

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA INFORMÁTICA PARA
LA INTERPRETACIÓN Y ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN
TRANSITORIAS UTILIZANDO CURVAS TIPO**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERÍA EN
PETRÓLEOS**

BRANDON ALEXANDER GARZON OROZCO

brandon.garzon@epn.edu.ec

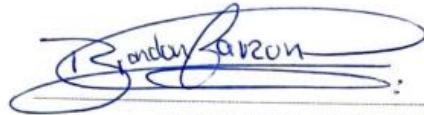
DIRECTOR: Msc. RAÚL ARMANDO VALENCIA TAPIA

raul.valencia@epn.edu.ec

DMQ, Febrero 2023

CERTIFICACIONES

Yo, BRANDON ALEXANDER GARZON OROZCO declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.



BRANDON GARZÓN

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por BRANDON ALEXANDER GARZÓN OROZCO, bajo mi supervisión.



MSc. RAÚL VALENCIA
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

BRANDON ALEXANDER GARZÓN OROZCO

MSc. RAÚL ARMANDO VALENCIA TAPIA

DEDICATORIA

Dedico mi tesis principalmente a Dios, por darme la fuerza necesaria para culminar esta meta. A mi madre que se encuentra fuera del país y aun así me brindó todo su apoyo, amor y motivación para seguir levantándome sin importar los problemas que tuviera por delante. También a mí novia, a mí hermano y mis amigos por brindarme su apoyo moral en esas noches que había tantas tareas por cumplir.

Y, finalmente, a los que no creyeron en mí, con su actitud lograron que tomara más impulso y llegar a alcanzar este importante objetivo.

AGRADECIMIENTO

A mis abuelitos, mi madre, mi novia y mi hermano.

Ustedes han sido siempre el motor que impulsa mis sueños y esperanzas, quienes estuvieron siempre a mi lado en los días y noches más difíciles durante mis horas de estudio. Siempre han sido mis mejores guías de vida. Hoy cuando concluyo mis estudios, les dedico a ustedes este logro, como una meta más conquistada.

A mis amigos y compañeros de viaje, hoy culminan esta maravillosa aventura y no puedo dejar de recordar cuantas tardes y horas de trabajo nos juntamos a lo largo de nuestra formación. Hoy nos toca cerrar un capítulo maravilloso en esta historia de vida y no puedo dejar de agradecerles por su apoyo y constancia, al estar en las horas más difíciles, por compartir horas de estudio.

Gracias por ser quienes son, apoyarme y por creer en mí.

ÍNDICE DE CONTENIDO

1	DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO	1
1.1	OBJETIVO GENERAL.....	1
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	1
1.3	ALCANCE	2
1.4	MARCO TEÓRICO	2
1.4.1	<i>Pruebas de presión transitoria.....</i>	<i>2</i>
1.4.2	<i>Conceptos fundamentales en el análisis de pruebas de presión.....</i>	<i>3</i>
1.4.3	<i>Ecuaciones fundamentales</i>	<i>12</i>
1.4.4	<i>Regiones de tiempo</i>	<i>15</i>
1.4.5	<i>Pruebas de restauración de presión (Build Up)´</i>	<i>16</i>
1.4.6	<i>Pruebas de decremento de Presión (Draw Down)</i>	<i>16</i>
1.4.7	<i>Pruebas de Inyectividad (Fall off Test).....</i>	<i>17</i>
1.4.8	<i>Curvas tipo Bourdet y Gringarten</i>	<i>18</i>
1.4.9	<i>Análisis Log-Log</i>	<i>21</i>
1.4.10	<i>Plataforma de programación utilizada para el desarrollo de la herramienta informática .</i>	<i>30</i>
2	METODOLOGÍA.....	31
2.1	DESARROLLO DE ALGORITMOS Y CODIFICACIÓN	31
2.2	EJECUCIÓN Y COMPROBACIÓN	33
2.2.1	<i>Ejecución y Comprobación (Ejemplo).....</i>	<i>34</i>
3	RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	37
3.1	RESULTADOS	37
3.1.1	<i>Análisis de pruebas de restauración de presión.....</i>	<i>37</i>
3.1.2	<i>Análisis de prueba de decremento de presión</i>	<i>44</i>
3.1.3	<i>Análisis de pruebas de Fall off</i>	<i>45</i>
3.2	CONCLUSIONES.....	46
3.3	RECOMENDACIONES	47
4	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	48
5	ANEXOS	50

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Flujo estacionario.....	3
Figura 1.2 Flujo transitorio	4
Figura 1.3 Flujo Pseudo estacionario.....	5
Figura 1.4 Flujo lineal de una fractura hacia el pozo.....	6
Figura 1.5 Flujo Lineal en el yacimiento.....	7
Figura 1.6 Flujo radial.....	7
Figura 1.7 Flujo esférico	8
Figura 1.8 Flujo semi esférico/flujo semi esférico.....	8
Figura 1.9 Flujo bilineal.....	9
Figura 1.10 Fluidos dentro de un reservorio	10
Figura 1.11 a) Comportamiento P vs V b) Comportamiento P vs ρ	12
Figura 1.12 Sistema de flujo radial considerado para la Ley de Darcy	13
Figura 1.13 Forma de flujo radial para deducción de la Ec. De la continuidad	14
Figura 1.14 Prueba de restauración de presión	16
Figura 1.15 Prueba de decremento de presión	17
Figura 1.16 Prueba de Fall off	17
Figura 1.17 Curva tipo de Gringarten et Al.....	18
Figura 1.18 Ajuste con Curva tipo de Gringarten et Al.	19
Figura 1.19 Curva de la Derivada de presión Adimensional	20
Figura 1.20 Gráfica Log-log Derivada de presión.....	21
Figura 1.21 Curva tipo Bourdet y Gringarten	22
Figura 1.22 Análisis Log-Log derivada de Bourdet	23
Figura 1.23 Comportamiento de la derivada de un Build Up vs Draw Down	24
Figura 1.24 Efecto del almacenamiento según tipo de prueba.....	25
Figura 1.25 Efecto de la constante de almacenamiento en la forma de la Derivada	25
Figura 1.26 Respuesta de presión frente a un yacimiento con daño.....	26
Figura 1.27 Efecto del factor de daño “S” en la forma de la Derivada	26
Figura 1.28 Herramienta de identificación de regímenes de flujo.....	27
Figura 1.29 Derivada de presión para un yacimiento homogéneo con almacenamiento y daño	28
Figura 1.30 Respuesta de la derivada para un reservorio homogéneo	28
Figura 1.31 Comportamiento de la Derivada de presión con un límite de falla sellante simple.....	29
Figura 1.32 Comportamiento de la Derivada de presión para un yacimiento con límite de presión constante	30
Figura 2.1 Diagrama de flujo para utilización de la herramienta informática	31
Figura 2.2 Gráfica P vs t para la selección del intervalo para el análisis	34
Figura 2.3 Gráfica P(Δt) vs Δt para la selección del inicio de la región del flujo radial ..	35
Figura 2.4 Gráfica PD y PD' vs TD/CD para la selección del correcto ajuste de curvas	35
Figura 2.5 Gráfica PD y PD' vs TD/CD para la selección del valor de CD_E2S.....	36
Figura 2.6 Resultados obtenidos en herramienta informática desarrollada.....	36
Figura 3.1 Gráfico PD y PD' vs TD/CD para el pozo A.....	38
Figura 3.2 Resultados obtenidos en la herramienta informática para el pozo A	38
Figura 3.3 Gráfico PD y PD' vs TD/CD para el pozo B.....	39
Figura 3.4 Resultados obtenidos en la herramienta informática para el pozo B.....	39
Figura 3.5 Gráfico PD y PD' vs TD/CD para el pozo C	40

Figura 3.6	Resultados obtenidos en la herramienta informática para el pozo C.....	41
Figura 3.7	Gráfico PD y PD' vs TD/CD para el pozo D	42
Figura 3.8	Resultados obtenidos en la herramienta informática para el pozo D.....	42
Figura 3.9	Gráfico PD y PD' vs TD/CD para el pozo E.....	43
Figura 3.10	Resultados obtenidos en la herramienta informática para el pozo E.....	43
Figura 3.11	Gráfico PD y PD' vs TD/CD para el pozo F.....	44
Figura 3.12	Resultados obtenidos en la herramienta informática para el pozo F	45
Figura 3.13	Gráfico PD y PD' vs TD/CD para el pozo G	46
Figura 3.14	Resultados obtenidos en la herramienta informática para el pozo G.....	46

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1 Puntos de empate obtenidos con ajuste a curva tipo de Gringarten et Al.	19
Tabla 3.1 Comparación de resultados obtenidos en el pozo A.....	37
Tabla 3.1 Comparación de resultados obtenidos en el pozo B.....	38
Tabla 3.1 Comparación de resultados obtenidos en el pozo C.....	40
Tabla 3.1 Comparación de resultados obtenidos en el pozo D.....	41
Tabla 3.1 Comparación de resultados obtenidos en el pozo E.....	42
Tabla 3.1 Comparación de resultados obtenidos en el pozo F.....	44
Tabla 3.1 Comparación de resultados obtenidos en el pozo G.....	45

RESUMEN

A medida que el tiempo avanza, estamos cada vez más inmersos en la necesidad de agilizar y optimizar procedimientos que ayuden a la comprensión y la enseñanza durante la formación académica, es por eso que el presente trabajo de integración curricular se lo realizó con el objetivo de desarrollar una herramienta informática para uso académico, la cual permita el análisis e interpretación de pruebas de presión transitorias utilizando métodos modernos como lo son las curvas tipo.

Esta herramienta fue desarrollada para el análisis e interpretación de pruebas de presión transitorias de tipo: restauración de presión (Build Up), decremento de presión (Drawdown) y disipación de presión (FallOff test), las cuales permiten obtener información de las condiciones del pozo y reservorio.

La herramienta informática se realizó mediante la codificación, ejecución y comprobación de algoritmos en la plataforma de programación y cálculo numérico "MATLAB".

Con la finalidad de comprobar la validez de la herramienta se utilizó datos de pruebas de presión transitorias de cinco pozos del Oriente Ecuatoriano y dos pruebas de presión obtenidas de los libros de Chaudhry y Lee et al., las cuales se analizaron en un software comercial (WellTest) y en la herramienta informática desarrollada, comparando así sus resultados.

PALABRAS CLAVE: Pruebas de presión, curvas tipo, Matlab, WellTest.

ABSTRACT

As time progresses, we are more and more immersed in the need to streamline and optimize procedures that help understanding and teaching during academic training, that is why this project of curricular integration was carried out with the purpose of developing a software for academic use, which allows the analysis and interpretation of transient pressure tests using modern methods such as type curves.

This tool was developed for the analysis and interpretation of transient pressure tests of type: Build Up, Drawdown and FallOff test, which allow obtaining information of the well and reservoir conditions.

The computer tool was developed by coding, executing, and testing algorithms in the programming and numerical calculation platform "MATLAB".

To check the validity of the tool, transient pressure test data from five real wells of Ecuador and two pressure tests obtained from the books of Chaudhry and Lee et al., which were analyzed in a commercial software (WellTest) and in the software, thus comparing their results.

KEYWORDS: Pressure tests, type curves, Matlab, WellTest.

1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

El objetivo del componente es desarrollar una herramienta informática de uso académico que permita realizar el análisis de pruebas de presión transitorias, utilizando curvas tipo de uso frecuente en la Industria Petrolera. Dado que, actualmente, la mayoría de los softwares comerciales son costosos y difíciles de adquirir.

Un algoritmo es un conjunto finito y ordenado de instrucciones para resolver un problema. En tal sentido, el trabajo consiste en diseñar algoritmos basados en las ecuaciones fundamentales de flujo de fluidos en medios porosos y métodos de interpretación convencionales de pruebas de presión transitorias con curvas tipo. Luego, codificar los algoritmos en un lenguaje de programación de fácil y libre uso y posteriormente, ejecutar y comprobar el programa.

Se realiza la interpretación de pruebas de presión a través de la herramienta informática, para definir los parámetros de interés del reservorio y, por lo tanto, la condición actual del sistema pozo-yacimiento. Se compararán los resultados obtenidos entre la herramienta desarrollada y software comerciales, utilizando datos de pruebas de pozos reales del Oriente Ecuatoriano. Esto con la finalidad de determinar su confiabilidad.

Finalmente, se presentará el análisis e interpretación de los pozos seleccionados para el estudio realizado, conclusiones, recomendaciones y el manual de usuario, acorde a los formatos institucionales. Describir de forma simple el componente que fue desarrollado.

1.1 Objetivo general

Desarrollar una herramienta informática académico para el análisis de pruebas de presión transitorias, utilizando curvas tipo.

1.2 Objetivos específicos

1. Analizar el estado del arte de las curvas tipo para el análisis de las pruebas de presión transitorias.
2. Plantear los algoritmos para el desarrollo de los curvas tipo de pruebas de presión transitorias.
3. Implementar los algoritmos en una plataforma de programación.
4. Comparar los resultados obtenidos con software comerciales.

1.3 Alcance

El trabajo se sustentó en la investigación bibliográfica de las curvas tipo utilizadas para el análisis e interpretación de pruebas de presión transitorias, empleando esta información para el diseño y refinación de los algoritmos en Matlab.

El desarrollo de la herramienta informática Matlab se enfocó en el uso académico de análisis e interpretación de pruebas de presión transitorias: Restauración de presión (Build Up), decremento de presión (Drawdown) y disipación de presión (FallOff test), a través de los curvas tipo. El diseño abarcó modelos simples: yacimientos homogéneos, pozos con almacenamiento y daño con comportamiento infinito y efecto de límites simples.

Se ejecutó y comprobó la confiabilidad de la herramienta informática, con datos de pruebas de presión transitorias de cinco pozos del Oriente Ecuatoriano y dos pruebas de presión obtenidas de autores, que fueron analizadas utilizando un software comercial. De esta forma, se determinó la efectividad de la herramienta informática.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Pruebas de presión transitoria

En el área de explotación del petróleo es fundamental conocer las condiciones en que se encuentra el yacimiento. El ingeniero en reservorios es la persona encargada de conseguir un adecuado desarrollo del yacimiento y para ello es primordial contar con la información necesaria para poder determinar el comportamiento productivo del pozo, además de poder establecer predicciones futuras confiable logrando así el mejor desarrollo posible del yacimiento. Para la obtención de esta información se utiliza una herramienta conocida como pruebas de presión transitorias.

Las pruebas de presión son una herramienta la cual consiste en generar y medir las variaciones de presión en función del tiempo que se dan en el pozo al momento de variar las tasas de flujo, los datos obtenidos dependen de las características del reservorio (Bourdet, 2002).

Existen varios tipos de pruebas de presión transitoria, los cuales son:

- BuildUp (Prueba de restauración de presión)
- Drawdown (prueba de decremento de presión)
- Prueba de inyectividad

El objetivo de implementar pruebas de presión es poder determinar: presión promedio del yacimiento, permeabilidad, factor de daño (S), efectividad de tratamiento de estimulación, conectividad entre pozos, volumen poroso, heterogeneidades, límites del yacimiento, compresibilidad y reservas. Los cuales son empleados para el análisis y pronóstico del comportamiento del reservorio (Chaudhry, 2004).

1.4.2 Conceptos fundamentales en el análisis de pruebas de presión

En este capítulo se presentan los principales conceptos en el análisis de pruebas de presión transitorias los cuales ayudarán para comprender el comportamiento de la presión en el reservorio lo cual facilitará el entendimiento de los temas que posteriormente se abordarán.

Regímenes de flujo

Los regímenes de flujo se dividen en tres y representan el comportamiento de la presión en el yacimiento durante la vida productiva del pozo.

Régimen de flujo estacionario

Durante este régimen de flujo, la presión no cambia con respecto al tiempo. Se presenta cuando el reservorio está influenciado por una capa de gas, por la presencia de un acuífero o si se encuentra en una malla de recuperación secundaria por inyección de agua, lo que genera exista caída de presión. (Reyes & Vargas, 2009).

Las ecuaciones que se utilizan para este tipo de estado de flujo son muy útiles cuando se busca analizar las condiciones que se tienen en un área cercana al pozo.

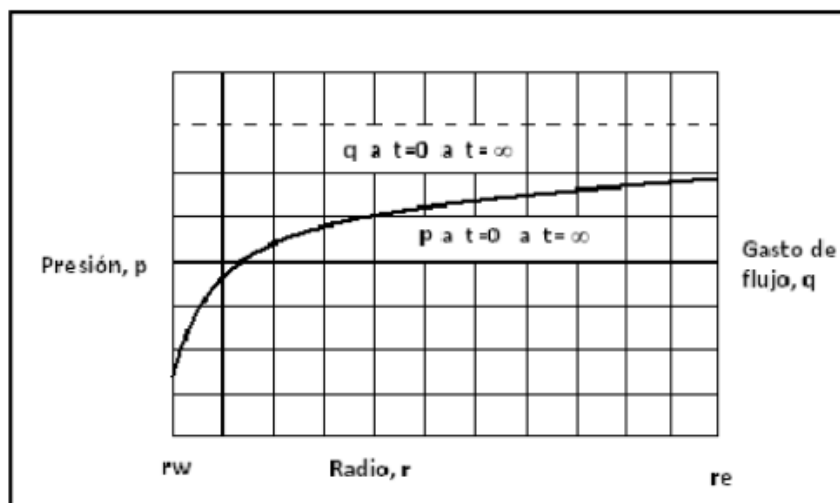


Figura 1.1 Flujo estacionario

Fuente: (Reyes & Vargas, 2009)

Durante ese régimen de flujo no existe variación en la densidad del fluido sin importar la posición dentro del yacimiento a lo largo del tiempo, esto quiere decir que el cambio de presión dentro del yacimiento con respecto al tiempo será igual a cero (Reyes & Vargas, 2009).

Matemáticamente se puede expresar de la siguiente manera:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right) = 0$$

Ecuación 1 Variación de la presión en función del tiempo en flujo estacionario

Régimen de flujo transitorio

Con este régimen de flujo transitorio se defina una condición en la cual la tasa de variación de la presión con respecto al tiempo no es nula, ni es constante (Reyes & Vargas, 2009).

Se tiene que la caída de presión con respecto al tiempo es principal función de la geometría del pozo y de las propiedades del reservorio. Las respuestas transitorias son obtenidas antes de que los efectos de límites del yacimiento sean alcanzados (Bourdet, 2002).

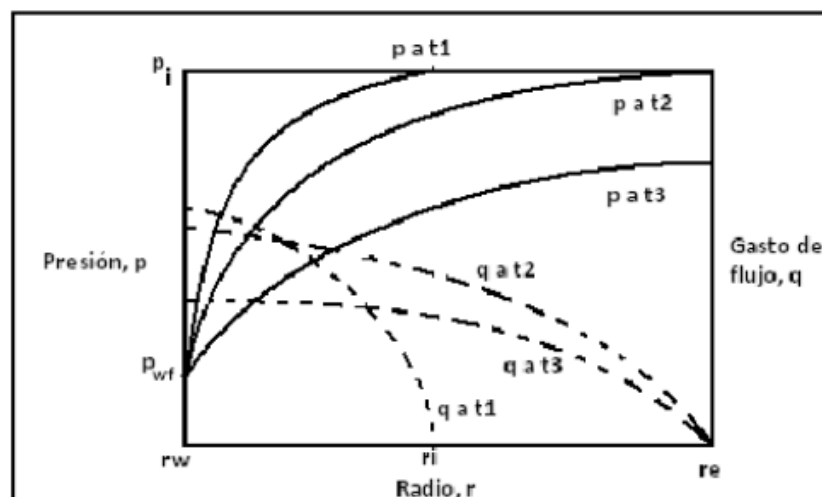


Figura 1.2 Flujo transitorio

Fuente: (Reyes & Vargas, 2009)

Este régimen de flujo se da en condiciones de frontera cerrada donde no existen aporte de fluidos en el área de drenaje, se pueden presentar cuando un pozo deja de producir o cuando existen fallas y discontinuidades como límites.

Con estas consideraciones, se lo puede expresar matemáticamente de la siguiente manera:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right) = (x, y, z, t)$$

Ecuación 2 Variación de la presión en función del tiempo para flujo transitorio

Régimen de flujo pseudo-estacionario

Este régimen se caracteriza por presentar una respuesta de un sistema cerrado, si se tiene una tasa de producción constante resulta una caída de presión constante por unidad de tiempo.

Este tipo de estado de flujo sucede en el reservorio después de un periodo de producción a un caudal constante durante un tiempo lo suficientemente extenso para lograr que la presión transitoria alcance los límites del yacimiento. Es decir se genera en yacimientos que no tienen presencia de flujo en sus fronteras (acuíferos) o inyección de agua por recuperación secundaria (Reyes & Vargas, 2009).

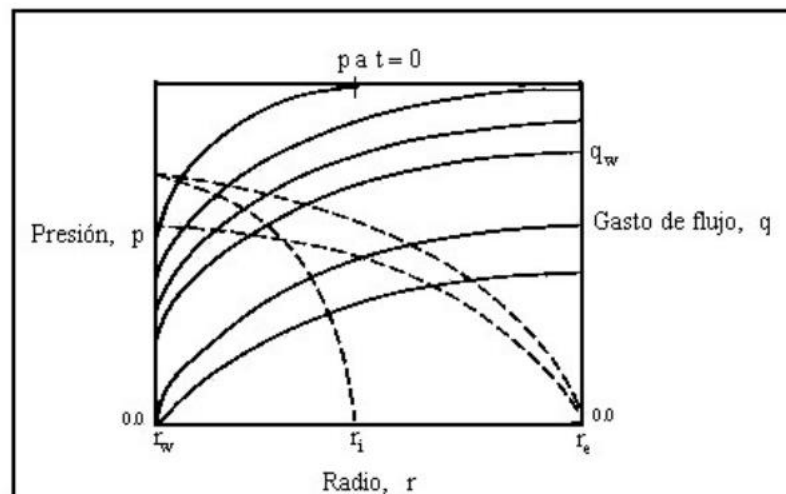


Figura 1.3 Flujo Pseudo estacionario

Fuente: (Reyes & Vargas, 2009)

Este régimen se puede expresar matemáticamente de la siguiente manera:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right) = cte$$

Ecuación 3 Variación de la presión en función del tiempo para flujo pseudo estacionario

Clasificación del flujo de fluidos

Según su configuración geométrica

En la producción petrolera generalmente las geometrías que son más comunes son el flujo radial y el flujo lineal, sin embargo, existen otras como flujo esférico y en pozos fracturados flujo bilineal.

Flujo lineal

Esta configuración geométrica se da cuando las líneas de flujo son paralelas dentro del yacimiento, esto se puede dar como se observa en la Figura 1.4 y Figura 1.5, resultado del flujo lineal en el reservorio (pozo horizontal), o del flujo dentro de la fractura hacia el pozo (Colmont & Pinoargote, 2014).

Se caracteriza por tener una pendiente de (+0.5) en la derivada de la presión en un gráfico logarítmico.

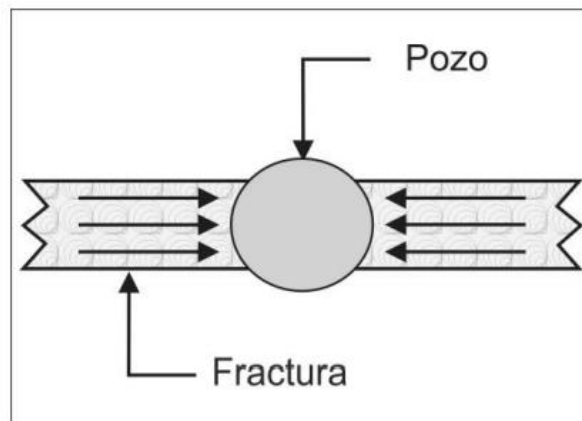


Figura 1.4 Flujo lineal de una fractura hacia el pozo

Fuente: (Colmont & Pinoargote, 2014)

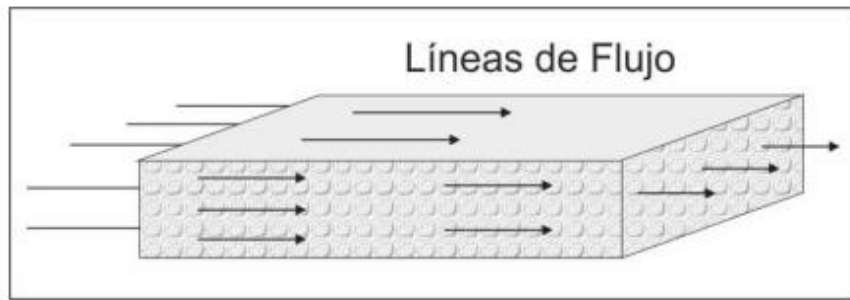


Figura 1.5 Flujo Lineal en el yacimiento

Fuente: (Colmont & Pinoargote, 2014)

Flujo radial

Esta configuración se identifica porque las líneas de flujo se encuentran convergiendo hacia un cilindro circular, esto se da cuando se perfora en todo el espesor de la arena como lo muestra la Figura 1.6 **Error! Reference source not found.** donde tenemos una vista lateral y vista en planta, se puede encontrar este tipo en pozos localizados en donde los efectos de los bordes aún no se presentan entonces se podría decir que son de extensión infinita.

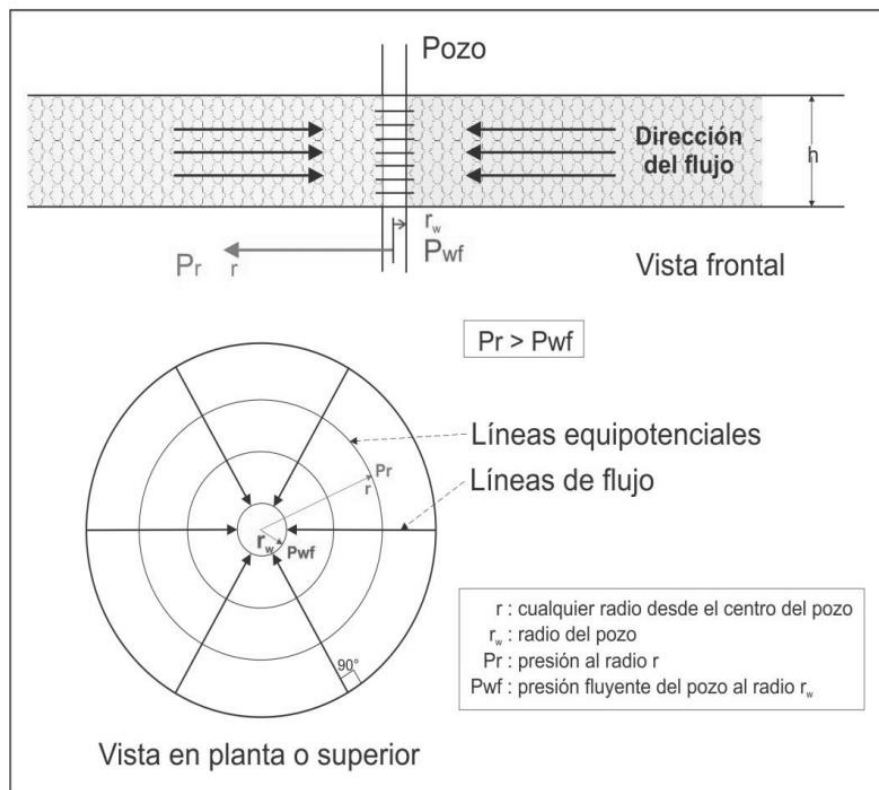


Figura 1.6 Flujo radial

Fuente: (Colmont & Pinoargote, 2014)

Flujo esférico

Esta configuración se produce generalmente en zonas cercanas al pozo cuando el área abarcada por el cañoneo no cubre el espesor total de la arena sino más bien solo la parte central, se caracteriza por tener una pendiente de (-0.5) en la derivada de la presión en un gráfico logarítmico (Colmont & Pinoargote, 2014).

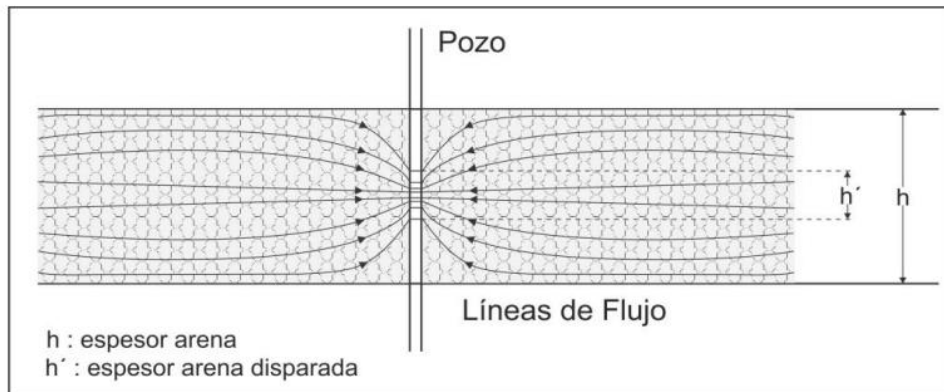


Figura 1.7 Flujo esférico

Fuente: (Colmont & Pinoargote, 2014)

Flujo semi esférico

Esta configuración de flujo se da solamente cuando los punzados se los hace en el tope o la base del reservorio (Colmont & Pinoargote, 2014).

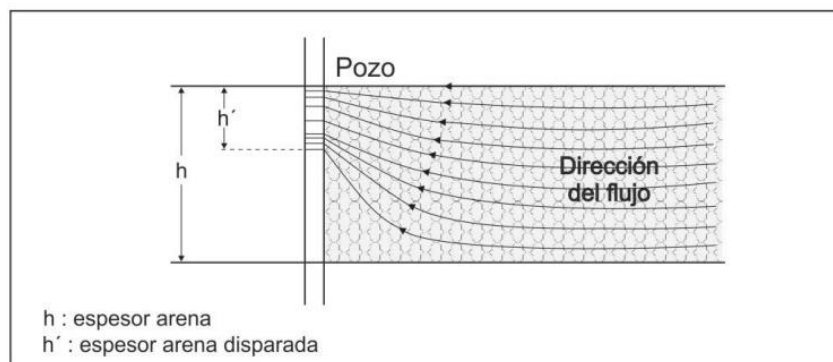


Figura 1.8 Flujo semi esférico

Fuente: (Colmont & Pinoargote, 2014)

Flujo Bilineal

Esta configuración se puede decir que es un resultado de flujos lineales en direcciones perpendiculares, se lo puede encontrar en pruebas de pozos fracturados

hidráulicamente. Este tipo de flujo ayuda a determinar la conductividad de una fractura (Colmont & Pinoargote, 2014).

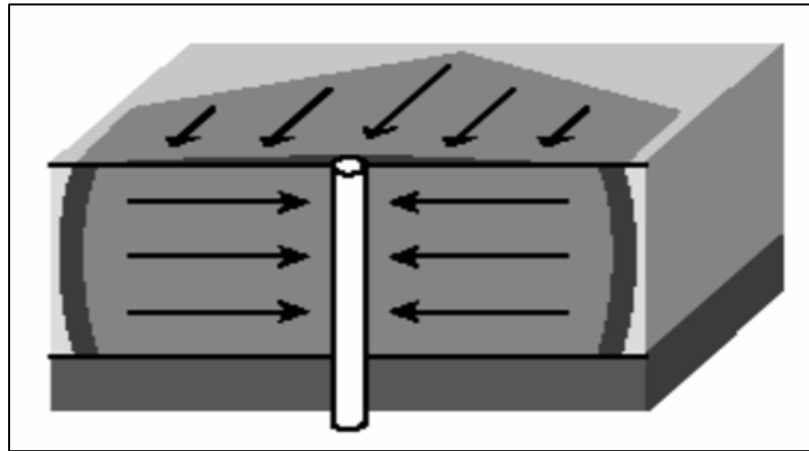


Figura 1.9 Flujo bilineal

Fuente: (Colmont & Pinoargote, 2014)

Según número de fases

Dentro del reservorio es posible que puedan existir varios fluidos móviles, según Ahmed y McKinney (2005) a un mayor número de fluidos se tiene una mayor dificultad en la caracterización del flujo de fluidos y por consecuencia mayor complejidad en el análisis de ensayos de presión.

Monofásico

Este tipo de flujo se da cuando dentro del medio poroso se encuentra fluyendo hidrocarburo en una sola fase ya sea en estado líquido o gaseoso.

Bifásico

Este tipo de flujo es el más común dentro del yacimiento y se presenta cuando dentro del medio poroso se encuentran fluyendo a la vez dos fluidos, estos pueden ser: Petróleo-agua, Petróleo-gas o Agua-Gas.

Trifásico

Existen fluyendo a la vez tres fluidos que son: Petróleo, agua y gas, estas son las condiciones de la mayoría de los reservorios.

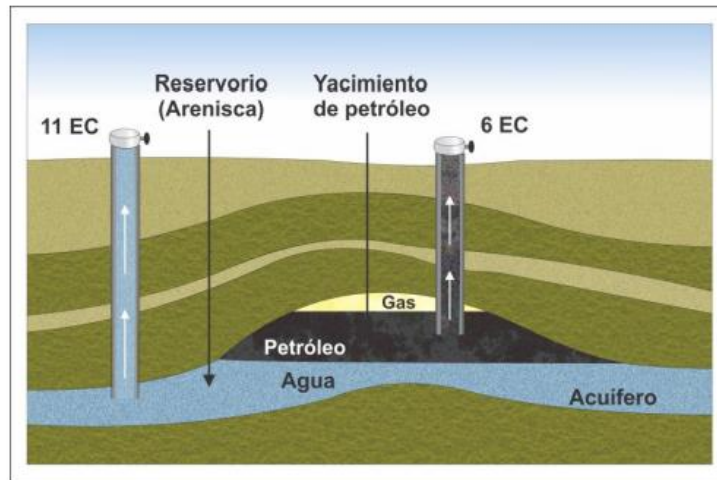


Figura 1.10 Fluidos dentro de un reservorio

Fuente: (Colmont & Pinoargote, 2014)

Según la compresibilidad de los fluidos

La compresibilidad que tienen los fluidos viene dada por la siguiente ecuación:

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T$$

Ecuación 4 Coeficiente compresibilidad isotérmico

El coeficiente de compresibilidad (c) representa el cambio de volumen de un fluido por cada unidad de variación de presión (Ahmed, 2019). Esto nos ayuda a clasificarlos de la siguiente manera:

Fluido incompresible

Este tipo de fluido a medida que se incrementa la presión sobre él, su volumen no cambia es decir que la variación de su volumen en relación con la presión que se está aplicando es cero, un ejemplo claro de este tipo de fluido es el agua (Ahmed, 2019).

Matemáticamente en función al volumen podemos expresarlo de la siguiente manera:

$$\left(\frac{\partial V}{\partial p} \right) = 0$$

Ecuación 5 Variación del volumen en función a la presión para fluido incompresible

Y en función de la densidad se expresa:

$$\left(\frac{\partial \rho}{\partial p}\right) = 0$$

Ecuación 6 Variación de la densidad en función de la presión para fluido incompresible

Los fluidos incompresibles se los puede asumir para simplificaciones de las ecuaciones de flujo sin embargo este tipo de fluido no existe. (Orozco, 2010)

Flujo compresible

Para este fluido se tiene que a medida que se incrementa la presión sobre el fluido, el volumen de este disminuye, este cambio se lo puede apreciar la Ecuación 7 Compresibilidad isotérmica para fluidos compresibles **Error! Reference source not found.**, un ejemplo claro de este tipo de fluido es el gas (Ahmed, 2019).

Está descrito matemáticamente como:

$$C_g \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial p}\right)_T$$

Ecuación 7 Compresibilidad isotérmica para fluidos compresibles

Fluido ligeramente compresible

Para este tipo de fluido a medida que se aumenta la presión sobre este, el volumen disminuye pero no tanto en relación con un fluido compresible, como se puede observar en la Ecuación 8 Cambio de volumen en función de la presión para fluido ligeramente compresibles. **Error! Reference source not found.** un ejemplo de este tipo de fluido es el petróleo (Ahmed, 2019).

Matemáticamente para variaciones en el volumen se la ecuación

$$V = V_{ref} (1 + c(p_{ref} - p))$$

Ecuación 8 Cambio de volumen en función de la presión para fluido ligeramente compresibles.

Y en función de la densidad se expresa:

$$\rho = \rho_{ref} (1 + c(p_{ref} - p))$$

Ecuación 9 Cambio de densidad en función de la presión para fluido ligeramente compresibles.

Donde:

- V_{ref} = Es el volumen medido a la presión de referencia (p_{ref})
- ρ_{ref} = Es el volumen medido a la presión de referencia (p_{ref})

Para este tipo de fluido tenemos un sistema dentro del yacimiento donde existe petróleo y agua.

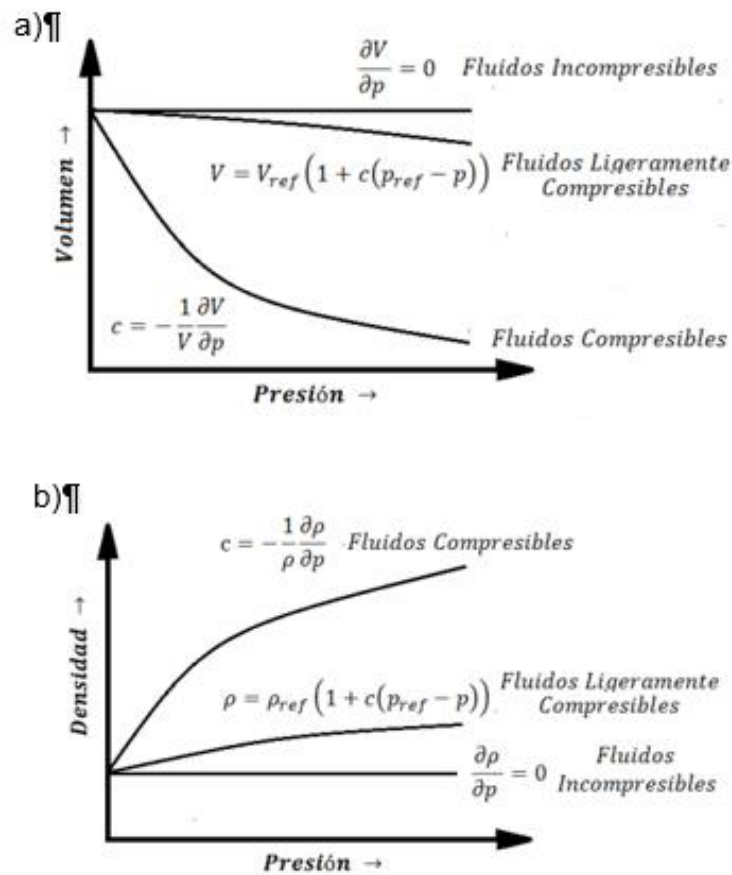


Figura 1.11 a) Comportamiento P vs V b) Comportamiento P vs ρ

Fuente: (Ahmed, 2019)

1.4.3 Ecuaciones fundamentales

La ecuación de la difusividad es una relación que permite describir el comportamiento de la presión de un fluido que fluye a través de un medio poroso, con el tiempo y la distancia. Dependiendo de las características primarias del reservorio, descritas anteriormente: tipo de fluido, régimen de flujo, geometría de flujo y número de fluidos. Además, se consideran las condiciones iniciales y de límite o frontera.

La deducción de la ecuación de la difusividad resulta de la combinación de:

- 1) Ecuación de transporte (Ley de Darcy)
- 2) Ecuación de la conservación de la masa (Continuidad)
- 3) Ecuación de estado

Ley de Darcy

La Ley Darcy es la ley fundamental que describe el flujo de los fluidos en el reservorio, esta nos muestra que en un medio poroso y homogéneo, la velocidad de un fluido es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a su viscosidad (Ahmed, 2005).

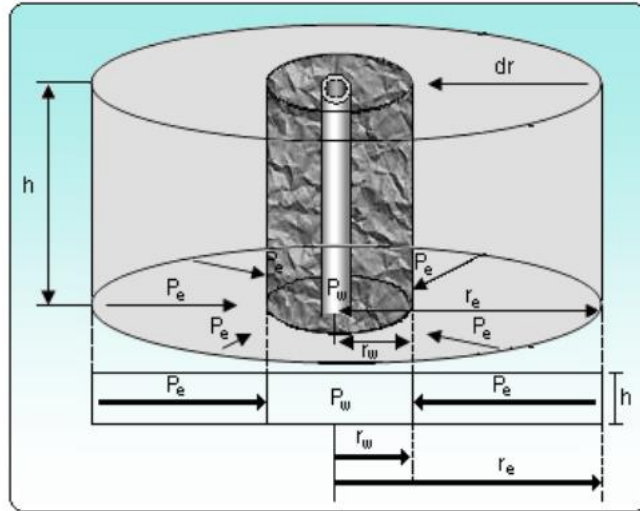


Figura 1.12 Sistema de flujo radial considerado para la Ley de Darcy

Fuente: (Reyes & Vargas, 2009)

Entonces, la ecuación de Darcy para fluidos incompresibles, considerando flujo radial desde el radio del pozo hacia el radio de drenaje. Y, además, en condiciones de superficie, se expresa como:

$$q_{sc} = \frac{2\pi kh}{\mu B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} (P_e - P_{wf})$$

Ecuación 10 Ecuación de Darcy para flujo radial

Donde:

q_{sc} = Caudal a condiciones estándar

k = Permeabilidad

h = Espesor neto

μ = Viscosidad

B_o = Factor volumétrico del petróleo

r_e = Radio de drenaje

r_w = Radio del pozo

P_e = Presión en el área de drenaje

P_{wf} = Presión de fondo fluyente

Ecuación de la continuidad

La ecuación de la conservación de la masa consiste en un balance de materiales de flujo másico en el reservorio. El análisis para flujo radial considera cualquier elemento de flujo que tiene un ancho dr , está ubicado a una distancia r del centro del pozo y tiene un volumen diferencial dv (Ahmed, 2019).

La deducción de esta ecuación consiste en la consideración de que la cantidad de fluido acumulado en el reservorio es igual a la cantidad de fluido que entra menos la que sale, considerando los fluidos producidos, inyectados y remanentes.

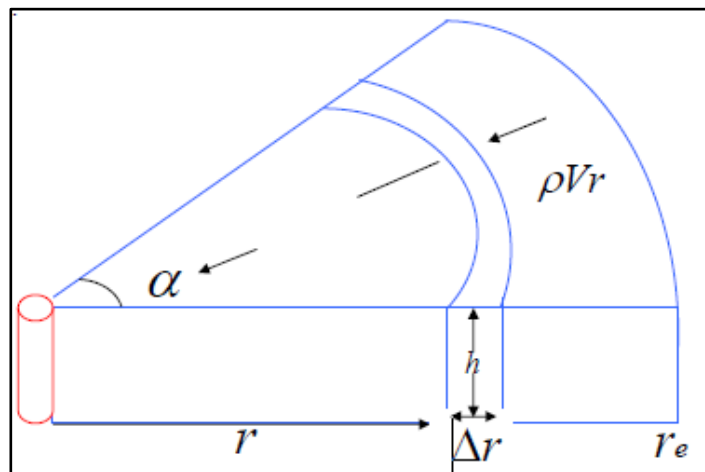


Figura 1.13 Forma de flujo radial para deducción de la Ec. De la continuidad

Fuente: (Orozco, 2010)

Ecuación de estado

Para los problemas de flujo de fluidos, se considera la ecuación de estado para flujo isotérmico, con el objetivo de relacionar la densidad en términos de presión. Para esto, se hace uso de la ecuación de la compresibilidad (Colmont & Pinoargoti, 2018). La cual se puede expresar en función del volumen o densidad.

$$\frac{\rho}{\rho_{sc}} = e^{c(P-P_{sc})}$$

Ecuación 11 Ecuación de estado

Donde:

ρ_{sc} = Densidad base

p_{sc} = Presión base

Ecuación de la difusividad

Al reemplazar la ecuación obtenida de la Ley Darcy en la ecuación de la conservación de la masa y considerando la ecuación de compresibilidad de la roca se obtiene la siguiente expresión:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{3792\phi\mu C_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial P}{\partial t}$$

Ecuación 12 Ecuación de la difusividad para fluidos ligeramente compresibles

Donde:

μ = Viscosidad (cp)

r = Radio de drenaje (ft)

C_t = Compresibilidad total (psi-1)

k = Permeabilidad (mD)

η = es la constante de difusividad hidráulica

La constante de difusividad hidráulica se ve representada de la siguiente manera:

$$\eta = \frac{k}{3792\phi\mu C_t}$$

Ecuación 13 Constante de Difusividad Hidráulica

1.4.4 Regiones de tiempo

Para un mejor análisis de la prueba de presión se la divide en tres regiones de tiempo: región de tiempos tempranos (ETR), región de tiempos medios (MTR) y región de tiempos tardíos (LTR), todo es en función del radio de investigación

Radio de investigación

Región de tiempos tempranos (ETR)

Durante esta etapa la presión transitoria se encuentra en la zona que esta estimulada o tiene daño en las zonas cercanas a la cara del pozo. La presión es afectada por el fluido almacenado distorsionando los datos durante este periodo. (Lee, Rollins, & Spivey, 2003)

Región de tiempos medios (MTR)

En esta etapa la presión transitoria ya paso la zona dañada o estimulada y se encuentra en la zona donde ya no existe daño. La pendiente es utilizada para determinación de la permeabilidad.

Región de tiempos tardíos (LTR)

En esta etapa la presión llego a los límites del reservorio en el cual varía la dirección de la pendiente alterando las propiedades del reservorio

1.4.5 Pruebas de restauración de presión (Build Up)

Es una de las pruebas más utilizadas en la industria petrolera, consiste en cerrar un pozo una vez haya producido por un periodo de tiempo a una tasa de flujo contante, durante este periodo de cierre se registran las presiones en fondo. Al momento de cerrar el pozo la presión empieza a aumentar iniciando con una presión igual a la P_{wf} (presión de fondo fluyente) hasta que posterior a un tiempo Δt , la presión se estabiliza en un valor P_e (presión estática). (Garcés & Tatés, 2012)

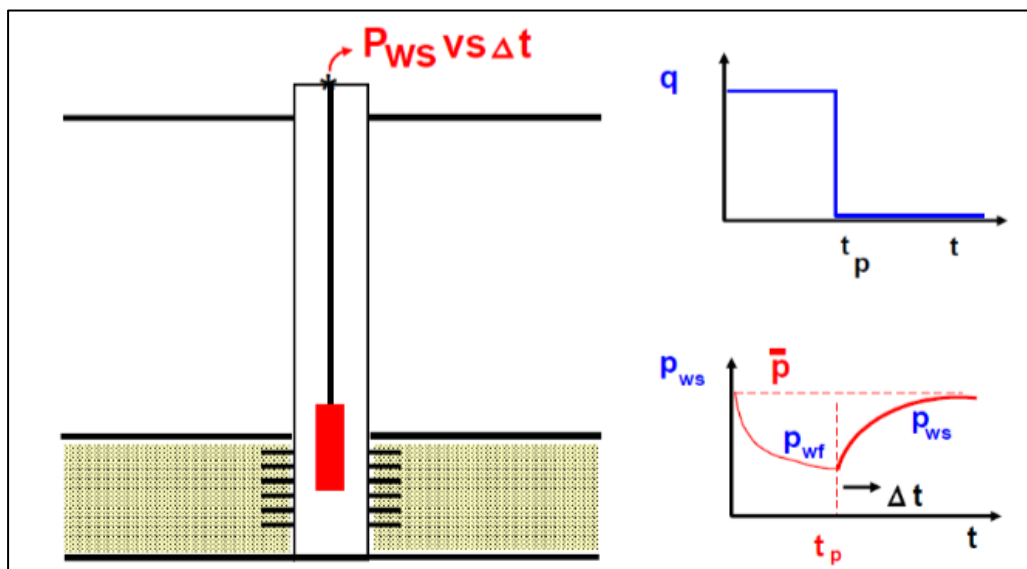


Figura 1.14 Prueba de restauración de presión

Fuente:(Velasco, 2014)

1.4.6 Pruebas de decremento de Presión (Draw Down)

Este tipo de prueba de presión al igual que la de restauración de presión son muy utilizadas en la industria, esta consiste en poner en producción el pozo posterior a un cierre específico con el propósito de obtener una respuesta en forma de reducción de presión en el fondo del pozo (Von Flater, 2013).

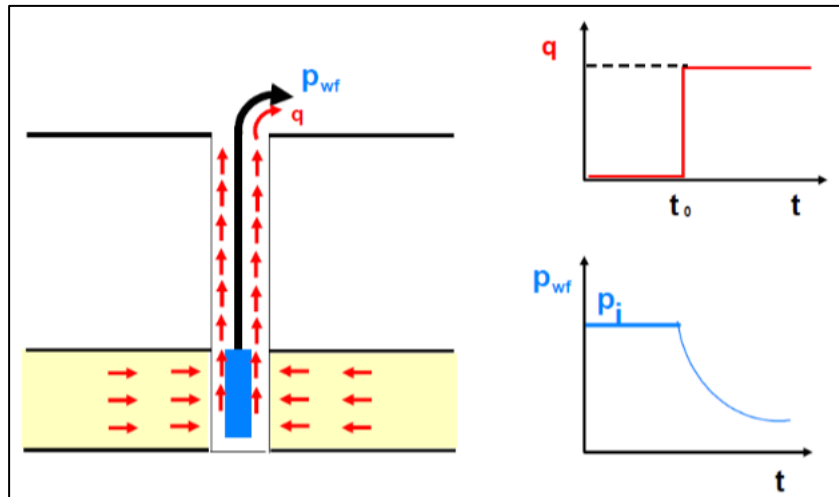


Figura 1.15 Prueba de decremento de presión

Fuente:(Velasco, 2014)

1.4.7 Pruebas de Inyectividad (Fall off Test)

Este tipo de prueba es de suma importancia cuando se quiere conocer las condiciones del yacimiento frente a la cara de un pozo inyector, esta se la realiza mediante el cierre del pozo para obtener una respuesta de presión en función del tiempo, se sugiere una tasa de inyección constante previo al cierre. En términos de presión, mientras se está inyectando la presión aumentara o se mantendrá constante y posterior al cierre esta disminuirá mientras este dure. (Triana & Quintero, 2009)

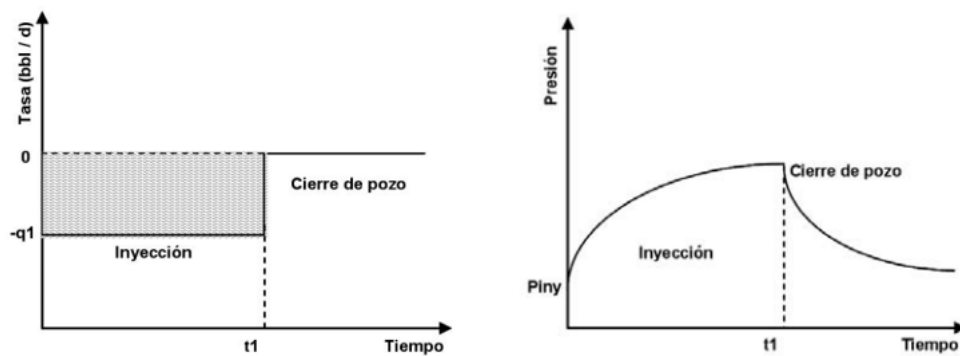


Figura 1.16 Prueba de Fall off

Fuente:(Triana & Quintero, 2009)

El comportamiento de presión para esta prueba es idéntico al de una prueba de decremento de presión por lo que su análisis mediante curvas tipo se lo hará con la metodología de pruebas de Drawdown.

1.4.8 Curvas tipo Bourdet y Gringarten

Existen varios métodos para el análisis de pruebas de presión transitorias y uno de los más actuales y utilizados son las curvas tipo, Valencia (2008) las describe como una representación gráfica de una respuesta teórica para un modelo de interpretación que representa al pozo y yacimiento que está siendo probado.

El análisis de curvas tipo surgió a inicios de los años 70 pero no fue hasta 1980 que tomo mucha importancia dentro del análisis de pruebas de presión transitorias. (Gringarten, 2008).

Las curvas tipo más utilizadas en la actualidad son las de Bourdet (Derivada) y Grinfarten Et Al., que son las que se analizaran en este documento.

Curva tipo de Gringarten et Al.

La curva tipo de Gringarten et al., fue introducida en 1979 la cual permitía determinar el final del efecto de llene, inicio de la línea recta semilog y posteriormente obtener información sobre el comportamiento del yacimiento. (Gringarten, 2008). Este método fue diseñado para yacimientos homogéneos con almacenamiento y daño.

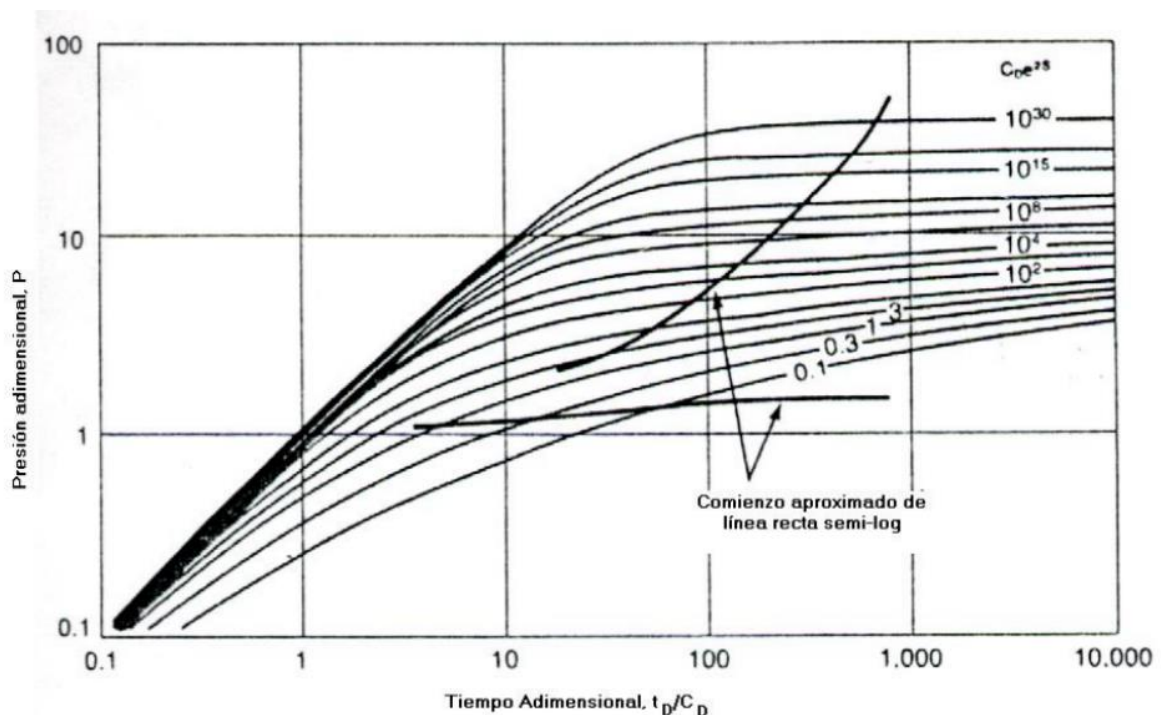


Figura 1.17 Curva tipo de Gringarten et Al.

Fuente: (Valencia, 2008)

Para el uso de esta curva tipo se requiere de una técnica de empareje la cual consiste en ajustar la curva tipo con la curva generada con los datos del pozo a analizar (Figura

1.18), este ajuste nos permitirá obtener puntos de empate (Match Point), los cuales son necesarios para el cálculo de parámetros para el análisis del reservorio.

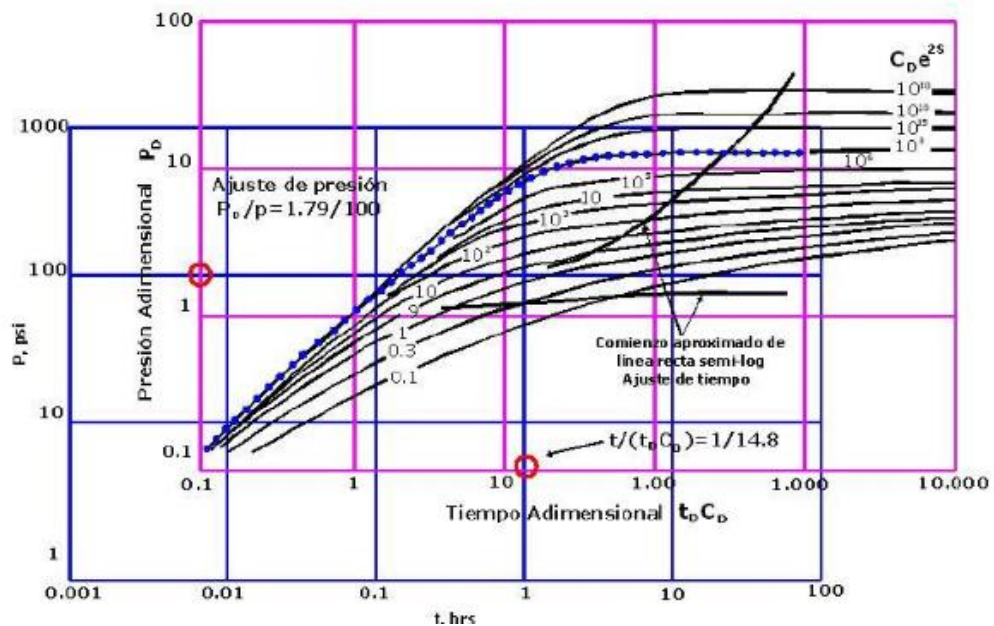


Figura 1.18 Ajuste con Curva tipo de Gringarten et Al.

Fuente: (Valencia, 2008)

Los puntos de empate obtenidos del ajuste con la curva tipo son:

Presión:

Tabla 1.1 Puntos de empate obtenidos con ajuste a curva tipo de Gringarten et Al.

Match Point		
Presión	P_D	ΔP
Tiempo	T_D/C_D	ΔP
Curva	C_{DE}^{2S}	

Con estos datos obtenidos se procede a calcular los siguientes parámetros:

$$kh = 141.2q\beta\mu \left(\frac{P_D}{\Delta P}\right)_M$$

Ecuación 14 Capacidad de flujo

$$C = \left(0.00295 * \frac{kh}{\mu}\right) * \left(\frac{\Delta t}{\frac{t_D}{C_D}}\right)_M$$

Ecuación 15 Constante de almacenamiento

$$C_D = \frac{0.8937C}{\phi h c_t r_w^2}$$

Ecuación 16 Constante de almacenamiento adimensional

$$S = 0.5 \ln \left(\frac{(C_D e^{2S})_M}{C_D} \right)$$

Donde:

q= Caudal (bl/d)

β = Factor volumétrico (STB/bl)

μ = Viscosidad (cp)

Φ = porosidad

C_t = Constante de compresibilidad (psi^{-1})

r_w = Radio del pozo (ft)

Curva tipo de Bourdet (Método de la Derivada)

Este método fue introducido en 1983 por Bourdet et Al., y actualmente es uno de los más utilizados debido a que permite detectar características y comportamiento del sistema pozo yacimiento gracias a la sensibilidad que ofrece la derivada, lo que permite un ajuste más preciso en términos de presión para lograr una análisis e interpretación más confiable (Hernández & Naranjo, 2017).

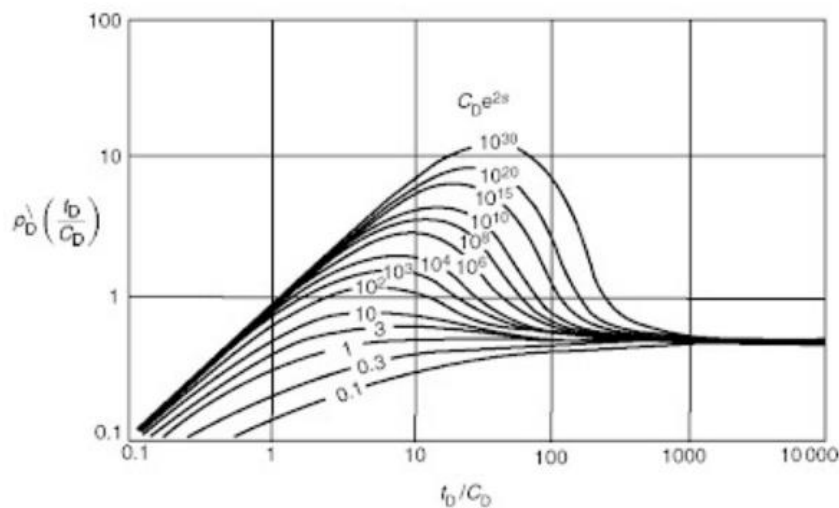


Figura 1.19 Curva de la Derivada de presión Adimensional

Fuente: (Bourdet, 1983)

Utilizar este método tiene varias ventajas como lo son:

- Identificación de heterogeneidades en el yacimiento.

- Identificación de formas caracterizadas de regímenes de flujo.
- Reducir el número de gráficas a una sola para la determinación de distintos fenómenos en el yacimiento.

Bourdet (1983) definió la Derivada de la presión adimensional como la derivada de p_D respecto a t_D/C_D , que matemáticamente se expresa de la siguiente manera:

$$P'_D = \frac{d(P_D)}{d(t_D/C_D)}$$

Ecuación 17 Derivada de presión Adimensional

Al realizar la gráfica de $p_D'(t_D/C_D)$ vs (t_D/C_D) en una escala log-log durante el periodo de almacenamiento se obtendrá una línea recta de pendiente igual a 1, por otro lado para el periodo de flujo transitorio se tiene que la presión adimensional sigue el comportamiento de la siguiente expresión matemática:

$$p_D = \frac{1}{2} \left[\text{Ln} \left(\frac{t_D}{C_D} \right) + 0.80907 + \text{Ln}(C_D e^{2S}) \right]$$

Ecuación 18 Presión adimensional para periodo transiente

Durante este período al graficar en escala log-log se obtendrá una línea con pendiente igual 0.5.

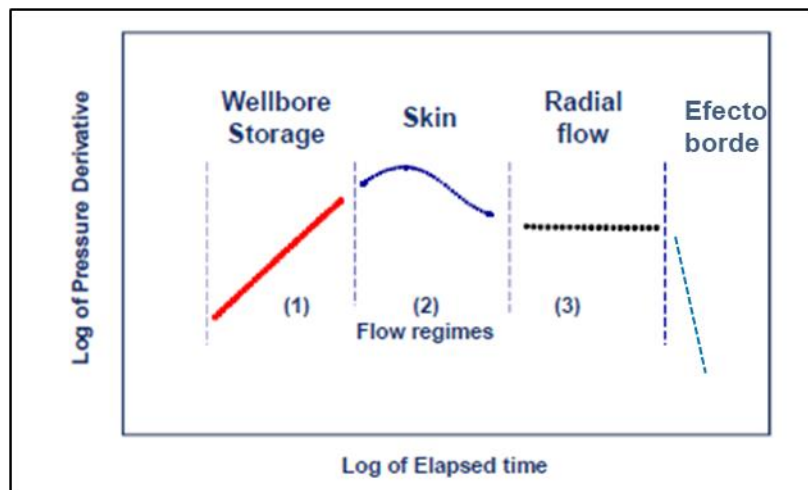


Figura 1.20 Gráfica Log-log Derivada de presión

Fuente: (Hernández & Naranjo, 2017).

1.4.9 Análisis Log-Log

Para el análisis e interpretación de pruebas de presión es muy común utilizar un análisis log-log el cual involucra una combinación de las curvas de Bourdet y Gringarten (

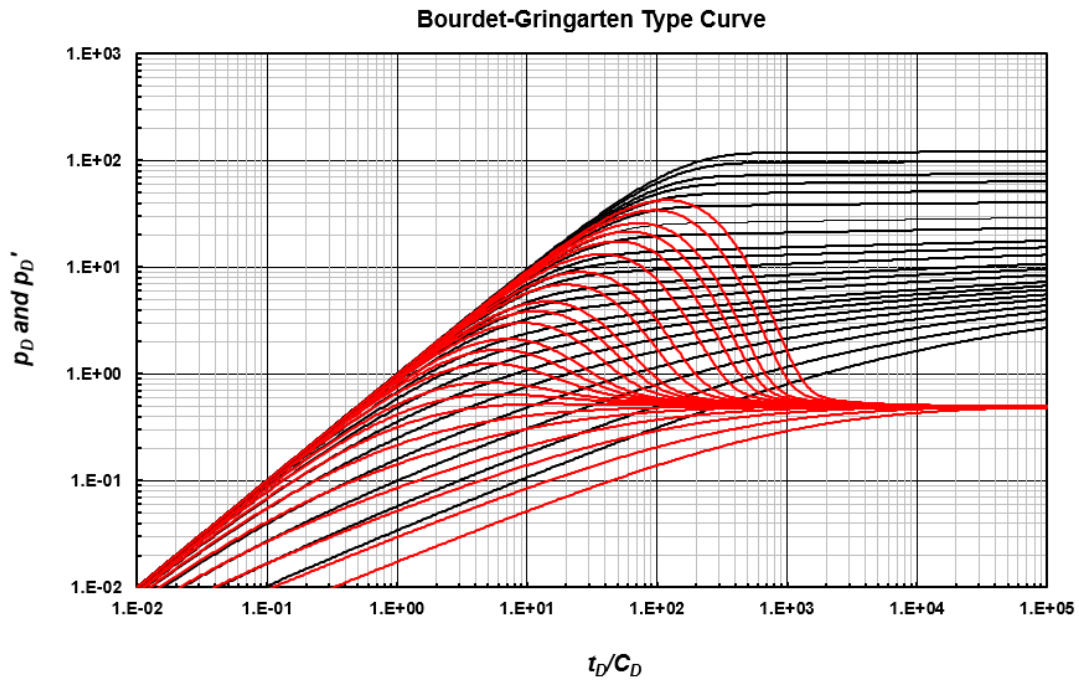


Figura 1.21 Curva tipo Bourdet y Gringarten

Fuente: Garzón, 2023

Para graficar la curva de la derivada es importante tener en cuenta si se está analizando una prueba de restauración de presión (Build Up) o una de decremento de presión (DrawDown), y su forma de cálculo viene expresada de la siguiente manera

Para Build Up:

$$\text{Función de la derivada} = \frac{-\delta P_{ws}}{\delta(\ln \Delta t_e)} = \Delta t_e \left[\frac{\delta P_{ws}}{\delta \Delta t_e} \right] = \Delta t_e \Delta P'$$

Ecuación 19 Función de la derivada para prueba de restauración de presión (Build Up)

Siendo Δt_e

$$\Delta t_e = \frac{\Delta t}{\left(1 + \frac{\Delta t}{t_p}\right)}$$

Ecuación 20 Corrección de Δt para gráfico de diagnostico

Donde:

T_p : tiempo de producción (s)

Para DrawDown:

$$\text{Función de la derivada} = \frac{-\delta P_{ws}}{\delta(\ln \Delta t_e)} = \Delta t \left[\frac{\delta P_{ws}}{\delta \Delta t} \right] = \Delta t \Delta P'$$

Ecuación 21 Función de la derivada para prueba de decremento de presión (DrawDown)

El gráfico de la derivada puede visualizarse en la Figura 1.22. Aquí se destaca la importancia y practicidad de la derivada, se puede ver que dependiendo de la forma de la curva se pueden identificar las diferentes movilidades de fluidos y regiones de flujo (flujo bilineal, lineal y radial), además se muestra que se puede identificar que parte de la curva representa las regiones del reservorio desde el pozo, como la región cercana al pozo, la región del reservorio y los límites.

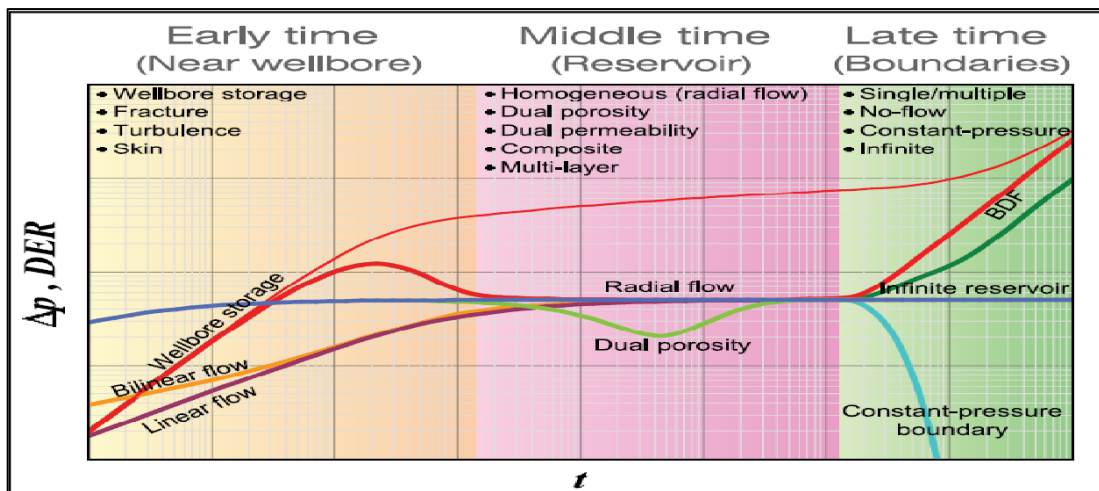


Figura 1.22 Análisis Log-Log derivada de Bourdet

Fuente: (Ahmadi, Shahrabi & Aminshahidy 2017)

Además, es importante identificar el tipo de prueba de presión transitoria que se está realizando, debido a que el comportamiento de la derivada de presión se verá afectada si es una prueba de restauración de presión o una prueba de decremento de presión,

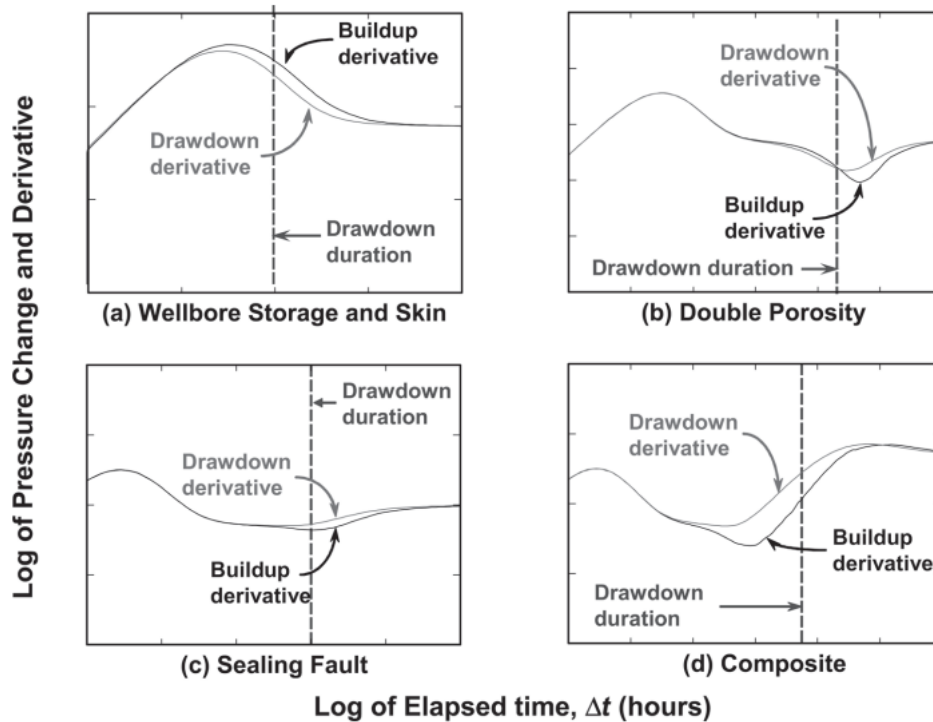


Figura 1.23 Comportamiento de la derivada de un Build Up vs Draw Down

Fuente: (Gringarten, 2008)

Análisis log-log en la región tiempo tempranos (ETR)

Efecto de almacenamiento

Al momento de realizar una prueba de pozo nos encontramos con una repentina variación en el flujo, esta variación se debe a una expansión del fluido en el interior de la tubería debido a una caída de presión.

Se puede definir como la capacidad del pozo para almacenar fluido debido a un cambio repentino de presión, es decir que el fluido que se produce proviene del fluido presente en el pozo hasta que el caudal en la cara del reservorio se iguale al caudal de producción que se tiene en superficie, esto se dará una vez que la totalidad del fluido que se encuentre en el pozo haya sido desplazado. (Flore & Contreras, 2016).

Matemáticamente podemos expresarla de la siguiente manera:

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta p}$$

Donde:

C= Constante de almacenamiento

ΔV = variación del volumen de fluido a condiciones de yacimiento

Δp = variación de la presión aplicada al pozo

Una vez abierto el pozo se tiene una asunción de que el caudal que se tiene en superficie va de 0 a q instantáneamente, pero esto no demuestra el comportamiento en fondo, pues este se incrementa de forma gradual como muestra la, representando así el perdido del efecto de almacenamiento.

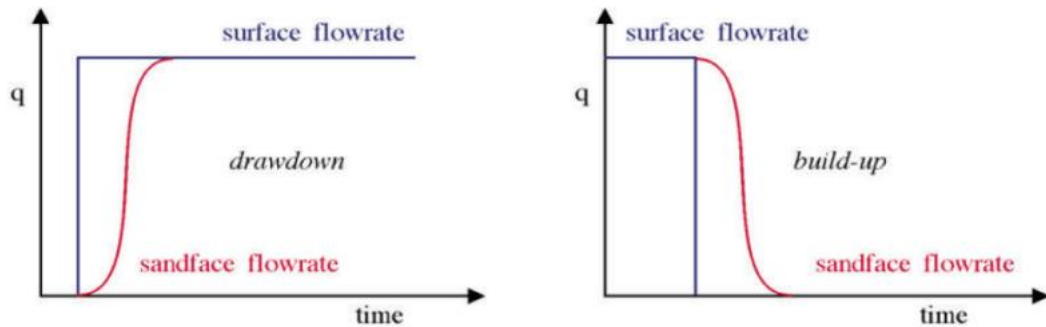


Figura 1.24 Efecto del almacenamiento según tipo de prueba

Fuente: (Andrade & García 2015).

En la región de ETR el coeficiente es constante y en un gráfico Log-Log de ΔP vs. tiempo se observará una pendiente unitaria. Se puede observar en la figura como es el comportamiento de la curva de la derivada en función de la constante de almacenamiento

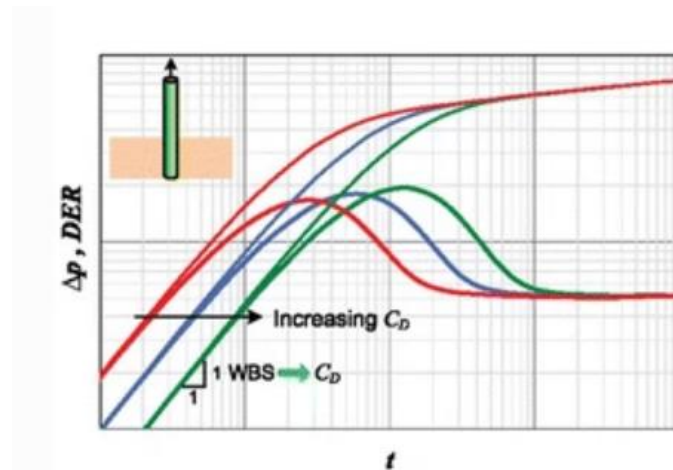


Figura 1.25 Efecto de la constante de almacenamiento en la forma de la Derivada

Fuente: (Ahmadi, Shahrabi & Aminshahidy 2017)

}

Factor de daño (S)

En zonas cercanas al pozo se tiene condiciones distintas a las del resto del yacimiento, esto se da debido a efectos de perforación e intervenciones del pozo. El daño causado por estas condiciones representa una restricción al flujo representada en una caída de presión adicional focalizada entre el reservorio y el pozo (Figura 1.26) lo que genera una disminución en la permeabilidad que genera un potencial o índice de producción menor (Garcés & Tatés, 2012).

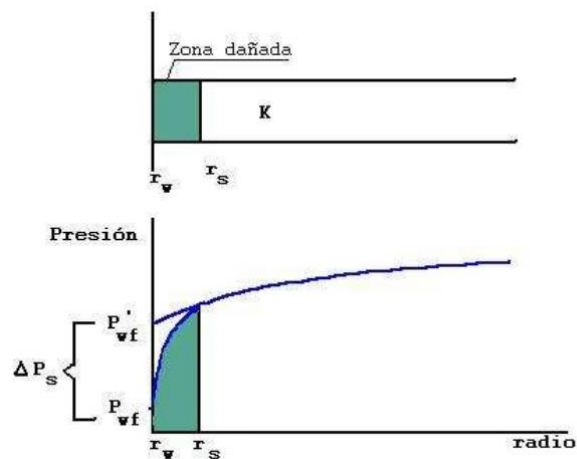


Figura 1.26 Respuesta de presión frente a un yacimiento con daño

Fuente: (Valencia, 2008)

Este factor de daño puede tomar valores positivos y negativos, si tenemos un pozo que está dañado los valores de “S” serán positivos y, por el contrario, si un pozo esta estimulado debido a un fracturamiento o acidificación se tienen valores de “S” negativos. En la se puede apreciar el comportamiento de la curva de la derivada en función del factor de daño.

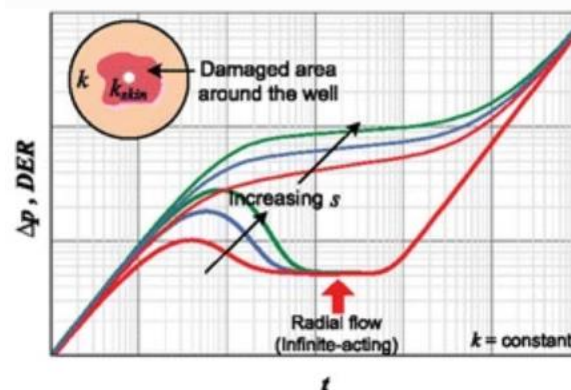


Figura 1.27 Efecto del factor de daño “S” en la forma de la Derivada

Fuente: (Ahmadi, Shahrabi & Aminshahidy 2017)

Análisis log-log en la región tiempos medios (MTR)

Durante esta región la transiente de presión ya se encuentra distante de el pozo, por lo que ya hemos pasado los efectos de almacenamiento y daño (Houzé, Viturat & Fjaere, 2008). En esta región debido a sus características se es posible identificar la movilidad del fluido, así como determinar heterogeneidades en el reservorio.

Existen varios comportamientos de flujo que se pueden observar en las pruebas de presión transitorias, por lo que Escobar (2013) presenta la Figura 1.28 **Error! Reference source not found.**, la cual sirve como herramienta para identificación de estos.

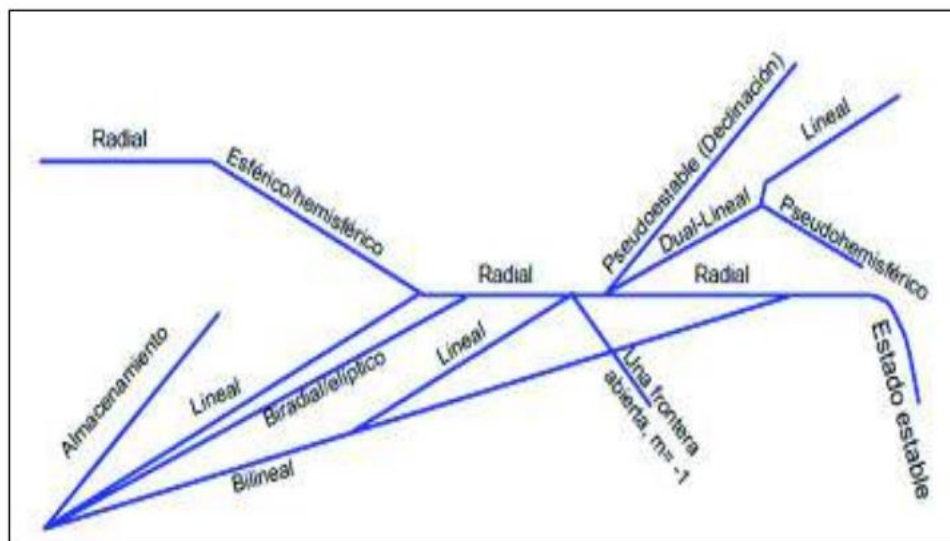


Figura 1.28 Herramienta de identificación de regímenes de flujo

Fuente: (Escobar, 2013)

Para este caso de estudio solo se enfocará en yacimientos que presenten comportamiento homogéneo, esto debido a que son los más comunes y sencillos de comprender.

Un yacimiento homogéneo considera que tanto la porosidad, permeabilidad y espesor se mantiene constante a lo largo de todo el reservorio, además de considerar una permeabilidad isotrópica (Houzé, Viturat & Fjaere, 2008).

El comportamiento de la derivada de presión para un yacimiento homogéneo se presenta en la Figura 1.29.

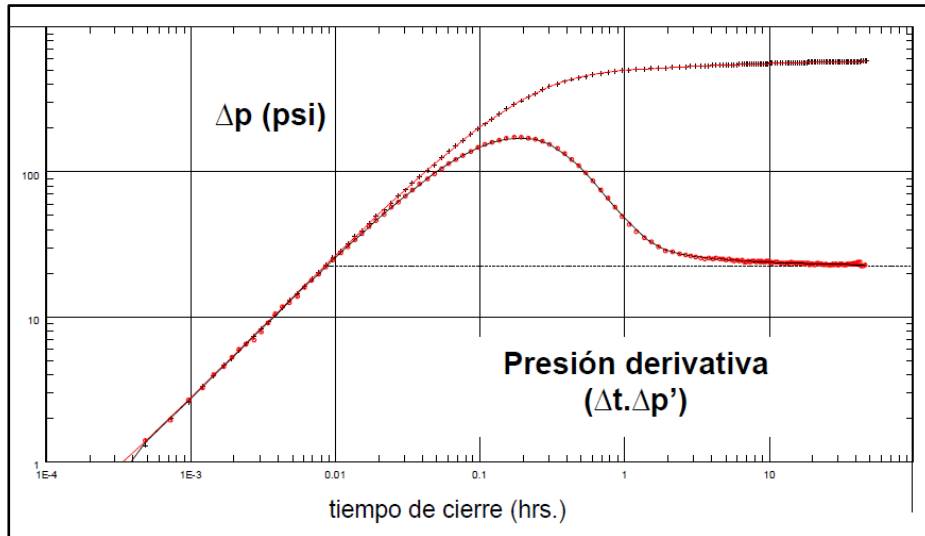


Figura 1.29 Derivada de presión para un yacimiento homogéneo con almacenamiento y daño

Fuente: (Farinango, 2018)

Además, en la siguiente figura se pueden observar cómo se utiliza la herramienta de identificación de régimen de flujo presentada por Escobar (2013) para un yacimiento con comportamiento homogéneo.

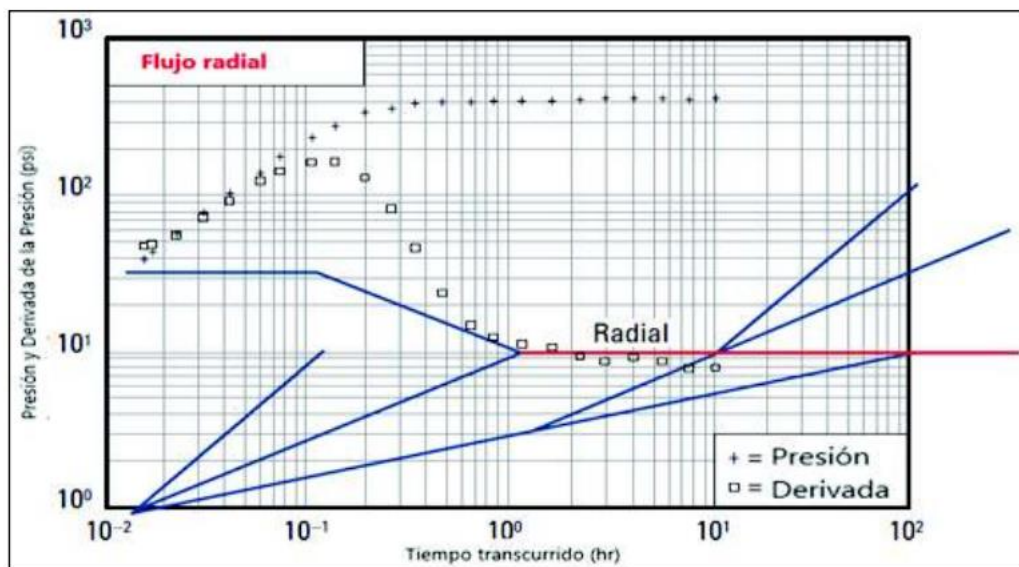


Figura 1.30 Respuesta de la derivada para un reservorio homogéneo

Fuente: (Farinango, 2018)

Análisis log-log en la región tiempos tardíos (MTR)

La transiente de presión para esta región ya alcanzó los límites del reservorio, se puede alcanzar estos límites si la prueba es lo suficientemente larga o el reservorio no es tan extenso isotrópica (Houzé, Viturat & Fjaere, 2008).

Limites sin flujo

Falla sellante simple

La falla sellante simple de extensión infinita es uno de los modelos más comunes en un límite sin flujo, el comportamiento que genera esta falla se caracteriza por una estabilización antes de llegar al límite, una vez encontrado el límite se presenta una ligera desviación hacia arriba en la pendiente de la derivada hasta volver a estabilizarse al doble del nivel de estabilización en la región MTR. (Houzé, Viturat, & Fjaer, 2008).

El comportamiento de la derivada de presión como se comentó anteriormente se presenta en la Figura 1.31.

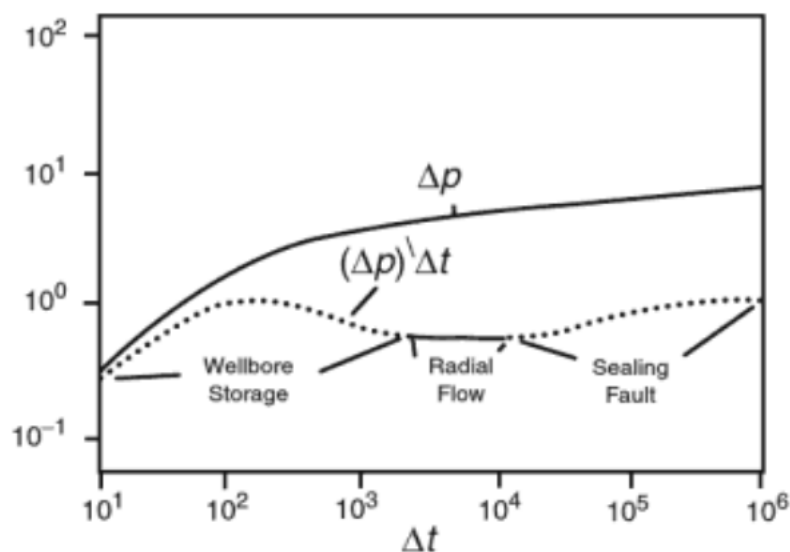


Figura 1.31 Comportamiento de la Derivada de presión con un límite de falla sellante simple

Fuente: (Ahmed & Meehan, 2008).

Límites de presión constante

Este tipo de yacimiento con límite de presión constante, como su nombre lo indica, su presión no varía cuando el reservorio alcanza los límites debido a un soporte presión el cual generalmente provoca que se estabilice en la presión inicial del yacimiento (Houzé, Viturat, & Fjaer, 2008).

El comportamiento de la representa la respuesta de la derivada de presión para un yacimiento con límite de presión constante, el cual muestra un cambio brusco hacia abajo en la pendiente después de la estabilización de la región MTR.

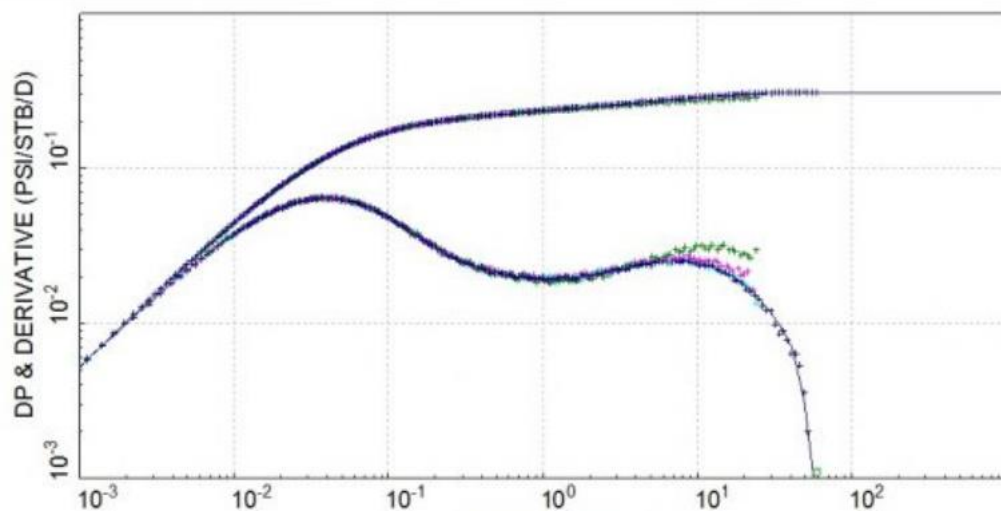


Figura 1.32 Comportamiento de la Derivada de presión para un yacimiento con límite de presión constante

Fuente: (Houzé, Viturat, & Fjaer, 2008).

1.4.10 Plataforma de programación utilizada para el desarrollo de la herramienta informática

MATLAB (Matrix Laboratory) es un lenguaje de programación de alto nivel y un entorno de cálculo numérico desarrollado por MathWorks. Se utiliza ampliamente en diversos campos, como la ingeniería, la ciencia y las finanzas, para cálculos numéricos, análisis de datos y visualización. Se decidió utilizarlo debido a que proporciona una interfaz cómoda y fácil de usar para la manipulación de matrices, el trazado de funciones y la implementación de algoritmos (MathWorks, 2022b).

Además, MATLAB admite varias construcciones de programación, como sentencias condicionales, bucles y funciones, y permite la creación de interfaces gráficas de usuario personalizadas. Además, cuenta con una amplia biblioteca de funciones predefinidas, lo que lo convierte en una potente herramienta para la creación rápida de prototipos y el desarrollo de algoritmos (MathWorks, 2022b).

En general, MATLAB proporciona un entorno completo y eficiente para cálculos numéricos y análisis de datos, la forma de programación es mediante un Script, que es un término utilizado para un ejecutable el cual está conformado por un código que contiene varias funciones y comandos (MathWorks, 2022b).

2 METODOLOGÍA

Este trabajo tiene como objetivo la implementación de un material de apoyo para el análisis de presiones transitorias durante la formación académica. El análisis e interpretación se lo realizó utilizando la metodología más utilizada en la actualidad, la cual es la curva tipo combinada de Gringarten y Bourdet (Método de la derivada). La metodología desarrollada consiste en la siguiente secuencia de etapas:

2.1 Desarrollo de algoritmos y codificación

Para el desarrollo de algoritmos es muy importante definir las entradas y salidas (Figura 2.1 **Error! Reference source not found.**) que necesita la herramienta informática para un adecuado funcionamiento, para la herramienta informática creada los datos de entrada son: Datos de los sensores obtenidos durante la prueba de presión, parámetros del petrofísicos del yacimiento y parámetros del fluido. Y los elementos de salida son: gráfica de ajuste y parámetros obtenidos (permeabilidad, daño y modelo de reservorio).

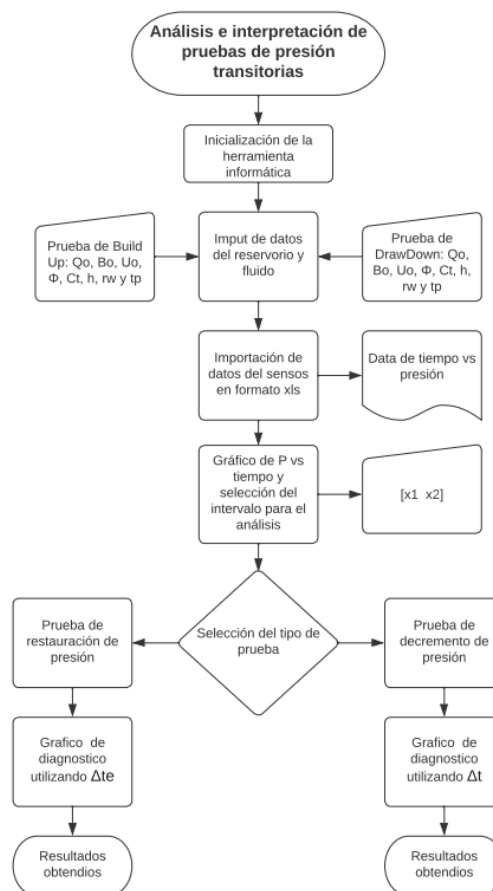


Figura 2.1 Diagrama de flujo para utilización de la herramienta informática

Elaborado por: Garzón, 2023

Se describirá como es el proceso de análisis de pruebas de presión transitoria con curvas tipo de Gringarten y Bourdet así como desarrollo de algoritmos dependiendo el tipo de prueba

El método combinado de curvas tipo de Gringarten y Bourdet consiste en graficar dos tipos de curvas en un mismo gráfico log-log, estas curvas son:

- P_D vs t_D/C_D (Gringarten)
- P'_D vs t_D/C_D (Bourdet)

Para empezar con el análisis es importante ingresar correctamente los datos del yacimiento y fluido, posteriormente se debe seleccionar el intervalo para el análisis del cual se utilizarán los datos del sensor importados del documento xls para determinar los diferenciales de presión (ΔP) y de tiempo (Δt).

El procedimiento para el análisis utilizando curvas tipo para Build Up, Fall Off y Draw Down difiere únicamente en la variable de tiempo utilizada, pues para una prueba de restauración de presión y prueba de inyectividad se utiliza la variable Δt_e (Ecuación 20) y para una prueba de decremento de presión se utiliza la variable Δt , las cuales servirán para cálculos posteriores.

Como paso siguiente se procede a calcular la derivada de presión en función de la variable de tiempo correcta para el tipo de prueba mediante la siguiente fórmula matemática:

Para pruebas de restauración de presión y pruebas de inyectividad:

$$P'(\Delta t_e) = \Delta t_e \left[\frac{\delta \Delta P}{\delta \Delta t_e} \right]$$

Ecuación 22 Derivada de presión para una prueba de restauración de presión y pruebas de inyectividad

Para una prueba de decremento de presión:

$$P'(\Delta t) = \Delta t \left[\frac{\delta \Delta P}{\delta \Delta t} \right]$$

Ecuación 23 Derivada de presión para una prueba de decremento de presión

Posterior a este paso se calculan las variables adimensionales necesarias para las curvas en el gráfico de diagnóstico log-log, las fórmulas utilizadas son:

$$C_D = 0.894 * \left(\frac{k}{\phi h C_t r_w^2} \right)$$

Ecuación 24 Coeficiente de almacenamiento adimensional

Para pruebas de restauración de presión (Build Up) e inyectividad (Fall Off):

$$t_D/C_D (\Delta t_e) = 0.0002637 * \Delta t_e * \left(\frac{k}{\frac{\Phi \mu C_t r_w^2}{C_D}} \right)$$

Ecuación 25 Relación entre tiempo adimensional y coeficiente de almacenamiento adimensional para prueba de restauración de presión y pruebas de inyectividad

Prueba de decremento de presión (Draw Down)

$$t_D/C_D (\Delta t) = 0.0002637 * \Delta t * \left(\frac{k}{\frac{\Phi \mu C_t r_w^2}{C_D}} \right)$$

Ecuación 26 Relación entre tiempo adimensional y coeficiente de almacenamiento adimensional para prueba de decremento de presión

Para el cálculo de la derivada de la presión adimensional se tiene que:

Para pruebas de restauración de presión (Build Up) e inyectividad (Fall Off):

$$P'_D(\Delta t_e) = \left(\frac{1}{141.2} \right) * \left(\frac{kh}{Q\beta_o\mu} \right) * P'(\Delta t_e)$$

Ecuación 27 Variable adimensional de la derivad de presión para una prueba de restauración de presión y pruebas de inyectividad

Prueba de decremento de presión (Draw Down):

$$P'_D(\Delta t) = \left(\frac{1}{141.2} \right) * \left(\frac{kh}{Q\beta_o\mu} \right) * P'(\Delta t)$$

Ecuación 28 Variable adimensional de la derivad de presión para una prueba de decremento de presión

2.2 Ejecución y comprobación

Para la ejecución y comprobación de la herramienta se realizó el análisis e interpretación de una prueba de restauración de presión (Build Up), debido a que como se describió en la metodología los demás tipos de pruebas de presión solo difiere en la variable de tiempo utilizada para realizar gráfica "PD y PD' vs TD/CD".

Se presenta el flujo de trabajo el cual consiste en una interacción intuitiva y amigable entre el usuario y la herramienta informática. Esta interacción se realiza en la ventana de comandos y ajuste en sección de gráficas en Matlab.

La herramienta informática desarrollada tiene como objetivo el análisis de pruebas de presión transitorias con curvas tipo para comprobar la validez de la permeabilidad k obtenida mediante el análisis con métodos convencionales y determinar la capacidad de flujo kh , factor de daño S y tipo de límites del reservorio. A continuación, se indica el flujo de trabajo.

2.2.1 Ejecución y Comprobación (Ejemplo)

- 1) Selección del intervalo de análisis

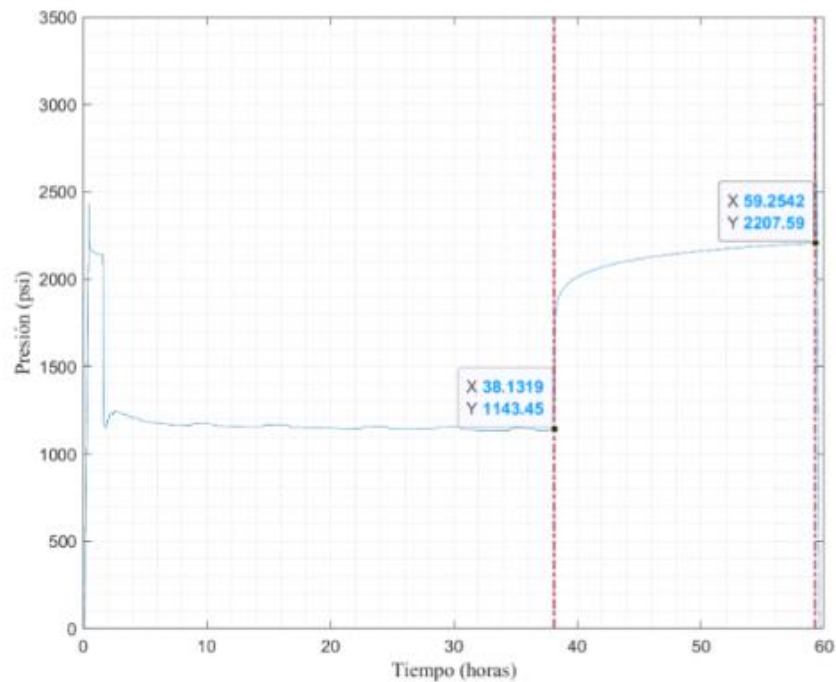


Figura 2.2 Gráfica P vs t para la selección del intervalo para el análisis

Elaborado por: Garzón, 2023

- 2) Para realizar el análisis en curvas tipo es importante tener un “smoothing”, el cual es un suavizado de datos para una correcta apreciación en la tendencia de las curvas graficadas. Es por esto por lo que se debe seleccionar el valor de Δt donde inicia la región de flujo radial.

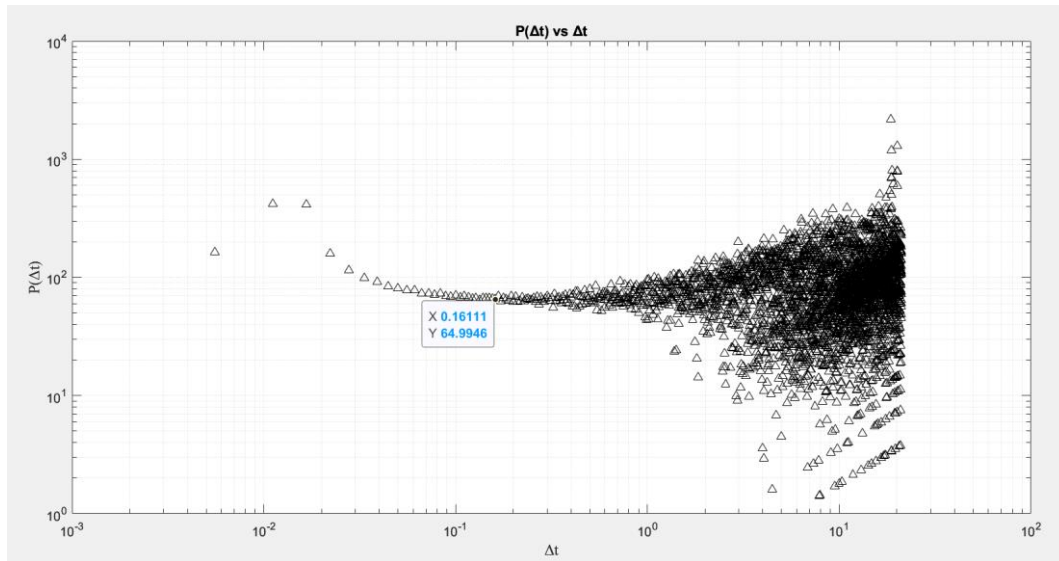


Figura 2.3 Gráfica $P(\Delta t)$ vs Δt para la selección del inicio de la región del flujo radial

Elaborado por: Garzón, 2023

3) Ajuste de las variables graficadas con la curva tipo de Gringarten y Bourdet.

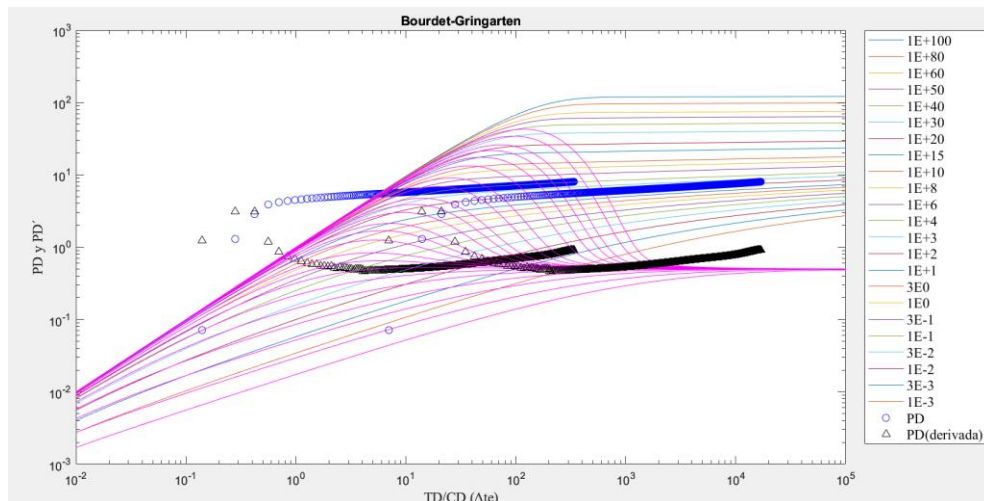


Figura 2.4 Gráfica PD y PD' vs TD/CD para la selección del correcto ajuste de curvas

Elaborado por: Garzón, 2023

Se debe seleccionar si se está de acuerdo con el ajuste que muestra la gráfica, considerando que la curva graficada se encuentra dispuesta en función de la permeabilidad y la constante de almacenamiento, si este ajuste es incorrecto se debe ingresar un nuevo valor de constante de almacenamiento “Cs” el cual modificará la gráfica, este procedimiento se debe realizar hasta lograr un ajuste correcto.

4) Selección del valor del tipo de límite y el valor de CD_{E2S} el cual se utiliza para el cálculo de factor de daño S

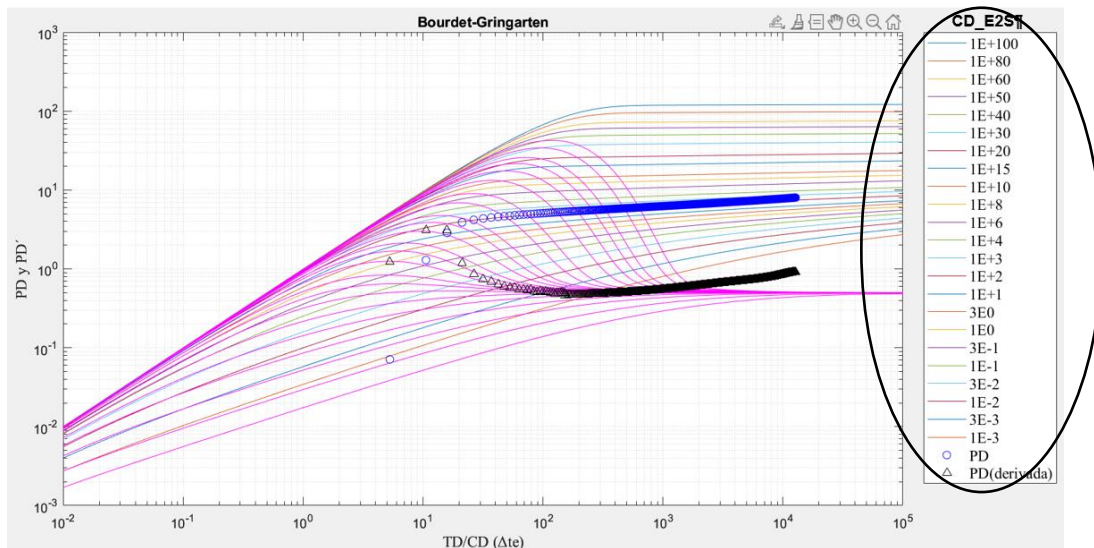


Figura 2.5 Gráfica PD y PD' vs TD/CD para la selección del valor de CD_E2S

Elaborado por: Garzón, 2023

Una vez logrado el ajuste requerido, se debe leer de la gráfica el valor de CD_E2S para ingresarlo juntamente con el tipo de límite según la forma de la derivada.

5) Visualización de resultados.

```

=====
                    Resultados - Build UP
=====

T1 =

4x1 table

                    Resultados_Curva_tipo
-----
k (md)              {[ 114.5620]}
kh (md.ft)          {[ 916.4960]}
S                   {[ -0.1647]}
Límites              {'Falla_sellante_(simple)'}

```

Figura 2.6 Resultados obtenidos en herramienta informática desarrollada

Elaborado por: Garzón, 2023

3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 Resultados

Con el fin de determinar la efectividad de la herramienta informática desarrollada se compararán los resultados del análisis de 7 pruebas de presión con los resultados obtenidos al utilizar WellTest 2019.1.

Las 7 pruebas de presión se dividen en 5 pruebas de restauración de presión, una prueba de decremento de presión y una prueba de inyectividad.

3.1.1 Análisis de pruebas de restauración de presión

Para este análisis se consideró el método combinado de Bourdet (derivada) y Gringarten para pruebas de restauración de presión el cual consiste en una gráfica de diagnóstico log-log de las variables PD y PD' vs TD/CD. Los cálculos para determinar estas variables adimensionales se hicieron en base a Δt_e , la cual considera el tiempo de producción (tp).

Pozo A

Tabla 3.1 Comparación de resultados obtenidos en el pozo A

Resultados Build Up (Pozo A)				
Parámetros	Herramienta informática	WellTest 2019.1	Error absoluto	Error relativo (%)
Permeabilidad (k)	114.562	114.691	0.129	0.11
Capacidad de flujo (kh)	916.492	917.529	1.037	0.11
Factor de Daño (S)	-0.1647	-0.162	0.0027	1.67
Limites	Falla simple	Falla simple	NA	NA

A continuación en la Figura 3.1 se presenta la gráfica log-log obtenida con el empate de curva tipo Bourdet y Gringarten para el pozo A en la herramienta informática desarrollada.

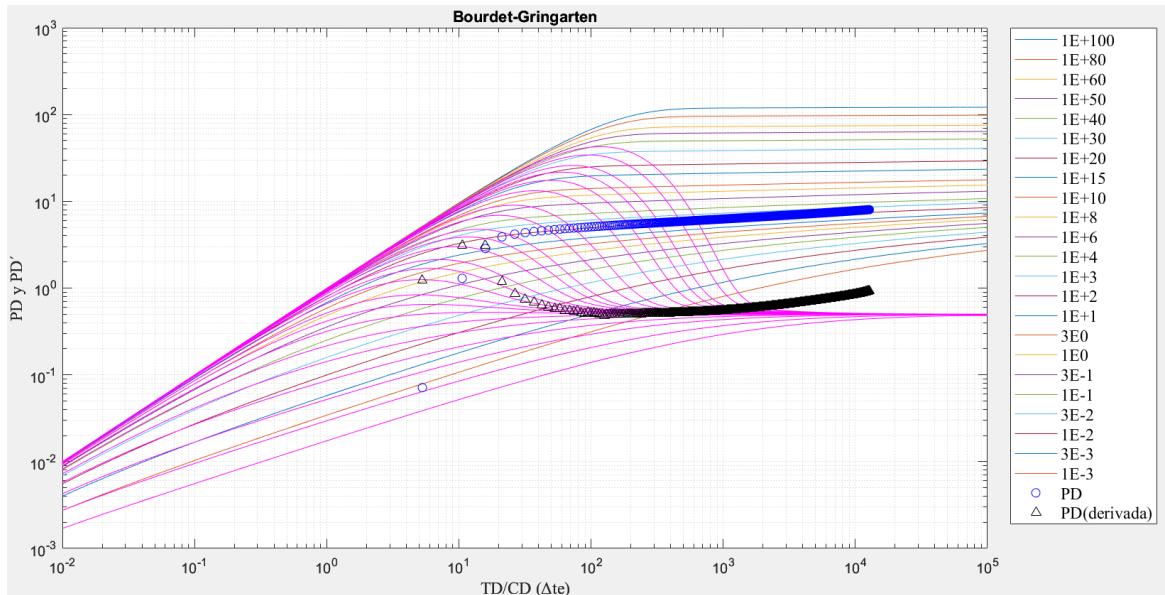


Figura 3.1 Gráfico PD y PD' vs TD/CD para el pozo A

Elaborado por: Garzón, 2023

=====
 Resultados - Build UP
 =====

T1 =

4×1 [table](#)

Resultados_Curva_tipo

k (md)	{ [114.5620] }
kh (md.ft)	{ [916.4960] }
S	{ [-0.1647] }
Limites	{ 'Falla_sellante_(simple)' }

Figura 3.2 Resultados obtenidos en la herramienta informática para el pozo A

Elaborado por: Garzón, 2023

Pozo B

Tabla 3.2 Comparación de resultados obtenidos en el pozo B

Resultados Build Up (Pozo B)				
Parámetros	Herramienta informática	WellTest 2019.1	Error absoluto	Error relativo (%)
Permeabilidad (k)	828.541	828.456	-0.085	0.01
Capacidad de flujo (kh)	37248	37280	32	0.09

Factor de Daño (S)	9.9865	9.995	0.0085	0.09
Limites	Falla sellante (simple)	Falla sellante (simple)	NA	NA

A continuación, en la Figura 3.3 se presenta la gráfica log-log obtenida con el empate de curva tipo Bourdet y Gringarten para el pozo B en la herramienta informática desarrollada.

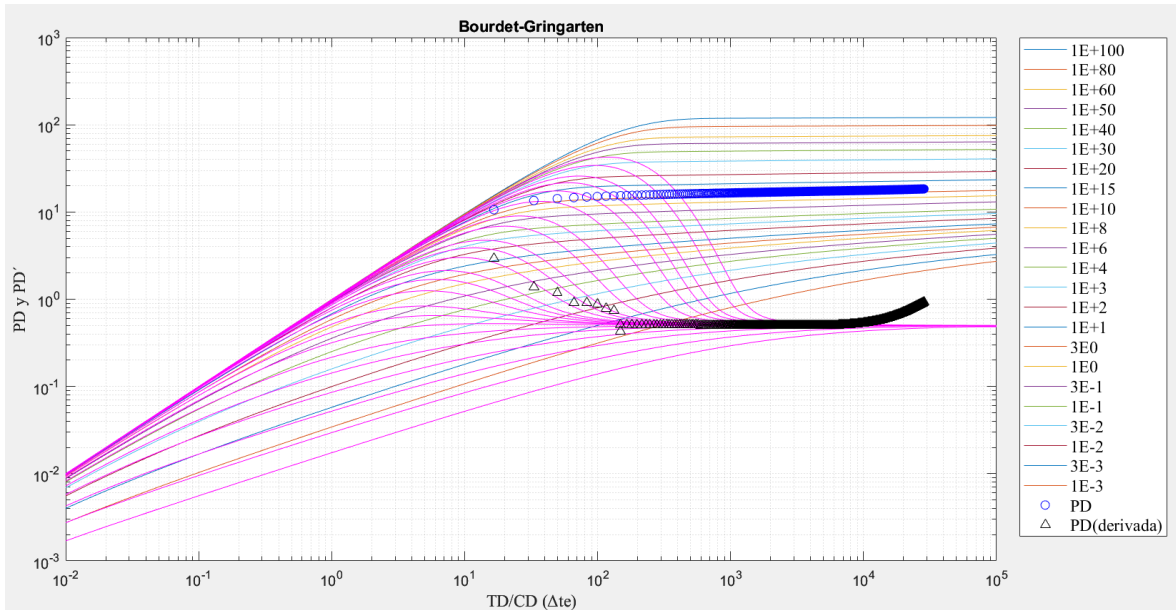


Figura 3.3 Gráfico PD y PD' vs TD/CD para el pozo B

Elaborado por: Garzón, 2023

```
=====
                        Resultados - Build UP
=====
```

T1 =

4x1 [table](#)

Resultados_Curva_tipo

```

k (md)           { [ 828.5405 ] }
kh (md.ft)      { [ 3.7284e+04 ] }
S                { [ 9.9865 ] }
Límites          { 'Falla_sellante_(simple)' }
```

Figura 3.4 Resultados obtenidos en la herramienta informática para el pozo B

Elaborado por: Garzón, 2023

Pozo C

Tabla 3.3 Comparación de resultados obtenidos en el pozo C

Resultados Build Up (Pozo C)				
Parámetros	Herramienta informática	WellTest 2019.1	Error absoluto	Error relativo (%)
Permeabilidad (k)	94.3	96.157	1.857	1.93
Capacidad de flujo (kh)	5280.8	5384.8	104	1.93
Factor de Daño (S)	4.0061	4.064	0.0085	1.42
Limites	Sin flujo (Yac. Cerrado)	Sin flujo (Yac. Cerrado)	NA	NA

A continuación, en la Figura 3.5 se presenta la gráfica log-log obtenida con el empare de curva tipo Bourdet y Gringarten para el pozo C en la herramienta informática desarrollada.

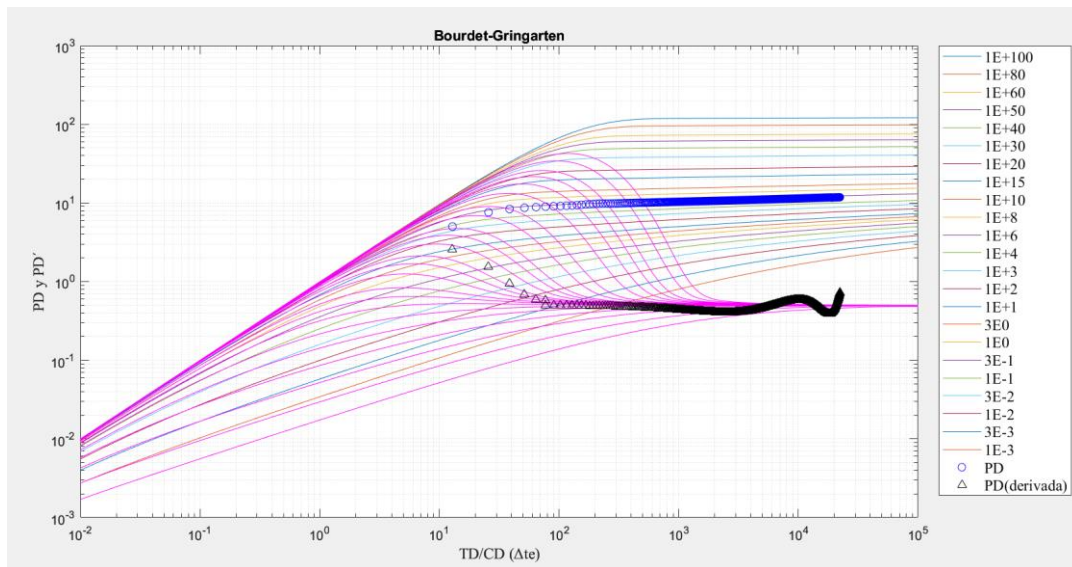


Figura 3.5 Gráfico PD y PD' vs TD/CD para el pozo C

Elaborado por: Garzón, 2023

=====

Resultados - Build UP

=====

T1 =

4x1 [table](#)

Resultados_Curva_tipo

```

k (md)          {[ 94.3010]}
kh (md.ft)     {[ 5.2809e+03]}
S               {[ 4.0061]}
Límites        {'Sin flujo (Yac. Cerrado)'}
    
```

Figura 3.6 Resultados obtenidos en la herramienta informática para el pozo C

Elaborado por: Garzón, 2023

Pozo D

Tabla 3.4 Comparación de resultados obtenidos en el pozo D

Resultados Build Up (Pozo D)				
Parámetros	Herramienta informática	WellTest 2019.1	Error absoluto	Error relativo (%)
Permeabilidad (k)	111.65	111.174	-0,476	0.43
Capacidad de flujo (kh)	3126.2	3112.876	-13.324	0.43
Factor de Daño (S)	16.0192	16.202	0.1828	1.13
Limites	Comportamiento infinito	Comportamiento infinito	NA	NA

A continuación, en la Figura 3.7 se presenta la gráfica log-log obtenida con el empate de curva tipo Bourdet y Gringarten para el pozo D en la herramienta informática desarrollada.

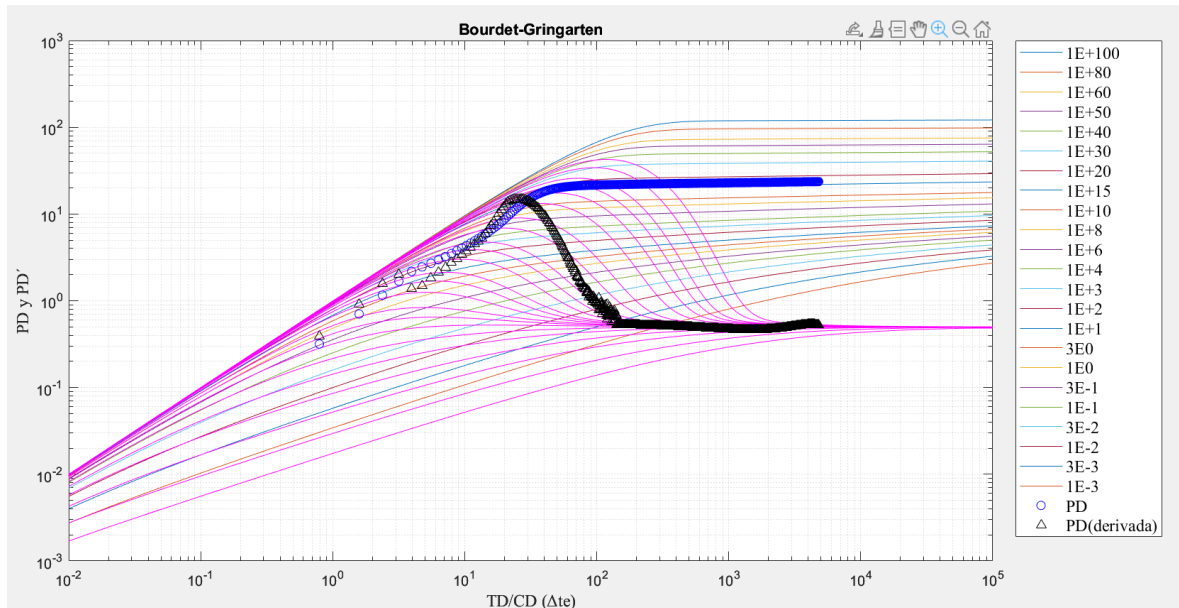


Figura 3.7 Gráfico PD y PD' vs TD/CD para el pozo D

Elaborado por: Garzón, 2023

=====
 Resultados - Build UP
 =====

T1 =

4×1 [table](#)

Resultados_Curva_tipo

k (md)	{ [111.6500] }
kh (md. ft)	{ [3.1262e+03] }
S	{ [16.0192] }
Límites	{ 'Comportamiento infinito' }

Figura 3.8 Resultados obtenidos en la herramienta informática para el pozo D

Elaborado por: Garzón, 2023

Pozo E

Tabla 3.5 Comparación de resultados obtenidos en el pozo E

Resultados Build Up (Pozo E)				
Parámetros	Herramienta informática	WellTest 2019.1	Error absoluto	Error relativo (%)
Permeabilidad (k)	14.349	14.345	-0.004	0.03

Capacidad de flujo (kh)	530.913	530.753	-0.16	0.03
Factor de Daño (S)	2.3232	2.483	0.1598	4.44
Limites	Comportamiento infinito	Comportamiento infinito	NA	NA

A continuación, en la Figura 3.9 se presenta la gráfica log-log obtenida con el empate de curva tipo Bourdet y Gringarten para el pozo E en la herramienta informática desarrollada.

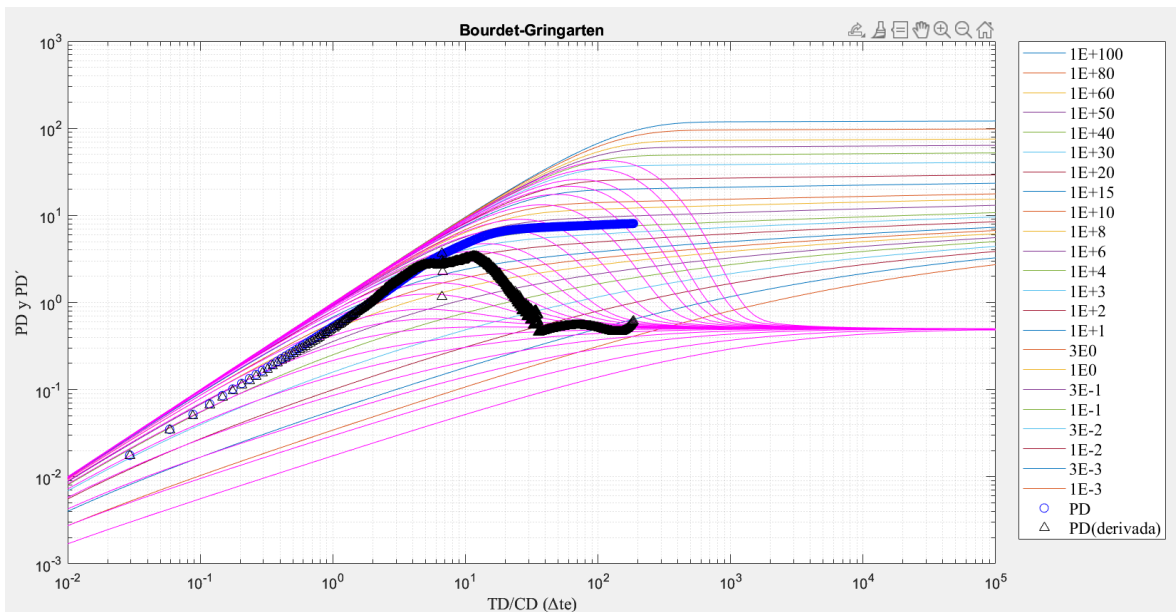


Figura 3.9 Gráfico PD y PD' vs TD/CD para el pozo E

Elaborado por: Garzón, 2023

=====
 Resultados - Build UP
 =====

T1 =

4×1 [table](#)

Resultados_Curva_tipo

k (md)	{ [14.3490] }
kh (md.ft)	{ [530.9130] }
S	{ [2.3232] }
Limites	{ 'Comportamiento infinito' }

Figura 3.10 Resultados obtenidos en la herramienta informática para el pozo E

Elaborado por: Garzón, 2023

3.1.2 Análisis de prueba de decremento de presión

Para este análisis se utilizó una prueba de decremento de presión obtenida del libro de Chaudhry (2004).

Pozo F

Tabla 3.6 Comparación de resultados obtenidos en el pozo F

Resultados DrawDown (Pozo F)				
Parámetros	Herramienta informática	WellTest 2019.1	Error absoluto	Error relativo (%)
Permeabilidad (k)	7.305	7.319	0.014	0.19
Capacidad de flujo (kh)	504.045	504.974	0.929	0.18
Factor de Daño (S)	5.7580	5.754	-0.004	0.07
Limites	Sin flujo (Yac. Cerrado)	Sin flujo (Yac. Cerrado)	NA	NA

A continuación, en la Figura 3.11 se presenta la gráfica log-log obtenida con el empate de curva tipo Bourdet y Gringarten para el pozo F en la herramienta informática desarrollada.

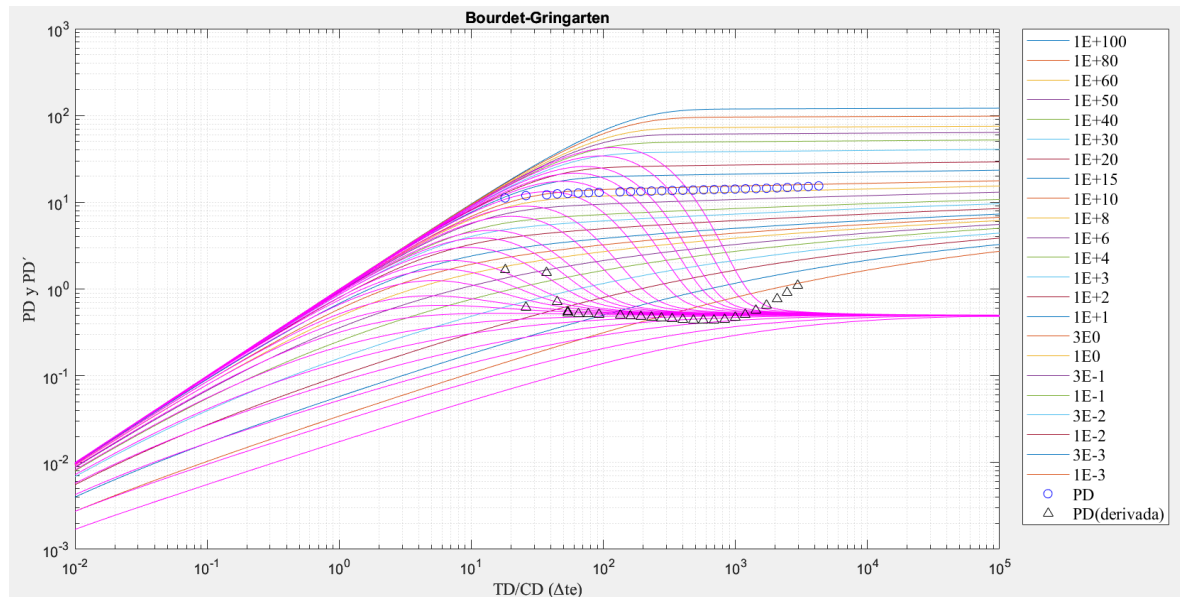


Figura 3.11 Gráfico PD y PD' vs TD/CD para el pozo F

Elaborado por: Garzón, 2023

=====
 Resultados - DrawDown
 =====

T1 =

4×1 [table](#)

Resultados_Curva_tipo

k (md)	{ [7.3050] }
kh (md.ft)	{ [504.0450] }
S	{ [5.7580] }
Límites	{ 'Sin flujo (Yac. Cerrado)' }

Figura 3.12 Resultados obtenidos en la herramienta informática para el pozo F

Elaborado por: Garzón, 2023

3.1.3 Análisis de pruebas de Fall off

Para este análisis se utilizó una prueba de Falloff de presión obtenida del libro de Lee et. Al. (2003).

Pozo G

Tabla 3.7 Comparación de resultados obtenidos en el pozo G

Resultados Fall off (Pozo G)				
Parámetros	Herramienta informática	WellTest 2019.1	Error absoluto	Error relativo (%)
Permeabilidad (k)	87.993	89.8229	1.83	2.04
Capacidad de flujo (kh)	1759.9	1796.458	36.56	2.04
Factor de Daño (S)	-1.3125	-1.371	-0.0585	4.27
Límites	Comportamiento homogéneo	Comportamiento homogéneo	NA	NA

A continuación, en la Figura 3.13 se presenta la gráfica log-log obtenida con el empare de curva tipo Bourdet y Gringarten para el pozo G en la herramienta informática desarrollada.

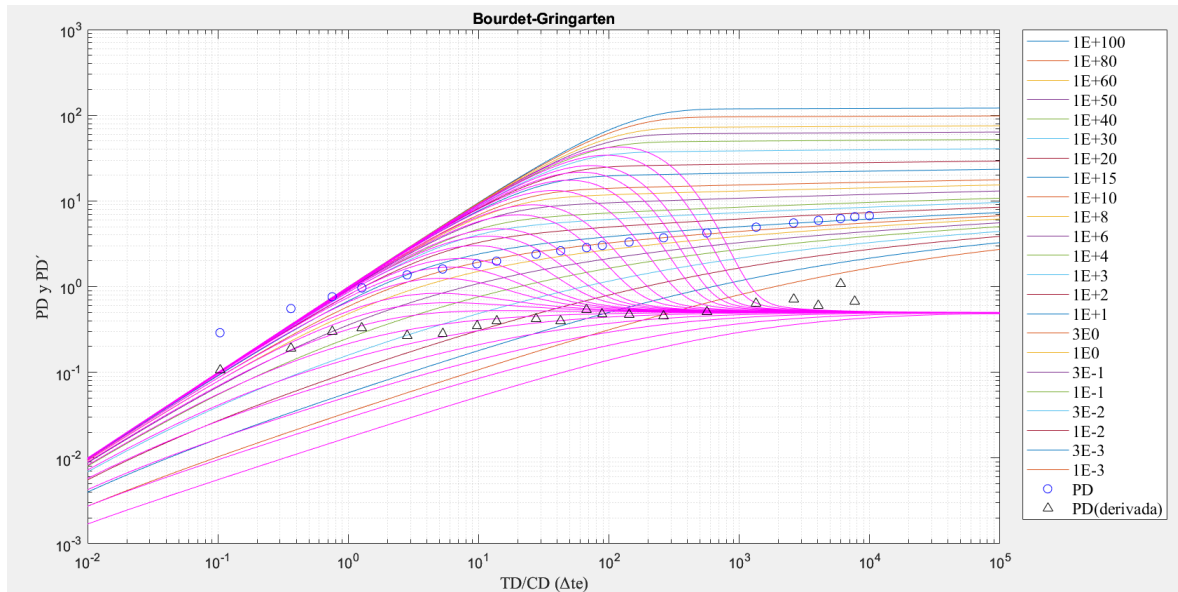


Figura 3.13 Gráfico PD y PD' vs TD/CD para el pozo G

Elaborado por: Garzón, 2023

=====
 Resultados - Falloff
 =====

T1 =

4x1 [table](#)

Resultados_Curva_tipo

k (md)	{ [87.9930] }
kh (md.ft)	{ [1.7599e+03] }
S	{ [-1.3125] }
Límites	{ 'Comportamiento infinito' }

Figura 3.14 Resultados obtenidos en la herramienta informática para el pozo G

Elaborado por: Garzón, 2023

3.2 Conclusiones

- 1) Se cumplió con el objetivo presentado en el trabajo de integración curricular ya que la herramienta informática para el análisis e interpretación de pruebas de presión transitorias utilizando curvas tipo fue desarrollada con éxito, logrando tener una herramienta amigable para complementar la formación académica en el área de pruebas de presión.

- 2) El parámetro de permeabilidad k obtenido mediante el análisis con métodos convencionales del otro componente de este trabajo de integración curricular muestra la efectividad de la herramienta informática desarrollada, puesto que al usar este parámetro se obtiene un correcto ajuste utilizando el método de curva tipo de Gringarten y Bourdet.
- 3) El análisis de pruebas de presión con curvas tipo nos permite realizar una mejor apreciación del comportamiento del yacimiento, especialmente en la identificación del tipo de límites que este presenta.
- 4) Se pudo determinar que la herramienta informática desarrollada tiene mayor eficacia con pruebas de presión para reservorios que tengan almacenamiento constante y daño.
- 5) Para la comprobación de los resultados obtenidos se utilizaron datos de pruebas de presión para 5 pozos reales de la Cuenca Oriente y 2 datos de pruebas de presión obtenidos de los libros de Chaudhry (2004) y Lee et. Al. (2003), dando como resultado un error relativo menor al 4.5 %, mostrando así que la herramienta informática sirve tanto para el análisis e interpretación de pruebas reales, como académicas.

3.3 Recomendaciones

- 1) Se recomienda realizar un filtrado de los datos que se van a utilizar en la herramienta informática ya que esta fue desarrollada para yacimientos con almacenamiento y daño, y sus resultados serán efectivos y representativos para este tipo de reservorios.
- 2) Se recomienda llevar la herramienta informática desarrollada a un lenguaje de programación donde posterior a la selección de puntos en las gráficas de diagnóstico estos se puedan escribir de manera automática debido a que puede haber errores en la digitación manual de estos.
- 3) Matlab es un lenguaje de programación que fue muy útil para el desarrollo de la herramienta informática sin embargo, para el ingreso de datos se vuelve un poco rústico es por lo que se recomienda en un futuro trasladar la herramienta informática a un lenguaje de programación donde el ingreso de datos sea de una manera más amigable para el usuario.

4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

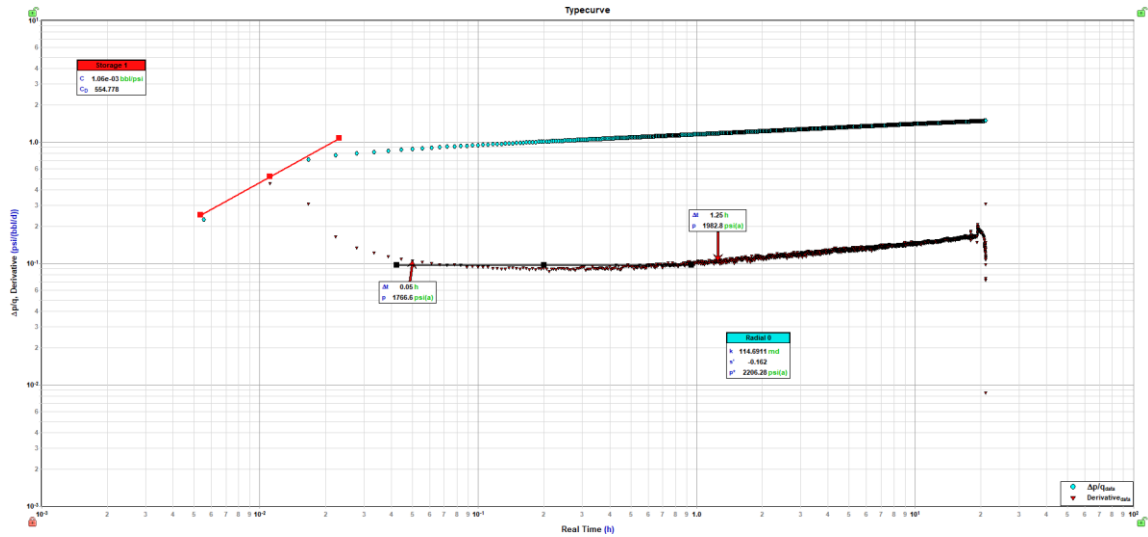
- 1) Bourdet, D. (2002). Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models. Francia: Elsevier
- 2) Bourdarot, G. (1998). Well Testing: Interpretation Methods. Francia: Technip
- 3) Chaudhry, A.U. (2004). Oil Well Testing Handbook. USA: Elsevier
- 4) Schlumberger (2002). Well Test Interpretation. SMP-7086-5
- 5) Colmont, G. & Pinoargote, C. (2014). Flujo de Fluidos en Medios Porosos. Ed. UPSE, Santa Elena.
- 6) Reyes, M., & Vargas, J. (2009). Métodos para el cálculo del área de drene. Ciudad de México: Universidad autónoma de México.
- 7) Orozco, S. (2010). Fundamentos para pruebas de presión y cálculo de potencial. Universidad autónoma de México, Ciudad de México.
- 8) Von Flater, R. (2013). Fundamentos de las pruebas de pozos. Oilfield review.
- 9) Andrade, D., & García, V. (2015). Estudio de las pruebas de presión transitorias del campo limoncocha en el período anterior a la operación de petroamazonas EP para la validación y reinterpretación del historial de presiones. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- 10) Valencia, R. (2011). Fundamentos de pruebas de presión. Quito: Escuela Politécnica Nacional
- 11) Gringarten, A. (2008). From Straight lines to Deconvolution: The evolution of the State of the Art in Well Test Analysis.
- 12) Tatés, A., & Garcés, D. (2012). Optimización de la producción en pozo del campo Shushufindi en base al índice de productividad obtenido del análisis de pruebas de presión. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- 13) Velasco, J. (2014). Balance de materia dinámico. Ciudad de México: Universidad autónoma de México.
- 14) Hernández, J., Naranjo, J., Puerta, L. & López, H. (2017). Descripción teórica de los métodos basados en curvas tipo en pruebas de presión. Caracas: UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL POLITÉCNICA DE LA FUERZA ARMADA NACIONAL.
- 15) Bravo, E., & García, J. (2014). Análisis comparativo de las pruebas de presión entre pozos de petróleo del oriente ecuatoriano y pozos de gas del campo amistad. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral. Recuperado de: [https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/16226/1/An%C3%A1lisis%20Comparativo%20de%20las%20Pruebas%20de%20Presi%C3%B3n%20entre%](https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/16226/1/An%C3%A1lisis%20Comparativo%20de%20las%20Pruebas%20de%20Presi%C3%B3n%20entre%20)

- 20Pozos%20de%20Petr%C3%B3leo%20del%20Oriente%20Ecuatoriano%20y%20Pozos%20de%20gas%20del%20Campo%20Amistad.pdf
- 16) Meneses, L. (2012). Análisis de pruebas de presión a presión constante. Ciudad de México: Universidad nacional autónoma de México. Recuperado de: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/2179/1/TESIS.pdf>
 - 17) Fonseca, J. (2011). Análisis de pruebas de presión en yacimientos naturalmente fracturados. Ciudad de México: Escuela Superior de Ingeniería y arquitectura. Recuperado de: <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/20906/An%C3%A1lisis%20de%20pruebas%20de%20presi%C3%B3n%20en%20yacimientos%20naturalmente%20fracturados.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
 - 18) Andrade, D., & García, V. (2015). Estudio de las pruebas de presión transitoria del campo Limoncocha en el periodo anterior a la operación de Petroamazonas EP para validación y reinterpretación del historial de presiones. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
 - 19) Farinango, D. (2018). Actualización del mapa de presiones de la arenisca U del Campo Shushufindi mediante la interpretación de pruebas de presión. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
 - 20) Ahmadi, R., Shahrabi, J. & Aminshahidy, B. (2017) Automatic well-testing model diagnosis and parameter estimation using artificial neural networks and design of experiments. J Petrol Explor Prod Technol
 - 21) Gringarten, A. (2008). From Straight Lines to Deconvolution: The Evolution of the State of the Art in Well Test Analysis.
 - 22) Triana, R., & Quintero, Y. (2009). Análisis de pruebas de presión (Mini-FallOff test) durante operaciones de fracturamiento hidráulico.
 - 23) Escobar, H. (2013). Análisis moderado de presiones de pozos. Neiva, Huila, Colombia.
 - 24) Houzé, O., Viturat, D., & Fjaere, O. (2008). The Theory and Practice of Pressure Transient & the use of data from Permanent Downhole Gauges. KAPPA.

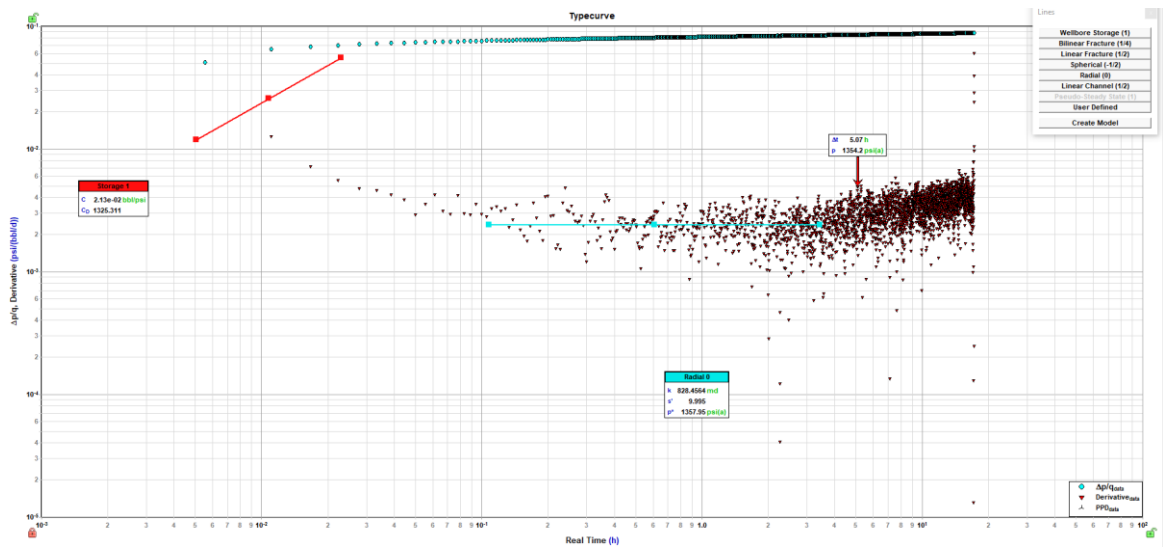
5 ANEXOS

ANEXO I: Gráficas curva tipo obtenidas de WellTest 2019.1

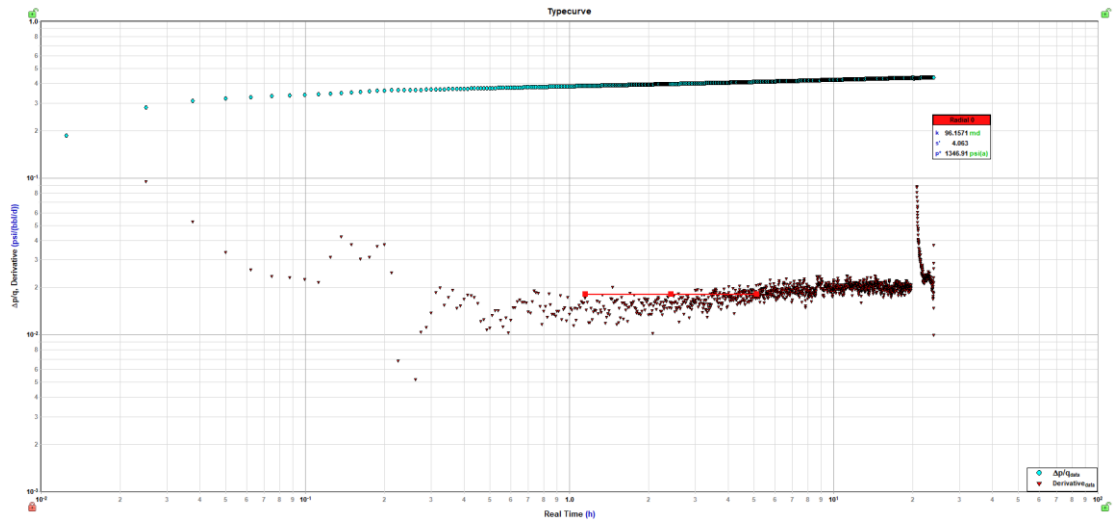
Pozo A



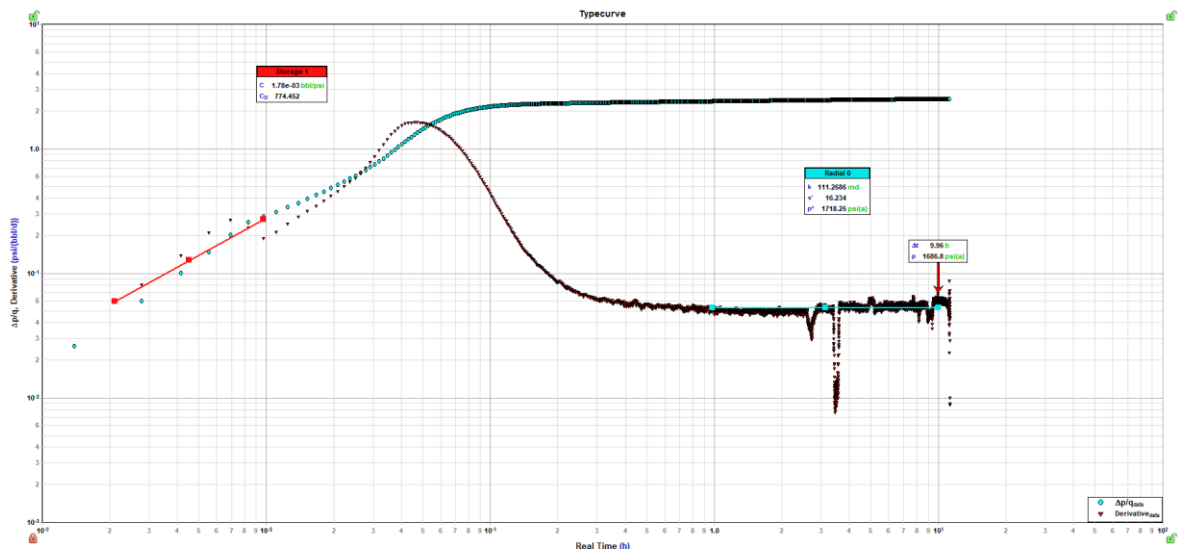
Pozo B



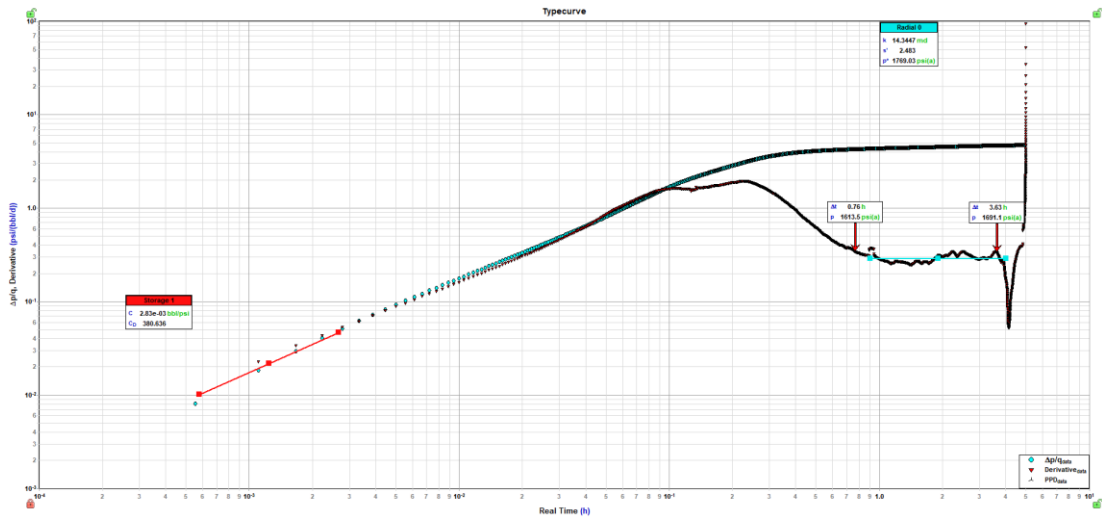
Pozo C



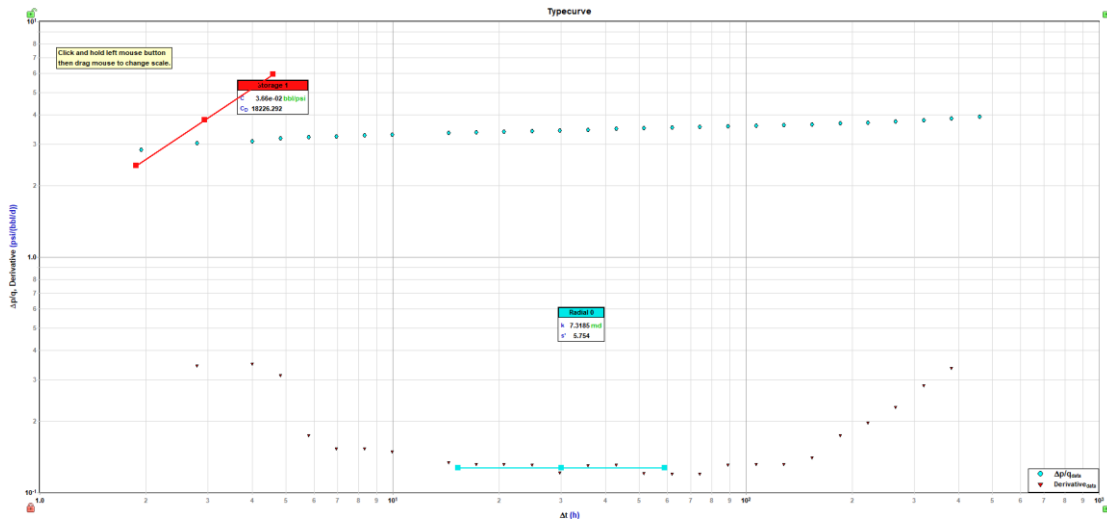
Pozo D



Pozo E



Pozo F



Pozo G

