran en el anexo B.



**FIGURA 34 Resultados de pruebas factor de flujo interporoso realizadas en el simulador**

**Tabla 3 Datos base para pruebas de factor de flujo interporoso**

$k$ , mD	10
$h$ , ft	100
$\mu_o$ , cp	1.1
$\beta$ , RB/STB	1.32
$L$ , ft	1000
$r_w$ , ft	0.35
$r_{eh}$ , ft	4132
$\omega$	0.0084
$\lambda$	$1.00E-05 - 8.00E-7$
$P_i$	6000

### 3.4 Deducción de la nueva correlación propuesta

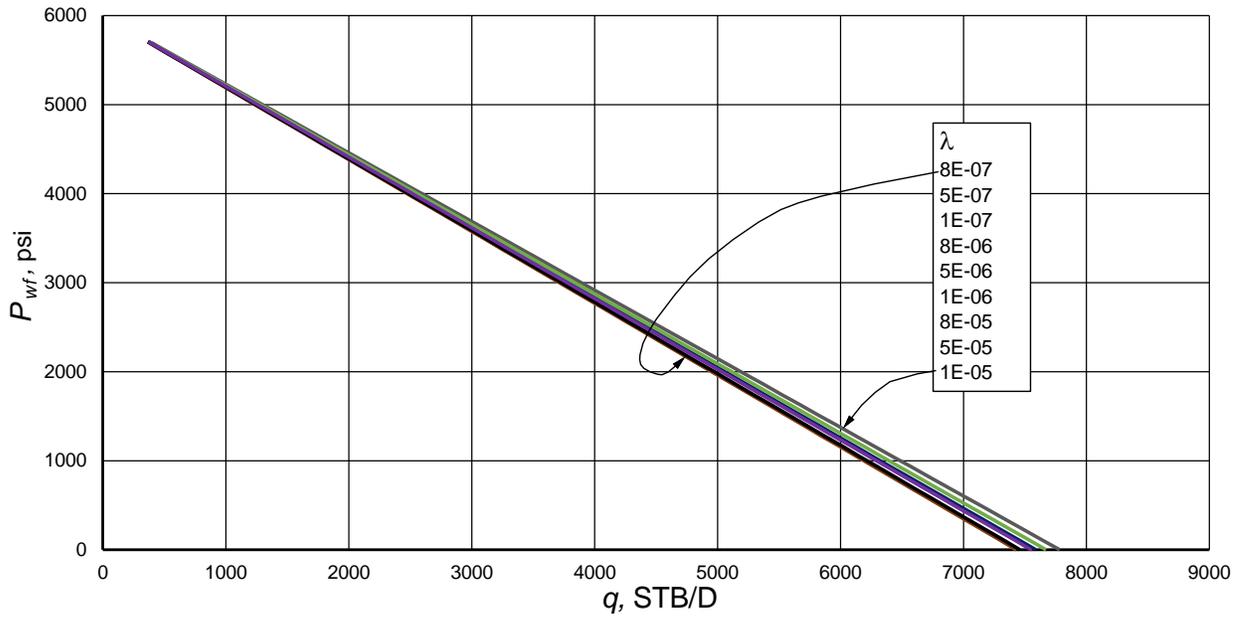
Para la formulación de la nueva correlación se partió de la propuesta por Escobar & Montealegre (2008), la cual partió de la ecuación de índice de productividad de Joshi, con la que comparten el mismo numerador. El denominador, compuesto por dos términos, al lado derecho de la expresión relacionando el efecto por el factor del flujo horizontal, basándose en la relación entre el largo del pozo y el  $r_e$ , que en hace analogía esta vez a la distancia entre el centro del pozo y el techo de la formación.

Por el lado izquierdo de la expresión, se marca la influencia del flujo vertical, que liga a la relación entre el espesor del yacimiento y la longitud del pozo ( $h/L$ ). Por lo que mientras este término sea de baja magnitud, de igual manera será su efecto sobre el pozo.

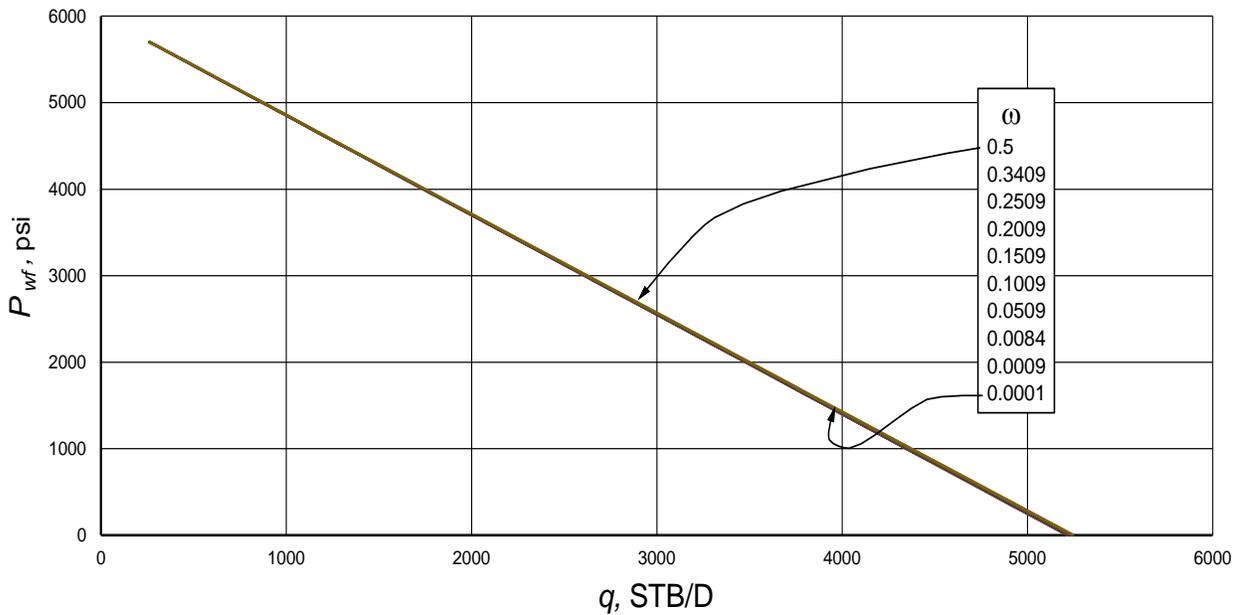
#### Ecuación Escobar & Montealegre

$$q = \frac{2\pi kh\Delta p / (\mu_o B_o)}{\cosh^{-1} \left[ 1.075 \left( 0.5 + \sqrt{0.25 + (2r_e / L)^4} \right)^{0.5} \right] + 0.874(h / L) \ln [h / (2r_w)]}$$

Para la inclusión de los dos parámetros seleccionados, se organizó los datos arrojados por la simulación, se graficó, y se analizó el efecto de cada parámetro en el índice de productividad. Por el lado de omega ( $\omega$ ), se observa la diferencia no es significativa en las curvas ya que el cambio es mínimo al aplicar diferentes valores de  $\omega$ . Después de analizar la tendencia decreciente de la curva se deduce que la mejor forma de incluir el parámetro  $\omega$  a la nueva correlación es sumarlo para un mejor ajuste y porque tiene un efecto directamente proporcional sobre el índice de productividad, sin embargo, dichos cambios no tienen gran repercusión por lo cual se decide dejarlo en el denominador siendo multiplicado por una constante (C2) creada para un mejor ajuste, teniendo en cuenta el rango de valores que maneja  $\omega$ .



**FIGURA 35** Curvas de IPR del caso base variando el factor de flujo interporoso usando la correlación propuesta



**FIGURA 36** Curva de IPR del caso base variando el factor de almacenamiento adimensional usando correlación propuesta

Por el lado de Lambda ( $\lambda$ ), Al graficar los resultados de las diferentes simulaciones obtenidas en un mismo gráfico, a simple vista se observa que, a pesar de incluir valores de  $\lambda$  en un amplio rango, no se ve gran diferencia en los resultados. Sin embargo, al

momento de ver los datos a detalle, se puede apreciar variaciones de  $\pm 100$  barriles de crudo diarios entre cada prueba.

Con los resultados ilustrados, se decide sumar el efecto de  $\lambda$ , ya que afecta de manera directamente proporcional el índice de productividad. Pero ubicándose en el denominador, ya que, al comprobarse de su bajo efecto en los resultados, se evita su relación directa o más notoria en los valores del numerador, que son los que generalmente más afectan los valores del índice de productividad. Después de esto, ese mismo parámetro  $\lambda$ , se eleva a una potencia (C1) de menor magnitud, para incrementar la exactitud de la solución. Teniendo como resultado la siguiente ecuación:

**Ecuación propuesta**

$$q = \frac{0.007078kh\Delta P / \mu_o\beta_o}{\cosh^{-1} \left[ 1.075 \left( 0.5 + \sqrt{0.25 + \left( \frac{2r_e}{L} \right)^4} \right)^{0.5} \right] \dots}$$

$$\dots + \lambda^{0.05} + 0.874 \left( \frac{h}{L} \right) \ln \left( \frac{h}{2r_w} \right) + 2.3\omega^{0.002}$$

#### 4. APLICACIÓN DE LA CORRELACION PROPUESTA

Las expresiones desarrolladas en este estudio fueron evaluadas al aplicarlas en tres ejercicios tomando como referencia datos reportados en la literatura tales como (Escobar & Montealegre, 2008) y (Escobar, 2019). En donde a partir de las características petrofísicas conocidas del pozo y yacimiento, se crearon las diferentes pruebas de presión y modelos, con los que después se calcularían los caudales de las diferentes correlaciones, además de las Pwf respectivas para ser graficados, para después con estos datos se entran al simulador para generar la gráfica de IPR, con el fin de obtener los diferenciales de presión respecto al caudal.

Para ilustrar el desempeño de la correlación desarrollada para predecir el índice de productividad de un pozo horizontal en un YNF, se trabajó con un rango amplio de capacidad de almacenamiento y flujo interporoso, características esenciales en un YNF,

pero además permeabilidad de la fractura y viscosidad del fluido, así como espesor del yacimiento. Los datos usados en los Ejemplos 1 y 2, son ilustrados en las Tablas 4 y 5.

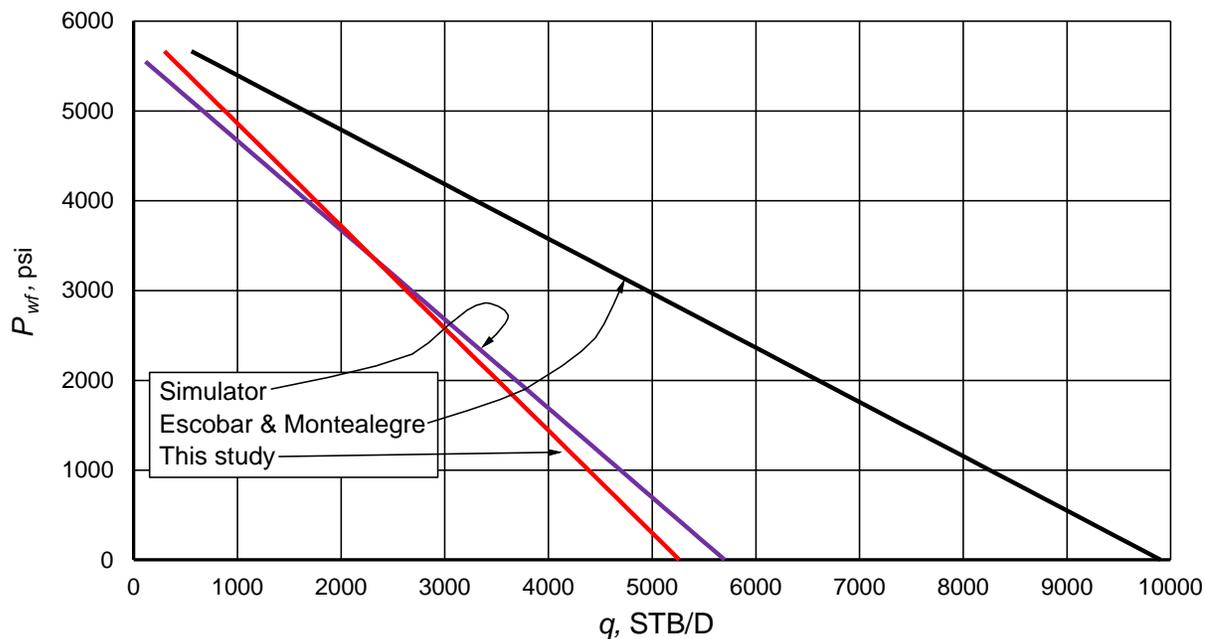
Las Figuras 37 y 38 se dan respectivamente para el Ejemplo 1 y 2. Estas muestran el gráfico comparativo de las curvas de IPR calculadas por el simulador, la correlación propuesta en este estudio y la correlación de Escobar y Montealegre. Se decide no graficar la curva obtenida usando la correlación de Joshi debido al gran margen de diferencia en el resultado que presentó en las 19 pruebas donde se generó la nueva correlación. lo cual impide ver a detalle el gráfico con los demás resultados.

**Tabla 4 Propiedades petrofísicas de ejemplo**

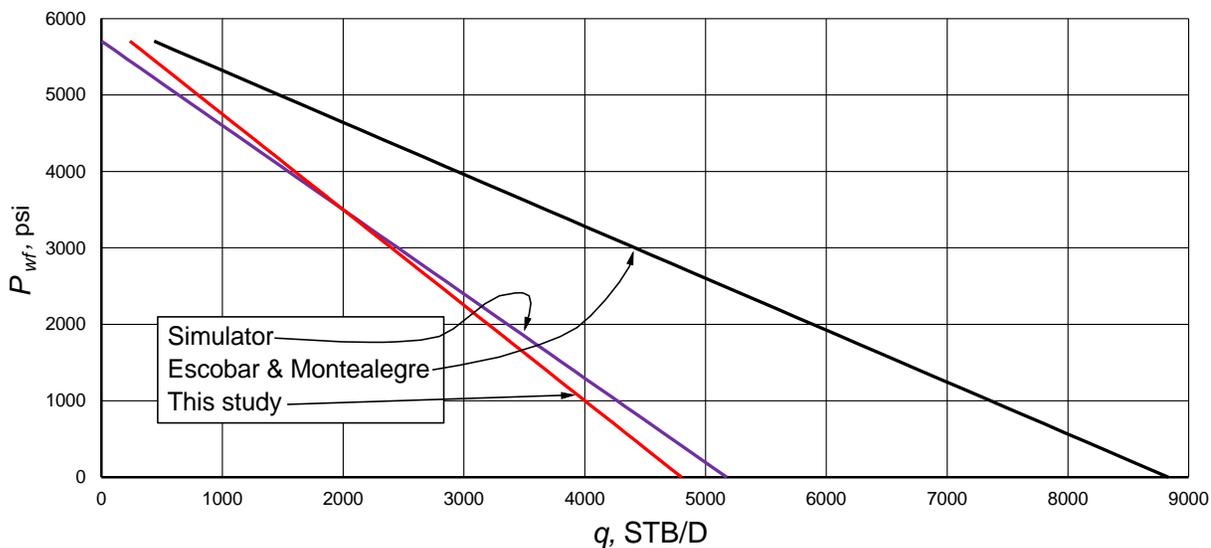
<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
$k_m$ , md	14
$B_o$ , rb/STB	1.1
$h$ , ft	90
$\mu_o$ , cp	1.5
$r_e$ , ft	4132
$r_w$ , ft	0.29
$L$ , ft	1000
$\lambda$	$5 \times 10^{-5}$
$\omega$	0.0105

**Tabla 5 Propiedades petrofísicas de ejemplo 2**

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
$k_m$ , md	10
$B_o$ , rb/STB	1.32
$h$ , ft	100
$\mu_o$ , cp	1.1
$r_e$ , ft	4132
$r_w$ , ft	0.35
$L$ , ft	1000
$\lambda$	$1 \times 10^{-6}$
$\omega$	0.0084



**FIGURA 37** Curva IPR con resultados del ejemplo 1



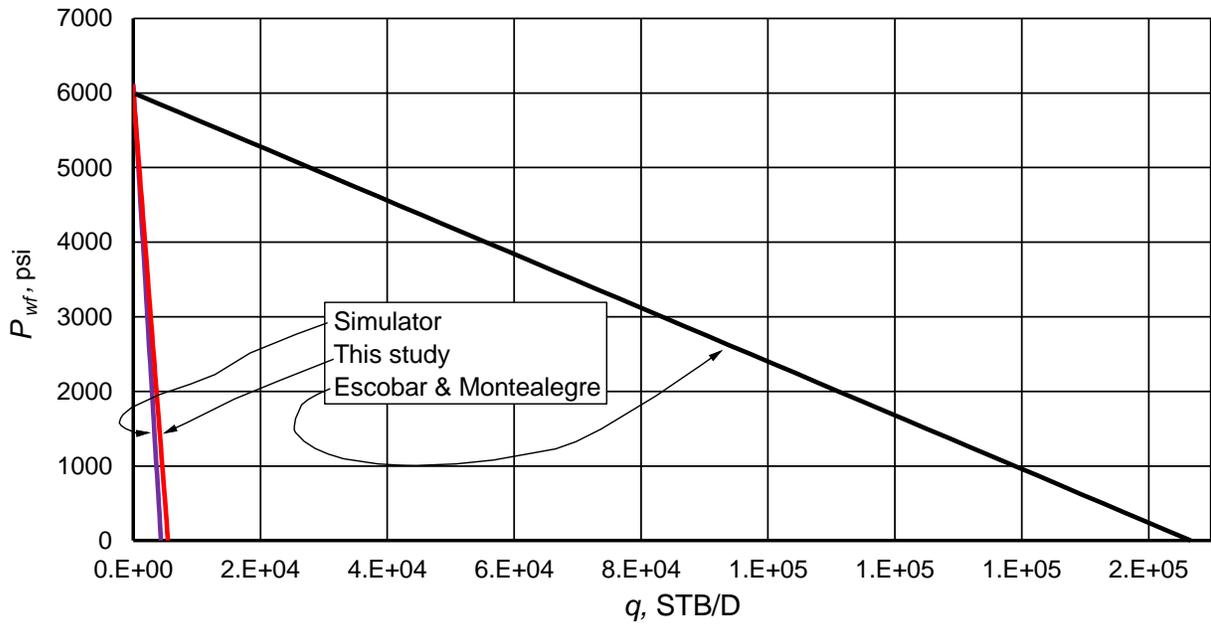
**FIGURA 38** Curva IPR con resultados del ejemplo 2

De igual manera, la Tabla 6 se muestra los valores tomados para el Ejemplo 3, del cual se observan los caudales calculados por el simulador en la Figura 39, donde de igual manera se grafica los caudales calculados usando la correlación propuesta.

**Tabla 6** Propiedades petrofísicas de ejemplo 3

Parámetro	Valor
-----------	-------

$k_m$ , md	8
$B_o$ , rb/STB	1.18
$h$ , ft	70
$\mu_o$ , cp	1.3
$r_e$ , ft	4132
$r_w$ , ft	0.3
$L$ , ft	1000
$\lambda$	$1 \times 10^{-7}$
$\omega$	0.23



**FIGURA 39** Curva IPR con resultados del ejemplo 3

## 5. CONCLUSIONES

- Se presenta una nueva correlación para calcular índice de productividad en pozos horizontales en yacimientos naturalmente fracturados, la cual presenta un comportamiento estable, tiene el porcentaje de error más bajo que todas las de su tipo y permite un rango de aplicación más amplio con relación a las correlaciones analizadas.
- Entre las correlaciones analizadas, la propuesta por Escobar y Montealegre es la que más se acerca al comportamiento obtenido mediante el simulador comercial.
- Se logró representar el comportamiento del índice de productividad en pozos horizontales mostrado por simulador analítico y numérico (simulador comercial), mediante un modelo matemático.
- Se evidenció que tanto el índice de flujo interporoso, como el índice de almacenamiento son directamente proporcional al IPR.
- Se incursiona en un tema de investigación relativamente inexplorado, con gran potencial de mejora e investigación, presentando un documento con información valiosa para futuras investigaciones sobre el comportamiento de una curva de IPR para yacimientos naturalmente fracturados.

## BIBLIOGRAFÍA

- Ahmed, T. (2010a). Fundamentals of Reservoir Fluid Flow. *Working Guide to Reservoir Rock Properties and Fluid Flow*, 117–246. <https://doi.org/10.1016/b978-1-85617-825-9.00003-x>
- Ahmed, T. (2010b). Oil Well Performance. *Reservoir Engineering Handbook*, 484–545. <https://doi.org/10.1016/b978-1-85617-803-7.50015-8>
- Ahmed, T. (2019). Fundamentals of Reservoir Fluid Flow. In *Reservoir Engineering Handbook*. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-813649-2.00006-2>
- Amaya, R. F. A., & Rincon, J. F. H. (2003). *Nueva correlación para calcular indice de productividad en pozos horizontales*. Universidad Surcolombiana.
- Berkat, A., Kartobi, K., Cherif, M. M., Qutob, H., & Barakat, N. (2009). Identification and characterization of producing fractures in naturally fractured reservoirs using PIWD. *Society of Petroleum Engineers - International Petroleum Technology Conference 2009, IPTC 2009, 1*, 1–8. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.151.spe120687>
- Chaudhry, A. (2004). Testing Methods for Horizontal Oil. In *Oil Well Testing Handbook* (pp. 44–106).
- Demarchos, A. S., Porcu, M. M., & Economides, M. J. (2006). Transversely multifracted horizontal wells: A recipe for success. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 3(4), 1–9.
- Escobar, F. H. (2019). Novel, Integrated and Revolutionary Well Test Interpretation and Analysis. In *Intech | Open Mind, England*. 278p: Vol. i. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.5772/intechopen.81078>
- Escobar, F. H., & Montealegre, M. (2008). *A More Accurate Correlation for the Productivity Index of Horizontal Wells*. 3(1), 70–78.
- Evans, R. D. (1996). Production forecasting and economic evaluation of horizontal wells completed in natural fractured reservoirs. *Annual Technical Meeting, ATM 1996*. <https://doi.org/10.2118/96-21>
- Guo, B. (2019). Reservoir deliverability. In *Well Productivity Handbook*. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-818264-2.00003-8>
- Guo, B., Liu, X., & Tan, X. (2017). Well Problem Identification. In *Petroleum Production Engineering*. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-809374-0.00012-x>
- HAIDER, M. L. (1936). *The Productivity Index*. 112–119.

- Igbokoyi, A. O., & Tiab, D. (2018). New method of well test analysis in naturally fractured reservoirs based on elliptical flow. *Canadian International Petroleum Conference 2008*, 2, 15.
- Islam, M. R., & Hossain, M. E. (2021). Advances in horizontal well drilling. In *Drilling Engineering* (pp. 317–382). <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-820193-0.00004-6>
- Nelson, R. A. (2001). Evaluating Fractured Reservoirs. In *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs* (pp. 1–100). <https://doi.org/10.1016/b978-088415317-7/50004-x>
- Renpu, W. (2011). Basis of Well Completion Engineering. *Advanced Well Completion Engineering*, 1–74. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-385868-9.00001-4>
- Satter, A., & Iqbal, G. M. (2016). Horizontal well technology and performance. *Reservoir Engineering*, 339–352. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-800219-3.00018-8>
- Streltsova, T. D. (1983). Well Pressure Behavior of a Naturally Fractured Reservoir. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 23(5), 769–780. <https://doi.org/10.2118/10782-PA>
- Tariq, Z., Al-Nuaim, S., Abdulraheem, A., & Khan, M. R. (2016). New methodology to quantify productivity of vertical wells in naturally fractured solution gas drive reservoirs with dual porosity and dual permeability. *Society of Petroleum Engineers - PAPG/SPE Pakistan Section Annual Technical Conference and Exhibition 2016*, 1–17. <https://doi.org/10.2118/185314-ms>
- Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2016). Naturally Fractured Reservoirs. In *Petrophysics*. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-803188-9.00008-5>
- U.Chaudhry, A. (2003). Well Testing Techniques in Horizontal Gas. In *Gas Well Testing Handbook* (pp. 84–139).
- U.Chaudhry, A. (2004). Well Testing Methods for Naturally Fractured Reservoirs. In *Oil Well Testing Handbook* (pp. 254–286).
- Uldrich, D. O., & Ershaghi, I. (1979). A Method for Estimating the Interporosity Flow Parameter in Naturally Fractured Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers of AIME Journal*, 19(5), 324–332. <https://doi.org/10.2118/7142-pa>
- Vieira, L. P. (1967). Fractured reservoirs. In *World Petroleum Congress Proceedings* (Vols. 1967-April). <https://doi.org/10.1016/b978-1-85617-803-7.50025-0>
- Warren, J. E., & Root, P. J. (1963). The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 3(03), 245–255. <https://doi.org/10.2118/426-pa>

## ANEXO A

Omega de 0.0001 (Prueba 1)

**Tabla 7 Resultados prueba 1 factor de almacenamiento**

Q(simulador) (STB/D)	Pwf (psia)	$\Delta P$ (psia)
5176.918	0	6000
5071.267	116.4029	5883.597
4965.617	232.8057	5767.194
4859.966	349.2086	5650.791
4754.315	465.6114	5534.389
4648.664	582.0143	5417.986
4543.013	698.4171	5301.583
4437.362	814.82	5185.18
4331.711	931.2229	5068.777
4226.06	1047.626	4952.374
4120.409	1164.029	4835.971
4014.758	1280.431	4719.569
3909.107	1396.834	4603.166
3803.456	1513.237	4486.763
3697.805	1629.64	4370.36
3592.154	1746.043	4253.957
3486.502	1862.446	4137.554
3380.851	1978.849	4021.151
3275.2	2095.251	3904.749
3169.549	2211.654	3788.346
3063.898	2328.057	3671.943

2958.246	2444.46	3555.54
2852.595	2560.863	3439.137
2746.944	2677.266	3322.734
2641.292	2793.669	3206.331
2535.641	2910.071	3089.929
2429.989	3026.474	2973.526
2324.338	3142.877	2857.123
2218.687	3259.28	2740.72
2113.035	3375.683	2624.317
2007.383	3492.086	2507.914
1901.732	3608.489	2391.511
1796.08	3724.891	2275.109
1690.429	3841.294	2158.706
1584.777	3957.697	2042.303
1479.126	4074.1	1925.9
1373.474	4190.503	1809.497
1267.822	4306.906	1693.094
1162.17	4423.309	1576.691
1056.519	4539.711	1460.289
950.867	4656.114	1343.886
845.2152	4772.517	1227.483
739.5634	4888.92	1111.08
633.9115	5005.323	994.6771
528.2597	5121.726	878.2743
422.6078	5238.129	761.8714
316.9559	5354.531	645.4686
211.3039	5470.934	529.0657
105.652	5587.337	412.6629
0	5703.74	296.26

Prueba 2 (Omega 0.0009)

**Tabla 8 Resultados prueba 2 factor de almacenamiento**

Q(simulador)	Pwf	$\Delta P$
(STB/D)	(psia)	(psia)
5176.927	0	6000
5071.276	116.4031	5883.597
4965.625	232.8061	5767.194
4859.974	349.2092	5650.791
4754.323	465.6122	5534.388
4648.672	582.0153	5417.985
4543.021	698.4184	5301.582
4437.37	814.8214	5185.179
4331.719	931.2245	5068.776
4226.068	1047.628	4952.372
4120.416	1164.031	4835.969
4014.765	1280.434	4719.566
3909.114	1396.837	4603.163
3803.463	1513.24	4486.76
3697.811	1629.643	4370.357
3592.16	1746.046	4253.954
3486.509	1862.449	4137.551
3380.857	1978.852	4021.148
3275.206	2095.255	3904.745
3169.554	2211.658	3788.342
3063.903	2328.061	3671.939
2958.251	2444.464	3555.536
2852.6	2560.867	3439.133
2746.948	2677.27	3322.73

2641.297	2793.673	3206.327
2535.645	2910.077	3089.923
2429.994	3026.48	2973.52
2324.342	3142.883	2857.117
2218.69	3259.286	2740.714
2113.039	3375.689	2624.311
2007.387	3492.092	2507.908
1901.735	3608.495	2391.505
1796.084	3724.898	2275.102
1690.432	3841.301	2158.699
1584.78	3957.704	2042.296
1479.128	4074.107	1925.893
1373.476	4190.51	1809.49
1267.824	4306.913	1693.087
1162.173	4423.316	1576.684
1056.521	4539.719	1460.281
950.8686	4656.122	1343.878
845.2167	4772.526	1227.474
739.5647	4888.929	1111.071
633.9126	5005.332	994.6684
528.2606	5121.735	878.2653
422.6085	5238.138	761.8622
316.9564	5354.541	645.4592
211.3043	5470.944	529.0561
105.6522	5587.347	412.6531
0	5703.75	296.25

Prueba 3 (Omega 0.0084)

**Tabla 9 Resultados prueba 3 factor de almacenamiento**

Q(simulador)	Pwf	$\Delta P$
(STB/D)	(psia)	(psia)
5176.936	0	6000
5071.285	116.4033	5883.597
4965.634	232.8065	5767.193
4859.983	349.2098	5650.79
4754.332	465.6131	5534.387
4648.68	582.0163	5417.984
4543.029	698.4196	5301.58
4437.378	814.8229	5185.177
4331.726	931.2261	5068.774
4226.075	1047.629	4952.371
4120.424	1164.033	4835.967
4014.772	1280.436	4719.564
3909.121	1396.839	4603.161
3803.469	1513.242	4486.758
3697.818	1629.646	4370.354
3592.166	1746.049	4253.951
3486.515	1862.452	4137.548
3380.863	1978.856	4021.144
3275.212	2095.259	3904.741
3169.56	2211.662	3788.338
3063.908	2328.065	3671.935
2958.257	2444.469	3555.531
2852.605	2560.872	3439.128
2746.953	2677.275	3322.725

2641.301	2793.678	3206.322
2535.65	2910.082	3089.918
2429.998	3026.485	2973.515
2324.346	3142.888	2857.112
2218.694	3259.291	2740.709
2113.042	3375.695	2624.305
2007.391	3492.098	2507.902
1901.739	3608.501	2391.499
1796.087	3724.904	2275.096
1690.435	3841.308	2158.692
1584.783	3957.711	2042.289
1479.131	4074.114	1925.886
1373.479	4190.518	1809.482
1267.827	4306.921	1693.079
1162.175	4423.324	1576.676
1056.522	4539.727	1460.273
950.8703	4656.131	1343.869
845.2181	4772.534	1227.466
739.566	4888.937	1111.063
633.9138	5005.34	994.6596
528.2615	5121.744	878.2563
422.6093	5238.147	761.8531
316.957	5354.55	645.4498
211.3047	5470.953	529.0465
105.6524	5587.357	412.6433
0	5703.76	296.24

Prueba 4 (Omega 0.0509)

**Tabla 10 Resultados prueba 4 factor de almacenamiento**

Q(simulador)	Pwf	$\Delta P$
(STB/D)	(psia)	(psia)
5177	0	6000
5071.348	116.4047	5883.595
4965.695	232.8094	5767.191
4860.042	349.2141	5650.786
4754.39	465.6188	5534.381
4648.737	582.0235	5417.977
4543.085	698.4282	5301.572
4437.432	814.8329	5185.167
4331.78	931.2376	5068.762
4226.127	1047.642	4952.358
4120.474	1164.047	4835.953
4014.821	1280.452	4719.548
3909.169	1396.856	4603.144
3803.516	1513.261	4486.739
3697.863	1629.666	4370.334
3592.21	1746.07	4253.93
3486.558	1862.475	4137.525
3380.905	1978.88	4021.12
3275.252	2095.284	3904.716
3169.599	2211.689	3788.311
3063.946	2328.094	3671.906
2958.293	2444.499	3555.501
2852.64	2560.903	3439.097
2746.987	2677.308	3322.692

2641.334	2793.713	3206.287
2535.681	2910.117	3089.883
2430.028	3026.522	2973.478
2324.375	3142.927	2857.073
2218.722	3259.331	2740.669
2113.068	3375.736	2624.264
2007.415	3492.141	2507.859
1901.762	3608.546	2391.454
1796.109	3724.95	2275.05
1690.455	3841.355	2158.645
1584.802	3957.76	2042.24
1479.149	4074.164	1925.836
1373.496	4190.569	1809.431
1267.842	4306.974	1693.026
1162.189	4423.378	1576.622
1056.535	4539.783	1460.217
950.882	4656.188	1343.812
845.2285	4772.592	1227.408
739.575	4888.997	1111.003
633.9215	5005.402	994.5982
528.268	5121.807	878.1935
422.6145	5238.211	761.7888
316.9609	5354.616	645.3841
211.3073	5471.021	528.9794
105.6537	5587.425	412.5747
0	5703.83	296.17

Prueba 5 (Omega 0.1009)

**Tabla 11 Resultados prueba 5 factor de almacenamiento**

Q(simulador)	Pwf	$\Delta P$
(STB/D)	(psia)	(psia)
5177.073	0	6000
5071.419	116.4063	5883.594
4965.765	232.8127	5767.187
4860.111	349.219	5650.781
4754.457	465.6253	5534.375
4648.803	582.0316	5417.968
4543.149	698.438	5301.562
4437.494	814.8443	5185.156
4331.84	931.2506	5068.749
4226.186	1047.657	4952.343
4120.532	1164.063	4835.937
4014.878	1280.47	4719.53
3909.224	1396.876	4603.124
3803.569	1513.282	4486.718
3697.915	1629.689	4370.311
3592.261	1746.095	4253.905
3486.606	1862.501	4137.499
3380.952	1978.908	4021.092
3275.298	2095.314	3904.686
3169.643	2211.72	3788.28
3063.989	2328.127	3671.873
2958.334	2444.533	3555.467
2852.68	2560.939	3439.061
2747.025	2677.346	3322.654

2641.371	2793.752	3206.248
2535.716	2910.158	3089.842
2430.062	3026.564	2973.436
2324.407	3142.971	2857.029
2218.753	3259.377	2740.623
2113.098	3375.783	2624.217
2007.443	3492.19	2507.81
1901.789	3608.596	2391.404
1796.134	3725.002	2274.998
1690.479	3841.409	2158.591
1584.824	3957.815	2042.185
1479.17	4074.221	1925.779
1373.515	4190.628	1809.372
1267.86	4307.034	1692.966
1162.205	4423.44	1576.56
1056.55	4539.847	1460.153
950.8953	4656.253	1343.747
845.2404	4772.659	1227.341
739.5854	4889.066	1110.934
633.9304	5005.472	994.528
528.2754	5121.878	878.1216
422.6204	5238.285	761.7153
316.9653	5354.691	645.309
211.3102	5471.097	528.9027
105.6551	5587.504	412.4963
0	5703.91	296.09

Prueba 6 (Omega 0.1509)

**Tabla 12 Resultados prueba 6 factor de almacenamiento**

Q(simulador)	Pwf	$\Delta P$
(STB/D)	(psia)	(psia)
5177.145	0	6000
5071.49	116.408	5883.592
4965.834	232.8159	5767.184
4860.179	349.2239	5650.776
4754.523	465.6318	5534.368
4648.868	582.0398	5417.96
4543.212	698.4478	5301.552
4437.557	814.8557	5185.144
4331.901	931.2637	5068.736
4226.245	1047.672	4952.328
4120.59	1164.08	4835.92
4014.934	1280.488	4719.512
3909.278	1396.896	4603.104
3803.623	1513.303	4486.697
3697.967	1629.711	4370.289
3592.311	1746.119	4253.881
3486.655	1862.527	4137.473
3380.999	1978.935	4021.065
3275.344	2095.343	3904.657
3169.688	2211.751	3788.249
3064.032	2328.159	3671.841
2958.376	2444.567	3555.433
2852.72	2560.975	3439.025
2747.064	2677.383	3322.617

2641.408	2793.791	3206.209
2535.752	2910.199	3089.801
2430.096	3026.607	2973.393
2324.44	3143.015	2856.985
2218.784	3259.423	2740.577
2113.128	3375.831	2624.169
2007.471	3492.239	2507.761
1901.815	3608.647	2391.353
1796.159	3725.055	2274.945
1690.503	3841.463	2158.537
1584.847	3957.871	2042.129
1479.19	4074.279	1925.721
1373.534	4190.687	1809.313
1267.878	4307.094	1692.906
1162.221	4423.502	1576.498
1056.565	4539.91	1460.09
950.9087	4656.318	1343.682
845.2522	4772.726	1227.274
739.5958	4889.134	1110.866
633.9393	5005.542	994.4578
528.2828	5121.95	878.0498
422.6263	5238.358	761.6418
316.9698	5354.766	645.2339
211.3132	5471.174	528.8259
105.6566	5587.582	412.418
0	5703.99	296.01

Prueba 7 (Omega 0.2009)

**Tabla 13 Resultados prueba 7 factor de almacenamiento**

Q(simulador)	Pwf	$\Delta P$
(STB/D)	(psia)	(psia)
5177.209	0	6000
5071.552	116.4094	5883.591
4965.895	232.8188	5767.181
4860.238	349.2282	5650.772
4754.582	465.6376	5534.362
4648.925	582.0469	5417.953
4543.268	698.4563	5301.544
4437.611	814.8657	5185.134
4331.954	931.2751	5068.725
4226.297	1047.684	4952.316
4120.64	1164.094	4835.906
4014.983	1280.503	4719.497
3909.326	1396.913	4603.087
3803.669	1513.322	4486.678
3698.012	1629.731	4370.269
3592.355	1746.141	4253.859
3486.698	1862.55	4137.45
3381.041	1978.96	4021.04
3275.384	2095.369	3904.631
3169.727	2211.778	3788.222
3064.069	2328.188	3671.812
2958.412	2444.597	3555.403
2852.755	2561.007	3438.993
2747.098	2677.416	3322.584

2641.44	2793.825	3206.175
2535.783	2910.235	3089.765
2430.126	3026.644	2973.356
2324.468	3143.053	2856.947
2218.811	3259.463	2740.537
2113.154	3375.872	2624.128
2007.496	3492.282	2507.718
1901.839	3608.691	2391.309
1796.181	3725.1	2274.9
1690.524	3841.51	2158.49
1584.866	3957.919	2042.081
1479.209	4074.329	1925.671
1373.551	4190.738	1809.262
1267.893	4307.147	1692.853
1162.236	4423.557	1576.443
1056.578	4539.966	1460.034
950.9203	4656.376	1343.624
845.2626	4772.785	1227.215
739.6049	4889.194	1110.806
633.9471	5005.604	994.3963
528.2893	5122.013	877.9869
422.6315	5238.422	761.5776
316.9737	5354.832	645.1682
211.3158	5471.241	528.7588
105.6579	5587.651	412.3494
0	5704.06	295.94

Prueba 8 (Omega 0.2509)

**Tabla 14 Resultados prueba 8 factor de almacenamiento**

Q(simulador)	Pwf	$\Delta P$
(STB/D)	(psia)	(psia)
5177.272	0	6000
5071.614	116.4108	5883.589
4965.956	232.8216	5767.178
4860.298	349.2324	5650.768
4754.64	465.6433	5534.357
4648.982	582.0541	5417.946
4543.324	698.4649	5301.535
4437.666	814.8757	5185.124
4332.007	931.2865	5068.713
4226.349	1047.697	4952.303
4120.691	1164.108	4835.892
4015.033	1280.519	4719.481
3909.374	1396.93	4603.07
3803.716	1513.341	4486.659
3698.058	1629.751	4370.249
3592.399	1746.162	4253.838
3486.741	1862.573	4137.427
3381.082	1978.984	4021.016
3275.424	2095.395	3904.605
3169.766	2211.806	3788.194
3064.107	2328.216	3671.784
2958.449	2444.627	3555.373
2852.79	2561.038	3438.962
2747.131	2677.449	3322.551

2641.473	2793.86	3206.14
2535.814	2910.27	3089.73
2430.156	3026.681	2973.319
2324.497	3143.092	2856.908
2218.838	3259.503	2740.497
2113.179	3375.914	2624.086
2007.521	3492.324	2507.676
1901.862	3608.735	2391.265
1796.203	3725.146	2274.854
1690.544	3841.557	2158.443
1584.886	3957.968	2042.032
1479.227	4074.379	1925.621
1373.568	4190.789	1809.211
1267.909	4307.2	1692.8
1162.25	4423.611	1576.389
1056.591	4540.022	1459.978
950.932	4656.433	1343.567
845.273	4772.843	1227.157
739.6139	4889.254	1110.746
633.9549	5005.665	994.3349
528.2958	5122.076	877.9241
422.6367	5238.487	761.5133
316.9776	5354.898	645.1024
211.3184	5471.308	528.6916
105.6592	5587.719	412.2808
0	5704.13	295.87

Prueba 9 (Omega 0.3409)

**Tabla 15 Resultados prueba 9 factor de almacenamiento**

Q(simulador)	Pwf	$\Delta P$
(STB/D)	(psia)	(psia)
5177.372	0	6000
5071.712	116.4131	5883.587
4966.052	232.8261	5767.174
4860.392	349.2392	5650.761
4754.732	465.6522	5534.348
4649.072	582.0653	5417.935
4543.411	698.4784	5301.522
4437.751	814.8914	5185.109
4332.091	931.3045	5068.696
4226.431	1047.718	4952.282
4120.77	1164.131	4835.869
4015.11	1280.544	4719.456
3909.45	1396.957	4603.043
3803.789	1513.37	4486.63
3698.129	1629.783	4370.217
3592.469	1746.196	4253.804
3486.808	1862.609	4137.391
3381.148	1979.022	4020.978
3275.487	2095.435	3904.565
3169.827	2211.848	3788.152
3064.166	2328.261	3671.739
2958.506	2444.674	3555.326
2852.845	2561.087	3438.913
2747.184	2677.5	3322.5

2641.524	2793.913	3206.087
2535.863	2910.327	3089.673
2430.202	3026.74	2973.26
2324.542	3143.153	2856.847
2218.881	3259.566	2740.434
2113.22	3375.979	2624.021
2007.559	3492.392	2507.608
1901.899	3608.805	2391.195
1796.238	3725.218	2274.782
1690.577	3841.631	2158.369
1584.916	3958.044	2041.956
1479.255	4074.457	1925.543
1373.594	4190.87	1809.13
1267.933	4307.283	1692.717
1162.272	4423.696	1576.304
1056.611	4540.109	1459.891
950.9503	4656.522	1343.478
845.2893	4772.936	1227.064
739.6282	4889.349	1110.651
633.9671	5005.762	994.2384
528.306	5122.175	877.8253
422.6448	5238.588	761.4122
316.9837	5355.001	644.9992
211.3225	5471.414	528.5861
105.6612	5587.827	412.1731
0	5704.24	295.76

Prueba 10 (0.5)

**Tabla 16 Resultados prueba 10 factor de almacenamiento**

Q(simulador)	Pwf	$\Delta P$
(STB/D)	(psia)	(psia)
5177.517	0	6000
5071.854	116.4163	5883.584
4966.191	232.8327	5767.167
4860.528	349.249	5650.751
4754.865	465.6653	5534.335
4649.202	582.0816	5417.918
4543.539	698.498	5301.502
4437.876	814.9143	5185.086
4332.212	931.3306	5068.669
4226.549	1047.747	4952.253
4120.886	1164.163	4835.837
4015.223	1280.58	4719.42
3909.559	1396.996	4603.004
3803.896	1513.412	4486.588
3698.233	1629.829	4370.171
3592.569	1746.245	4253.755
3486.906	1862.661	4137.339
3381.242	1979.078	4020.922
3275.579	2095.494	3904.506
3169.916	2211.91	3788.09
3064.252	2328.327	3671.673
2958.589	2444.743	3555.257
2852.925	2561.159	3438.841
2747.261	2677.576	3322.424

2641.598	2793.992	3206.008
2535.934	2910.408	3089.592
2430.271	3026.824	2973.176
2324.607	3143.241	2856.759
2218.943	3259.657	2740.343
2113.28	3376.073	2623.927
2007.616	3492.49	2507.51
1901.952	3608.906	2391.094
1796.288	3725.322	2274.678
1690.624	3841.739	2158.261
1584.961	3958.155	2041.845
1479.297	4074.571	1925.429
1373.633	4190.988	1809.012
1267.969	4307.404	1692.596
1162.305	4423.82	1576.18
1056.641	4540.237	1459.763
950.977	4656.653	1343.347
845.313	4773.069	1226.931
739.649	4889.486	1110.514
633.9849	5005.902	994.098
528.3208	5122.318	877.6816
422.6567	5238.735	761.2653
316.9926	5355.151	644.849
211.3284	5471.567	528.4327
105.6642	5587.984	412.0163
0	5704.4	295.6

## ANEXO B

Prueba 1 (Lambda 1 E-5)

**Tabla 17 Resultados prueba 1 factor de flujo interporoso**

Q	Pwf	$\Delta P$
(STB/D)	(psia)	(psia)
5177.635	0	6000
5071.97	116.419	5883.581
4966.304	232.838	5767.162
4860.639	349.2569	5650.743
4754.973	465.6759	5534.324
4649.308	582.0949	5417.905
4543.642	698.5139	5301.486
4437.977	814.9329	5185.067
4332.311	931.3518	5068.648
4226.646	1047.771	4952.229
4120.98	1164.19	4835.81
4015.314	1280.609	4719.391
3909.648	1397.028	4602.972
3803.983	1513.447	4486.553
3698.317	1629.866	4370.134
3592.651	1746.285	4253.715
3486.985	1862.704	4137.296
3381.32	1979.123	4020.877
3275.654	2095.542	3904.458
3169.988	2211.961	3788.039
3064.322	2328.38	3671.62
2958.656	2444.799	3555.201
2852.99	2561.218	3438.782

2747.324	2677.637	3322.363
2641.658	2794.056	3205.944
2535.992	2910.474	3089.526
2430.326	3026.893	2973.107
2324.66	3143.312	2856.688
2218.994	3259.731	2740.269
2113.328	3376.15	2623.85
2007.662	3492.569	2507.431
1901.995	3608.988	2391.012
1796.329	3725.407	2274.593
1690.663	3841.826	2158.174
1584.997	3958.245	2041.755
1479.33	4074.664	1925.336
1373.664	4191.083	1808.917
1267.998	4307.502	1692.498
1162.331	4423.921	1576.079
1056.665	4540.34	1459.66
950.9987	4656.759	1343.241
845.3323	4773.178	1226.822
739.6658	4889.597	1110.403
633.9993	5006.016	993.9839
528.3328	5122.435	877.5649
422.6663	5238.854	761.1459
316.9998	5355.273	644.7269
211.3332	5471.692	528.308
105.6666	5588.111	411.889
0	5704.53	295.47

Prueba 2 (Lambda 5 E-5)

**Tabla 18 Resultados prueba 2 factor de flujo interporoso**

Q	Pwf	$\Delta P$
(STB/D)	(psia)	(psia)
5177.699	0	6000
5072.032	116.4204	5883.58
4966.365	232.8408	5767.159
4860.699	349.2612	5650.739
4755.032	465.6816	5534.318
4649.365	582.102	5417.898
4543.698	698.5224	5301.478
4438.031	814.9429	5185.057
4332.364	931.3633	5068.637
4226.697	1047.784	4952.216
4121.03	1164.204	4835.796
4015.363	1280.624	4719.376
3909.696	1397.045	4602.955
3804.029	1513.465	4486.535
3698.362	1629.886	4370.114
3592.695	1746.306	4253.694
3487.028	1862.727	4137.273
3381.361	1979.147	4020.853
3275.694	2095.567	3904.433
3170.027	2211.988	3788.012
3064.36	2328.408	3671.592
2958.692	2444.829	3555.171
2853.025	2561.249	3438.751
2747.358	2677.669	3322.331

2641.69	2794.09	3205.91
2536.023	2910.51	3089.49
2430.356	3026.931	2973.069
2324.688	3143.351	2856.649
2219.021	3259.771	2740.229
2113.354	3376.192	2623.808
2007.686	3492.612	2507.388
1902.019	3609.033	2390.967
1796.351	3725.453	2274.547
1690.684	3841.873	2158.127
1585.016	3958.294	2041.706
1479.349	4074.714	1925.286
1373.681	4191.135	1808.865
1268.013	4307.555	1692.445
1162.346	4423.976	1576.024
1056.678	4540.396	1459.604
951.0103	4656.816	1343.184
845.3426	4773.237	1226.763
739.6749	4889.657	1110.343
634.0071	5006.078	993.9224
528.3393	5122.498	877.502
422.6715	5238.918	761.0816
317.0037	5355.339	644.6612
211.3358	5471.759	528.2408
105.6679	5588.18	411.8204
0	5704.6	295.4

Prueba 3 (Lambda 8 E-5)

**Tabla 19 Resultados prueba 3 factor de flujo interporoso**

Q(simulador)	Pwf	$\Delta P$
(STB/D)	(psia)	(psia)
5177.708	0	6000
5072.041	116.4206	5883.579
4966.374	232.8412	5767.159
4860.707	349.2618	5650.738
4755.04	465.6824	5534.318
4649.373	582.1031	5417.897
4543.706	698.5237	5301.476
4438.039	814.9443	5185.056
4332.372	931.3649	5068.635
4226.705	1047.786	4952.214
4121.038	1164.206	4835.794
4015.37	1280.627	4719.373
3909.703	1397.047	4602.953
3804.036	1513.468	4486.532
3698.369	1629.889	4370.111
3592.702	1746.309	4253.691
3487.034	1862.73	4137.27
3381.367	1979.15	4020.85
3275.7	2095.571	3904.429
3170.032	2211.992	3788.008
3064.365	2328.412	3671.588
2958.697	2444.833	3555.167
2853.03	2561.253	3438.747
2747.363	2677.674	3322.326

2641.695	2794.095	3205.905
2536.028	2910.515	3089.485
2430.36	3026.936	2973.064
2324.693	3143.357	2856.643
2219.025	3259.777	2740.223
2113.357	3376.198	2623.802
2007.69	3492.618	2507.382
1902.022	3609.039	2390.961
1796.354	3725.46	2274.54
1690.687	3841.88	2158.12
1585.019	3958.301	2041.699
1479.351	4074.721	1925.279
1373.683	4191.142	1808.858
1268.016	4307.563	1692.437
1162.348	4423.983	1576.017
1056.68	4540.404	1459.596
951.012	4656.824	1343.176
845.3441	4773.245	1226.755
739.6762	4889.666	1110.334
634.0082	5006.086	993.9137
528.3403	5122.507	877.4931
422.6723	5238.928	761.0724
317.0042	5355.348	644.6518
211.3362	5471.769	528.2312
105.6681	5588.189	411.8106
0	5704.61	295.39

Prueba 4 (Lambda 1 E-6)

**Tabla 20 Resultados prueba 4 factor de flujo interporoso**

Q(simulador)	Pwf	$\Delta P$
(STB/D)	(psia)	(psia)
5176.927	0	6000
5071.276	116.4031	5883.597
4965.625	232.8061	5767.194
4859.974	349.2092	5650.791
4754.323	465.6122	5534.388
4648.672	582.0153	5417.985
4543.021	698.4184	5301.582
4437.37	814.8214	5185.179
4331.719	931.2245	5068.776
4226.068	1047.628	4952.372
4120.416	1164.031	4835.969
4014.765	1280.434	4719.566
3909.114	1396.837	4603.163
3803.463	1513.24	4486.76
3697.811	1629.643	4370.357
3592.16	1746.046	4253.954
3486.509	1862.449	4137.551
3380.857	1978.852	4021.148
3275.206	2095.255	3904.745
3169.554	2211.658	3788.342
3063.903	2328.061	3671.939
2958.251	2444.464	3555.536
2852.6	2560.867	3439.133
2746.948	2677.27	3322.73

2641.297	2793.673	3206.327
2535.645	2910.077	3089.923
2429.994	3026.48	2973.52
2324.342	3142.883	2857.117
2218.69	3259.286	2740.714
2113.039	3375.689	2624.311
2007.387	3492.092	2507.908
1901.735	3608.495	2391.505
1796.084	3724.898	2275.102
1690.432	3841.301	2158.699
1584.78	3957.704	2042.296
1479.128	4074.107	1925.893
1373.476	4190.51	1809.49
1267.824	4306.913	1693.087
1162.173	4423.316	1576.684
1056.521	4539.719	1460.281
950.8686	4656.122	1343.878
845.2167	4772.526	1227.474
739.5647	4888.929	1111.071
633.9126	5005.332	994.6684
528.2606	5121.735	878.2653
422.6085	5238.138	761.8622
316.9564	5354.541	645.4592
211.3043	5470.944	529.0561
105.6522	5587.347	412.6531
0	5703.75	296.25

Prueba 5 (Lambda 5 E-6)

**Tabla 21 Resultados prueba 5 factor de flujo interporoso**

Q(simulador)	Pwf	$\Delta P$
(STB/D)	(psia)	(psia)
5177.554	0	6000
5071.89	116.4171	5883.583
4966.226	232.8343	5767.166
4860.562	349.2514	5650.749
4754.898	465.6686	5534.331
4649.235	582.0857	5417.914
4543.571	698.5029	5301.497
4437.907	814.92	5185.08
4332.243	931.3371	5068.663
4226.579	1047.754	4952.246
4120.915	1164.171	4835.829
4015.251	1280.589	4719.411
3909.587	1397.006	4602.994
3803.923	1513.423	4486.577
3698.259	1629.84	4370.16
3592.595	1746.257	4253.743
3486.93	1862.674	4137.326
3381.266	1979.091	4020.909
3275.602	2095.509	3904.491
3169.938	2211.926	3788.074
3064.274	2328.343	3671.657
2958.609	2444.76	3555.24
2852.945	2561.177	3438.823
2747.281	2677.594	3322.406

2641.616	2794.011	3205.989
2535.952	2910.429	3089.571
2430.288	3026.846	2973.154
2324.623	3143.263	2856.737
2218.959	3259.68	2740.32
2113.294	3376.097	2623.903
2007.63	3492.514	2507.486
1901.965	3608.931	2391.069
1796.301	3725.349	2274.651
1690.636	3841.766	2158.234
1584.972	3958.183	2041.817
1479.307	4074.6	1925.4
1373.642	4191.017	1808.983
1267.978	4307.434	1692.566
1162.313	4423.851	1576.149
1056.648	4540.269	1459.731
950.9837	4656.686	1343.314
845.3189	4773.103	1226.897
739.6541	4889.52	1110.48
633.9893	5005.937	994.0629
528.3245	5122.354	877.6457
422.6597	5238.771	761.2286
316.9948	5355.189	644.8114
211.3299	5471.606	528.3943
105.665	5588.023	411.9771
0	5704.44	295.56

Prueba 6 (Lambda 8 E-6)

**Tabla 22 Resultados prueba 6 factor de flujo interporoso**

Q(simulador)	Pwf	$\Delta P$
(STB/D)	(psia)	(psia)
5177.617	0	6000
5071.952	116.4186	5883.581
4966.287	232.8371	5767.163
4860.622	349.2557	5650.744
4754.957	465.6743	5534.326
4649.292	582.0929	5417.907
4543.626	698.5114	5301.489
4437.961	814.93	5185.07
4332.296	931.3486	5068.651
4226.631	1047.767	4952.233
4120.965	1164.186	4835.814
4015.3	1280.604	4719.396
3909.635	1397.023	4602.977
3803.969	1513.441	4486.559
3698.304	1629.86	4370.14
3592.639	1746.279	4253.721
3486.973	1862.697	4137.303
3381.308	1979.116	4020.884
3275.642	2095.534	3904.466
3169.977	2211.953	3788.047
3064.311	2328.371	3671.629
2958.646	2444.79	3555.21
2852.98	2561.209	3438.791
2747.314	2677.627	3322.373

2641.649	2794.046	3205.954
2535.983	2910.464	3089.536
2430.317	3026.883	2973.117
2324.652	3143.301	2856.699
2218.986	3259.72	2740.28
2113.32	3376.139	2623.861
2007.654	3492.557	2507.443
1901.989	3608.976	2391.024
1796.323	3725.394	2274.606
1690.657	3841.813	2158.187
1584.991	3958.231	2041.769
1479.325	4074.65	1925.35
1373.659	4191.069	1808.931
1267.993	4307.487	1692.513
1162.327	4423.906	1576.094
1056.661	4540.324	1459.676
950.9953	4656.743	1343.257
845.3293	4773.161	1226.839
739.6632	4889.58	1110.42
633.9971	5005.999	994.0014
528.331	5122.417	877.5829
422.6648	5238.836	761.1643
316.9987	5355.254	644.7457
211.3325	5471.673	528.3271
105.6662	5588.091	411.9086
0	5704.51	295.49

Prueba 7 (Lambda 1 E-7)

**Tabla 23 Resultados prueba 7 factor de flujo interporoso**

Q(simulador)	Pwf	$\Delta P$
(STB/D)	(psia)	(psia)
5169.812	0	6000
5064.306	116.2431	5883.757
4958.8	232.4861	5767.514
4853.294	348.7292	5651.271
4747.788	464.9722	5535.028
4642.282	581.2153	5418.785
4536.777	697.4584	5302.542
4431.271	813.7014	5186.299
4325.765	929.9445	5070.056
4220.259	1046.188	4953.812
4114.753	1162.431	4837.569
4009.247	1278.674	4721.326
3903.741	1394.917	4605.083
3798.235	1511.16	4488.84
3692.729	1627.403	4372.597
3587.222	1743.646	4256.354
3481.716	1859.889	4140.111
3376.21	1976.132	4023.868
3270.704	2092.375	3907.625
3165.198	2208.618	3791.382
3059.691	2324.861	3675.139
2954.185	2441.104	3558.896
2848.679	2557.347	3442.653
2743.173	2673.59	3326.41

2637.666	2789.833	3210.167
2532.16	2906.077	3093.923
2426.654	3022.32	2977.68
2321.147	3138.563	2861.437
2215.641	3254.806	2745.194
2110.134	3371.049	2628.951
2004.628	3487.292	2512.708
1899.121	3603.535	2396.465
1793.615	3719.778	2280.222
1688.108	3836.021	2163.979
1582.602	3952.264	2047.736
1477.095	4068.507	1931.493
1371.588	4184.75	1815.25
1266.082	4300.993	1699.007
1160.575	4417.236	1582.764
1055.068	4533.479	1466.521
949.5616	4649.722	1350.278
844.0549	4765.966	1234.034
738.5481	4882.209	1117.791
633.0413	4998.452	1001.548
527.5345	5114.695	885.3053
422.0276	5230.938	769.0622
316.5208	5347.181	652.8192
211.0139	5463.424	536.5761
105.5069	5579.667	420.3331
0	5695.91	304.09

Prueba 8 (Lambda 5 E-7)

**Tabla 24 Resultados prueba 8 factor de flujo interporoso**

Q(simulador)	Pwf	$\Delta P$
(STB/D)	(psia)	(psia)
5176.129	0	6000
5070.494	116.3851	5883.615
4964.859	232.7702	5767.23
4859.225	349.1553	5650.845
4753.59	465.5404	5534.46
4647.955	581.9255	5418.074
4542.32	698.3106	5301.689
4436.685	814.6957	5185.304
4331.05	931.0808	5068.919
4225.416	1047.466	4952.534
4119.781	1163.851	4836.149
4014.146	1280.236	4719.764
3908.511	1396.621	4603.379
3802.876	1513.006	4486.994
3697.241	1629.391	4370.609
3591.606	1745.777	4254.223
3485.971	1862.162	4137.838
3380.336	1978.547	4021.453
3274.701	2094.932	3905.068
3169.065	2211.317	3788.683
3063.43	2327.702	3672.298
2957.795	2444.087	3555.913
2852.16	2560.472	3439.528
2746.525	2676.857	3323.143

2640.889	2793.242	3206.758
2535.254	2909.628	3090.372
2429.619	3026.013	2973.987
2323.983	3142.398	2857.602
2218.348	3258.783	2741.217
2112.713	3375.168	2624.832
2007.077	3491.553	2508.447
1901.442	3607.938	2392.062
1795.806	3724.323	2275.677
1690.171	3840.708	2159.292
1584.535	3957.093	2042.907
1478.9	4073.479	1926.521
1373.264	4189.864	1810.136
1267.629	4306.249	1693.751
1161.993	4422.634	1577.366
1056.358	4539.019	1460.981
950.7219	4655.404	1344.596
845.0863	4771.789	1228.211
739.4506	4888.174	1111.826
633.8148	5004.559	995.4406
528.1791	5120.944	879.0555
422.5433	5237.33	762.6704
316.9075	5353.715	646.2853
211.2717	5470.1	529.9002
105.6359	5586.485	413.5151
0	5702.87	297.13

Prueba 9 (Lambda 8 E-7)

**Tabla 25 Resultados prueba 9 factor de flujo interporoso**

Q(simulador)	Pwf	$\Delta P$
(STB/D)	(psia)	(psia)
5176.728	0	6000
5071.081	116.3986	5883.601
4965.434	232.7971	5767.203
4859.787	349.1957	5650.804
4754.14	465.5943	5534.406
4648.493	581.9929	5418.007
4542.846	698.3914	5301.609
4437.199	814.79	5185.21
4331.552	931.1886	5068.811
4225.905	1047.587	4952.413
4120.257	1163.986	4836.014
4014.61	1280.384	4719.616
3908.963	1396.783	4603.217
3803.316	1513.181	4486.819
3697.669	1629.58	4370.42
3592.021	1745.979	4254.021
3486.374	1862.377	4137.623
3380.727	1978.776	4021.224
3275.079	2095.174	3904.826
3169.432	2211.573	3788.427
3063.785	2327.971	3672.029
2958.137	2444.37	3555.63
2852.49	2560.769	3439.231
2746.842	2677.167	3322.833

2641.195	2793.566	3206.434
2535.547	2909.964	3090.036
2429.9	3026.363	2973.637
2324.252	3142.761	2857.239
2218.605	3259.16	2740.84
2112.957	3375.559	2624.441
2007.31	3491.957	2508.043
1901.662	3608.356	2391.644
1796.014	3724.754	2275.246
1690.367	3841.153	2158.847
1584.719	3957.551	2042.449
1479.071	4073.95	1926.05
1373.423	4190.349	1809.651
1267.776	4306.747	1693.253
1162.128	4423.146	1576.854
1056.48	4539.544	1460.456
950.832	4655.943	1344.057
845.1841	4772.341	1227.659
739.5361	4888.74	1111.26
633.8882	5005.139	994.8614
528.2402	5121.537	878.4629
422.5922	5237.936	762.0643
316.9442	5354.334	645.6657
211.2962	5470.733	529.2671
105.6481	5587.131	412.8686
0	5703.53	296.47

## ANEXO C

**Tabla 26 Comparación de resultados entre correlaciones en la literatura y la correlación propuesta**

Q (simulador)	Pwf	$\Delta P$	Q (Joshi)	Q (Escobar)	Q (Correlación)
(STB/D)	(psia)	(psia)	(STB/D)	(STB/D)	(STB/D)
5176.9274	0	6000	3209599.915	9539.1949	5194.18
5071.2764	116.4031	5883.597	3147332.039	9354.12965	5093.41
4965.6254	232.8061	5767.194	3085064.163	9169.0644	4992.64
4859.9743	349.2092	5650.791	3022796.287	8983.99915	4891.87
4754.3233	465.6122	5534.388	2960528.411	8798.93391	4791.10
4648.6722	582.0153	5417.985	2898260.535	8613.86866	4690.33
4543.0211	698.4184	5301.582	2835992.659	8428.80341	4589.56
4437.3699	814.8214	5185.179	2773724.783	8243.73816	4488.79
4331.7188	931.2245	5068.776	2711456.907	8058.67291	4388.02
4226.0676	1047.628	4952.372	2649189.032	7873.60767	4287.25
4120.4164	1164.031	4835.969	2586921.156	7688.54242	4186.48
4014.7651	1280.434	4719.566	2524653.28	7503.47717	4085.71
3909.1139	1396.837	4603.163	2462385.404	7318.41192	3984.94
3803.4626	1513.24	4486.76	2400117.528	7133.34667	3884.18
3697.8113	1629.643	4370.357	2337849.652	6948.28143	3783.41
3592.16	1746.046	4253.954	2275581.776	6763.21618	3682.64
3486.5086	1862.449	4137.551	2213313.9	6578.15093	3581.87
3380.8572	1978.852	4021.148	2151046.024	6393.08568	3481.10
3275.2058	2095.255	3904.745	2088778.148	6208.02043	3380.33
3169.5544	2211.658	3788.342	2026510.273	6022.95519	3279.56
3063.9029	2328.061	3671.939	1964242.397	5837.88994	3178.79
2958.2514	2444.464	3555.536	1901974.521	5652.82469	3078.02
2852.5999	2560.867	3439.133	1839706.645	5467.75944	2977.25

2746.9484	2677.27	3322.73	1777438.769	5282.69419	2876.48
2641.2969	2793.673	3206.327	1715170.893	5097.62895	2775.71
2535.6453	2910.077	3089.923	1652903.017	4912.5637	2674.94
2429.9937	3026.48	2973.52	1590635.141	4727.49845	2574.17
2324.342	3142.883	2857.117	1528367.265	4542.4332	2473.40
2218.6904	3259.286	2740.714	1466099.39	4357.36796	2372.63
2113.0387	3375.689	2624.311	1403831.514	4172.30271	2271.86
2007.387	3492.092	2507.908	1341563.638	3987.23746	2171.09
1901.7353	3608.495	2391.505	1279295.762	3802.17221	2070.32
1796.0835	3724.898	2275.102	1217027.886	3617.10696	1969.55
1690.4318	3841.301	2158.699	1154760.01	3432.04172	1868.78
1584.78	3957.704	2042.296	1092492.134	3246.97647	1768.01
1479.1281	4074.107	1925.893	1030224.258	3061.91122	1667.24
1373.4763	4190.51	1809.49	967956.3824	2876.84597	1566.47
1267.8244	4306.913	1693.087	905688.5065	2691.78072	1465.70
1162.1725	4423.316	1576.684	843420.6306	2506.71548	1364.93
1056.5206	4539.719	1460.281	781152.7547	2321.65023	1264.16
950.86864	4656.122	1343.878	718884.8788	2136.58498	1163.39
845.21667	4772.526	1227.474	656617.0029	1951.51973	1062.62
739.56467	4888.929	1111.071	594349.127	1766.45448	961.85
633.91265	5005.332	994.6684	532081.2511	1581.38924	861.08
528.2606	5121.735	878.2653	469813.3752	1396.32399	760.31
422.60853	5238.138	761.8622	407545.4994	1211.25874	659.54
316.95644	5354.541	645.4592	345277.6235	1026.19349	558.77
211.30431	5470.944	529.0561	283009.7476	841.128244	458.00
105.65217	5587.347	412.6531	220741.8717	656.062996	357.23
0	5703.75	296.25	158473.9958	470.997748	256.46