

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA INFORMÁTICA PARA LA INTERPRETACIÓN Y ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIAS UTILIZANDO MÉTODOS CONVENCIONALES

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

KATHERINE LISBETH PANCHI QUIMBITA

katherine.panchi@epn.edu.ec


DIRECTOR: RAÚL ARMANDO VALENCIA TAPIA, MSc.

raul.valencia@epn.edu.ec

DMQ, Febrero 2023

CERTIFICACIONES

Yo, KATHERINE LISBETH PANCHI QUIMBITA 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.


KATHERINE PANCHI

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por KATHERINE LISBETH PANCHI QUIMBITA, 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.

KATHERINE LISBETH PANCHI QUIMBITA

MSc. RAÚL ARMANDO VALENCIA TAPIA

DEDICATORIA

Con mucho amor y alegría dedico este trabajo y todos mis logros a mi querida familia:

A mis padres, Freddy Panchi y Gladys Quimbita y hermana, Nayeli Panchi. Por ser las personas más incondicionales que tengo en mi vida. Gracias por tanto amor, risas, consejos, apoyo y confianza. Gracias por ayudarme a construir todos mis sueños.

¡Lo logramos!

Katherine Lisbeth Panchi Quimbita

AGRADECIMIENTO

Agradezco de todo corazón:

A Diosito y a la Virgencita por siempre guiar mi camino.

A mis padres, por estar junto a mí en los buenos y malos momentos, siempre con un gran consejo. Me han enseñado la importancia de la responsabilidad y dedicación. Cada logro se lo dedico y agradezco a ustedes.

A mi hermana, por su compañía y amor. Admiro tu dedicación en el camino que estas emprendiendo, estoy segura de que llegarás muy lejos. Siempre contarás conmigo.

A mis abuelitos, por su gran amor, dulzura y palabras de aliento.

A mis amigos de la Universidad, sin duda alguna este gran trayecto no hubiera sido lo mismo sin ustedes. Gracias por tantas risas y experiencias inolvidables.

A la Escuela Politécnica Nacional, y sus docentes, por la excelente formación académica recibida.

Al MSc. Raúl Valencia por su apoyo y colaboración en la realización de este proyecto. Gracias por toda su confianza.

Finalmente, a todas las personas que han confiado en mí y me han brindado una oportunidad.

Katherine Lisbeth Panchi Quimbita

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS	VII
ÍNDICE DE TABLAS.....	IX
RESUMEN.....	X
ABSTRACT	XI
1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO.....	1
1.1 Objetivo General.....	2
1.2 Objetivos Específicos	2
1.3 Alcance.....	2
1.4 Marco Teórico.....	3
1.4.1 Pruebas de Presión Transitorias	3
1.4.2 Caracterización del Reservorio	4
1.4.2.1 Tipos de fluidos	4
1.4.2.2 Regímenes de Flujo	6
1.4.2.3 Geometrías de Flujo.....	9
1.4.2.4 Número de Fluidos en el Reservorio.....	10
1.4.3 Ecuaciones Fundamentales de Flujo de Fluidos	11
1.4.4 Prueba de Restauración de Presión (Build Up)	14
1.4.4.1 Análisis de las Pruebas de Restauración de presión (Build Up).....	15
1.4.4.1.1 Región de Tiempos Tempranos (ETR - Early Time Region)	15
1.4.4.1.2 Región de Tiempos Medios (MTR – Middle Time Region)	21
1.4.4.1.3 Región de Tiempos Tardíos (LTR – Late Time Region)	21
1.4.4.2 Métodos Convencionales	22
1.4.4.2.1 Método de Horner	22
1.4.4.2.2 Método MDH	27
1.4.4.2.3 Método MBH.....	28
1.4.4.2.4 Método Muskat.....	30
1.4.5 Pruebas de Decremento de Presión (Drawdown).....	31
1.4.5.1 Análisis de las pruebas de decremento de presión (Drawdown)	32
1.4.5.1.1 Región de Tiempos Tempranos (ETR)	33
1.4.5.1.2 Región de Tiempos Medios (MTR)	35
1.4.5.1.3 Región de Tiempos Tardíos (LTR).....	36
1.4.5.2 Métodos Convencionales	36

1.4.5.2.1	Método MDH	36
1.4.5.2.2	Prueba Límite	38
1.4.6	Pruebas de Inyectividad (Falloff – Test).....	39
1.4.6.1	Análisis de las Pruebas de Inyectividad (Falloff – Test).....	40
1.4.6.2	Método Convencional.....	41
1.4.6.2.1	Método de Merrill et al.	41
1.4.7	Identificación de los Modelos	44
1.4.7.1	Pozos con almacenamiento y daño en Reservorios Homogéneos	44
1.4.7.2	Pozo con Límites Simples	45
1.4.7.3	Límites de presión constante.....	46
1.4.8	Metodología de la Programación para el desarrollo de la Herramienta Informática	48
1.4.9	Matlab	49
1.4.9.1	Programación en Matlab	49
1.4.9.2	Ajuste de curvas	49
2	METODOLOGÍA.....	50
2.1	Desarrollo de Algoritmos y codificación	50
2.2	Ejecución y comprobación	57
2.2.1	Caso de aplicación 1: Prueba de restauración de presión (Build Up)	57
2.2.2	Caso de aplicación 2: Prueba de decremento de presión (Drawdown)	61
2.2.3	Caso de aplicación 3: Prueba de inyectividad (Falloff - Test).....	63
3	RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	66
3.1	Resultados.....	66
3.1.1	Pruebas de restauración de Presión (Build Up).....	66
3.1.1.1	Pozo A	66
3.1.1.2	Pozo B	67
3.1.1.3	Pozo C	67
3.1.1.4	Pozo D	68
3.1.1.5	Pozo E	68
3.1.2	Prueba de decremento de Presión (Drawdown)	69
3.1.2.1	Pozo F	69
3.1.3	Prueba de Inyectividad (Falloff – Test).....	70
3.1.3.1	Pozo G	70
3.2	Conclusiones	71
3.3	Recomendaciones.....	72
4	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	73
5	ANEXOS.....	75

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Representación esquemática de las pruebas de presión	4
Figure 1.2 (a) Volumen en función de la presión (b) Densidad en función de la presión para fluidos: incompresibles, ligeramente compresibles y compresibles	6
Figura 1.3 Flujo Estable.....	7
Figura 1.4 Flujo Pseudoestable.....	8
Figura 1.5 Flujo Transitorio.....	8
Figura 1.6 Geometría del Flujo radial.....	9
Figura 1.7 Flujo Lineal ideal en una fractura vertical.....	9
Figura 1.8 Flujo Bilineal a una fractura hidráulica	10
Figura 1.9 Flujo esférico y hemisférico.....	10
Figura 1.10 Elemento de flujo radial.....	12
Figura 1.11 Representación esquemática de la ecuación de la Difusividad y caracterización del reservorio.....	13
Figura 1.12 Prueba de restauración de presión (Build Up) idealizada.....	14
Figura 1.13 Comportamiento de la presión estática.....	15
Figura 1.14 Efectos de almacenamiento y daño en la respuesta de presión	16
Figura 1.15 Efecto de almacenamiento: Caudal en la cara del pozo y superficie	16
Figura 1.16 Efecto de almacenamiento: Análisis especializado en escala logarítmica	17
Figura 1.17 Gráfico de Horner para pozo con almacenamiento constante.....	18
Figura 1.18 Gráfico de Horner para un pozo con disminución de los efectos de almacenamiento por redistribución de las fases.....	18
Figura 1.19 Gráfico de Horner para un pozo con una falla con disminución de los efectos de almacenamiento por redistribución de las fases	19
Figura 1.20 Incremento en los efectos de almacenamiento	19
Figura 1.21 Comportamiento del factor de daño.....	20
Figura 1.22 Gráfica de Horner para las pruebas de restauración de presión	21
Figura 1.23 Perfil de presión vs tiempo con una falla sellante en un reservorio infinito cuando la falla es alcanzada.....	22
Figura 1.24 Gráfico de Diagnóstico	23
Figura 1.25 Curva tipo de Argawall, Al Hussainy y Ramey.....	24
Figura 1.26 Método de Horner	26
Figura 1.27 MDH o Gráfica Semilogarítmico.....	27
Figura 1.28 Método MBH para presión promedio del reservorio	28
Figura 1.29 Presión adimensional MBH para pozos centrados en áreas de drenaje cuadradas ...	29
Figura 1.30 Presión adimensional MBH para pozos centrados en áreas de drenaje equiláteras ..	29
Figura 1.31 Presión adimensional MBH para pozos centrados en áreas de drenaje rectangulares con relación de lado 2:1	30
Figura 1.32 Presión adimensional MBH para pozos centrados en áreas de drenaje rectangulares con relación de lado 4:1 y 5:1	30
Figura 1.33 Método Muskat para presión promedio del reservorio.....	31

Figura 1.34 Prueba de decremento de presión (Drawdown) idealizada	32
Figura 1.35 Gráfica semilogarítmica de una prueba de decremento de presión (Drawdown).....	33
Figura 1.36 Regiones de una prueba de decremento de presión (Drawdown)	33
Figura 1.37 Prueba de decremento de presión (Drawdown) para pozo con almacenamiento y daño.....	34
Figura 1.38 Efecto de almacenamiento para pruebas de decremento de presión	35
Figura 1.39 Flujo radial infinito en pruebas de decremento de presión	35
Figura 1.40 Gráfica MDH para pruebas de decremento de presión	37
Figura 1.41 Método MBH para pruebas de decremento de presión (Drawdown)	38
Figura 1.42 Prueba límite del reservorio	39
Figura 1.43 Prueba Falloff Test.....	40
Figura 1.44 Comportamiento de Presión Falloff para un sistema compuesto de dos zonas.....	41
Figura 1.45 Gráfica semilogarítmica de Horner para prueba Falloff Test.....	42
Figura 1.46 Correlación de: (a) radio de movilidad con M y D* (b) Correlación del tiempo adimensional $\Delta t D x$ para sistemas compuestos de dos zonas.....	44
Figura 1.47 Gráfica de Horner para pozos con almacenamiento y daño en reservorios homogéneos.....	45
Figura 1.48 Comportamiento de presión en pozos con una falla sellante en (a) Prueba Build Up con método de Horner (b) Prueba Drawdown con método MDH	46
Figura 1.49 Modelo para límites lineales de presión constante	46
Figura 1.50 Pozos con fallas de presión constante.....	47
Figura 1.51 Gráficas de diagnóstico y Horner para los modelos de reservorios homogéneos (a) Pozos con almacenamiento y daño (b) Fracturas verticales de conductividad infinita (c) Pozo con falla sellante (d) Pozo con límite exterior cerrado	47
Figura 1.52 Metodología de la Programación para el desarrollo una herramienta informática.	49
Figura 2.1 Diagrama de flujo para la inicialización de la herramienta informática.	50
Figura 2.2 Diagrama de flujo para las pruebas de restauración de presión.	52
Figura 2.3 Diagrama de flujo para las pruebas de decremento de presión.	54
Figura 2.4 Diagrama de flujo para el análisis de las pruebas Falloff - Test.	55
Figura 2.5 Código de Matlab: Sección de cálculos.	56
Figura 2.6 Código de Matlab: Sección de Ajuste Lineal.....	56
Figura 2.7 Pruebas de restauración de presión: Intervalo de análisis.	57
Figura 2.8 Pruebas de restauración de presión: Gráfica de diagnóstico.	58
Figura 2.9 Pruebas de restauración de presión: Empate con la curva tipo de Al Hussainy et al. ..	58
Figura 2.10 Pruebas de restauración de presión: Gráfico de Horner Hussainy.	59
Figura 2.11 Pruebas de restauración de presión: Visualización de resultados 1.	59
Figura 2.12 Pruebas de restauración de presión: Cartas MBH.	60
Figura 2.13 Pruebas de restauración de presión: Visualización de resultado 2	60
Figura 2.14 Pruebas de decremento de presión: Selección del intervalo.....	61
Figura 2.15 Pruebas de decremento de presión: Gráfica de diagnóstico	61
Figura 2.16 Pruebas de decremento de presión: Gráfica MDH	62
Figura 2.17 Pruebas de decremento de presión: Prueba límite.....	62

Figura 2.18 Pruebas de decremento de presión: Visualización de resultados 1	63
Figura 2.19 Pruebas Falloff - Test: Selección de intervalo	63
Figura 2.20 Pruebas Falloff – Test. Método de Merrill et al.	64
Figura 2.21 Pruebas Falloff – Test. Cartas del método de Merrill et al.	64
Figura 2.22 Pruebas Falloff – Test. Visualización de resultados	65

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Factor de daño: positivo, negativo y cero	20
Tabla 1.2 Reseña histórica de los Métodos Convencionales.	22
Tabla 1.3 Métodos para determinar la constante de almacenamiento.....	24
Tabla 1.4 Ajuste programático de curvas en Matlab.	49
Tabla 3.1 Resultados del Pozo A con el método de Horner.....	66
Tabla 3.2 Resultados del Pozo A con el método MBH y Muskat	66
Tabla 3.3 Resultados del Pozo B con el método de Horner	67
Tabla 3.4 Resultados del Pozo B con el método MBH y Muskat	67
Tabla 3.5 Resultados del Pozo C con el método de Horner	67
Tabla 3.6 Resultados del Pozo C con el método MBH.....	68
Tabla 3.7 Resultados del Pozo D con el método de Horner	68
Tabla 3.8 Resultados del Pozo D con el método MBH.....	68
Tabla 3.9 Resultados del Pozo E con el método de Horner.....	69
Tabla 3.10 Resultados del Pozo E con el método MBH.....	69
Tabla 3.11 Resultados del pozo F con el método MBH	69
Tabla 3.12 Resultados del Pozo F con la prueba límite	70
Tabla 3.13 Resultados del Pozo G con el método de Merrill et al.....	70

RESUMEN

Actualmente, las herramientas informáticas son implementadas como parte de la metodología en la educación, optimizando así los procesos manuales. El presente trabajo de integración curricular presenta el desarrollo de una herramienta informática de uso académico, para el análisis e interpretación de las pruebas de presión transitorias. A través de los métodos convencionales más utilizados en la Industria Petrolera.

Para el desarrollo de la herramienta, se diseñaron algoritmos basados en la teoría de las pruebas de presión transitorias y los procedimientos establecidos para los métodos convencionales. La codificación de los algoritmos y ejecución del programa se realizó en un script de la plataforma de programación Matlab.

El programa de uso académico permite analizar e interpretar tres tipos de pruebas de presión transitorias: pruebas de restauración de presión (Build Up), pruebas de decremento de presión (Drawdown) y pruebas de inyectividad (Falloff - Test). Con el objetivo de determinar los parámetros de interés para caracterizar y evaluar al reservorio.

Finalmente, para validar la efectividad de la herramienta, se compararon los resultados obtenidos en la misma con los de un software comercial, utilizando los datos de 5 pruebas de presión transitorias de pozos reales del Oriente Ecuatoriano y 2 pruebas de presión propuestas en los libros de Chaudhry (2004) y Lee et al. (2003).

PALABRAS CLAVE: Herramienta informática, Pruebas de Presión Transitorias, Algoritmos, Matlab, Script.

ABSTRACT

Currently, software is implemented as part of the methodology in education, thus optimizing manual processes. The present project of curricular integration presents the development of an academic software, for the analysis and interpretation of transient pressure tests. Through the most used conventional methods in the Oil and Gas Industry.

For the development of the software, algorithms were designed based on the transient pressure testing theory and the procedures established for conventional methods. The coding of the algorithms and execution was carried out in a script of the Matlab programming platform.

The academic software allows the analysis and interpretation of three types of transient pressure tests: Build Up, Drawdown and Falloff - Test. With the objective of determining the parameters of interest to characterize and evaluate the reservoir.

Finally, to validate the effectiveness of the software, the results obtained in the software were compared with those of a commercial software, using data from 5 transient pressure tests of Ecuador's real wells and 2 proposed by Chaudhry (2004) and Lee et al. (2003)

KEYWORDS: Software, Pressure Transient Testing, Algorithms, Matlab, Script.

1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

El desarrollo de la cuarta revolución industrial ha permitido la implementación de aplicaciones, software y herramientas informáticas en la enseñanza actual. Esto con la finalidad de automatizar los proyectos asignados y manejar gran cantidad de datos. Por lo tanto, se mejora la calidad y velocidad de los resultados obtenidos.

Dentro de las operaciones de la Industria petrolera, las pruebas de presión transitorias representan una herramienta fundamental para la evaluación y caracterización del sistema reservorio – pozo. De esta manera, se pueden conocer sus condiciones actuales y, por consiguiente, tomar importantes decisiones operativas acerca del desempeño futuro de un campo.

En el mercado existen algunos programas comerciales de pruebas de presión transitorias. Sin embargo, son costosos y difíciles de adquirir a nivel educativo. Por lo tanto, se crea la necesidad de desarrollar una herramienta informática de uso académico, que permita analizar e interpretar las principales pruebas de presión transitorias, mediante los métodos convencionales. De forma fácil y cuyos resultados presenten un error bajo, en comparación a lo obtenido en software comerciales.

Para la elaboración de la herramienta, se desarrollaron algoritmos enfocados en tres principales aspectos. Primero los datos de entrada requeridos, es decir los datos obtenidos de los sensores (memory gauges) de presión vs. tiempo y los parámetros del pozo y reservorio para la evaluación. Segundo, la metodología establecida en los métodos convencionales. Y finalmente, los resultados obtenidos o parámetros para caracterizar al reservorio.

Dado que el análisis e interpretación de las pruebas de presión transitorias, mediante los métodos convencionales consiste en la importación y procesamiento de gran cantidad de datos, y, por consiguiente, la visualización y análisis de gráficas. La codificación de los algoritmos y ejecución del programa fue realizado en un script de la plataforma de programación Matlab.

El análisis de las pruebas de restauración de presión (Build Up) fue realizado con el método convencional de Horner. En el cual, se ejecutó un ajuste lineal en la región de tiempos medios (MTR) para determinar la pendiente, presión a 1 hora y presión extrapolada. Con dichos parámetros y ecuaciones establecidas, se calculó la permeabilidad, factor de daño, y eficiencia de flujo. Además, la presión promedio del reservorio fue determinada a través de los métodos: MBH y Muskat.

El análisis de las pruebas de decremento de presión (Drawdown), fue realizado con el método convencional MDH. El cual sigue la misma metodología descrita en el método de Horner para calcular la permeabilidad, factor daño y eficiencia de flujo. Adicionalmente los parámetros: volumen poroso y área fueron determinados con la prueba límite.

En las pruebas de inyectividad (Falloff - Test), el método desarrollado fue Merrill et al., el cual utiliza la gráfica de Horner y requiere la identificación de las zonas de los sistemas compuestos de inyección. Para determinar así los parámetros de interés tanto del banco del fluido inyectado, como el banco del petróleo.

El presente proyecto diseña una herramienta informática para el análisis e interpretación de las pruebas descritas anteriormente. La validación de la misma consiste en la comparación de los resultados obtenidos en la herramienta informática y software comerciales.

1.1 Objetivo General

Desarrollar una herramienta informática de uso académico para el análisis de pruebas de presión transitorias utilizando métodos convencionales.

1.2 Objetivos Específicos

1. Analizar el estado del arte de los métodos convencionales para la interpretación de las pruebas de presión transitorias.
2. Plantear y diseñar los algoritmos para el desarrollo de los métodos convencionales en el análisis 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

- Se realizará una investigación bibliográfica acerca de la teoría de las pruebas de presión transitorias y los métodos convencionales más utilizados para su análisis. Además, se explorarán las funcionalidades y aplicaciones de Matlab. Esto con el

objetivo de diseñar los algoritmos de los métodos convencionales para cada tipo de prueba de presión transitoria y su implementación en Matlab.

- La herramienta informática desarrollada en Matlab, permitirá analizar e interpretar las tres principales pruebas de presión transitorias: pruebas de restauración de presión (Build Up), pruebas de decremento de presión (Drawdown) y pruebas de inyektividad (Falloff -Test), a través de los métodos convencionales. Cuyos modelos se basen en pozos con almacenamiento y daño y límites simples.
- Se compararán los resultados obtenidos en la herramienta informática con los de un software comercial. Para ello, se utilizarán los datos de 5 pruebas de presión transitorias realizadas a pozos del Oriente Ecuatoriano y 2 pruebas planteadas por autores. Las cuales están dentro del alcance en cuanto a los modelos descritos anteriormente.

1.4 Marco Teórico

1.4.1 Pruebas de Presión Transitorias

Las pruebas de presión transitorias representan una herramienta de caracterización y evaluación del sistema reservorio-pozo en condiciones dinámicas. Consiste en generar una perturbación al pozo, a través de un cambio temporal al caudal de producción o inyección. A continuación, se monitorea la respuesta de presión durante un cierto periodo de tiempo, dependiendo de los objetivos de la prueba (Bourdet, 2002).

Su importancia radica en que, junto con la información geológica, geofísica y petrofísica permite construir un modelo de reservorio para predecir el comportamiento y recuperación de un campo. De tal manera, que se pueden tomar decisiones operativas, bajo diferentes escenarios (Bourdet, 2002).

Chaudhry (2004) plantea que el análisis de las pruebas de presión cumple en general los siguientes objetivos:

- Evaluar las condiciones del pozo y reservorio, a través de la determinación de los parámetros de interés
- Determinar si los intervalos perforados son zonas productivas
- Tomar decisiones en cuanto a los trabajos de estimulación, basados en el factor de daño obtenido

La figura 1.1 muestra la representación esquemática de las pruebas de presión.

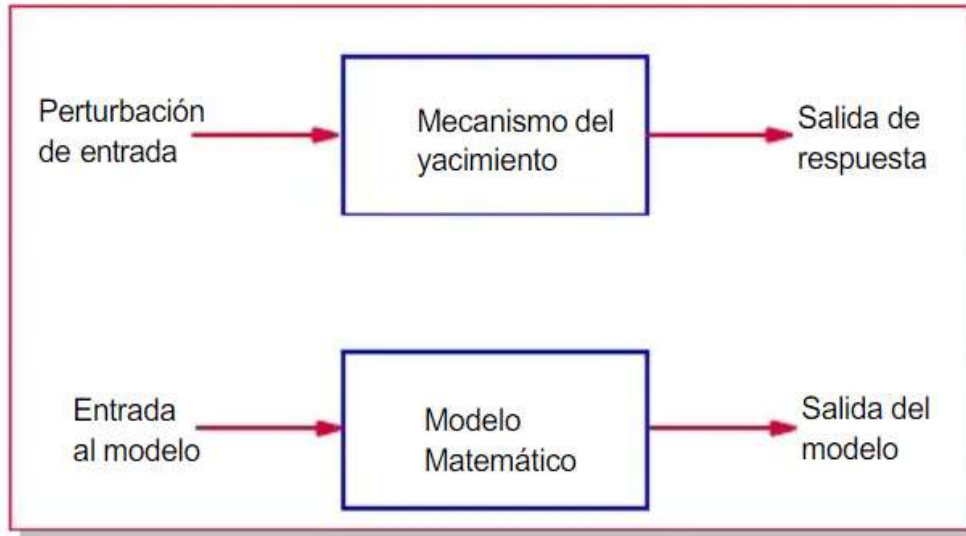


Figura 1.1 Representación esquemática de las pruebas de presión

Fuente: (Escobar, 2003)

1.4.2 Caracterización del Reservorio

1.4.2.1 Tipos de fluidos

Los tipos de fluidos en un reservorio son clasificados como: compresibles, ligeramente compresibles e incompresibles. Esta clasificación está basada en el comportamiento del coeficiente de compresibilidad isotérmica c , el cual se define matemáticamente como (Ahmed, 2019):

En términos de volumen

$$c = \frac{-1}{V} \frac{\partial V}{\partial p}$$

Ecuación 1.1 Coeficiente de Compresibilidad Isotérmico en función del volumen

En términos de densidad

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}$$

Ecuación 1.2 Coeficiente de Compresibilidad Isotérmico en función de la densidad

Fluidos Incompresibles

Los fluidos incompresibles no exhiben una variación del volumen o densidad con respecto a la presión. En condiciones reales, este comportamiento no existe, sin embargo, puede ser asumido para simplificar las derivaciones de varias ecuaciones de flujo (Ahmed, 2019). Matemáticamente se define como:

En términos de volumen

$$\frac{\partial V}{\partial p} = 0$$

Ecuación 1.3 Cambio del volumen en función de la presión para fluidos incompresibles

En términos de densidad

$$\frac{\partial \rho}{\partial p} = 0$$

Ecuación 1.4 Cambio de densidad en función de la presión para fluidos incompresibles

Fluidos Ligeramente Compresibles

Los fluidos ligeramente compresibles exhiben una pequeña variación del volumen o densidad con respecto a la presión. Por lo tanto, matemáticamente se define como (Ahmed, 2019):

En términos de volumen

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

Ecuación 1.5 Ecuación del volumen para fluidos ligeramente compresibles

En términos de densidad

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

Ecuación 1.6 Ecuación de la densidad para fluidos ligeramente compresibles

En donde p_{ref} es la presión inicial de referencia. V_{ref} y ρ_{ref} es el volumen y densidad medidos a p_{ref} respectivamente.

Fluidos Compresibles

Los fluidos compresibles exhiben grandes cambios de volumen con respecto a la presión, como por ejemplo los gases (Ahmed, 2019). Matemáticamente se define como:

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

Ecuación 1.7 Compresibilidad isotérmica para fluidos compresibles

La figura 1.2 indica el comportamiento del volumen y densidad en función de la presión para los tipos de fluidos descritos anteriormente.

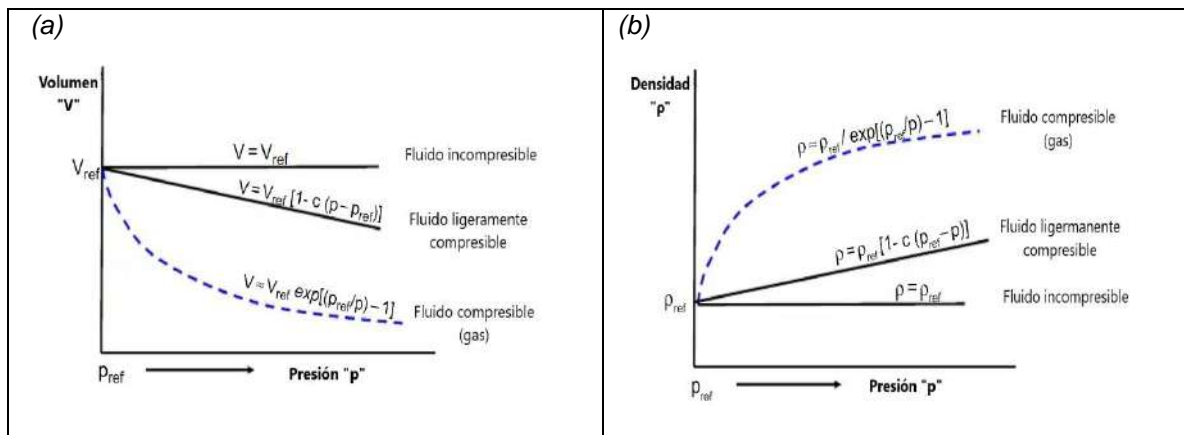


Figure 1.2 (a) Volumen en función de la presión (b) Densidad en función de la presión para fluidos: incompresibles, ligeramente compresibles y compresibles

Fuente: (Ahmed, 2019)

Modificado por: Panchi, 2023

1.4.2.2 Regímenes de Flujo

La distribución de presión creada en cualquier punto del reservorio depende del tiempo y la distancia recorrida. Cuando la presión no ha superado el límite exterior del reservorio r_e , se considera un periodo transitorio. Una vez alcanzado este límite, el régimen de flujo cambia a pseudoestable o estable (Bourdet, 2002).

Flujo Estable

Flujo en el cual la presión no cambia con respecto al tiempo o producción acumulada. Este comportamiento de presión constante se da como resultado de los mecanismos de producción: capa de gas o acuífero activo (Bourdet, 2002).

Matemáticamente se expresa como:

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

Ecuación 1.8 Cambio de la presión en función del tiempo para flujo estable

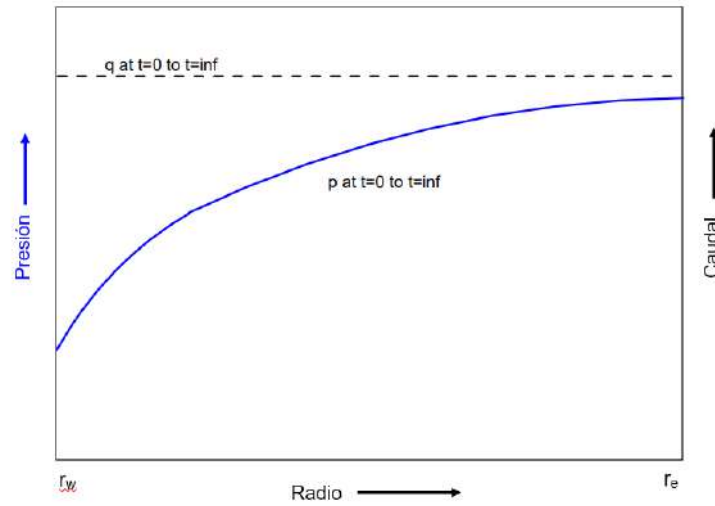


Figura 1.3 Flujo Estable

Fuente: (Escobar, 2012)

Flujo Pseudoestable

Flujo en el cual la presión en cualquier punto del reservorio declina proporcionalmente con el tiempo. De esta manera, matemáticamente se expresa como (Bourdet, 2002):

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right) = constante$$

Ecuación 1.9 Cambio de la presión en función del tiempo para flujo pseudoestable

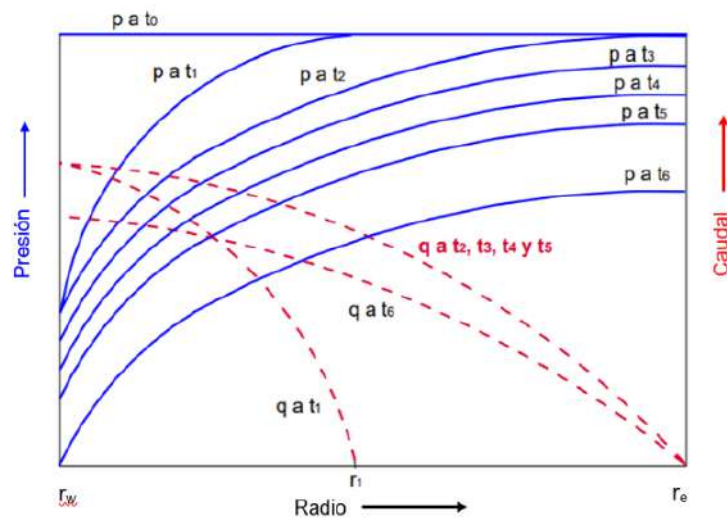


Figura 1.4 Flujo Pseudoestable
Fuente: (Escobar, 2012)

Flujo Transitorio

Flujo en el cual la presión varía con el tiempo y está en función de las propiedades del reservorio y geometría del pozo. De esta manera, matemáticamente se expresa como (Bourdet, 2002):

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

Ecuación 1.10 Cambio de la presión en función del tiempo para flujo transitorio

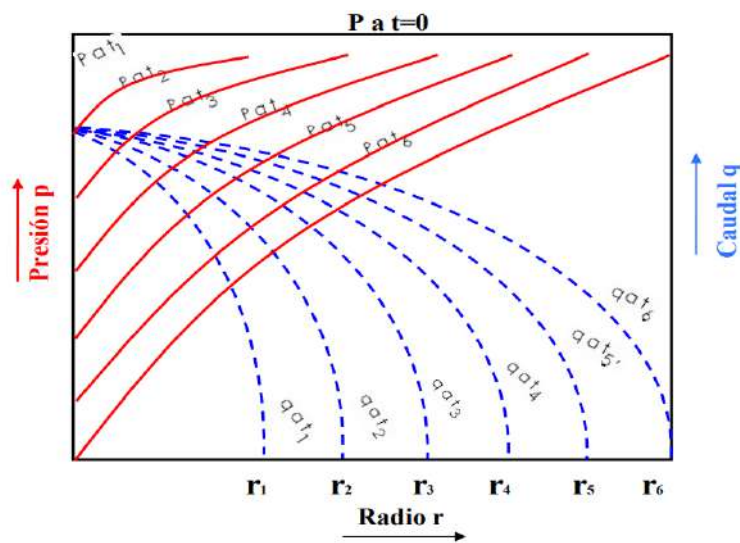


Figura 1.5 Flujo Transitorio
Fuente: (Valencia, 2015)

1.4.2.3 Geometrías de Flujo

Flujo Radial

Flujo caracterizado por no presentar heterogeneidades. De esta manera, las líneas de flujo convergen hacia el centro del pozo en todas las direcciones, permitiendo el flujo de fluido en forma “cilíndrica” (Ahmed y McKinney, 2005).

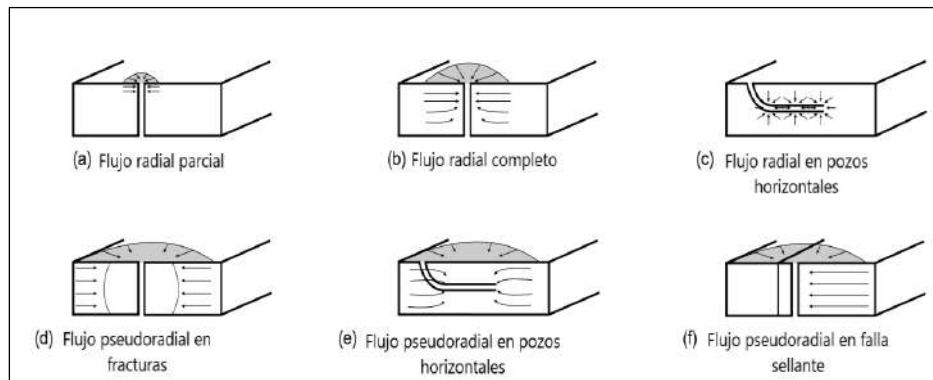


Figura 1.6 Geometría del Flujo radial

Fuente: (Economides y Nolter, 2000)

Modificado por: Panchi, 2023

Flujo Lineal

En ese tipo de geometría, las líneas de flujo son paralelas, permitiendo el flujo de fluidos en una sola dirección. Los pozos con fracturas de conductividad infinitiva son una aplicación común. Este modelo asume el flujo a lo largo de la fractura sin ninguna caída de presión. Por lo tanto, el factor de daño es negativo (Bourdet, 2002).

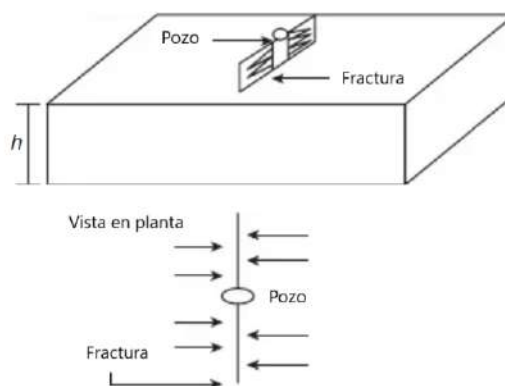


Figura 1.7 Flujo Lineal ideal en una fractura vertical

Fuente: (Ahmed y McKinney, 2005)

Modificado por: Panchi, 2023

Flujo Bilineal

Los pozos con fracturas de conductividad finita son una aplicación de este tipo de geometría. En donde se presentan simultáneamente dos flujos lineales en dirección normal, como se observa en la figura 1.8. El modelo asume que existe caída de presión a lo largo de la fractura (Schlumberger, 2012).

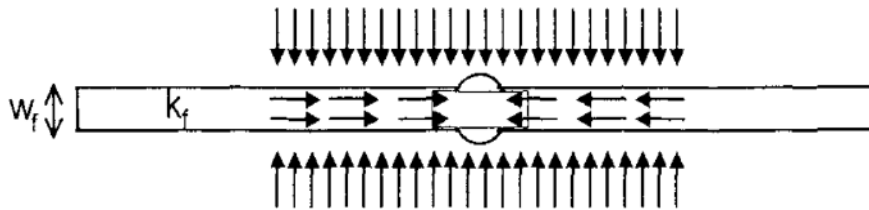


Figura 1.8 Flujo Bilineal a una fractura hidráulica

Fuente: (Bourdet, 2002)

Flujo esférico y Hemisférico

Tanto el flujo esférico como hemisférico consisten en líneas de flujo que convergen en un mismo punto, como se observan en la figura 1.9. Estos regímenes de flujo ocurren en pozos completados parcialmente y formaciones penetradas parcialmente, respectivamente (Schlumberger, 2002).

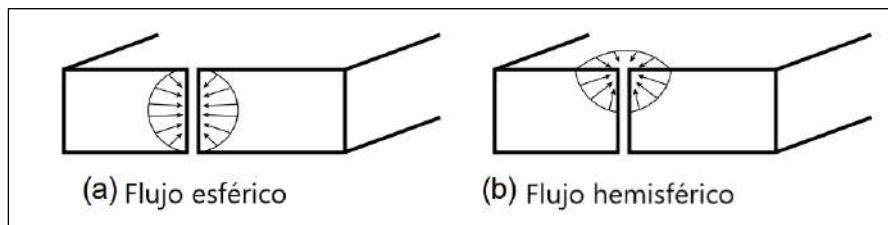


Figura 1.9 Flujo esférico y hemisférico

Fuente: (Economides y Nolter, 2000)

Modificado por: Panchi, 2023

1.4.2.4 Número de Fluidos en el Reservorio

Ahmed y McKinney (2005) plantean que a medida que aumenta el número de fluidos móviles en el reservorio, se dificulta la descripción de flujo de fluidos y el análisis de los datos de presión. Existen 3 sistemas de fluidos principalmente en un reservorio

- 1) Monofásico (Petróleo, agua o gas)

- 2) Bifásico (Petróleo - Agua, Petróleo – Gas, Agua – Gas)
- 3) Trifásico (Petróleo, agua y gas)

1.4.3 Ecuaciones Fundamentales de Flujo de Fluidos

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 respecto al tiempo y la distancia recorrida. Estas ecuaciones de flujo dependen de las características primarias del reservorio descritas anteriormente. 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) Ley de Darcy

Establece que la velocidad de un fluido en un medio poroso es directamente proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a su viscosidad (Ahmed y McKinney, 2005). A continuación, se indica la ecuación de Darcy para flujo radial.

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

Ecuación 1.11 Ecuación de Darcy para Flujo Radial

En donde:

q_o = Caudal del petróleo a condiciones estándar (BPPD)

k = Permeabilidad (mD)

h = Espesor neto (ft)

μ = Viscosidad del petróleo (cp)

B_o = Factor volumétrico del petróleo (bbl/BF)

r_e = Radio de drenaje (ft)

r_w = Radio del pozo (ft)

P_e = Presión en el área de drenaje (psi)

P_{wf} = Presión de fondo fluyente (psi)

2) Ecuación de la Continuidad

Consiste en un balance de materiales de flujo másico en el reservorio, considerando los fluidos producidos, inyectados y remanentes. El análisis para flujo radial considera cualquier elemento que tiene un ancho dr , está ubicado a una distancia r del centro del pozo y tiene un volumen diferencial dv , como se indica en la figura 1.10 (Ahmed, 2019).

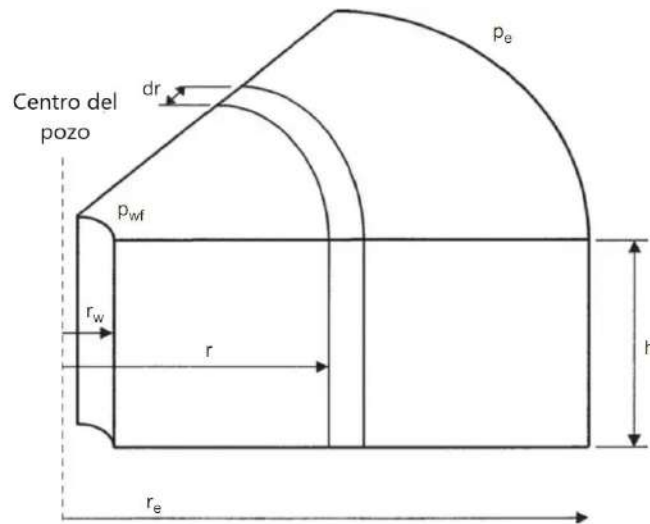


Figura 1.10 Elemento de flujo radial

Fuente: (Ahmed, 2019)

Modificado por: Panchi, 2023

$$\frac{1}{r} \frac{\partial(\rho r \mu_r)}{\partial r} + \frac{\partial(\rho \phi)}{\partial t} = 0$$

Ecuación 1.12 Ecuación de la Continuidad para flujo radial

3) Ecuación de Estado

Colmont y Pinoargoti (2018), plantean que, para relacionar la densidad y porosidad en función de la presión, se utiliza la ecuación de la compresibilidad para flujo isotérmico como ecuación de estado. La cual se puede expresar en función del volumen o densidad, con las ecuaciones 1.1 y 1.2 respectivamente. Además, si la compresibilidad es constante, se puede integrar la ecuación 1.2 considerando una densidad base ρ_{sc} y presión base P_{sc}

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

Ecuación 1.13 Ecuación de Estado

La figura 1.11 representa un esquema en general acerca de los factores que abarcan la deducción de la ecuación de difusividad y varias soluciones, dependiendo de la caracterización del reservorio.

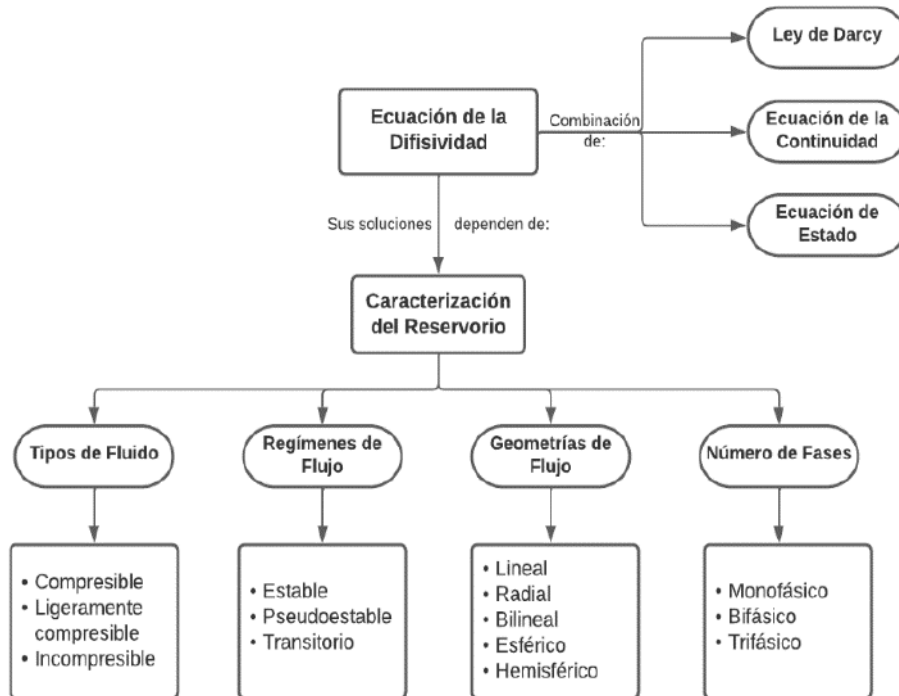


Figura 1.11 Representación esquemática de la ecuación de la Difusividad y caracterización del reservorio.

Elaborado por: Panchi, 2023

La deducción de la ecuación de difusividad consiste en reemplazar la ecuación de Darcy en la ecuación de la continuidad. Sin embargo, esta expresión aún tiene la densidad y porosidad en función de la presión. Para solucionar este problema se hace uso de la ecuación de estado descrita anteriormente. Por lo tanto, la ecuación de la difusividad para fluidos ligeramente compresibles en unidades de campo y considerando la compresibilidad de la roca es la siguiente:

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

Ecuación 1.14 Ecuación de la difusividad para fluidos ligeramente compresibles

En donde:

μ = Viscosidad (cp)

ϕ = Porosidad

C_t = Compresibilidad total (psi^{-1})

k = Permeabilidad (mD)

η = Constante de difusividad hidráulica

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

Ecuación 1.15 Constante de Difusividad Hidráulica

1.4.4 Prueba de Restauración de Presión (Build Up)

Chaudhry (2004) afirma que las pruebas de restauración de presión (Build Up) son las más utilizadas en la Industria Petrolera, las cuales consisten en producir el pozo a un caudal constante durante un tiempo, denominado tiempo de producción (t_p). A continuación, se cierra el pozo e inmediatamente se registra la presión en función del tiempo. A este periodo de cierre se lo conoce como tiempo de cierre (Δt), el cual permite la estabilización e incremento de presión como se indica en la figura 1.12

A partir del análisis e interpretación de este tipo de pruebas, se pueden determinar los siguientes parámetros: permeabilidad, factor de daño, eficiencia de flujo y presión promedio del reservorio. Además, establecer la presencia de límites o heterogeneidades.

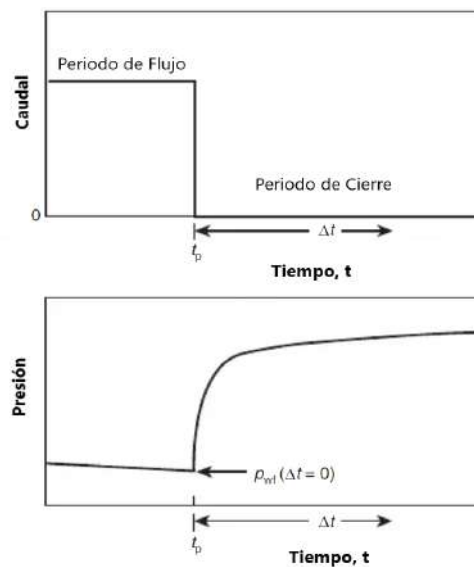


Figura 1.12 Prueba de restauración de presión (Build Up) idealizada

Fuente: (Ahmed y McKinney, 2005)

Modificado por: Panchi, 2023

1.4.4.1 Análisis de las Pruebas de Restauración de presión (Build Up)

La forma real de una curva de restauración de presión depende de las condiciones en las cercanías del pozo, y se divide en tres regiones: Región de tiempos tempranos (ETR), Región de tiempos medios (MTR) y Región de tiempos tardíos (LTR), como se muestra en la figura 1.13. Estas regiones deben ser muy bien identificadas, dado que cada una de ellas tiene efectos característicos en el análisis de las pruebas de presión transitorias.

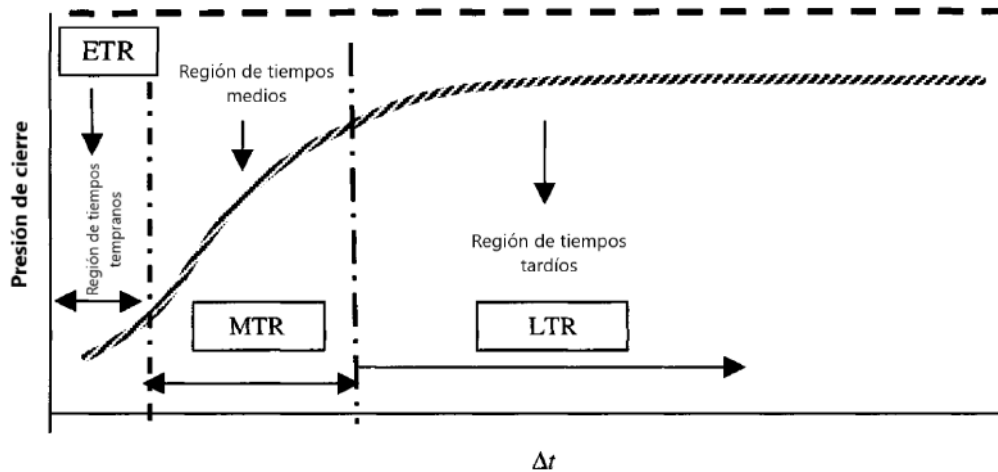


Figura 1.13 Comportamiento de la presión estática

Fuente: (Chaudhry, 2004)

Modificado por: Panchi, 2023

1.4.4.1.1 Región de Tiempos Tempranos (ETR - Early Time Region)

En esta región la presión transitoria se ha movido a través de la formación, alcanzado las cercanías del pozo (Chaudhry, 2004). Por lo tanto, su comportamiento está dominado por los efectos de almacenamiento y daño.

Sin embargo, si se tiene un pozo penetrado parcialmente o desviado, otro factor influyente es el flujo vertical de todo el intervalo productor (Houzé et al., 2013).

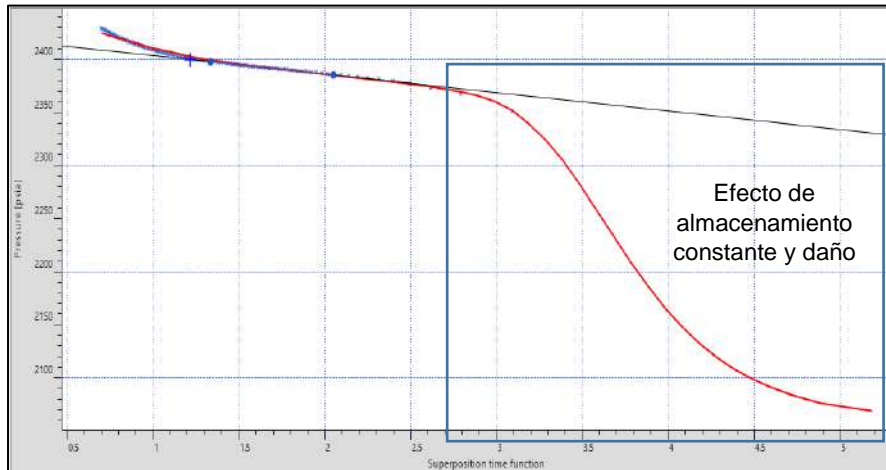


Figura 1.14 Efectos de almacenamiento y daño en la respuesta de presión

Fuente: (Morillo, 2019)

Modificado por: Panchi, 2023

Efectos de almacenamiento

Son definidos inmediatamente luego de abrir o cerrar un pozo. Estos afectan las respuestas de presión durante los primeros instantes del periodo de la prueba, y se evidencian en el lapso de tiempo que toma igualar las condiciones de producción en superficie con las del reservorio, como se indica en la figura 1.15 (Bourdet, 2002).

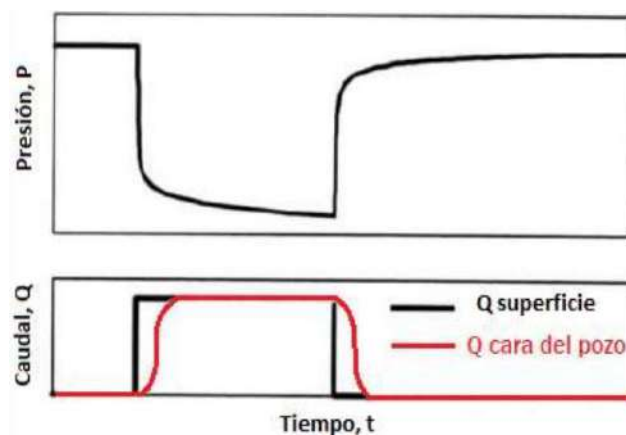


Figura 1.15 Efecto de almacenamiento: Caudal en la cara del pozo y superficie

Fuente: Bourdet (2002)

Modificado por: Panchi, 2023

Por lo tanto, se pueden distinguir tres etapas en el periodo de cierre (Bourdet, 2002):

- 1) Efecto de almacenamiento puro o también llamado post-flujo: El reservorio continúa produciendo en la cara de la arena y los fluidos almacenados son recomprimidos.
- 2) Periodo de transición: El caudal en la cara de la arena disminuye
- 3) Fin del efecto de almacenamiento: El caudal en la cara de la arena es despreciable. Una vez alcanzada esta etapa se puede iniciar el análisis las pruebas de presión transitorias.

Coeficiente de almacenamiento

El coeficiente de almacenamiento se define como el cambio de presión durante los efectos de almacenamiento puro y puede ser estimado a partir de la pendiente m_{wbs} de la gráfica en escala lineal de Δp vs Δt , como se indica en la figura 1.16 (Bourdet, 2002).

$$C = \frac{qB}{24m_{wbs}}$$

Ecuación 1.16 Coeficiente de almacenamiento considerando la Figura 1.16

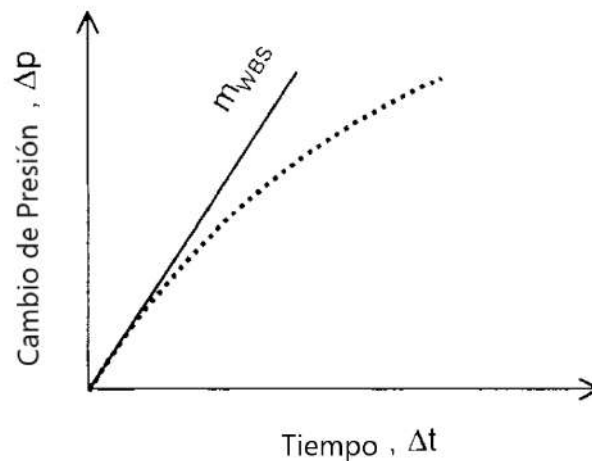


Figura 1.16 Efecto de almacenamiento: Análisis especializado en escala logarítmica

Fuente: (Bourdet, 2002)

Modificado por: Panchi, 2023

Efecto de almacenamiento constante

Este modelo asume el coeficiente de almacenamiento (C) constante (Houzé et al., 2013).

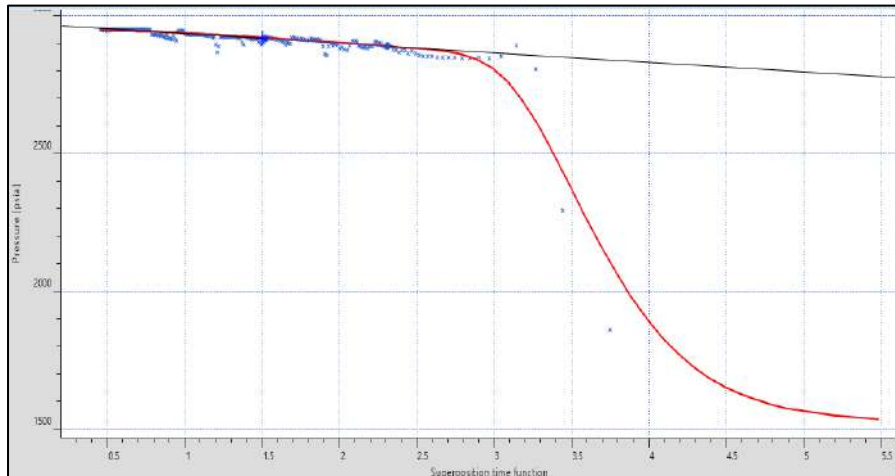


Figura 1.17 Gráfico de Horner para pozo con almacenamiento constante.

Fuente: Morillo (2019)

Efectos de almacenamiento variable

Este modelo asume que el coeficiente de almacenamiento (C) varía, lo cual puede ser causado por la disminución de los efectos de almacenamiento durante los periodos de cierre, comportamiento de las variables de presión, volumen y temperatura, cambio del diámetro de completación y redistribución de las fases (Houzé et al., 2013).

Salem (2016) plantea los siguientes modelos para el caso de la redistribución de las fases:

- **Disminución de los Efectos de almacenamiento**

Las figuras 1.18 y 1.19 indican un comportamiento de disminución de los efectos de almacenamiento causado por la redistribución de las fases.

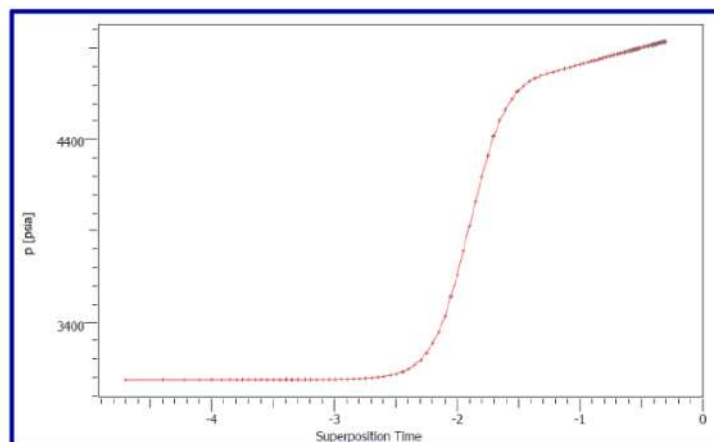


Figura 1.18 Gráfico de Horner para un pozo con disminución de los efectos de almacenamiento por redistribución de las fases

Fuente: (Salem, 2016)

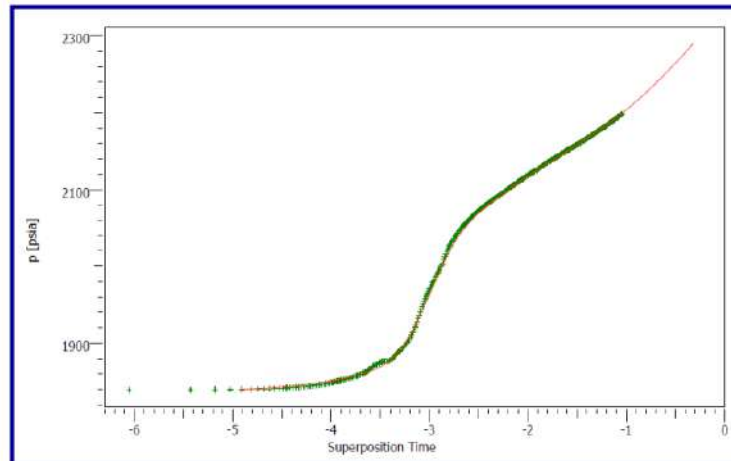


Figura 1.19 Gráfico de Horner para un pozo con una falla con disminución de los efectos de almacenamiento por redistribución de las fases

Fuente: (Salem, 2016)

- **Incremento de los efectos de almacenamiento**

En este caso, la redistribución de las fases resulta en un incremento de la presión del pozo. En las pruebas de restauración de presión, este incremento disminuye gradualmente cuando se iguala la presión del reservorio - pozo rápidamente, especialmente en reservorios con altas permeabilidades. Sin embargo, en los de baja permeabilidad, toma más tiempo llegar a este equilibrio (Salem, 2016).

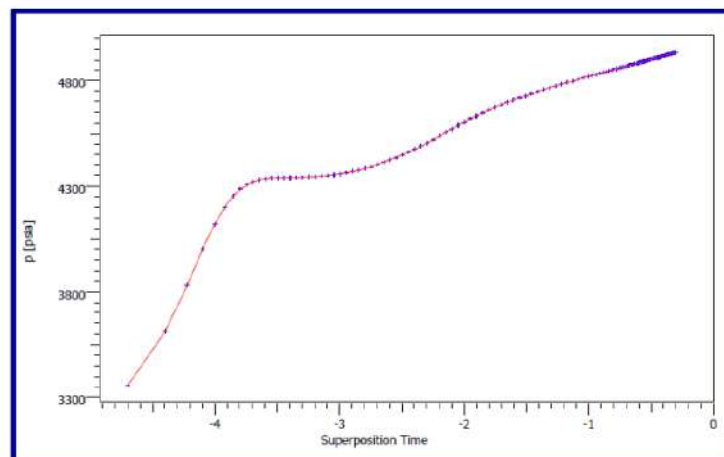


Figura 1.20 Incremento en los efectos de almacenamiento

Fuente: (Salem, 2016)

Factor de daño

Naranjo (2009) plantea que existe una “zona dañada” en las cercanías del pozo, que presenta características diferentes a las del reservorio, por ejemplo: cambios en la

permeabilidad absoluta, permeabilidad relativa o viscosidad de los fluidos. En donde la variable adimensional conocida como factor de daño o “skin”, representa las pérdidas de presión adicionales que ocurren en el sistema.

A través de este factor de daño, se pueden distinguir los siguientes comportamientos:

Tabla 1.1 Factor de daño: positivo, negativo y cero

Fuente: Naranjo (2009) y Bourdarot (1998)

Elaborado por: Panchi, 2023

Factor de Daño	Análisis	Factores que influyen
S > 0	Pozos dañados, la caída de presión es mayor que la ideal.	<ul style="list-style-type: none"> • Restricciones de flujo por perforaciones • Penetración parcial del pozo • Pozos de gas
S < 0	Pozos estimulados, la caída de presión es menor que la ideal	<ul style="list-style-type: none"> • Minifracturas • Fracturamiento hidráulico • Estimulación • Pozos horizontales • Pozos desviados
S = 0	Pozos ni dañado, ni estimulados. La caída de presión es ideal.	

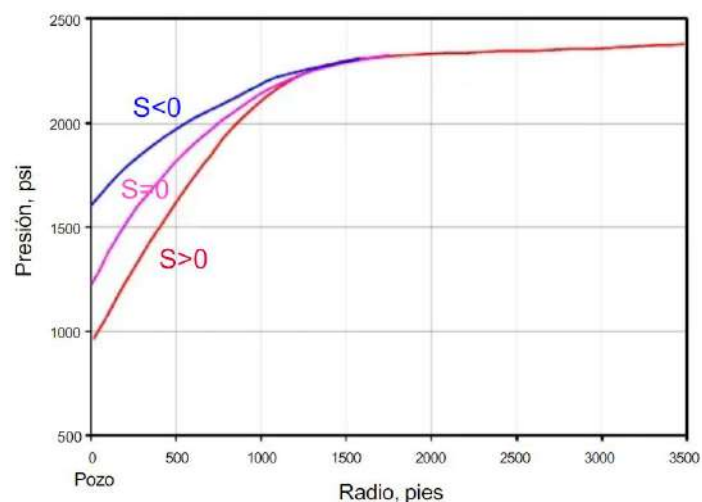


Figura 1.21 Comportamiento del factor de daño

Fuente: (Escobar, 2003)

1.4.4.1.2 Región de Tiempos Medios (MTR – Middle Time Region)

La presión transitoria en esta región se ha desplazado lejos del pozo. La teoría del análisis de las pruebas de presión se centra en esa región, dado que indica el fin del almacenamiento y comienzo de los límites del reservorio. Por lo tanto, permite la determinación confiable de las propiedades del reservorio (Chaudhry, 2004).

Flujo Radial Infinito

Régimen de flujo característico de la región de tiempos medios (MTR), mediante el cual se puede determinar la permeabilidad promedio del reservorio, factor de daño y presión estática (Houzé et al., 2013).

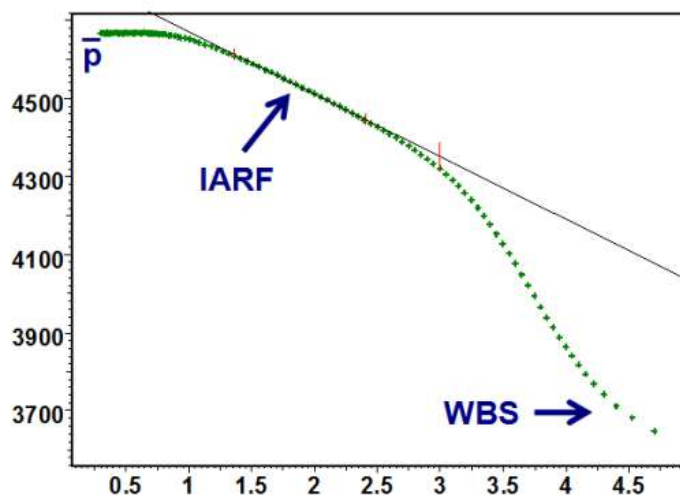


Figura 1.22 Gráfica de Horner para las pruebas de restauración de presión

Fuente: (Houzé et al., 2013)

1.4.4.1.3 Región de Tiempos Tardíos (LTR – Late Time Region)

En esta región, la presión transitoria ha alcanzado los límites del reservorio o bordes del área de drenaje. Por lo tanto, está influenciado por: heterogeneidades del reservorio, contacto con fluidos e interferencia de pozos vecinos (Bourdet, 2002).

Reservorio limitado (Falla sellante)

En este caso, el reservorio está limitado por una falla vertical plana, que se encuentra a una distancia L del pozo. Durante la producción y considerando que no existe un acuífero, el comportamiento de la presión versus tiempo para un reservorio infinito cuando la falla es alcanzada, es descrito en la figura 1.23 (Bourdet, 2002).

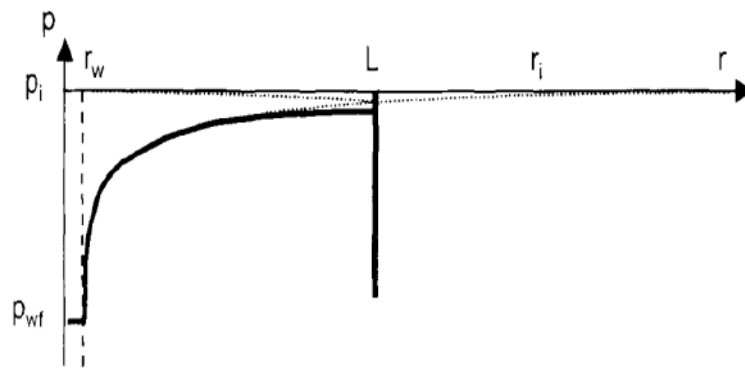


Figura 1.23 Perfil de presión vs tiempo con una falla sellante en un reservorio infinito cuando la falla es alcanzada

Fuente: (Bourdet, 2002)

1.4.4.2 Métodos Convencionales

Los métodos convencionales: Horner, MDH, MBH y Muskat son utilizados para el análisis de las pruebas de restauración de presión (Build Up). Los cuales han sido desarrollados en los años 50. La tabla 1.2 indica una breve reseña histórica.

Tabla 1.2 Reseña histórica de los Métodos Convencionales.

Fuente: Alvarado (2004)

Elaborado por: Panchi, 2023

Método	Año de presentación	Breve Descripción
Muskat	1937	Método de ensayo y error para determinar la presión estática del área de drenaje.
Miller, Dyes y Hutchinson (MDH)	1950	Método basado en las soluciones de Van Everdingen y Hurst
Método de Horner	1951	Método para analizar las pruebas de restauración de presión y determinar la presión estática del reservorio
Matthews, Brons y Hazebroek (MBH)	1954	Se utilizó el principio de superposición para áreas de drenaje rectangular.

1.4.4.2.1 Método de Horner

Método gráfico utilizado preferiblemente en pozos nuevos, dado que se tiene la presión inicial P_i . Para aplicar este método, el tiempo de producción tiene que ser menor que el de pseudoproducción, $t_p < t_{pss}$ (Escobar, 2003).

La ecuación de Horner es la siguiente:

$$P_{ws} = P_i - 162.6 \frac{q\mu\beta}{kh} \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$$

Ecuación 1.17 Ecuación de Horner

Chaudhry (2004) plantea el siguiente procedimiento para el método gráfico de Horner:

1. Graficar P_{ws} vs $\log(t_p + \Delta t) / \Delta t$, como se indica en la figura 1.26
2. Identificar la región de tiempo medios (MTR), a través de la gráfica de diagnóstico y su empate con la curva tipo de Al Hussainy et al, dependiendo su aplicabilidad.

2.1 Graficar $\log(\Delta_p)$ vs $\log(\Delta_{te})$ como se muestra en la figura 1.24. En donde:

$$\Delta t_e = \frac{\Delta t}{1 + \frac{\Delta t}{t_p}}$$

Ecuación 1.18 Corrección de datos de restauración de presión cuando ($t_p \gg \Delta t$)

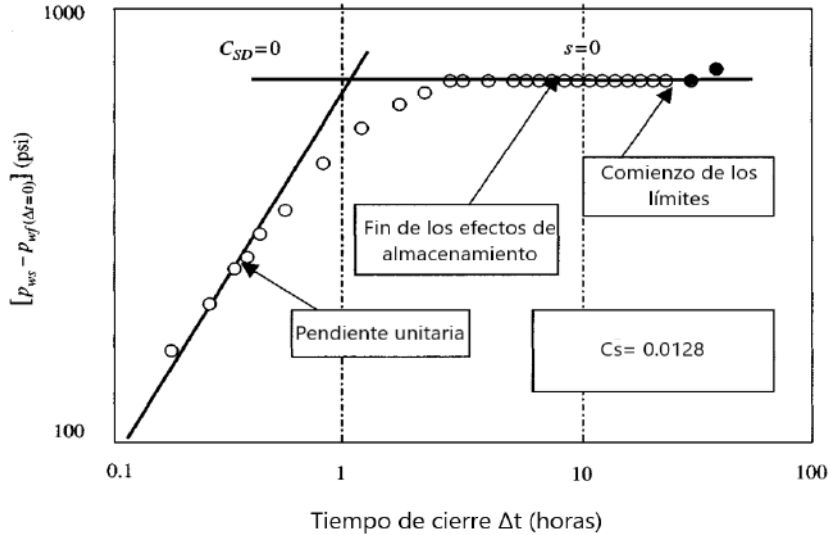


Figura 1.24 Gráfico de Diagnóstico

Fuente: (Chaudhry, 2004)

- 2.2 Identificar una línea de pendiente unitaria (45°) en los inicios de la gráfica de diagnóstico. Escoger cualquier punto que pase por esta línea y calcular la constante de almacenamiento C_s , de acuerdo a lo descrito en la tabla 1.3

2.3 La ecuación 1.19 es utilizada para determinar la constante de almacenamiento adimensional C_{SD} . Esta variable adimensional ayuda a determinar la curva apropiada de Al Hussainy et al. para empatar la curva.

$$C_{SD} = \frac{0.894C_s}{\phi C_t h r_w^2}$$

Ecuación 1.19 Constante de almacenamiento adimensional

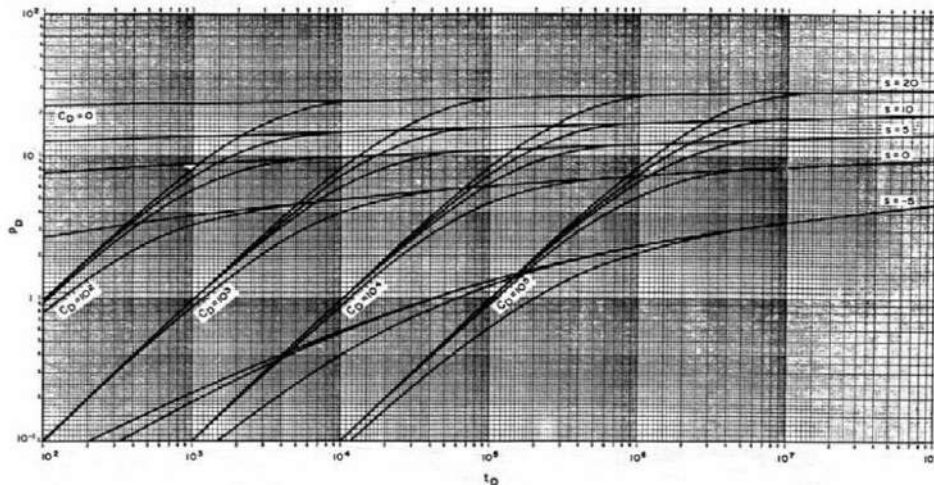


Figura 1.25 Curva tipo de Argawal, Al Hussainy y Ramey

Fuente: (Alvarado, 2004)

Tabla 1.3 Métodos para determinar la constante de almacenamiento.

Fuente: (Chaudhry, 2004)

Elaborado por: Panchi, 2023

Método	Ecuación	Descripción
Método gráfico	$C_s = \frac{q_o \beta_o}{24} \left(\frac{\Delta t}{\Delta p} \right)_{unitaria}$	$\Delta t, \Delta p =$ Punto de pendiente unitaria
Propiedades del pozo en donde la interfaz líquido/gas se eleva	$C_s = 25.26 \frac{A_{wb}}{\rho_{wb}}$	$A_{wb} =$ Área del pozo (ft ²) $\rho_{wb} =$ Densidad
Pozo de una sola fase (líquida)	$C_s = C_{wb} V_{wb}$	$C_{wb} =$ Compresibilidad del líquido (psi ⁻¹) $V_{wb} =$ Volumen del pozo (bbl)

3. Determinar la pendiente de la línea recta de la región MTR y calcular la permeabilidad

$$k = \frac{162.6q\mu\beta}{mh}$$

Ecuación 1.20 Permeabilidad obtenida de la gráfica de Horner

4. Extrapolar la línea recta de la región MTR para el tiempo de cierre infinito. Es decir, cuando $((t_p + \Delta t) / \Delta t) = 1$. Esto da como resultado P^* , la cual para este caso representa la presión inicial del reservorio.
5. Calcular el factor de daño S . Para lo cual se debe determinar la presión a 1 hora P_{1hr}

$$P_{1hr} = \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = \frac{t_p + 1}{1}$$

Ecuación 1.21 Cálculo de la presión a 1 hora

$$s = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf(\Delta t=0)}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

Ecuación 1.22 Factor de daño para yacimientos infinitos

En donde:

$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$ = Tiempo adimensional de Horner

P_{1hr} = Presión a tiempo de cierre a $\Delta t = 1$ (psi)

$P_{wf(\Delta t=0)}$ = Presión de fondo fluente a tiempo de cierre $\Delta t = 0$ (psi)

Δt = Tiempo de cierre (horas)

$\Delta t = 0$ Instante del cierre del pozo (horas)

t_p = Tiempo de producción (horas)

6. El radio de investigación (r_i), caída de presión por el daño $(\Delta P)_{skin}$, radio efectivo del pozo (r_{wa}) y eficiencia de flujo (EF) pueden ser calculados con las siguientes ecuaciones.

$$r_i = \sqrt{\frac{kt}{948\phi\mu C_t}}$$

Ecuación 1.23 Radio de investigación

$$(\Delta P)_{skin} = 0.869ms$$

Ecuación 1.24 Caída de presión por factor de daño

$$r_{wa} = r_w e^{-s}$$

Ecuación 1.25 Radio efectivo del pozo

$$EF = \frac{P^* - P_{wf} - (\Delta P)_{skin}}{P^* - P_{wf}}$$

Ecuación 1.26 Eficiencia de Flujo

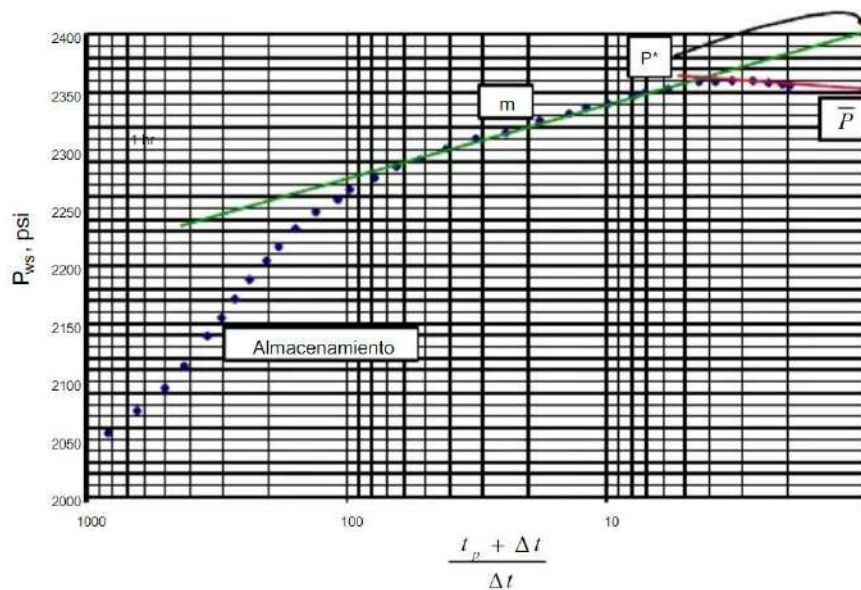


Figura 1.26 Método de Horner

Fuente: (Escobar, 2003)

7. Establecer el fin del efecto de almacenamiento t_{wbs} , utilizando las siguientes relaciones empíricas.

$$t_D \cong 50C_s \exp(0.14s)$$

$$t_{wbs} = \frac{170000C_s \exp(0.14s)}{kh/s}$$

Ecuación 1.27 Ecuaciones para determinar t_{wbs}

1.4.4.2.2 Método MDH

El método convencional MDH se prefiere utilizar en pozos viejos, dado que el tiempo de producción debe alcanzar el estado pseudoestable. En este caso, el factor de daño es calculado con la ecuación para yacimientos infinitos. Por lo tanto, no se extrapola la línea recta de la región MTR (Escobar, 2003).

La ecuación MDH es la siguiente:

$$P_{ws} = P_{1hr} + \frac{162.6q\mu\beta}{kh} \log(\Delta_t)$$

Ecuación 1.28 Ecuaciones para determinar t_{wbs}

El procedimiento consiste en:

- 1) Graficar P_{ws} vs $\log(\Delta t)$ como se indica en la figura 1.27

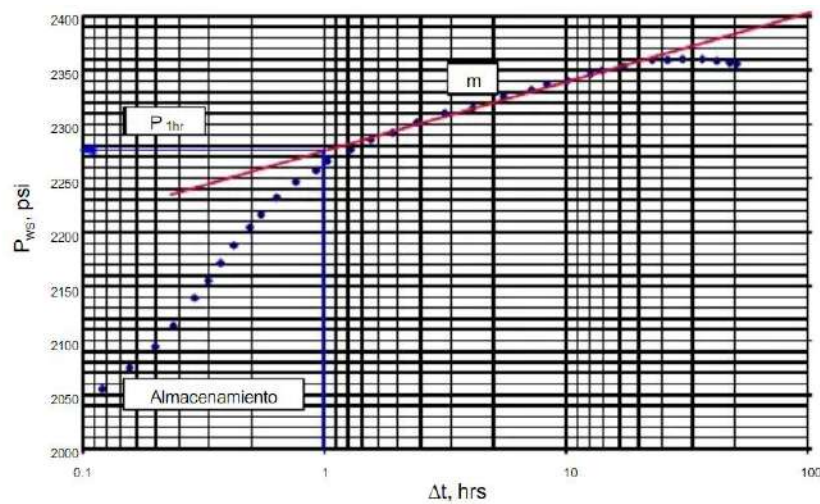


Figura 1.27 MDH o Gráfica Semilogarítmico

Fuente: (Escobar, 2003)

- 2) Determinar la región de tiempos medios (MTR) de la misma manera que lo descrito en el método de Horner.
- 3) La permeabilidad, factor de daño, radio de investigación, caída de presión y radio efectivo del pozo es calculado con las correlaciones descritas en el método de Horner.

1.4.4.2.3 Método MBH

El método MBH es utilizado para determinar la presión promedio del reservorio en las pruebas de restauración de presión (Build Up). El cual requiere la presencia de la región de tiempos medios (MTR) para su aplicación.

Lee et al., (2003) recomienda el siguiente procedimiento para aplicar este método:

- 1) Extrapolar la recta de la región de tiempos medios (MTR) cuando $\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) = 1$ en la gráfica de Horner. Para obtener P^* , como se indica en la figura 1.28

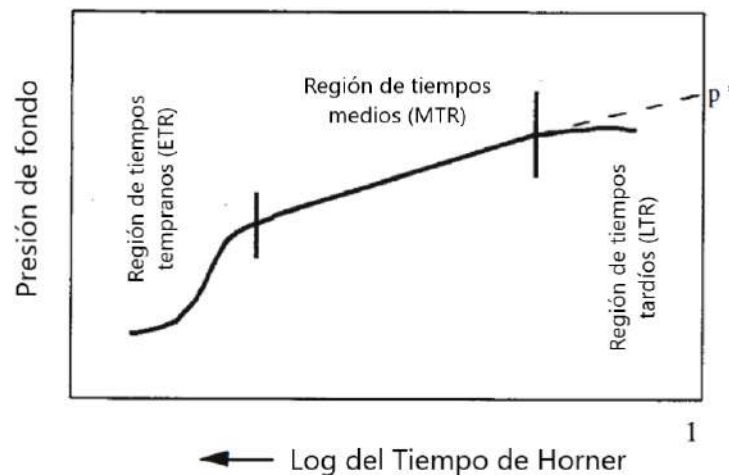


Figura 1.28 Método MBH para presión promedio del reservorio

Fuente: (Lee et al., 2003)

Modificado por: Panchi, 2023

- 2) Estimar la forma del área de drenaje. Si no hay suficiente información para establecer esto, generalmente se asume un área de drenaje circular.
- 3) Calcular el tiempo de producción adimensional t_{AD} con la siguiente ecuación:

$$t_{AD} = \frac{0.0002637kt_p}{\phi\mu C_t A}$$

Ecuación 1.29 Tiempo adimensional para método MBH

- 4) Con t_{AD} en las cartas apropiadas que se indican en las figuras: 1.29, 1.30, 1.31 y 1.32 calcular P_{DMBH}
- 5) Calcular \bar{P} con la siguiente ecuación:

$$\bar{P} = P^* - \frac{mP_{DMBH}}{2.303}$$

Ecuación 1.30 \bar{P} del reservorio

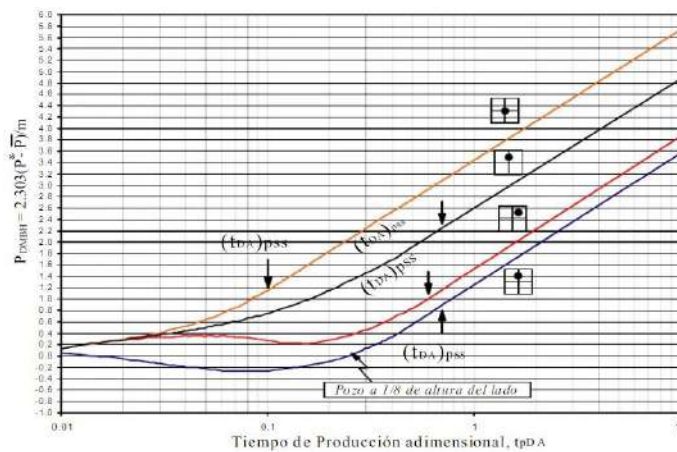


Figura 1.29 Presión adimensional MBH para pozos centrados en áreas de drenaje cuadradas
Fuente: (Escobar, 2003)

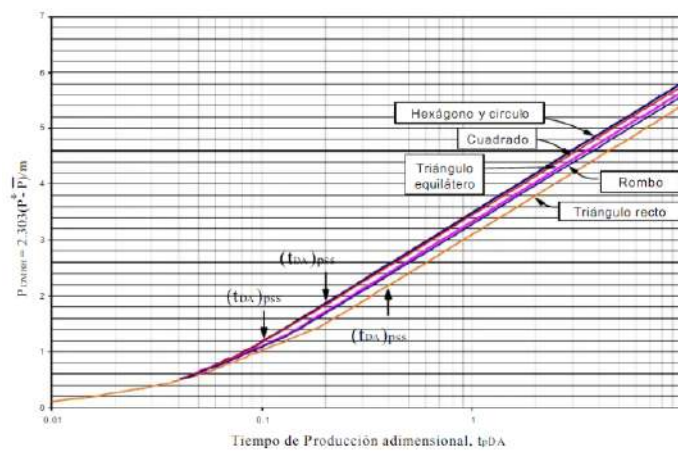


Figura 1.30 Presión adimensional MBH para pozos centrados en áreas de drenaje equiláteras
Fuente: (Escobar, 2003)

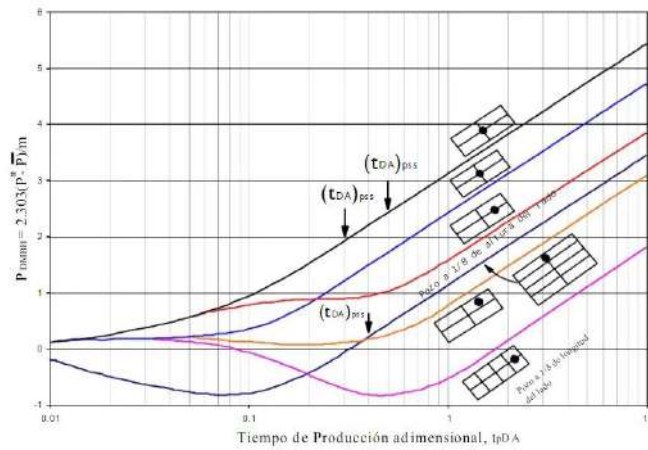


Figura 1.31 Presión adimensional MBH para pozos centrados en áreas de drenaje rectangulares con relación de lado 2:1

Fuente: (Escobar, 2003)

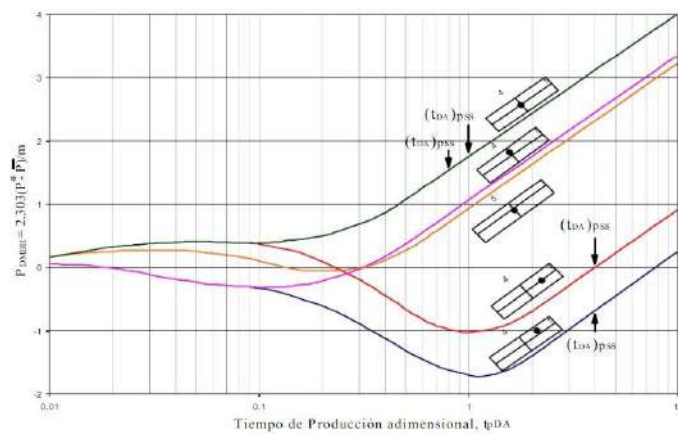


Figura 1.32 Presión adimensional MBH para pozos centrados en áreas de drenaje rectangulares con relación de lado 4:1 y 5:1

Fuente: (Escobar, 2003)

1.4.4.2.4 Método Muskat

El método Muskat es utilizado para determinar la presión promedio del reservorio en las pruebas de restauración de presión (Build Up). El cual requiere la presencia de la región de tiempos tardíos (LTR) para su aplicación.

Lee et al., (2003) indica que este método puede ser usado para pozos fracturados hidráulicamente y reservorios en capas. Además, recomienda el siguiente procedimiento:

- 1) Determinar la región de análisis

$$\frac{250\phi\mu C_t r_e^2}{k} \leq \Delta_t \leq \frac{750\phi\mu C_t r_e^2}{k}$$

Ecuación 1.31 Rango de aplicabilidad del método de Muskat

- 2) Proponer \bar{P} para realizar el proceso iterativo
- 3) Graficar $\log(\bar{P} - P_{ws})$ vs Δ_t .
- 4) Cuando se obtenga una línea recta, el valor de \bar{P} propuesto es seleccionado

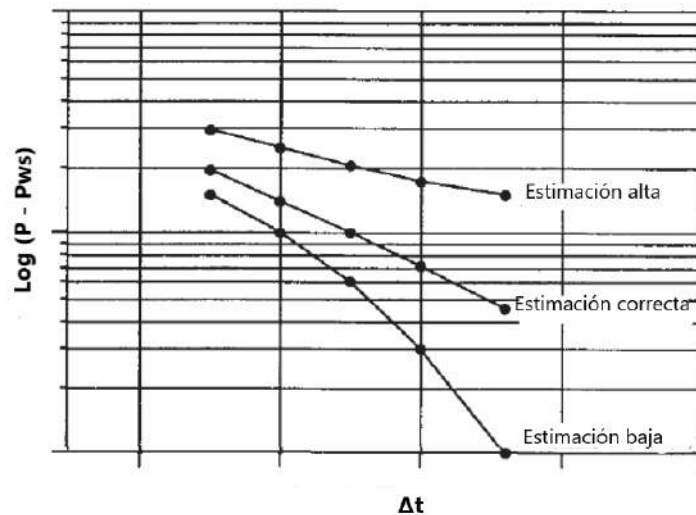


Figura 1.33 Método Muskat para presión promedio del reservorio

Fuente: (Lee et al., 2003)

Modificado por: Panchi, 2023

1.4.5 Pruebas de Decremento de Presión (Drawdown)

Las pruebas de decremento de presión, también conocidas como pruebas de flujo, consisten en cerrar el pozo durante un tiempo que permita la estabilización de presión en el reservorio. A continuación, el pozo es abierto a producción a caudal constante y se mide las respuestas de presión de fondo fluente, como función del tiempo (Chaudhry, 2004).

Ahmed y McKinney (2005) indica los parámetros que se pueden obtener:

- Permeabilidad promedio del área de drenaje
- Factor de daño o estimulación inducido en la vecindad del pozo

- Volumen poroso y área de drenaje
- Heterogeneidades en el área de drenaje

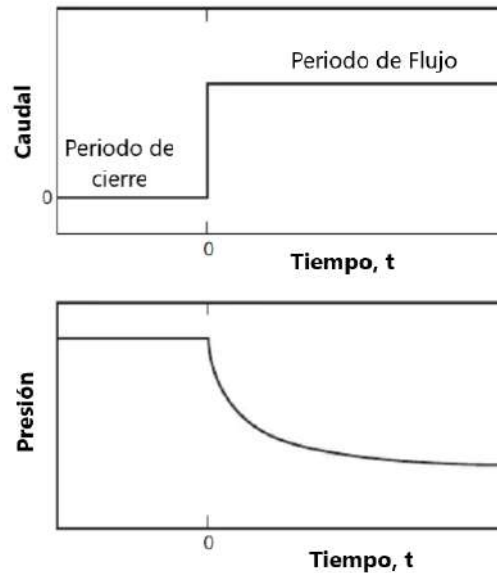


Figura 1.34 Prueba de decremento de presión (Drawdown) idealizada

Fuente: (Ahmed y Mckinney, 2005)

Modificado por: Panchi, 2023

1.4.5.1 Análisis de las pruebas de decremento de presión (Drawdown)

Chaudhry (2004) afirma que, al igual que en las pruebas de restauración de presión (Build Up), existen tres regiones denominadas:

- Región de tiempos tempranos (ETR): Correspondiente al periodo transitorio, en donde se caracteriza al flujo
- Región de tiempos medios (MTR): Correspondiente al periodo transitorio tardío
- Región de tiempos tardíos (LTR): Usado para las pruebas límite de reservorio y corresponde al periodo pseudoestable

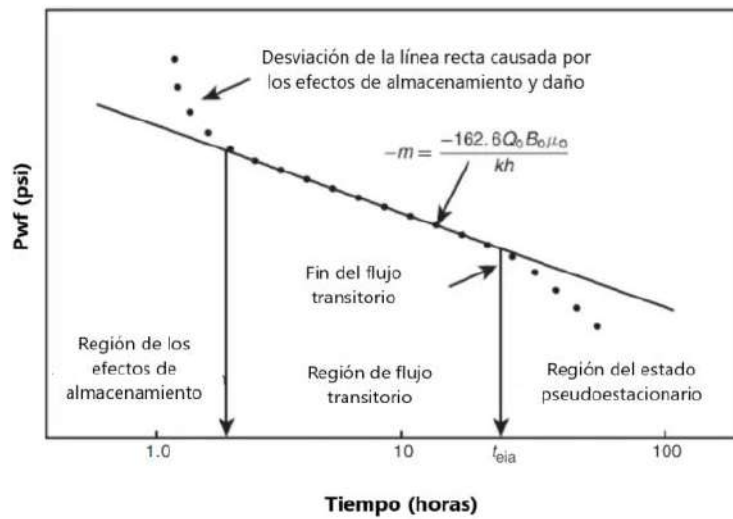


Figura 1.35 Gráfica semilogarítmica de una prueba de decremento de presión (Drawdown)

Fuente: (Ahmed y McKinney, 2005)

Modificado por: Panchi, 2023

1.4.5.1.1 Región de Tiempos Tempranos (ETR)

En esta región la respuesta de presión está dominada por los efectos de almacenamiento y factor de daño. Valencia (2019), indica que, si existe una desviación hacia arriba de la línea recta semilogarítmica, el factor de daño es positivo $S > 0$. Por otro lado, si la desviación es hacia abajo, el factor de daño es $S < 0$, indicando estimulación.

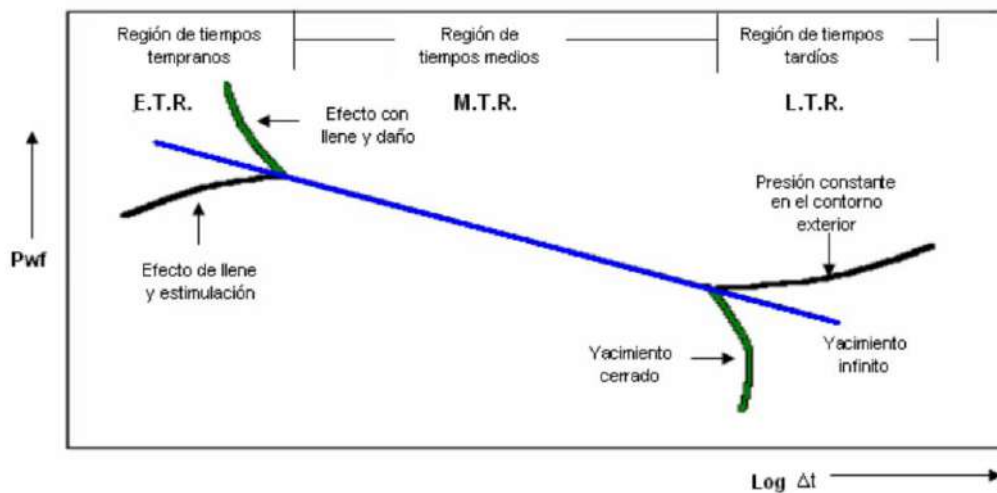


Figura 1.36 Regiones de una prueba de decremento de presión (Drawdown)

Fuente: (Valencia, 2008)

Factor de daño

La figura 1.37 indica la respuesta de una prueba de decremento de presión (Drawdown) para un pozo vertical con efectos de almacenamiento y daño en un reservorio homogéneo.

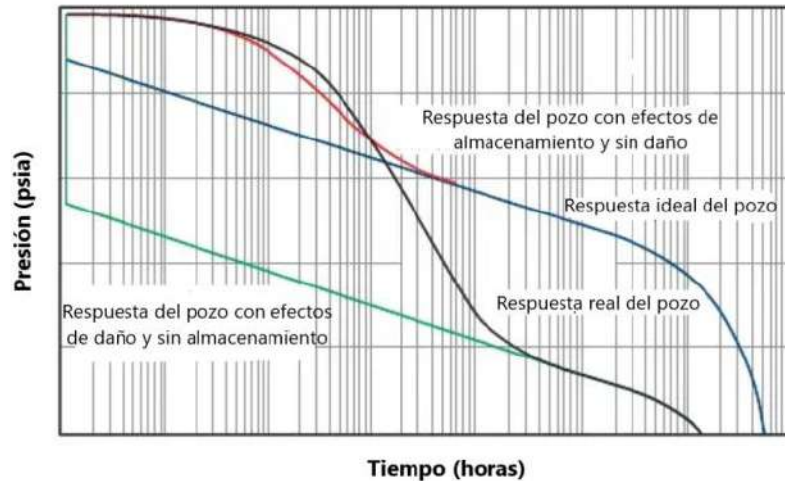


Figura 1.37 Prueba de decremento de presión (Drawdown) para pozo con almacenamiento y daño.

Fuente: Schlumberger (2002)

Modificado por: Panchi, 2023

Efectos de almacenamiento

Bourdet (2002) explica los efectos de almacenamiento o también denominado descarga, puede durar desde unos pocos segundos hasta minutos. Y se pueden distinguir tres principales etapas cuando los pozos son abiertos a producción:

- 1) **Periodo Inicial:** La producción en superficie se da por expansión de los fluidos almacenados en el pozo, por lo que la contribución del reservorio es despreciable.
- 2) **Periodo de transición:** El caudal en la cara en la arena incrementa
- 3) **Fin del efecto de almacenamiento:** El caudal en la cara de la arena es igual al caudal en superficie. Una vez alcanzada esta etapa se puede empezar el analizar las pruebas de presión transitorias.



Figura 1.38 Efecto de almacenamiento para pruebas de decremento de presión

Fuente: (Escobar, 2003)

1.4.5.1.2 Región de Tiempos Medios (MTR)

Esta región indica el fin de los efectos de almacenamiento y comienzo de los límites. A partir de la cual se puede determinar los parámetros para el análisis de las pruebas de decremento de presión.

El régimen de flujo característico en esta zona es el flujo radial infinito (IARF), el cual asume un pozo de radio infinito en un reservorio (Houzé et al., 2013)

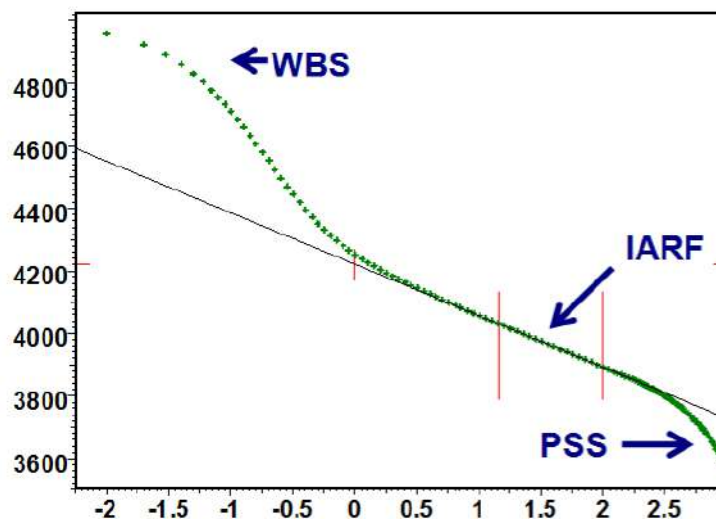


Figura 1.39 Flujo radial infinito en pruebas de decremento de presión

Fuente: (Houzé et al., 2013)

1.4.5.1.3 Región de Tiempos Tardíos (LTR)

Al igual que en las pruebas de restauración de presión (Build Up), en esta región se identifican límites tales como: fallas, contacto con fluidos, heterogeneidades, etc. Como se puede observar en la figura 1.36, si la respuesta de presión se desvía de la línea semilogarítmica hacia arriba indica un límite de presión constate en el contorno externo. Por otra parte, si esta desviación es hacia abajo, el yacimiento es cerrado.

Houzé et al. (2013) indica que, para encontrar los efectos de límites, el reservorio debe ser lo suficientemente pequeño o la prueba lo suficientemente larga.

1.4.5.2 Métodos Convencionales

1.4.5.2.1 Método MDH

El método MDH para las pruebas de decremento de presión (Drawdown) consiste en una gráfica de P_{wf} vs $\log(\Delta t)$, en la cual la respuesta del flujo radial infinito (IARF) es lineal.

La ecuación que rige este método es:

$$\Delta_p = \frac{162.6q\mu}{kh} \left[\log(\Delta t) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2}\right) - 3.228 + 0.8686S \right]$$

Ecuación 1.32 Ecuación del método MDH

Chaudhry (2004) plantea el siguiente procedimiento para este método:

- 1) Graficar P_{wf} vs $\log(\Delta t)$ como se indica en la figura 1.40
- 2) Determinar la región de tiempos medios (MTR) al igual que en las pruebas de restauración de presión (Build Up). Sin embargo, la gráfica de diagnóstico es $\log(\Delta_p)$ vs $\log(\Delta_t)$ y el empate con la curva tipo de Al Hussainy et al.
- 3) Determinar la pendiente de la línea recta de la región MTR y calcular la permeabilidad.

$$k = \frac{162.6q\mu\beta}{mh}$$

Ecuación 1.33 Permeabilidad obtenida de la gráfica MDH

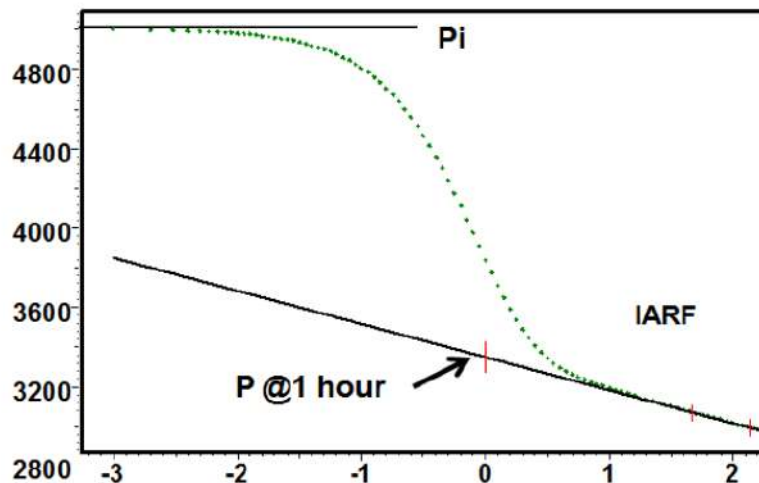


Figura 1.40 Gráfica MDH para pruebas de decremento de presión

Fuente: (Houzé et al., 2013)

- 4) Calcular el factor de daño S . Para lo cual se debe determinar la presión a 1 hora P_{1hr}

$$s = 1.151 \left[\frac{P_{wf}(\Delta t=0) - P_{1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

Ecuación 1.34 Factor de daño con el método MDH

- 5) Calcular el radio de investigación (r_i), caída de presión por daño $(\Delta P)_{skin}$, radio efectivo del pozo (r_{wa}) con las siguientes ecuaciones.

$$r_i = \sqrt{\frac{kt}{948\phi\mu C_t}}$$

Ecuación 1.35 Radio de investigación por método MDH

$$(\Delta P)_{skin} = 0.869ms$$

Ecuación 1.36 Caída de presión por factor de daño por el método MBH

$$r_{wa} = r_w e^{-s}$$

Ecuación 1.37 Radio efectivo del pozo por el método MBH

- 6) Calcular el tiempo de finalización de los efectos de almacenamiento

$$t_{wbs} = \frac{(200000 + 120005)C_s}{kh/\mu}$$

Ecuación 1.38 Tiempo de finalización de los efectos de almacenamiento

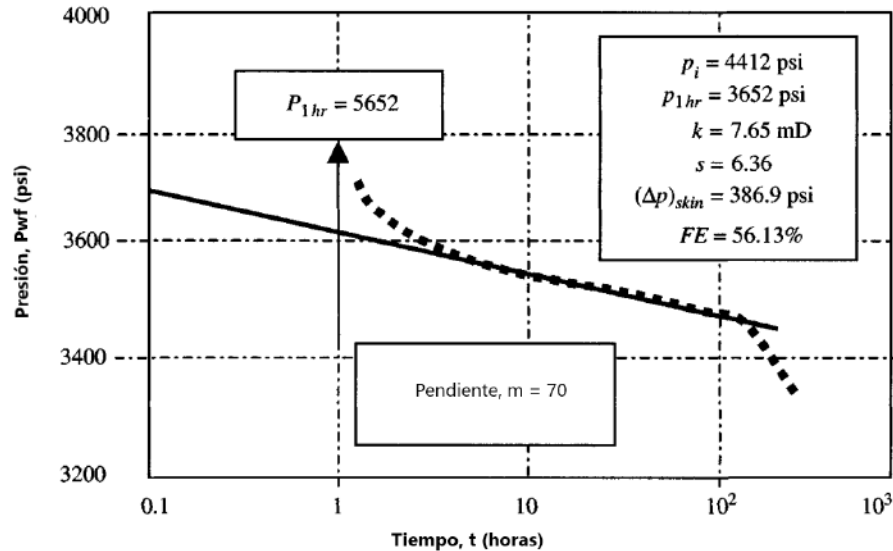


Figura 1.41 Método MBH para pruebas de decremento de presión (Drawdown)

Fuente: (Chaudhry, 2004)

Modificado por: Panchi, 2023

1.4.5.2.2 Prueba Límite

Una prueba límite de reservorio puede ser llevada a cabo cuando la prueba de decremento de presión (Drawdown) ha sido corrida por un largo tiempo. De esta manera, se consigue un comportamiento pseudoestable y permite determinar el volumen poroso, radio de drenaje y área de drenaje (Chaudhry, 2004).

Chaudhry (2004) propone el siguiente procedimiento:

- 1) Graficar \$P_{wf}\$ vs Tiempo como se indica en la figura 1.42
- 2) Determinar la pendiente de la curva de la gráfica
- 3) Calcular el volumen poroso, radio de drenaje y área con las siguientes ecuaciones:

$$V_p = - \frac{0.23395 q_o B_o}{C_t m}$$

Ecuación 1.39 Volumen poroso

$$r_e = \sqrt{\frac{V_p * 5.615}{\pi \phi h}}$$

Ecuación 1.40 Radio de drenaje

$$A = \pi r_e^2$$

Ecuación 1.41 Área de drenaje

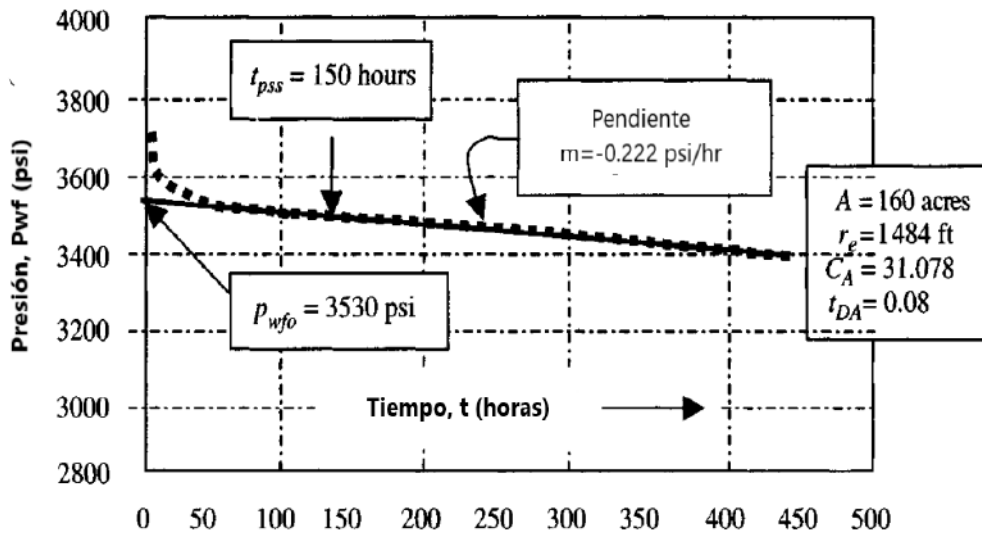


Figura 1.42 Prueba límite del reservorio

Fuente: (Chaudhry, 2004)

Modificado por: Panchi, 2023

1.4.6 Pruebas de Inyectividad (Falloff – Test)

Las pruebas de inyectividad denominadas Falloff - Test se realizan en pozos inyectoros, con el objetivo de evaluar los proyectos de recuperación secundaria con inyección de agua. Y determinar las condiciones del reservorio en la vecindad de los pozos inyectoros. (Triana y Quintero, 2009).

Consiste en cerrar el pozo inyector y monitorear la respuesta de la presión en función del tiempo inmediatamente antes del cierre y durante el periodo de cierre (Δt). Para ello, previamente se establece un tiempo de inyección a caudal constante, como se indica en la

figura 1.43 Por lo tanto, estas pruebas siguen la misma metodología de análisis de las pruebas de restauración de presión (Build Up).

Triana y Quintero (2009) indican que a partir de estas pruebas se puede determinar:

- Permeabilidad efectiva del reservorio con respecto al fluido inyectado
- Daño en la formación como consecuencia de hinchamiento de arcillas, precipitados, taponamiento, etc
- Presión del reservorio y fractura
- Movimiento y posición del frente

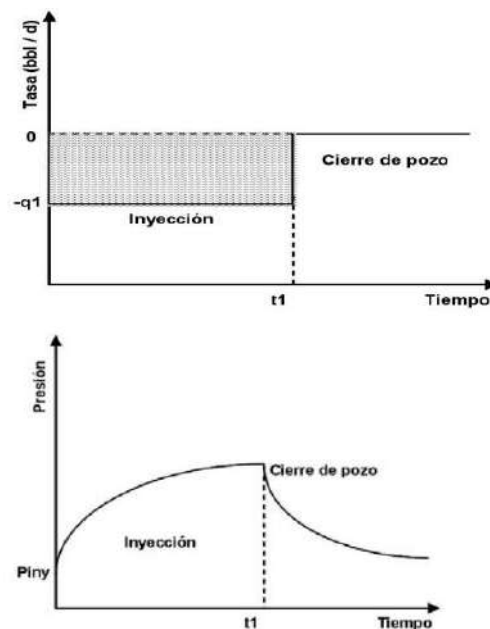


Figura 1.43 Prueba Falloff Test

Fuente: (Triana & Quintero, 2009)

1.4.6.1 Análisis de las Pruebas de Inyectividad (Faloff – Test)

Lee et al. (2003) establece cuatro regiones para el análisis de este tipo de pruebas.

- Región A: Gobernada por los efectos de almacenamiento
- Región B: Correspondiente a la línea recta semilogarítmica m_1 , la cual proporciona información sobre el banco de fluido inyectado
- Región C: Zona de transición

- Región D: Correspondiente a la línea recta semilogarítmica m_2 , la cual proporciona información tanto de las propiedades del banco de inyección como del banco de petróleo

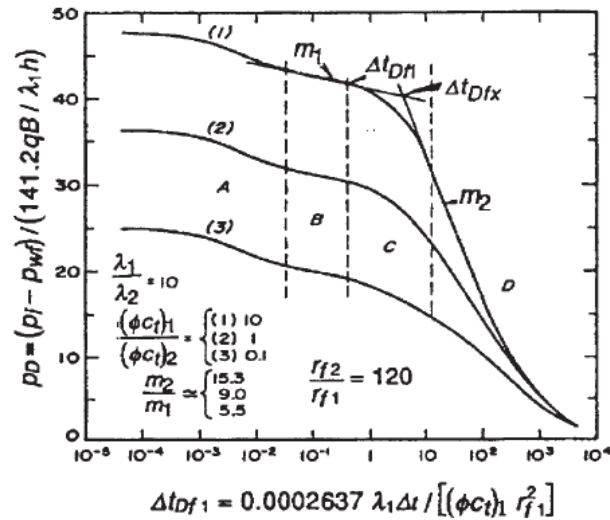


Figura 1.44 Comportamiento de Presión Falloff para un sistema compuesto de dos zonas

Fuente: (Lee et al., 2003)

1.4.6.2 Método Convencional

1.4.6.2.1 Método de Merrill et al.

Este método es considerado el más exacto para el análisis de las pruebas Fall-Off Test de un sistema de dos regiones. El cual hace uso de la gráfica semilogarítmica de Horner para determina la ubicación del frente del banco de inyección del fluido, r_{f1} y las permeabilidades k_1 y k_2 de los bancos de fluidos (Lee et al., 2003).

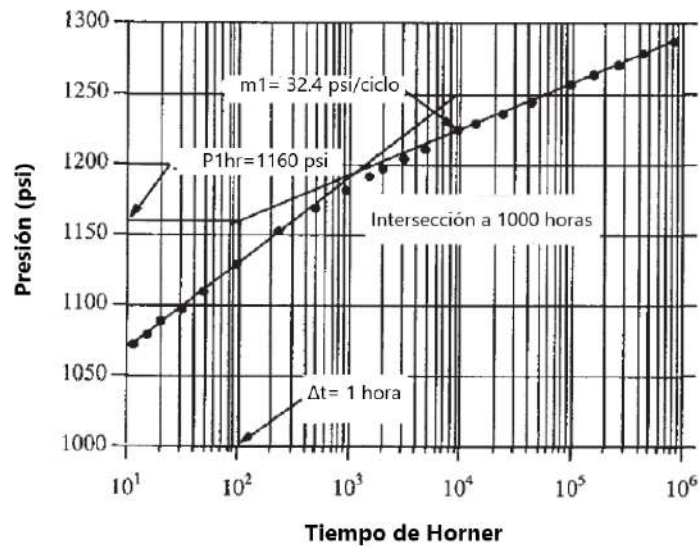


Figura 1.45 Gráfica semilogarítmica de Horner para prueba Falloff Test

Fuente: (Lee et al., 2003)

Modificado por: Panchi, 2023

Lee et al. (2003) estable que el procedimiento consiste en:

- 1) Graficar P_{ws} vs $\log((t_p + \Delta t) / \Delta t)$ (Método de Horner) e identificar las 4 regiones descritas anteriormente.
- 2) Determinar las dos líneas rectas semilogarítmicas, correspondiente a la región B y D, las cuales se intersecan.
- 3) Determinar la pendiente m_1 de la región B
- 4) Calcular la permeabilidad k_1 del banco de fluido inyectado y factor de daño (S)

$$k_1 = -\frac{162.2q_w B_w u_w}{m_1 h}$$

Ecuación 1.42 Permeabilidad del banco de fluido inyectado

$$s = 1.151 \left[\frac{P_{wf}(\Delta t=0) - P_{1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

Ecuación 1.43 Factor de daño

- 5) Calcular la relación de movilidad y de coeficiente de almacenamiento

$$M = \frac{m_1}{m_2}$$

$$D^* = \frac{(\phi C_t)_1}{(\phi C_t)_2}$$

Ecuación 1.44 Relación de movilidad y almacenamiento para método de Merrill et al.

- 6) Calcular la movilidad de la región de agua

$$\lambda_1 = (k/u)_1 = -\frac{162.6q_w B_w u_w}{m_1 h u_w}$$

Ecuación 1.45 Movilidad de la región de agua

- 7) Con M y D* determinar λ_1/λ_2 de la figura 1.46a

- 8) Determinar la permeabilidad del banco de petróleo, k_2

$$k_2 = \mu_o \lambda_2$$

Ecuación 1.46 Permeabilidad del banco de petróleo

- 9) La distancia del frente del banco de agua, r_{f1} es estimado a partir de la intersección de las dos pendientes m_1 y m_2 de la gráfica semilogarítmica de Horner Δt_{fx} . Y la gráfica 1.46b para obtener Δt_{Dx}

$$r_{f1} = \sqrt{\frac{0.0002637 (k/u)_1 \Delta t_{fx}}{(\phi C_t)_1 \Delta t_{Dx}}}$$

Ecuación 1.47 Radio efectivo del pozo

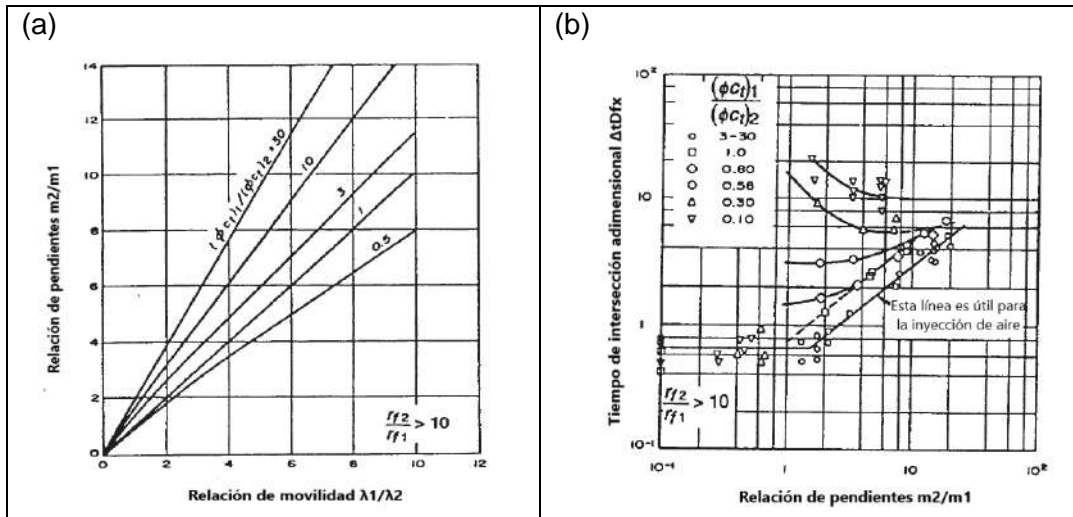


Figura 1.46 Correlación de: (a) radio de movilidad con M y D* (b) Correlación del tiempo adimensional Δt_{Dx} para sistemas compuestos de dos zonas

Fuente: (Lee et al., 2003)

Modificado por: Panchi, 2023

1.4.7 Identificación de los Modelos

La identificación de los modelos de pozo es fundamental para el análisis e interpretación de las pruebas de presión transitorias. Dependiendo de las condiciones del pozo, las respuestas de presión son características de cada modelo. Para este análisis se ha asumido que el reservorio es homogéneo, es decir la permeabilidad, porosidad y espesor es el mismo en todas las direcciones.

Los modelos analizados se describen a continuación:

1.4.7.1 Pozos con almacenamiento y daño en Reservorios Homogéneos

Este modelo considera un pozo vertical y penetrado totalmente. La respuesta de presión en la región de tiempos tempranos se ve distorsionada por los efectos de almacenamiento y daño, dificultando así la interpretación de la prueba (Bourdet, 2002).

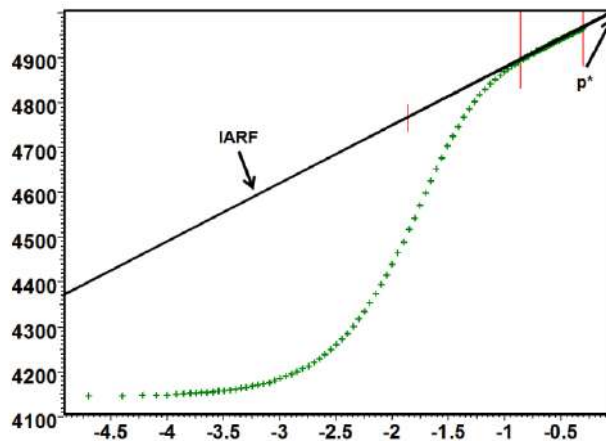


Figura 1.47 Gráfica de Horner para pozos con almacenamiento y daño en reservorios homogéneos

Fuente: (Houzé et al, 2013)

Solución analítica

La solución analítica de la ecuación de difusividad para este modelo considera los efectos de almacenamiento y un factor de daño infinitesimal, considerando el radio efectivo del pozo (Bourdet, 2002).

1.4.7.2 Pozo con Límites Simples

Estos modelos son muy importantes para estimar la forma del reservorio, es decir la presencia de fallas, yacimientos infinitos, acuíferos, etc. Este comportamiento es analizado en la región de tiempos tardíos (LTR) y usualmente distorciona la tendencia lineal de la región de tiempos medios (MTR) (Valencia, 2019).

Falla sellante en reservorios homogéneos

Bourdet (2002) explica que en este modelo la falla sellante es considerada un límite de flujo no lineal en una sola dirección. Cuya región de tiempos tempranos (ETR) está gobernada por el comportamiento de un reservorio infinito.

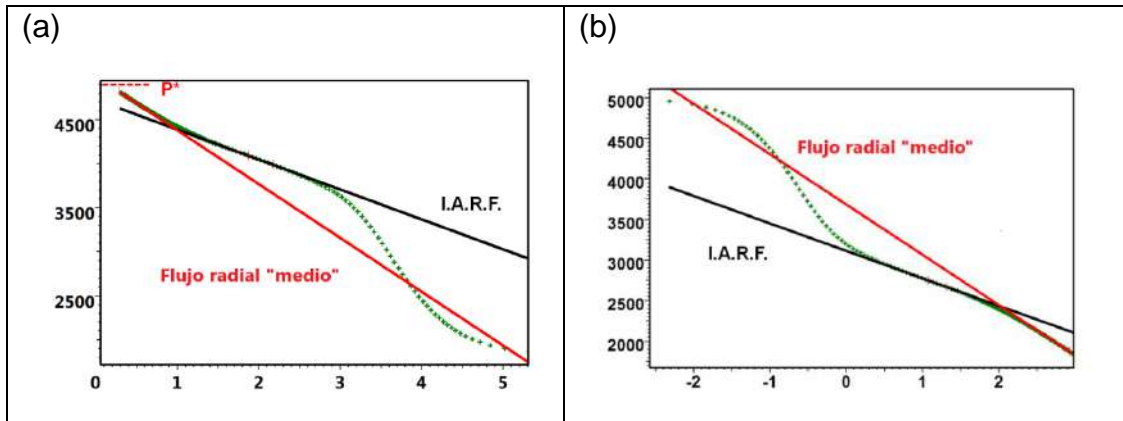


Figura 1.48 Comportamiento de presión en pozos con una falla sellante en (a) Prueba Build Up con método de Horner (b) Prueba Drawdown con método MDH

Fuente: (Hozué et al, 2013)

Modificado por: Panchi, 2023

Solución analítica

Para la interpretación de este modelo, se utiliza el método del pozo imagen. El cual consiste en un segundo pozo imaginario localizado a una distancia L del pozo activo. La teoría asume que ambos pozos presentan las mismas condiciones (Bourdet, 2002).

1.4.7.3 Límites de presión constante

El modelo de límite de presión constante es usado para interpretar la presencia de los contactos de agua y gas, etc. En donde, la movilidad de esta zona exterior es mayor que la de la zona de petróleo, como se indica en la figura 1.49 (Bourdet, 2002).

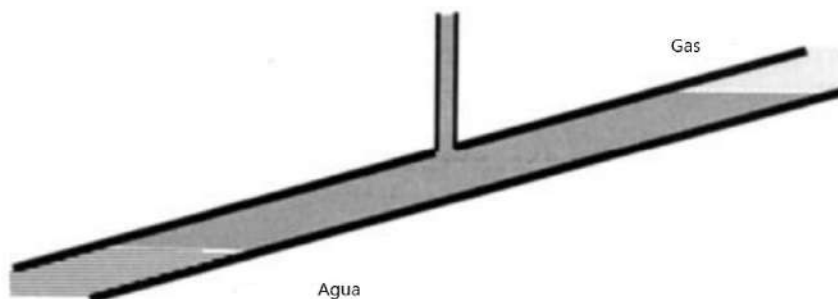


Figura 1.49 Modelo para límites lineales de presión constante

Fuente: (Bourdet, 2002)

Modificado por: Panchi, 2023

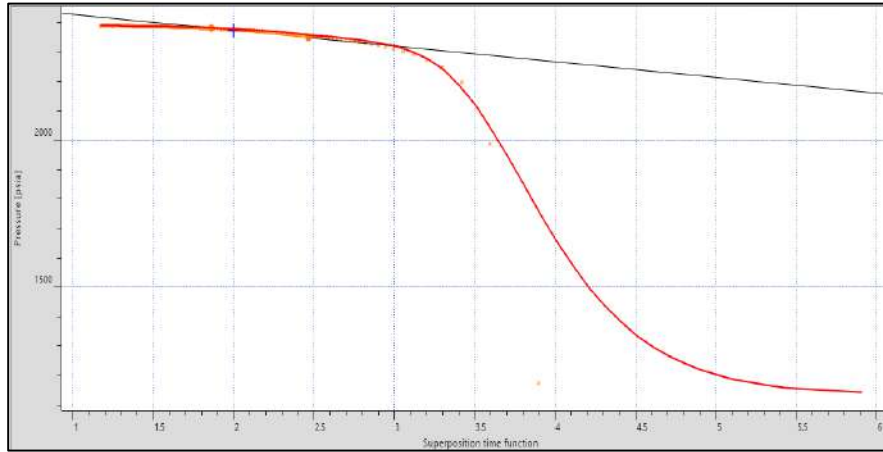


Figura 1.50 Pozos con fallas de presión constante

Fuente: (Morillo, 2019)

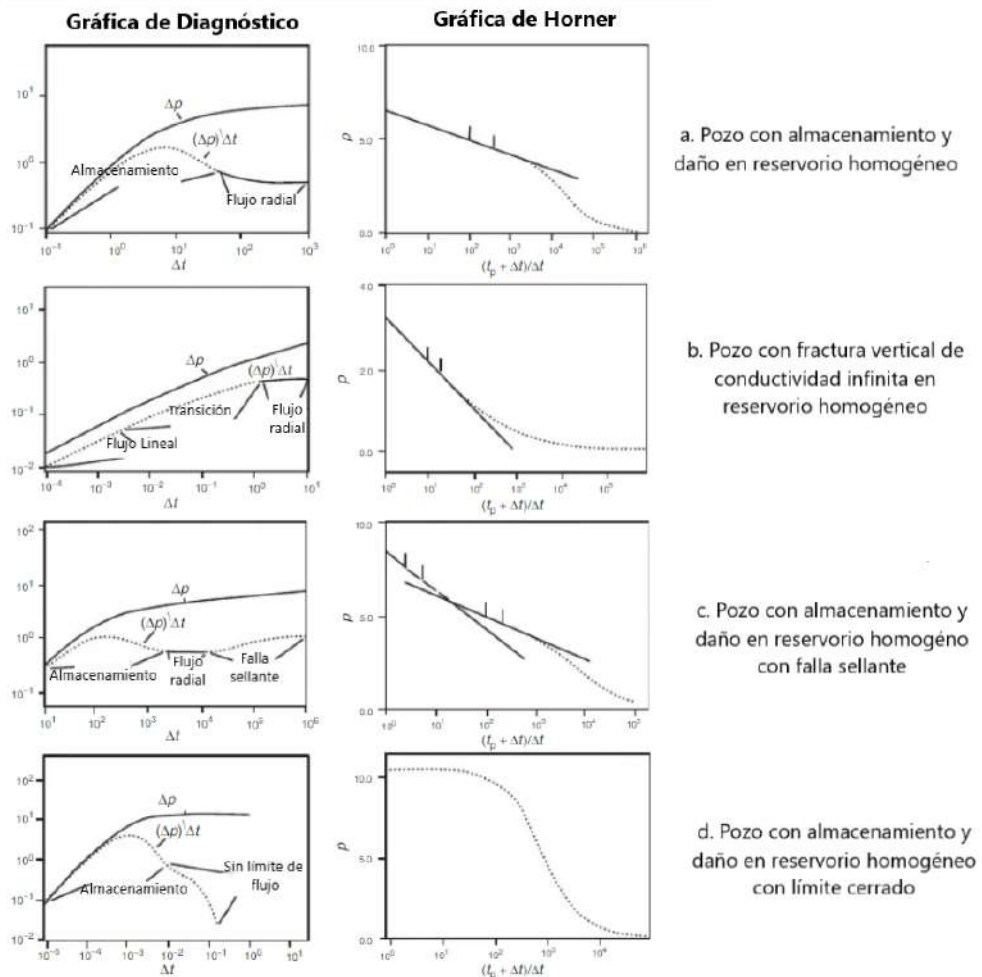


Figura 1.51 Gráficas de diagnóstico y Horner para los modelos de reservorios homogéneos (a) Pozos con almacenamiento y daño (b) Fracturas verticales de conductividad infinita (c) Pozo con falla sellante (d) Pozo con límite exterior cerrado

Fuente: (Ahmed y McKinney, 2005)

Modificado por: Panchi, 2023

1.4.8 Metodología de la Programación para el desarrollo de la Herramienta Informática

Los procesos manuales se han vuelto rutinarios, y en algunos casos obsoletos dado el tiempo que toma realizar ciertas tareas y los errores obtenidos. El desarrollo de herramientas informáticas ha optimizado varios procesos dentro de las operaciones de la Industria Petrolera.

Joyantes (2018) afirma que el desarrollo de una herramienta informática se basa generalmente en la siguiente secuencia de etapas:

- 1) **Análisis del problema:** Se define exactamente lo que debe hacer el programa y el resultado deseado. Por lo tanto, consiste en determinar: especificaciones de entrada y salida y requerimientos adicionales.
- 2) **Diseño de algoritmos:** Los algoritmos ayudan a establecer cómo el programa va a realizar las tareas establecidas. Para conseguir esto, se divide el problema en otros más simples. Una vez realizado esto, se procede a mejorar el algoritmo y representarlo en diagramas de flujo o pseudocódigos.
- 3) **Codificación del programa:** Consiste en implementar el algoritmo desarrollado en un código de lenguaje de programación.
- 4) **Compilación y ejecución:** El objetivo de esta etapa es conseguir un programa ejecutable. En el caso de que la codificación presente errores, se lo debe corregir. Una vez realizado esto, se procede a ejecutar el programa
- 5) **Comprobación y documentación:** Se determina la efectividad de la herramienta informática, a través de una serie de pruebas. Finalmente, se puede presentar:
 - Documentación interna: El código desarrollado
 - Documentación externa: Análisis, diagramas de flujo, pseudocódigos y manual de usuario.

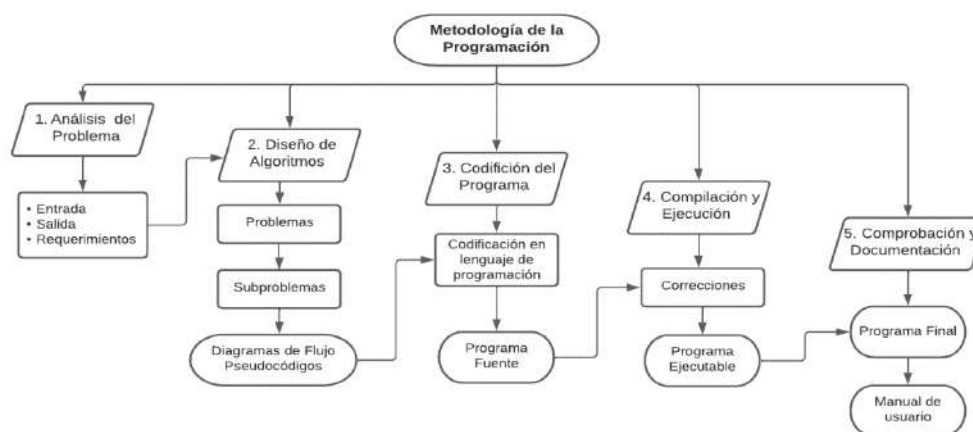


Figura 1.52 Metodología de la Programación para el desarrollo una herramienta informática.

Elaborado por: Panchi, 2023

1.4.9 Matlab

Matlab es una plataforma de programación y cálculo numérico, que permite la exploración, modelamiento y visualización de datos y gráficas, desarrollo de algoritmos y creación de aplicaciones. Su lenguaje de programación está basado en matrices y arreglos completos (MathWorks, 2022b).

1.4.9.1 Programación en Matlab

El programa más simple que se puede desarrollar en Matlab es conocido como *Script*. El cual consiste en un archivo ejecutable que contiene un conjunto de comandos y funciones de Matlab, es decir el código. Por lo tanto, representa una forma interactiva de ejecutar el código (MathWorks, 2022b).

1.4.9.2 Ajuste de curvas

Polyfit y *Polyval* son funciones de Matlab utilizadas para realizar el ajuste de polinomios.

Tabla 1.4 Ajuste programático de curvas en Matlab.

Fuente: (MathWorks, 2022b)

Elaborado por: Panchi, 2023

Función	Descripción
Polyfit	polyfit(x,y,n) determina los coeficiente de un polinomio p(x) de grado n que se ajustan a los datos (ajuste por mínimos cuadrados)
Polyval	Polyval (p,x) proporciona el valor un polinomio de grado n, determinado por polyfit y evaluado en x.

2 METODOLOGÍA

El presente proyecto tiene por objetivo desarrollar una herramienta informática de uso académico que permita analizar e interpretar las pruebas de presión transitorias: Pruebas de restauración de presión (Build Up), Pruebas de decremento de presión (Drawdown) y Pruebas de inyectividad (Falloff-Test), empleando los métodos convencionales de uso frecuente en la Industria Petrolera. La metodología desarrollada consiste en la siguiente secuencia de etapas:

2.1 Desarrollo de Algoritmos y codificación

Para el desarrollo de los algoritmos primero se establecieron los datos de entrada y especificaciones para cada tipo de prueba de presión transitoria. Es decir, las mediciones realizadas por el sensor (presión vs tiempo) y los datos básicos de evaluación: pruebas de producción y parámetros del reservorio y fluido. Y las especificaciones de salida o resultados obtenidos.

Esto es esquematizado mediante un diagrama de flujo en la figura 2.1

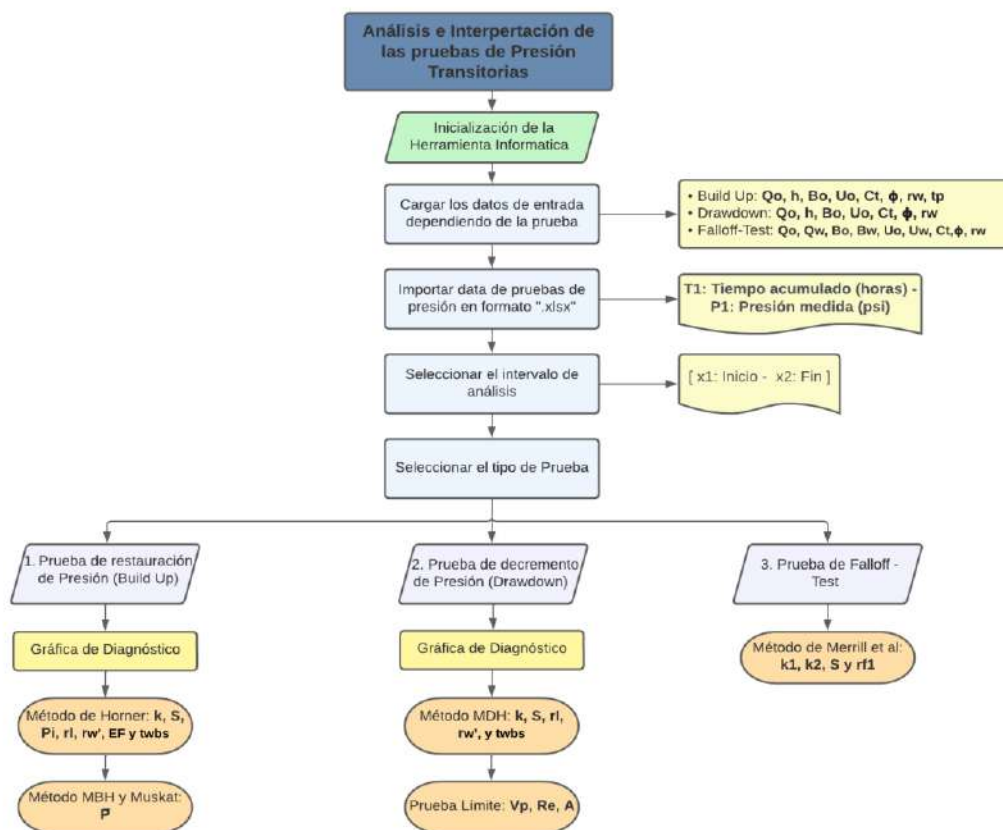


Figura 2.1 Diagrama de flujo para la inicialización de la herramienta informática.

Elaborado por: Panchi, 2023

A continuación, para cada tipo de prueba de presión transitoria se desarrollaron algoritmos de análisis basados en los procedimientos de métodos convencionales descritos anteriormente.

1) Pruebas de Restauración de presión (Build Up)

Método de Horner

El flujo de trabajo del método convencional de Horner consiste en definir la región de tiempos medios (MTR). Para lo cual, se determinó el tiempo de finalización de los efectos de almacenamiento t_{wbs} , a través del gráfico de diagnóstico $\log(\Delta_p)$ vs $\log(\Delta_{te})$ y su empareje con la curva tipo de Al Hussainy et al., en el caso de existir una pendiente unitaria. Sin embargo, este gráfico de diagnóstico fue diseñado para las pruebas Drawdown, por lo tanto, se realizó la siguiente corrección:

$$\Delta_t = \Delta_{te} = \frac{\Delta_t}{1 + \frac{\Delta_t}{t_p}}$$

Ecuación 2.1 Corrección de Δ_t para el gráfico de diagnóstico

Una vez establecida la región de tiempos medios (MTR), en la gráfica de Horner P_{ws} vs $\log\left(\frac{t_p + \Delta_t}{\Delta_t}\right)$ se realizó un ajuste lineal de esta región, mediante las funciones de Matlab: Polyfit y Polyval. Con lo cual se determinó la pendiente (m), la presión extrapolada cuando $\frac{t_p + \Delta_t}{\Delta_t} = 1$ (P^*) y la presión medida a 1 hora (P_{1hr}). Con estos parámetros se calcularon los parámetros de interés del reservorio: permeabilidad k, factor daño S, radio de investigación r_i al inicio y fin de la región MTR, radio efectivo del pozo r_w' y eficiencia de flujo EF.

Método MBH y Muskat

Para calcular la presión promedio del reservorio se emplearon los métodos MBH y Muskat. Los cuales depende necesariamente de la existencia de la región de tiempos medios (MTR) y región de tiempos tardíos (LTR) respectivamente. Para el caso de MBH se hace uso de la pendiente calculada en el método de Horner y cartas establecidas dependiendo de la configuración del pozo y reservorio. Por otro lado, Muskat consiste en graficar $(\bar{P}_{asumida} - P_{ws})$ vs $\log(\Delta_t)$ y realizar un proceso iterativo hasta conseguir una línea recta de esta gráfica.

La figura 2.2 indica detalladamente el flujo de trabajo desarrollado para las pruebas de restauración de presión (Build Up).

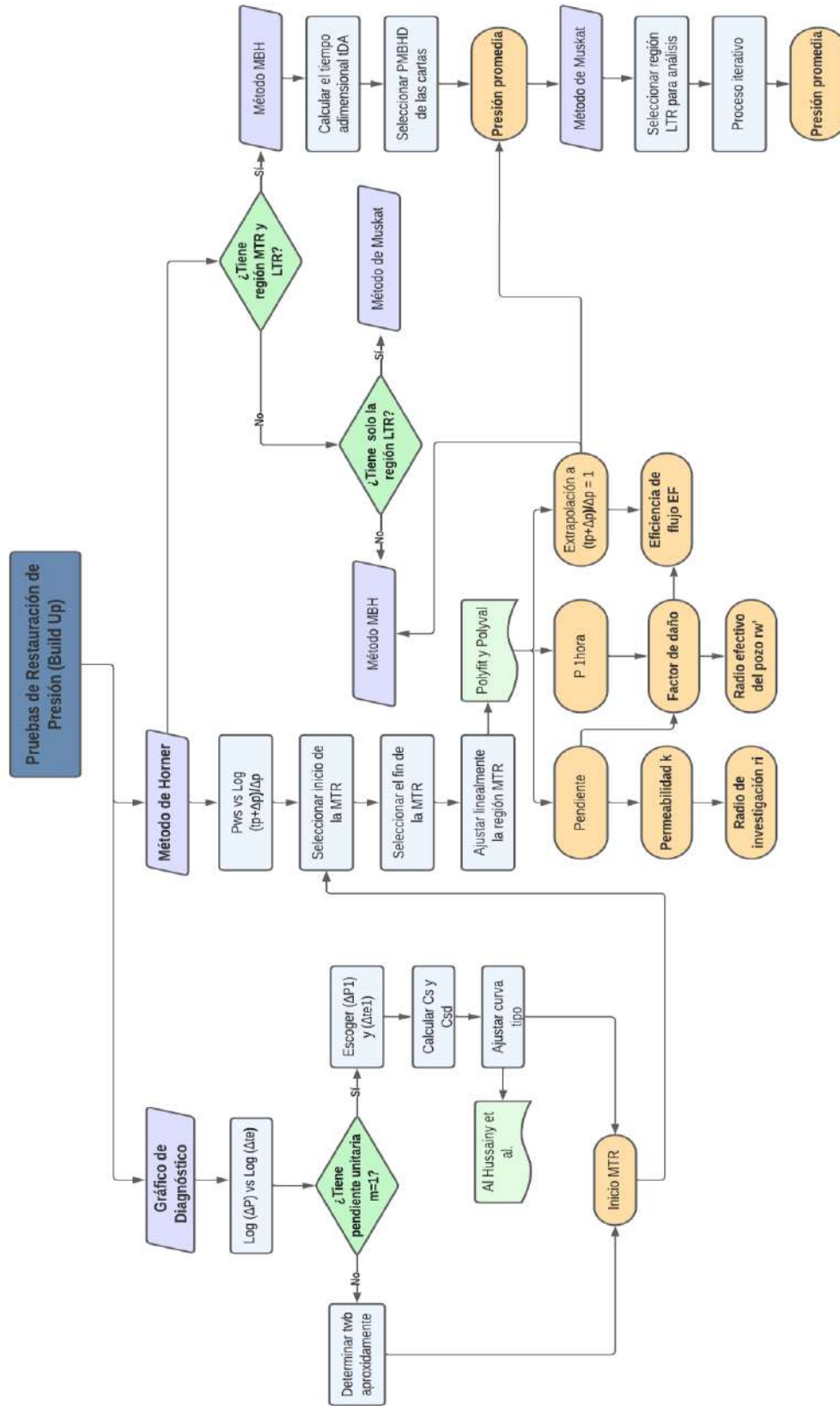


Figura 2.2 Diagrama de flujo para las pruebas de restauración de presión.

Elaborado por: Panchi, 2023

2) Pruebas de decremento de presión (Drawdown)

Método MDH

El flujo de trabajo del método convencional MDH (P_{wf} vs $\log(\Delta_t)$) es igual al desarrollado para las pruebas de restauración de presión (Build Up). Sin embargo, la gráfica de diagnóstico es $\log(\Delta_p)$ vs $\log(\Delta_t)$. Posteriormente con los parámetros determinados del ajuste lineal (m , P^* y P_{1hr}) de la región MTR, se calculó: permeabilidad k , factor daño S , radio de investigación r_i al inicio y fin de la región MTR y radio efectivo del pozo r_w' .

Prueba Límite

La prueba límite consiste en graficar P_{wf} vs Δ_t y determinar la pendiente de curva de la gráfica. A continuación, mediante ecuaciones establecidas se calculó el volumen poroso V_p , radio de drenaje r_e y área.

La figura 2.3 indica detalladamente el flujo de trabajo desarrollado para las pruebas Drawdown.

3) Pruebas Falloff – Test

Método de Merrill et al. para sistemas compuestos

Su metodología hace uso de la gráfica de Horner, en donde se estableció la zona del banco de agua y del banco de petróleo, con sus respectivas pendientes e intersección. A partir de lo cual, se determinó la permeabilidad k_1 y factor de daño S de la zona de agua. A continuación, a partir del coeficiente de movilidad M , de compresibilidad D^* y cartas establecidas se determinó la permeabilidad del banco de petróleo k_2 y distancia del frente del banco de agua r_{f1} .

La figura 2.4 muestra detalladamente del flujo de trabajo de este método.

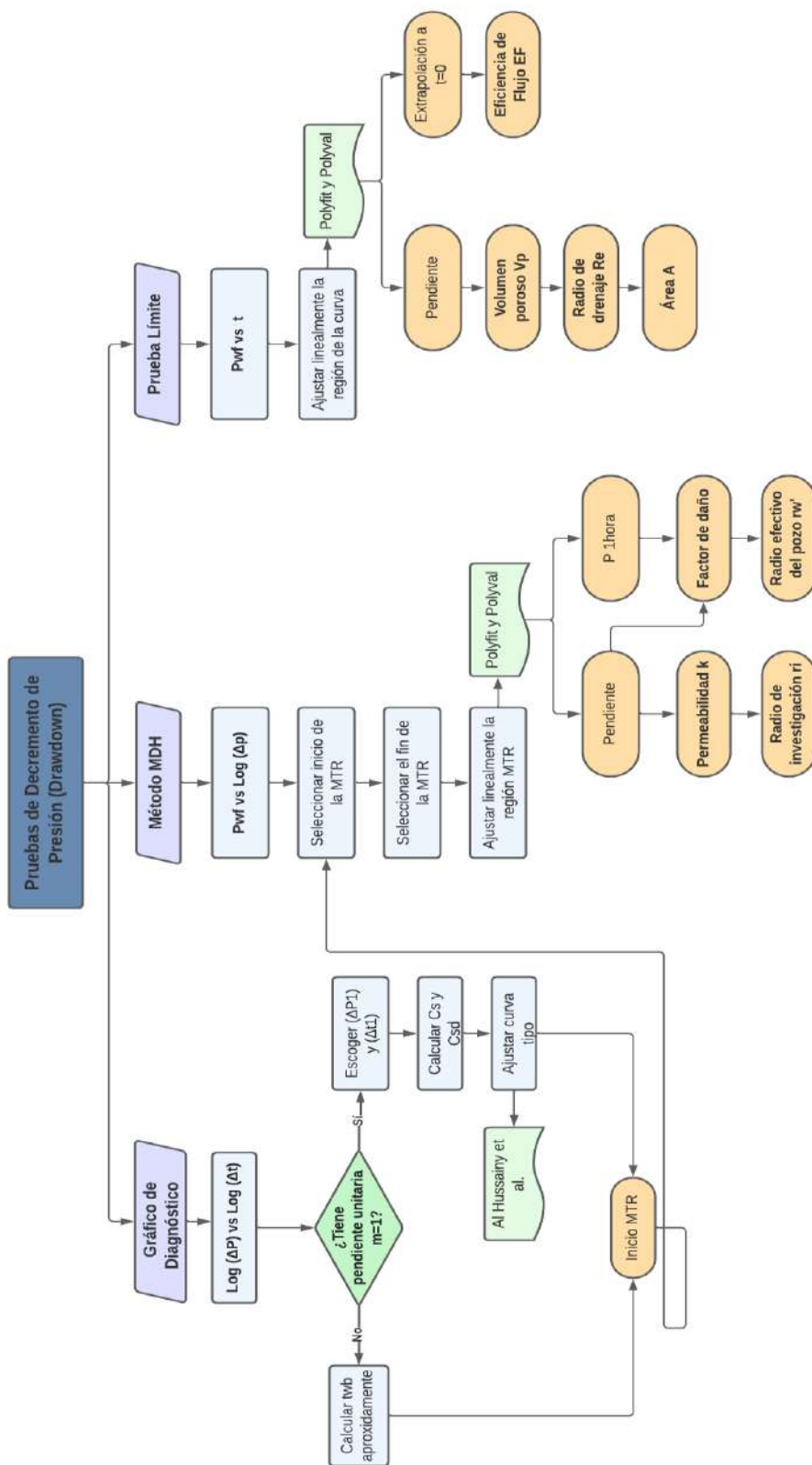


Figura 2.3 Diagrama de flujo para las pruebas de decremento de presión.
Elaborado por: Panchi, 2023

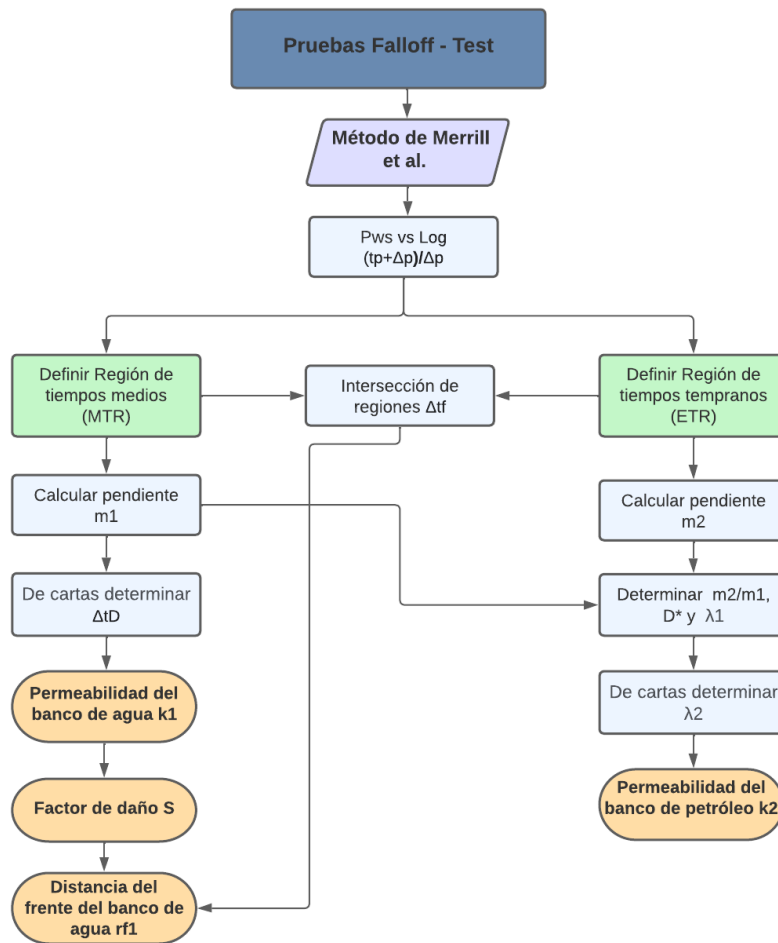


Figura 2.4 Diagrama de flujo para el análisis de las pruebas Falloff - Test.

Elaborado por: Panchi, 2023

Una vez definidos los algoritmos de la herramienta informática, se procedió a codificarlos en un “script” de la plataforma de programación Matlab. Para lo cual, se dividió en tres secciones:

- 1) Cálculos: Dado que los datos importados corresponden al tiempo acumulado y presión medida, se definieron las variables y sus respectivos cálculos para la construcción de las gráficas logarítmicas, semilogarítmicas y lineales. Es decir, para las gráficas de: diagnóstico, Horner, MDH y prueba límite.
- 2) Programación: Hace referencia al flujo de trabajo definido en los algoritmos para llevar a cabo el análisis de las pruebas de presión transitorias.
- 3) Ajuste Lineal: Una vez definida la región de tiempos medios (MTR), se utilizó la función *polyfit* en escala semilogarítmica para ajustar los datos linealmente (ajuste por mínimo cuadrados). Es decir, el grado del polinomio resultante con grado igual

a 1. Lo cual proporcionó la pendiente (m) y corte con el eje y (P*). Posteriormente, se empleó *polyval* para evaluar el polinomio a tiempo 1 hora (P1hora).

```

%% Cálculos
figure (1)
plot (TP1(1:end,1),TP1(1:end,2));
grid minor;
ylabel('Presión (psi)', 'FontName', 'Times New Roman', 'FontUnits', 'points', 'FontSize', 12, 'FontWeight', 'normal', 'FontAngle', 'normal');
xlabel('Tiempo (horas)', 'FontName', 'Times New Roman', 'FontUnits', 'points', 'FontSize', 12, 'FontWeight', 'normal', 'FontAngle', 'normal');
p_1=input('Ingreso inicial y final de estudio: [x1 x2]\n');
[filax1] = find (abs(TP1-p_1(1,1)) < 0.001) ;
[filax2] = find (abs(TP1-p_1(1,2)) < 0.001) ;
hold on;
xline(p_1(1,1), '-', 'LineWidth', 1.5, 'color', [0.6350 0.0780 0.1840]);
xline(p_1(1,2), '-', 'LineWidth', 1.5, 'color', [0.6350 0.0780 0.1840]);
tp11=TP1(filax1:filax2,1);
tp12=TP1(filax1:filax2,2);
TP13=[tp11 tp12];
[fila, columna]=size(TP13);
%
dt=TP13(1:end,1)-TP13(1,1);
%
tp_dt=[];
for ii=1:fila
vector=(dt(ii,1)+TP)/dt(ii,1);
tp_dt = [tp_dt; vector];
end
%
dte=[];
for ii=1:fila
vector=(dt(ii,1))/(1+(dt(ii,1)/TP));
dte = [dte; vector];
end
%
dP=TP13(1:end,2)-TP13(1,2);
dP_DD=TP13(1,2)-TP13(1:end,2);

```

Figura 2.5 Código de Matlab: Sección de cálculos.

Elaborado por: Panchi, 2023

```

%% Región MTR
p1=input('Ingreso los puntos de la región MTR: [x1 x2]\n');
p2=input('Ingreso los puntos de la región MTR: [y1 y2]\n');

[filax11] = find (abs(tp_dt-p1(1,1)) < 0.001) ;
[filax22] = find (abs(tp_dt-p1(1,2)) < 0.001) ;
hold on;
semilogx(tp_dt(filax11:filax22), TP13(filax11:filax22, 2), '.');

xh=[tp_dt(filax11:filax22)];
yh=[TP13(filax11:filax22, 2)];
%% Ajuste Lineal

ec5=polyfit(log10(xh),yh,1);
LAH=polyval(ec5,log10(xh));
hold on;
plot(xh,LAH, '*');
ax = gca;
ax.XDir = 'reverse'

%% Determinación de m, P* y P1hr
mh=abs(ec5(1,1));
p_ex=ec5(1,2);
p_1h_H=polyval(ec5,log10((TP+1)/1));

```

Figura 2.6 Código de Matlab: Sección de Ajuste Lineal.

Elaborado por: Panchi, 2023

2.2 Ejecución y comprobación

Para la ejecución y comprobación de la herramienta se realizaron tres casos de aplicación para analizar e interpretar las pruebas de presión transitorias: (1) Prueba de restauración de presión (Build Up), (2) Prueba de decremento de presión (Drawdown) y (3) Prueba Falloff – Test.

A continuación, se muestra el flujo de trabajo de cada prueba, 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 sección de figuras / gráficas de Matlab.

2.2.1 Caso de aplicación 1: Prueba de restauración de presión (Build Up)

El primer objetivo del caso de aplicación 1 es determinar la permeabilidad k , factor de daño S , capacidad de flujo kh , radio efectivo del pozo r_w' , radio de investigación al inicio y fin de la región MTR y eficiencia de flujo EF , a través del método convencional de Horner. A continuación, se indica el flujo de trabajo.

- 1) Selección del intervalo de análisis

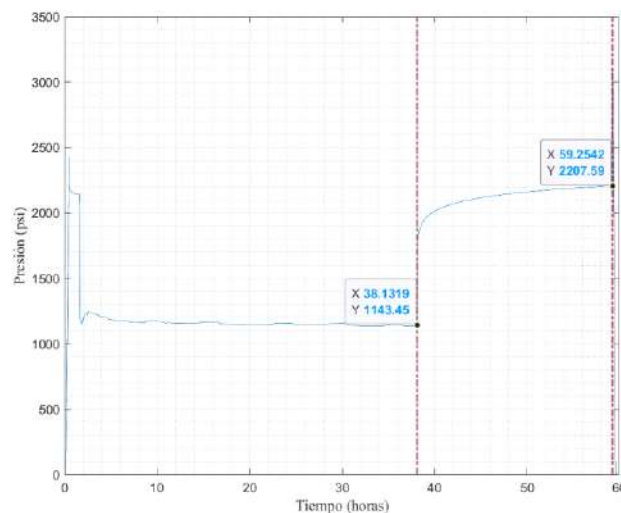


Figura 2.7 Pruebas de restauración de presión: Intervalo de análisis.

- 2) Determinación de la región de tiempos medios (MTR), a través de la gráfica de diagnóstico y su empate con la curva tipo de Al Hussainy et al., cuando exista una pendiente unitaria.

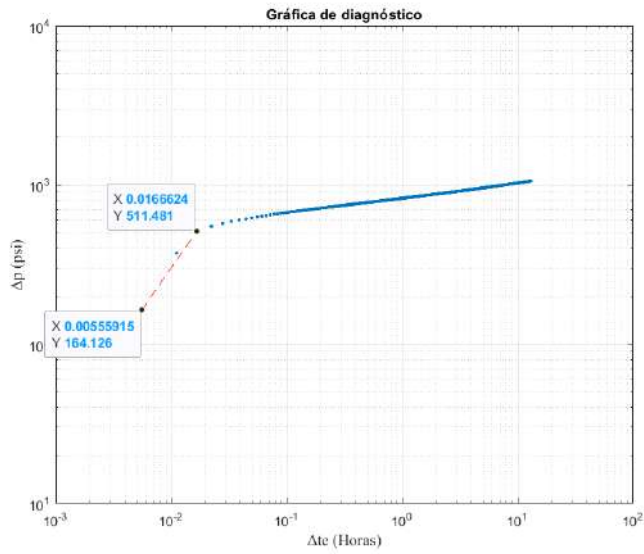


Figura 2.8 Pruebas de restauración de presión: Gráfica de diagnóstico.

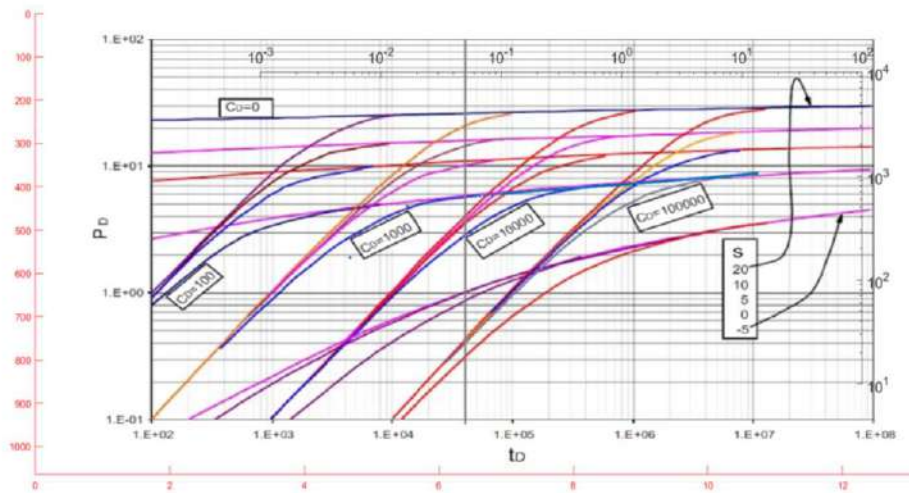


Figura 2.9 Pruebas de restauración de presión: Empate con la curva tipo de Al Hussainy et al.

- 3) Determinación de la pendiente m , presión extrapolada P^* y presión evaluada a una hora P_{1hr} , a través del ajuste lineal de la región MTR, realizado con las funciones *polyfit* y *polyval*.

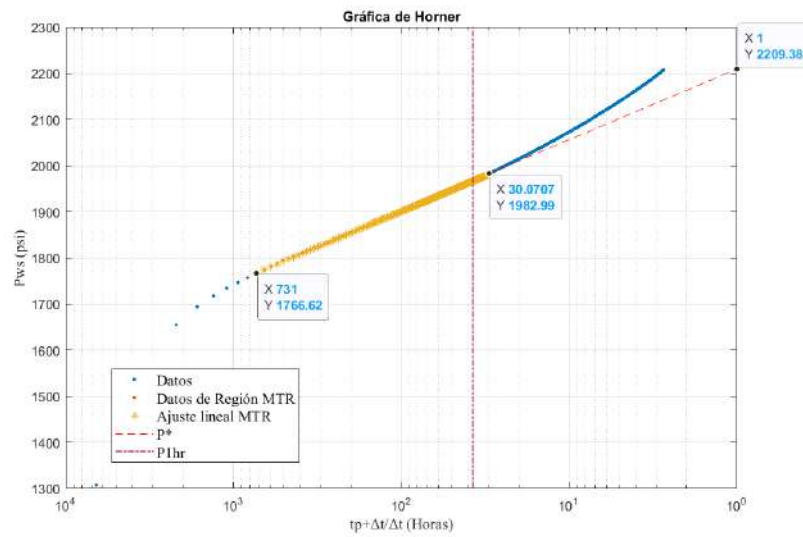


Figura 2.10 Pruebas de restauración de presión: Gráfico de Horner Hussainy.

4) Cálculo de los parámetros de interés establecidos en el objetivo de la práctica y visualización de los resultados obtenidos.

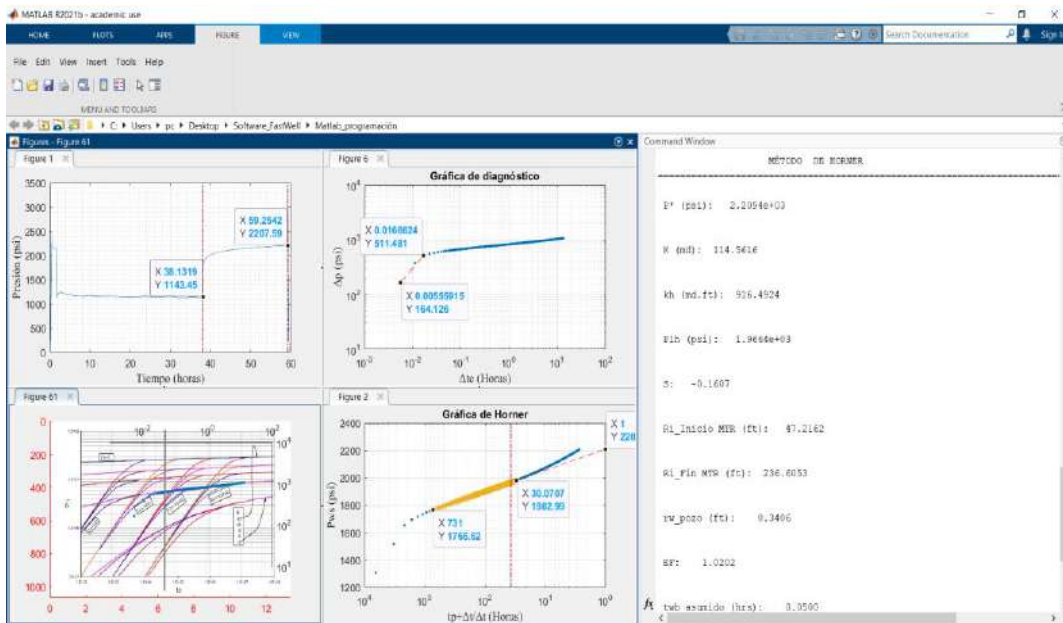


Figura 2.11 Pruebas de restauración de presión: Visualización de resultados 1.

El segundo objetivo del caso de aplicación 1 es determinar la presión promedio del reservorio, a través del método MBH y Muskat, dependiendo su aplicabilidad.

- Método MBH: Determinación del tiempo adimensional t_{AD} para el método MBH, en base a la configuración del sistema pozo – reservorio. Y mediante la correlación establecida se calculó \bar{P}

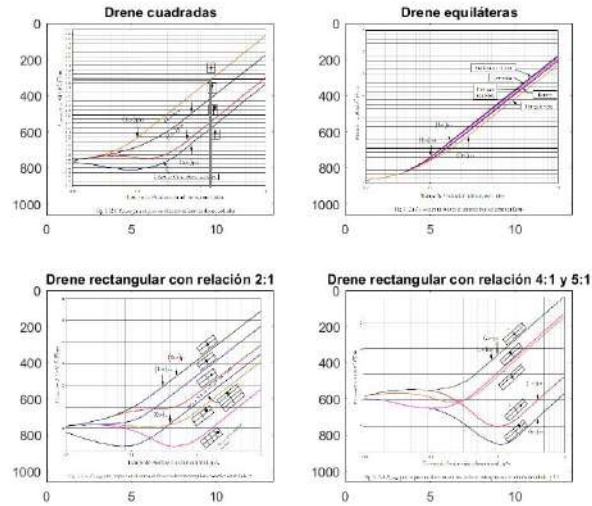


Figura 2.12 Pruebas de restauración de presión: Cartas MBH.

- Método de Muskat: Proceso iterativo hasta conseguir un comportamiento de línea recta.

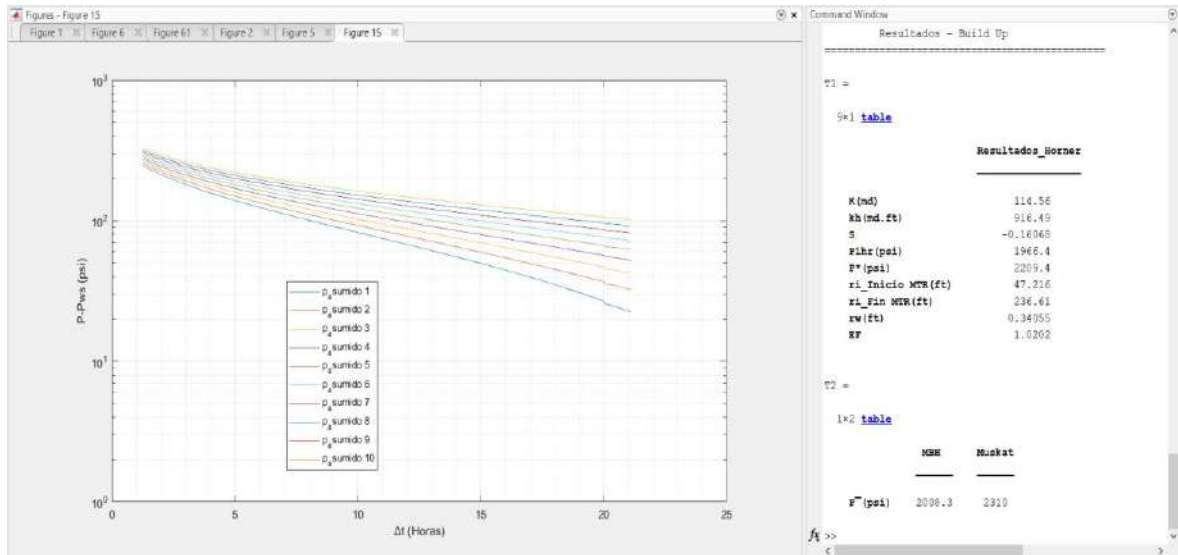


Figura 2.13 Pruebas de restauración de presión: Visualización de resultado 2

2.2.2 Caso de aplicación 2: Prueba de decremento de presión (Drawdown)

El primer objetivo del caso de aplicación 2 es determinar la permeabilidad k , factor de daño S , radio efectivo del pozo r_w' , radio de investigación al inicio y fin de la región MTR y eficiencia de flujo EF , a través del método convencional de MDH.

1) Selección del intervalo de análisis

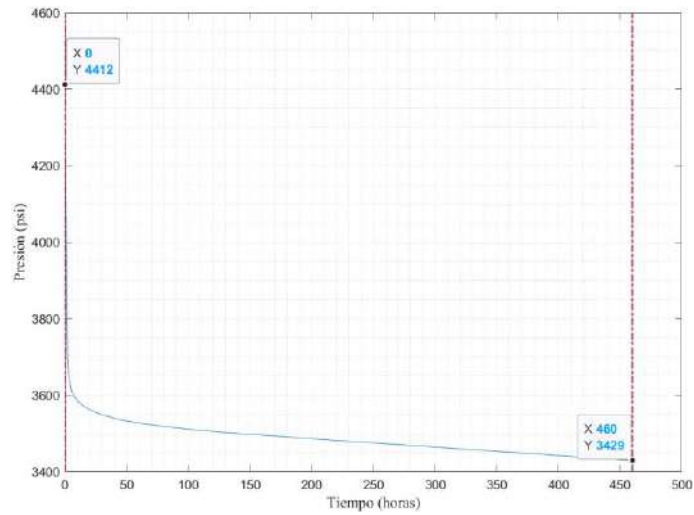


Figura 2.14 Pruebas de decremento de presión: Selección del intervalo

2) Para este caso, determinación de la región MTR a través de la visualización de la zona estabilizada en la gráfica de diagnóstico. Dado que no existe una pendiente unitaria.

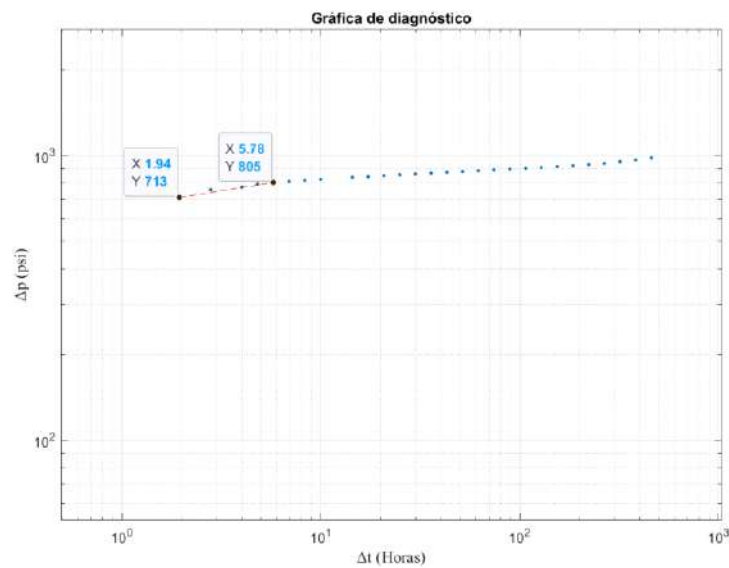


Figura 2.15 Pruebas de decremento de presión: Gráfica de diagnóstico

- 3) Determinación de la pendiente m y presión evaluada a una hora P_{1hr} , mediante las funciones de *polyfit* y *polyval* para realizar el ajuste lineal. Y cálculo de los parámetros establecidos en el objetivo.

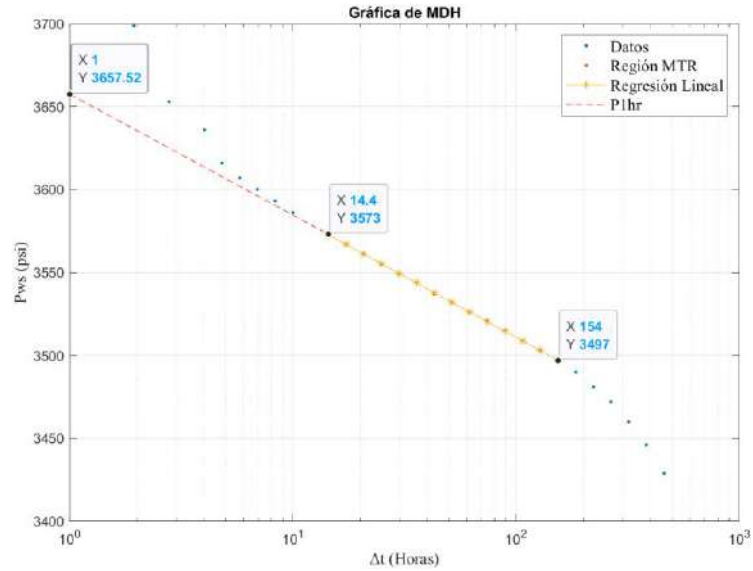


Figura 2.16 Pruebas de decremento de presión: Gráfica MDH

El segundo objetivo del caso de aplicación 2 es determinar el volumen poroso V_p , radio de drenaje R_e , área y eficiencia de flujo con el desarrollo de la prueba límite.

- 1) Determinación de la pendiente de la zona estabilizada en la gráfica de la prueba límite, mediante un ajuste lineal.

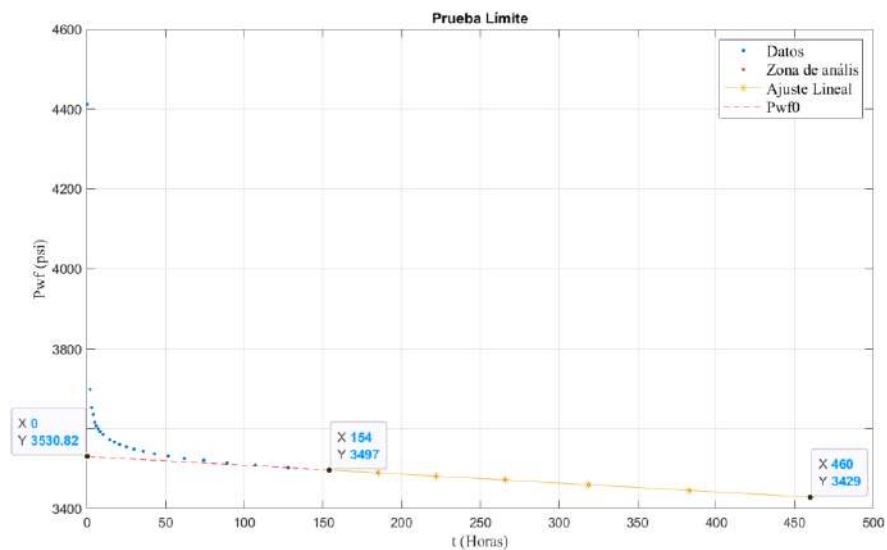


Figura 2.17 Pruebas de decremento de presión: Prueba límite

2) Cálculo de los parámetros que determinan el tamaño del reservorio.

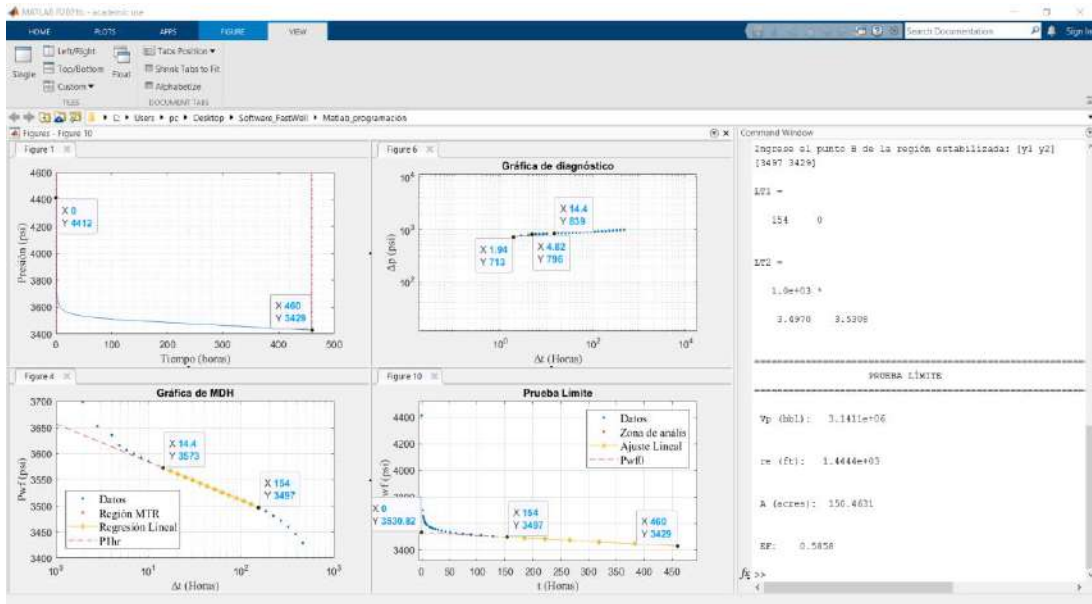


Figura 2.18 Pruebas de decremento de presión: Visualización de resultados 1

2.2.3 Caso de aplicación 3: Prueba de inyectividad (Falloff - Test)

El objetivo del caso de aplicación 3 es determinar la permeabilidad de la zona de agua k_1 y de la zona de petróleo k_2 , el factor de daño de la zona de agua S y la distancia del frente del banco de agua r_{f1} , mediante el método propuesto por Merrill et al.

1) Selección del intervalo de análisis

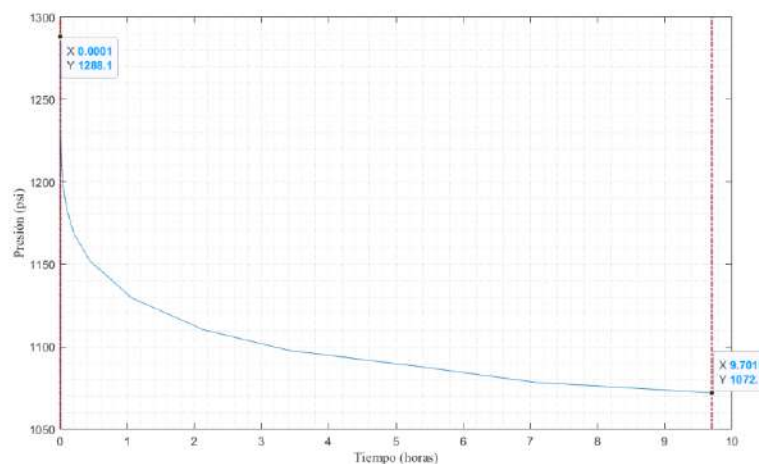


Figura 2.19 Pruebas Falloff - Test: Selección de intervalo

2) Ajuste lineal de las zonas del banco de agua y banco de petróleo y determinación de su intersección.

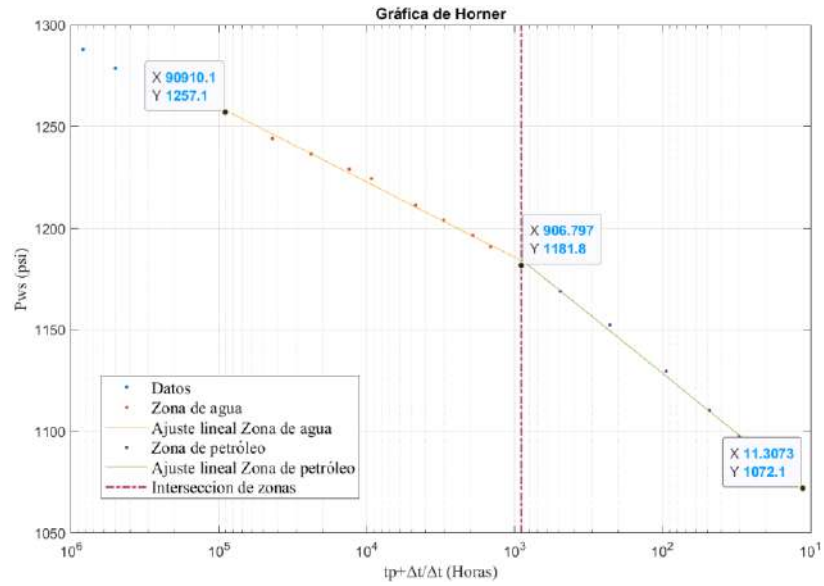


Figura 2.20 Pruebas Falloff – Test. Método de Merrill et al.

3) A partir de las cartas establecidas, cálculo de la relación de movilidad λ_2/λ_1 y tiempo de intersección adimensional Δt_{Dfx} .

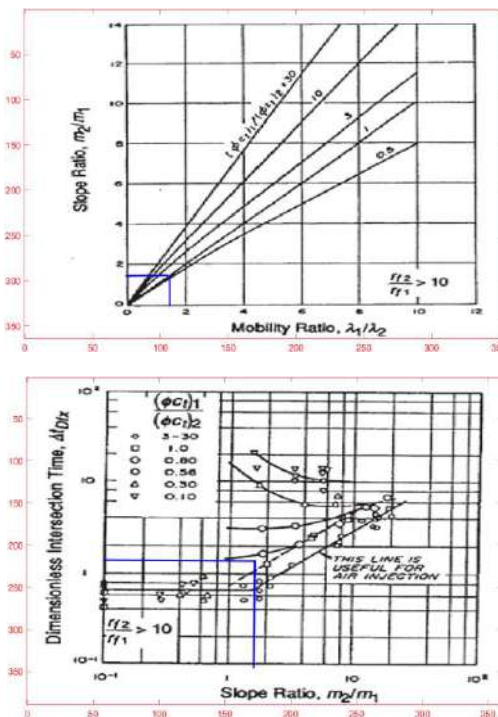


Figura 2.21 Pruebas Falloff – Test. Cartas del método de Merrill et al.

4) Visualización de los resultados establecidos en el objetivo

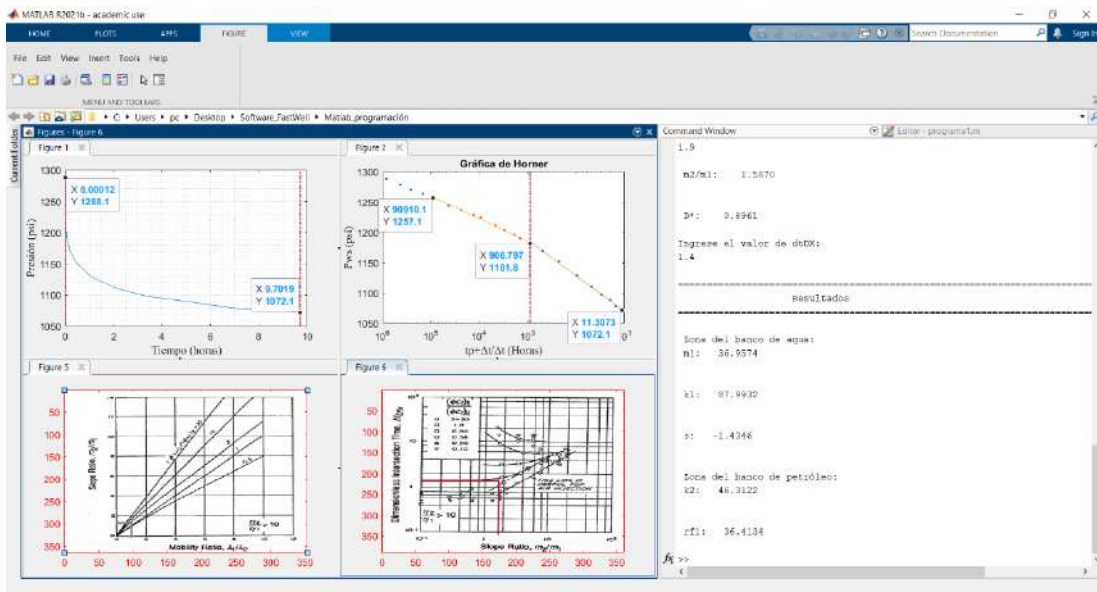


Figura 2.22 Pruebas Falloff – Test. Visualización de resultados

3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 Resultados

En esta sección, se realizará una comparación entre los resultados obtenidos en la herramienta informática y el software comercial: WellTest 2019.1 y se determinará el error relativo.

3.1.1 Pruebas de restauración de Presión (Build Up)

Se tomaron los datos de 5 pruebas de presión de pozos reales realizadas en la Cuenca Oriente. Los cuales fueron analizados e interpretados en la herramienta informática, a través del método de Horner y posteriormente en WellTest 2019.1. Para la presión promedio del reservorio se utilizó el método MBH y Muskat, dependiendo del caso.

3.1.1.1 Pozo A

Método de Horner

Tabla 3.1 Resultados del Pozo A con el método de Horner

Modelo: Pozo con almacenamiento y daño y falla sellante			
Parámetros	Herramienta Informática	WellTest 2019.1	Error relativo (%)
k (md)	114.562	114.691	0.113
kh (md.ft)	916.492	917.529	0.113
S	-0.161	-0.162	0.617
P* (psia)	2209.4	2206.3	0.141
EF	1.020	1.020	0

Método MBH y Muskat

En este caso, se presenta la región MTR y LTR. Por lo tanto, se determinó la presión promedio del reservorio mediante el método MBH y Muskat.

Tabla 3.2 Resultados del Pozo A con el método MBH y Muskat

Parámetro	MBH	Muskat
\bar{P} (psi)	2208.3	2310

3.1.1.2 Pozo B

Método de Horner

Tabla 3.3 Resultados del Pozo B con el método de Horner

Modelo: Pozo con almacenamiento y daño. Yacimiento cerrado			
Parámetros	Herramienta Informática	WellTest 2019.1	Error relativo (%)
k (md)	828.541	828.456	0.010
kh (md.ft)	37248	37280	0.011
S	9.986	9.995	0.090
P* (psia)	1358	1357.9	0.007
EF	0.463	0.456	1.535

Método MBH y Muskat

El pozo B presenta la región MTR y LTR. De esta manera, la presión promedio del reservorio fue determinada mediante el método MBH y Muskat.

Tabla 3.4 Resultados del Pozo B con el método MBH y Muskat

Parámetro	MBH	Muskat
\bar{P} (psi)	1353.2	1370

3.1.1.3 Pozo C

Método de Horner

Tabla 3.5 Resultados del Pozo C con el método de Horner

Modelo: Pozo con almacenamiento y daño con comportamiento infinito			
Parámetros	Herramienta Informática	WellTest 2019.1	Error relativo (%)
k (md)	94.3	96.157	1.931
kh (md.ft)	5280.8	5384.8	1.931
S	4.012	4.063	1.255
P* (psia)	1346.9	1346.9	0
EF	0.7	0.669	4.634

Método MBH

El pozo C presenta únicamente la región MTR. Por lo tanto, la presión promedio del reservorio fue determinada mediante el método MBH.

Tabla 3.6 Resultados del Pozo C con el método MBH

Parámetro	MBH
\bar{P} (psi)	1309.1

3.1.1.4 Pozo D

Método de Horner

El gráfico de diagnóstico del pozo D presenta una pendiente unitaria. Sin embargo, dada su forma no es posible el empate con la curva tipo de Al Hussainy et al.

Tabla 3.7 Resultados del Pozo D con el método de Horner

Modelo: Pozo con almacenamiento y daño con comportamiento infinito			
Parámetros	Herramienta Informática	WellTest 2019.1	Error relativo (%)
k (md)	111.652	111.174	0.43
kh (md.ft)	3126.2	3112.876	0.428
S	16.067	16.202	0.833
P* (psia)	1712.8	1717.8	0.291
EF	0.336	0.349	3.725

Método MBH

En este caso, se presenta únicamente la región MTR. Por lo tanto, se determinó la presión promedio del reservorio mediante el método MBH.

Tabla 3.8 Resultados del Pozo D con el método MBH

Parámetro	MBH
\bar{P} (psi)	1674.7

3.1.1.5 Pozo E

Método de Horner

Tabla 3.9 Resultados del Pozo E con el método de Horner

Modelo: Pozo con almacenamiento y daño con comportamiento infinito			
Parámetros	Herramienta Informática	WellTest 2019.1	Error relativo (%)
k (md)	14.323	14.345	0.153
kh (md.ft)	529.97	530.753	0.148
S	2.364	2.483	4.792
P* (psia)	1770.9	1769	0.107
EF	0.869	0.911	4.610

Método MBH

Para la determinación de la presión promedio del reservorio del pozo E, se utilizó el método MBH, dado que se presenta la región MTR.

Tabla 3.10 Resultados del Pozo E con el método MBH

Parámetro	MBH
\bar{P} (psi)	1670.6

3.1.2 Prueba de decremento de Presión (Drawdown)

Para las pruebas de decremento de presión, se analizó el ejemplo 4.2 propuesto por Chaudhry (2004) en la herramienta informática, a través del método MDH y posteriormente en Well Test 2019.1, para obtener el error relativo.

3.1.2.1 Pozo F

Método MDH

Tabla 3.11 Resultados del pozo F con el método MDH

Modelo: Pozo con almacenamiento y daño. Yacimiento cerrado			
Parámetros	Herramienta Informática	WellTest 2019.1	Error relativo (%)
k (md)	7.305	7.319	0.191
kh (md.ft)	504.05	504.974	0.184
S	5.730	5.754	0.417
EF	0.609	0.628	3.025

Prueba Límite

Tabla 3.12 Resultados del Pozo F con la prueba límite

Parámetros	Resultado
Vp (bbl)	3.141e+06
Re (ft)	1444.4
A (acres)	150.463

3.1.3 Prueba de Inyectividad (Falloff – Test)

Para este caso, se analizó el ejemplo 9.4 propuesto por Lee et al. (2003) para sistemas compuestos, mediante el método de Merrill et al., en la herramienta informática y posteriormente en Well Test 2019.1, para obtener el error relativo.

3.1.3.1 Pozo G

Método de Merrill et al.

Tabla 3.13 Resultados del Pozo G con el método de Merrill et al.

Parámetros	Herramienta Informática	WellTest 2019.1	Error relativo (%)
k1 (md)	87.993	89.754	1.962
k2 (md)	46.312	46.031	0.610
S1	-1.434	-1.371	4.595
Rf1 (ft)	36.413	35.644	2.159

3.2 Conclusiones

- 1) El objetivo del presente trabajo de integración curricular fue alcanzado, dado que se desarrolló una herramienta informática en Matlab que permite analizar las principales pruebas de presión transitorias, mediante los métodos convencionales: Horner, MBH, Muskat, MDH, Prueba Límite y Merrill et al., de forma fácil y automatizada. Optimizando así, el flujo de trabajo y tiempo de ejecución.
- 2) Para el caso de las pruebas de restauración de presión, la herramienta informática permite determinar: permeabilidad, daño, capacidad de flujo, presión inicial y presión promedio del reservorio. En las pruebas de decremento de presión: permeabilidad, daño, capacidad de flujo, volumen poroso y área de drenaje. Y finalmente, en el caso de las pruebas Falloff – Test, la permeabilidad tanto del banco de agua, como de petróleo y la distancia del frente del banco de agua.
- 3) El flujo de trabajo para la ejecución de la herramienta informática es intuitivo. Sin embargo, se requiere un conocimiento básico acerca de la teoría de las pruebas de presión transitorias y los métodos convencionales. Especialmente en la determinación de la región de tiempos medios (MTR) de pruebas de presión reales, cuando la gráfica de diagnóstico no presente una pendiente unitaria y, por consiguiente, su empate con la curva tipo no sea posible.
- 4) Se analizaron e interpretaron 5 pruebas de restauración de presión de pozos reales de un Campo de la Cuenca Oriente, 1 prueba de decremento de presión y 1 prueba Falloff – Test obtenidas en el libro de Chaudhry (2004) y Lee et al. (2003), respectivamente. Con lo cual, se concluye que la herramienta informática, permite el análisis tanto de pruebas reales, como propuestas en libros.
- 5) La herramienta informática se ajusta mejor en pruebas de presión cuyos modelos consisten en pozos con almacenamiento y daño y límites simples (presión constante y yacimiento cerrado).
- 6) La comparación de los resultados obtenidos entre la herramienta informática y un software comercial, dio un error relativo menor al 5%. De esta manera, se concluye que los resultados obtenidos son confiables y pueden ser comparables con software comerciales.
- 7) El presente trabajo de integración curricular corresponde al componente A del proyecto: Interpretación y análisis de las pruebas de presión transitorias a través de los métodos convencionales. El componente B hace referencia a las curvas tipo.

Por lo que, la herramienta informática también permite, una vez ejecutado los métodos convencionales, el análisis mediante las curvas tipo. Por lo tanto, es posible realizar una comparación entre estos dos métodos.

3.3 Recomendaciones

- 1) Para futuras mejoras de la herramienta informática, se recomienda la incorporación de un lenguaje de programación o herramienta que permita la automatización en la selección de: intervalo de análisis, puntos para determinar la pendiente unitaria en la gráfica de diagnóstico y región de tiempos medios (MTR). En lugar, de ingresarlo por teclado y evitar errores.
- 2) Dado que Matlab requiere de una licencia. Se recomienda llevar el código desarrollado, a un lenguaje de programación de uso libre, para que de esta manera la herramienta informática pueda ser utilizada sin restricciones.
- 3) Se recomienda tener en cuenta los diferentes comportamientos de los modelos de pozos y tipos de almacenamiento (constante o variable), para la determinación correcta de la región de tiempos medios (MTR). Pues esto determinará entre otras cosas, la efectividad de los resultados obtenidos.
- 4) Finalmente, se recomienda la continua realización de herramientas informáticas para las áreas de estudio de Ingeniería en Petróleos. De esta manera, es posible automatizar y optimizar varios procesos manuales y manejar “casos reales” a nivel académico.

4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

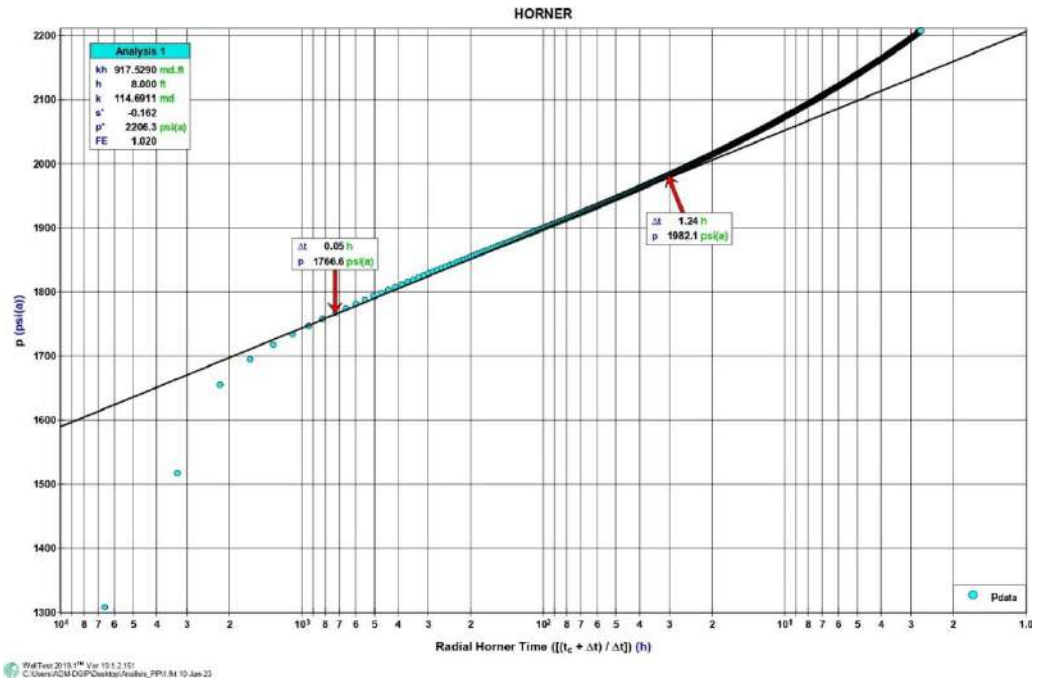
- 1) Ahmed, T. (2019). Reservoir Engineering Handbook (5 edición). USA: Elsevier
- 2) Ahmed, T., & McKinney, P. (2005). Advanced Reservoir Engineering. USA: Elsevier
- 3) Alvarado, D. (2004). Análisis de Pruebas de Presión. Venezuela: ESP Oil Engineering Consultants
- 4) Bourdet, D. (2002). Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models. Francia: Elsevier
- 5) Bourdarot, G. (1998). Well Testing: Interpretation Methods. Francia: Technip
- 6) Chaudhry, A.U. (2004). Oil Well Testing Handbook. USA: Elsevier
- 7) Colmont, G., & Pinoargote, C. (2018). Flujo de Fluidos en Medios Porosos. Santa Elena, Ecuador: Editorial UPSE
- 8) Economides, M., & Nolte, K. (2000). Reservoir Stimulation (3ra edición). USA: Wiley
- 9) Escobar, F. (2012). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Colombia: Editorial Universidad Surcolombiana
- 10) Escolar, F. (2003). Análisis Moderno de Presiones de Pozo. Colombia: Editorial Universidad Surcolombiana.
- 11) Fekete Associates Inc. (2019). Well Testing Fundamentals. Oil Production. http://oilproduction.net/files/Fekete_WellTestApplications.pdf
- 12) Fekete Associates Inc. (2019). Well Testing Fundamentals. Petroleum Programmer. <http://www.petroleumprogrammer.com/wp-content/uploads/2014/10/Well-Testing-Fundamentals.pdf>
- 13) Joyanes, L. (1998). Fundamentos de Programación: Algoritmos, estructura de datos y objetos. Madrid: McGRAW-HILL/INTERAMERICANA DE ESPAÑA
- 14) Houzé et al. (2013). Dynamic Data Analysis. Kappa
- 15) Lee et al. (2003). Pressure Transient Testing. USA: SPE Textbook Series
- 16) MathWorks (2022b). MATLAB. <https://la.mathworks.com/products/matlab.html>

- 17) Morillo, C. (2019). Desarrollo del Mapa de presiones de la arena "T" del Campo Shushufindi mediante el Análisis de Pruebas de Presión. (Tesis de Pregrado). Escuela Politécnica Nacional
- 18) Naranjo, A. (2009). Evaluación de Yacimientos de Hidrocarburos (2da edición). Medellín: Universidad Nacional de Colombia.
- 19) Salem, A. (2016). Distorted Pressure-Builup Test by phase redistribution – Changing wellbore storage effects. International Journal of Advancement in Engineering, Technology and Computer Sciences, 3(2), 11-26
- 20) Schlumberger (2002). Well Test Interpretation. SMP-7086-5
- 21) Triana, R., & Quintera, R. (2009). Análisis de Pruebas de Presión (Mini-Falloff test) durante operaciones de Fracturamiento Hidráulico. Revista Fuentes: El Reventón Energético.
- 22) Valencia, R. (2019). Análisis e Interpretación de Pruebas de Presión. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional
- 23) Valencia, R. (2008). Análisis e Interpretación Convencional de Pruebas de Presión. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional
- 24) Valencia, R. (2015). Fundamentos de Pruebas de Presión. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.

5 ANEXOS

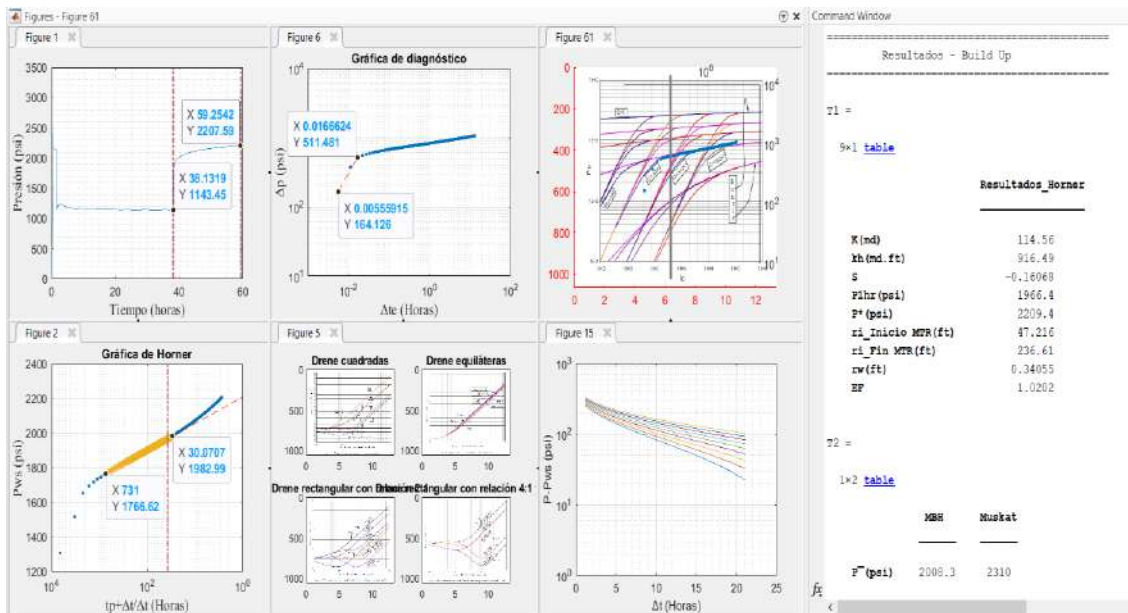
ANEXO I

Resultados del Pozo A en WellTest 2019.1



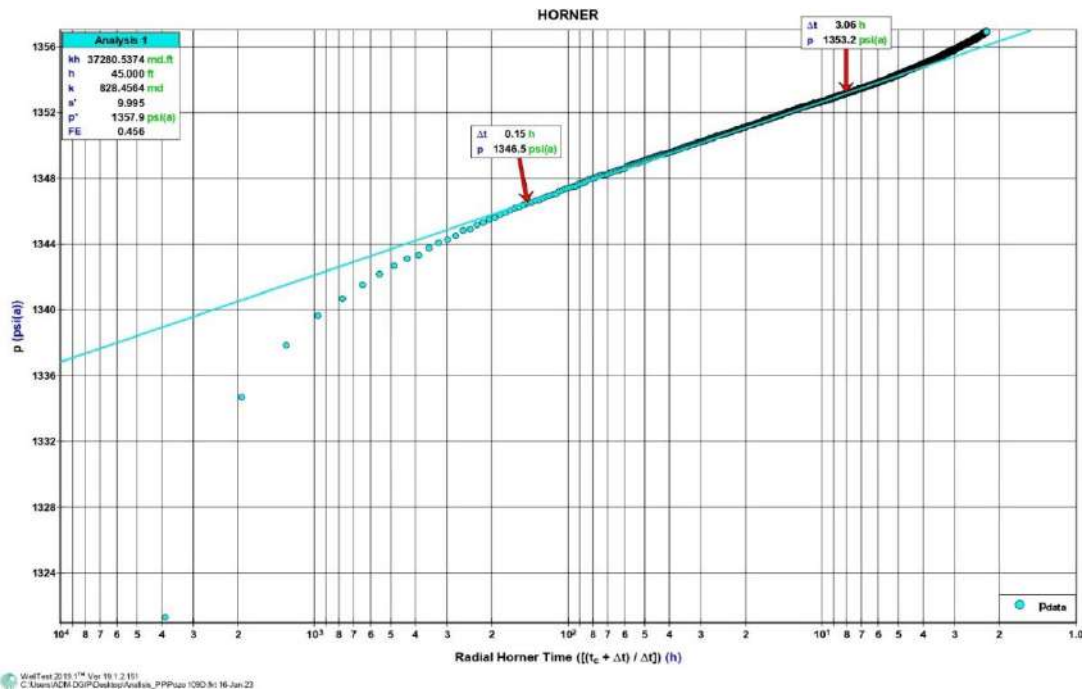
ANEXO II

Flujo de trabajo y resultados del Pozo A en la Herramienta Informática



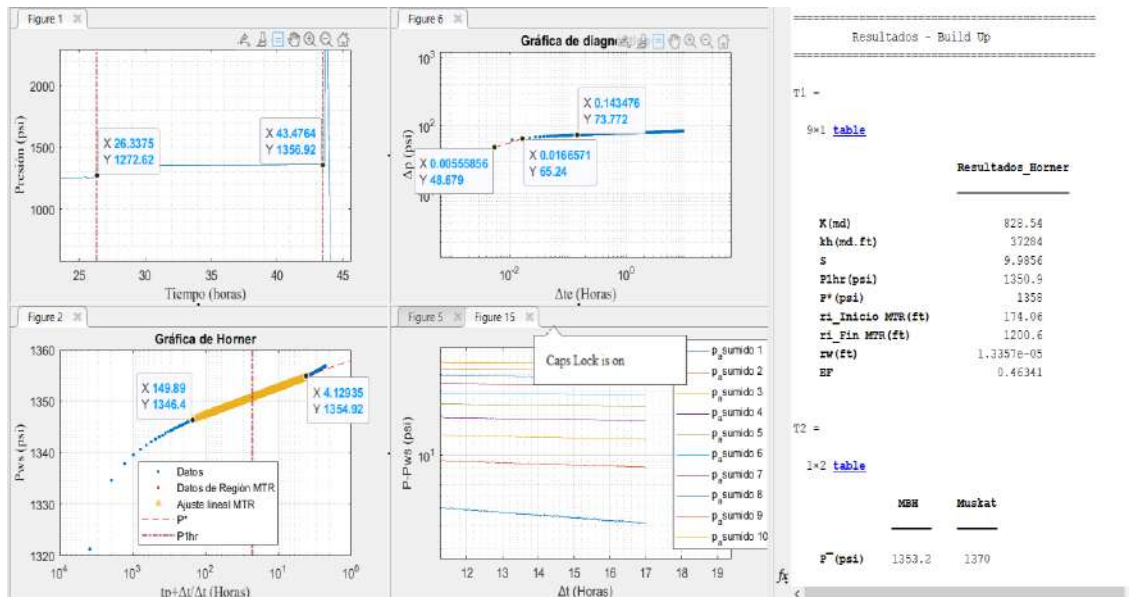
ANEXO III

Resultados del Pozo B en WellTest 2019.1



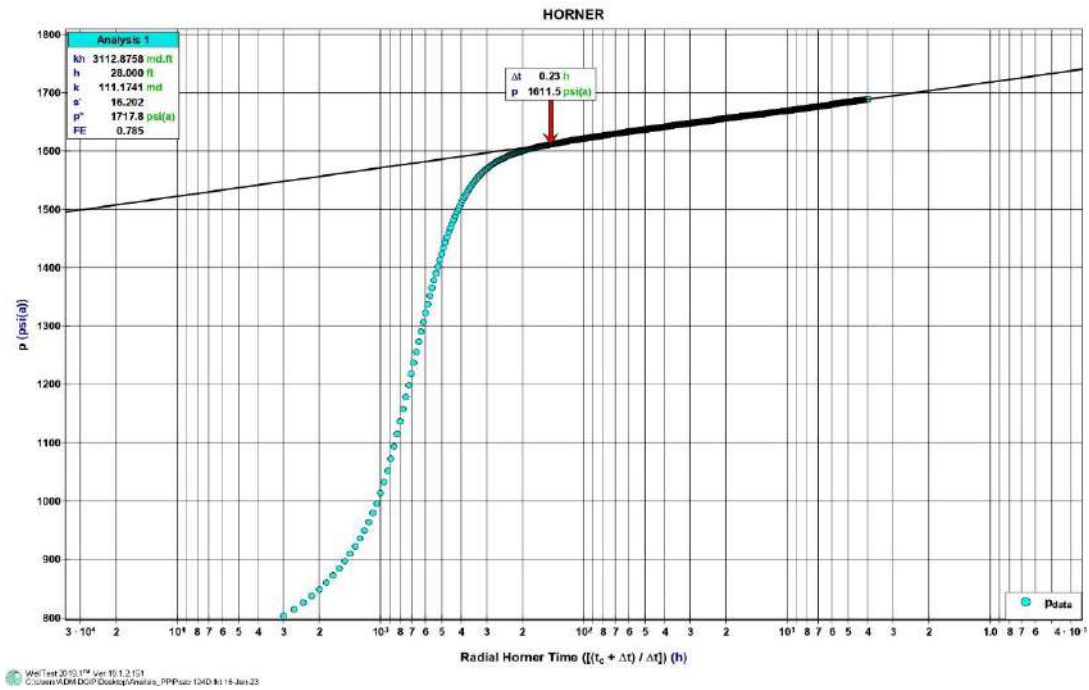
ANEXO IV

Flujo de trabajo y resultados del Pozo B en la Herramienta Informática



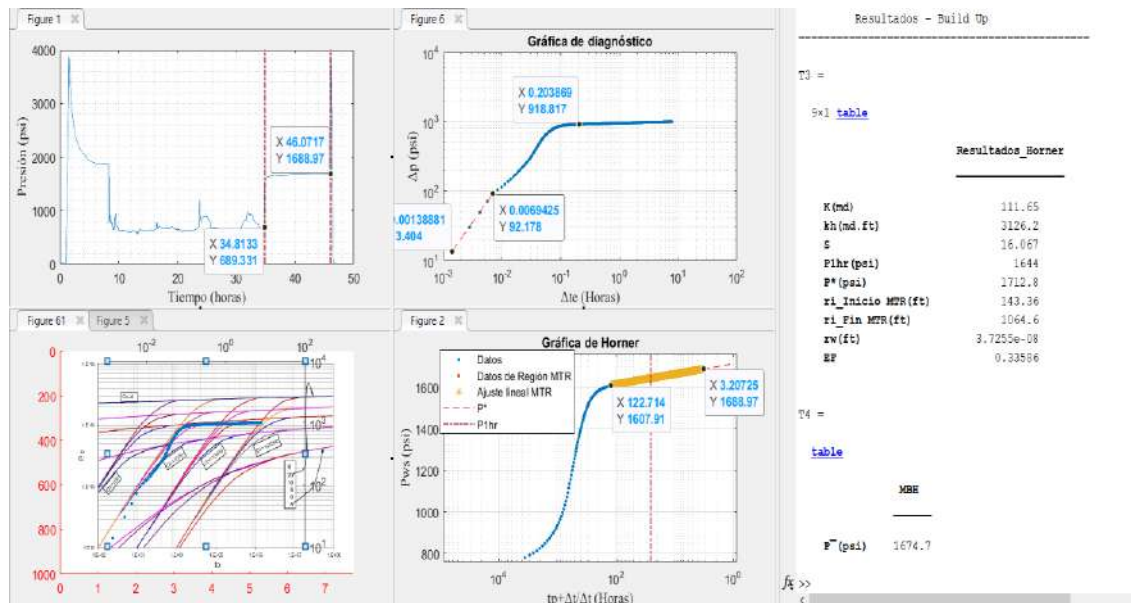
ANEXO V

Resultados del Pozo C en WellTest 2019.1



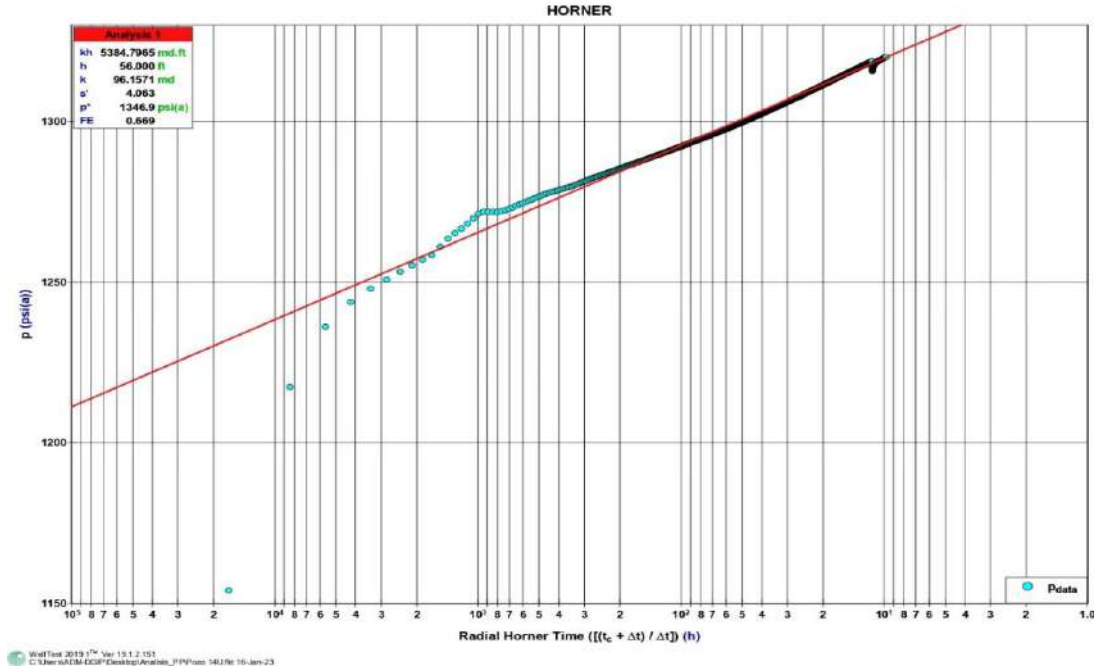
ANEXO VI

Flujo de trabajo y resultados del Pozo C en la Herramienta Informática



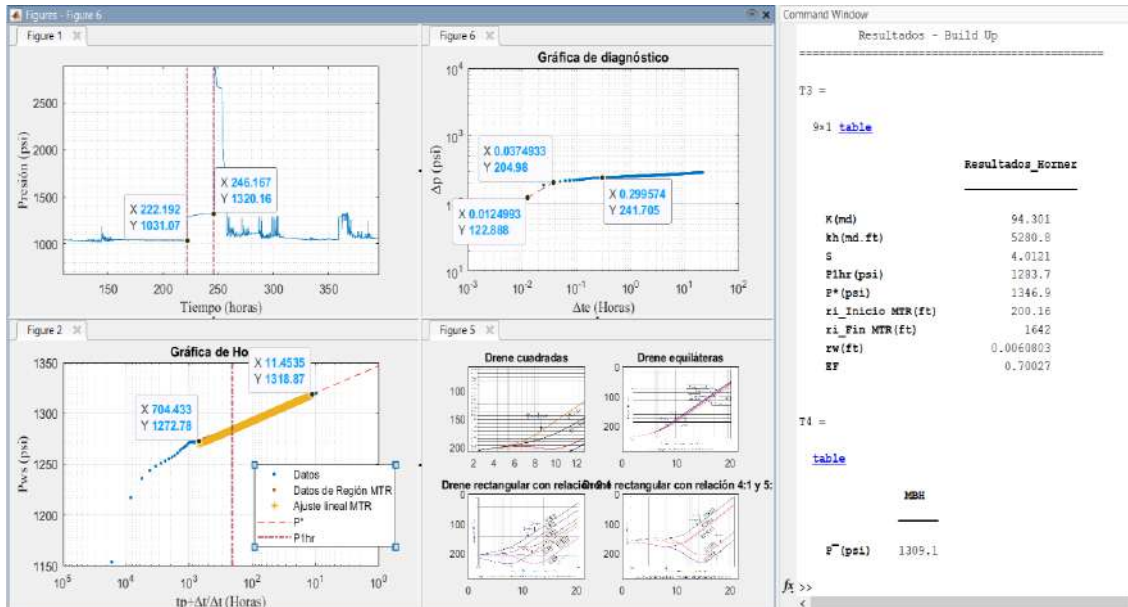
ANEXO VII

Resultados del Pozo D en WellTest 2019.1



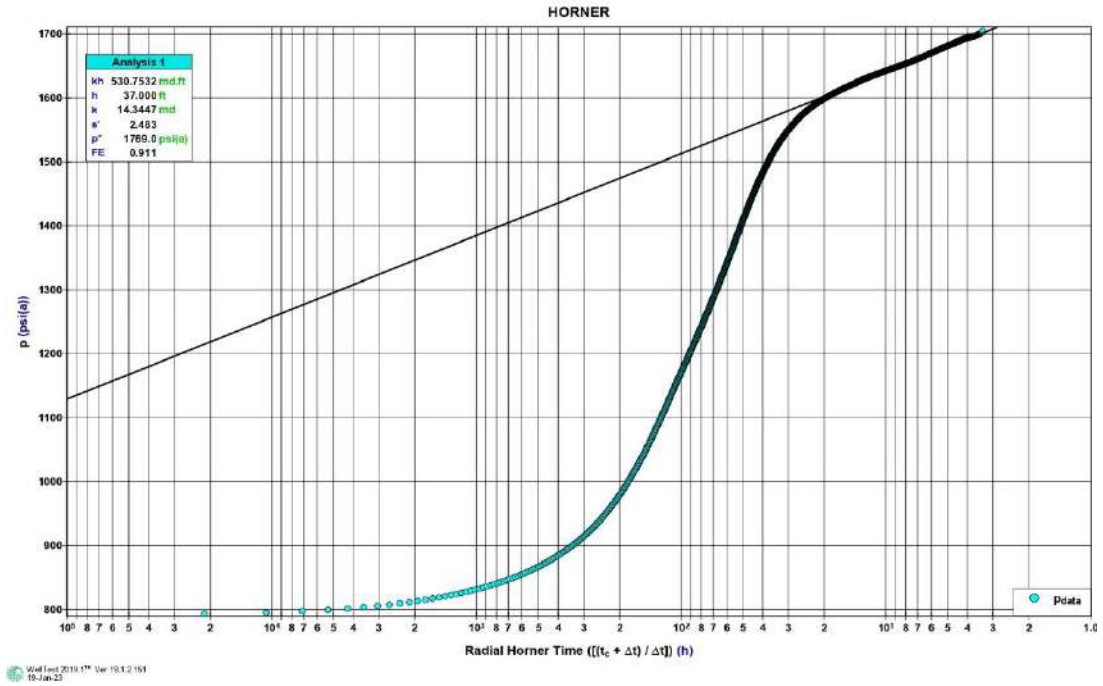
ANEXO VIII

Flujo de trabajo y resultados del Pozo D en la Herramienta Informática



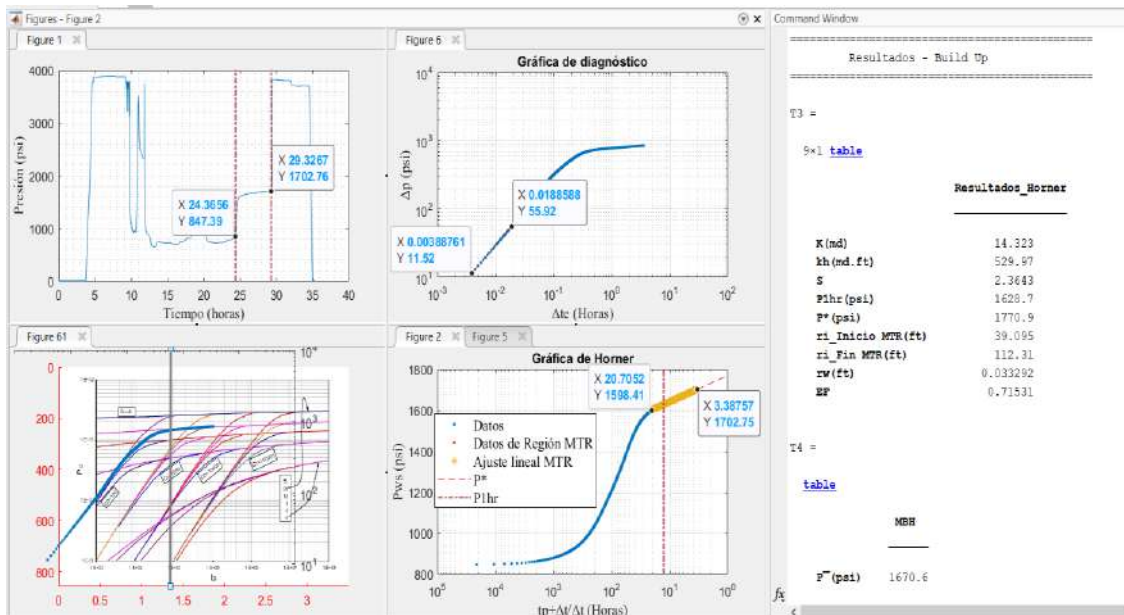
ANEXO IX

Resultados del Pozo E en WellTest 2019.1



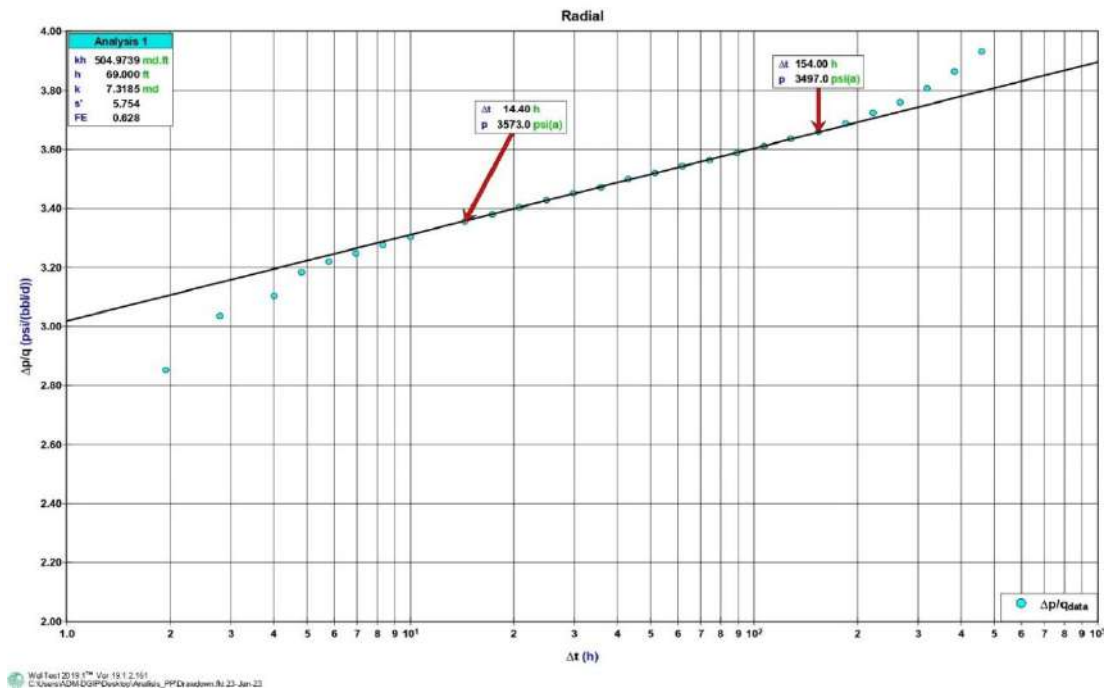
ANEXO X

Flujo de trabajo y resultados del Pozo E en la Herramienta Informática



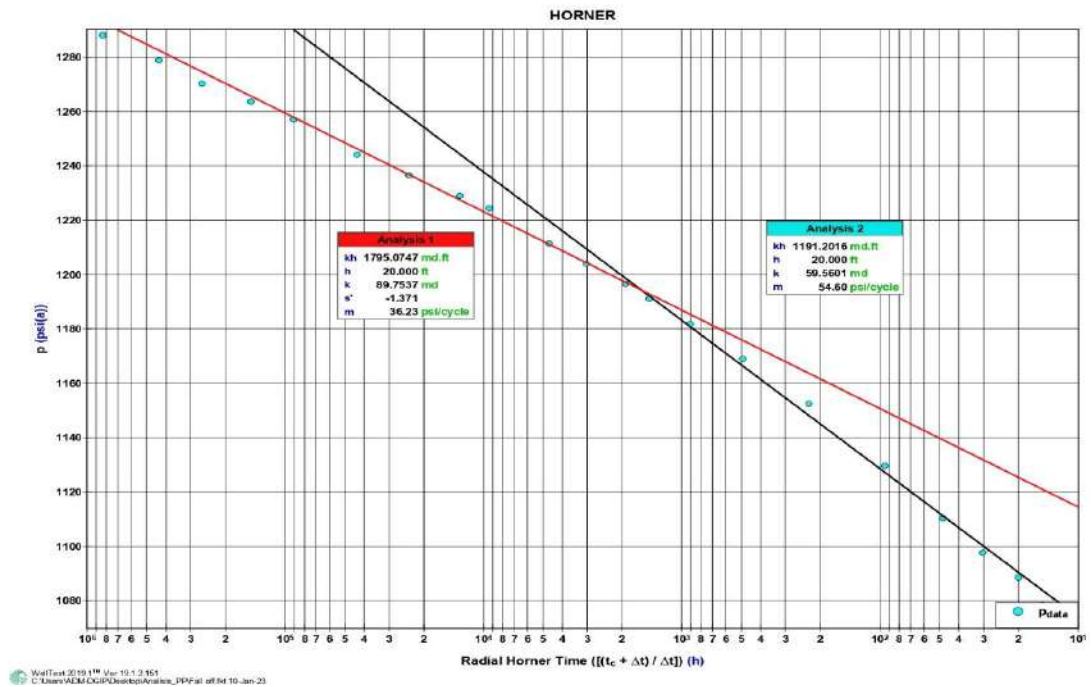
ANEXO XI

Resultados del Pozo F en WellTest 2019.1



ANEXO XII

Resultados del Pozo G en WellTest 2019.1



ANEXO XIII

Manual de Usuario

El objetivo de este manual de usuario es explicar detalladamente el flujo de trabajo y requerimientos de la herramienta informática para analizar e interpretar las pruebas de presión transitorias: Build Up, Drawdown y Falloff - Test, correctamente. La herramienta informática puede ser usada para casos reales y académicos. En ambos casos, se requiere un conocimiento básico acerca de la teoría de las pruebas de presión transitorias.

A continuación, se muestran las secciones del manual de usuario:

- 1. Importación de datos:** Se muestra como importar los datos obtenidos del elemento registrador de presión y delimitar el área de estudio. Además, los datos de evaluación requeridos en cada prueba y sus correspondientes unidades.
- 2. Flujo de trabajo - Pruebas de restauración de presión:** Se indica el flujo de trabajo para selección de la región MTR y flujo de trabajo para el método de Horner, MBH y Muskat.
- 3. Flujo de trabajo - Pruebas de decremento de presión:** Se indica el flujo de trabajo para la selección de la región MTR y flujo de trabajo para el método MDH y prueba límite.
- 4. Flujo de trabajo - Pruebas Falloff - Test:** Se indica el flujo de trabajo para el método de Merrill et al.

1. IMPORTACIÓN DE DATOS

1. Para cargar los datos de presión (psi) y tiempo acumulado (horas), se lo realiza en un archivo excel, el cual debe ser importado a Matlab. Tanto el nombre del archivo como delimitación del área de estudio se los realiza en: **TP1=xlsread**
2. Al visualizar la gráfica de presión vs tiempo, ingresar **[x1 x2]** para establecer el área de restauración de presión para el caso de las pruebas Build Up y Falloff - Test y decremento de presión para las pruebas Drawdown.

```
TP1=xlsread('buildup.xlsx','A2:B17326');  
p_1=input('Ingrese inicial y final de estudio: [x1 x2]\n');
```

Los siguientes datos con sus correspondientes unidades son requeridos para tipo de prueba de presión transitoria:

DATOS PARA PRUEBA RESTURACIÓN DE PRESIÓN (BUILD UP)

q= Caudal del petróleo (BPPD)

u= Viscosidad del petróleo (cp)

Bo= Factor volumétrico del petróleo (bl/stb)

h= Espesor neto (ft)

ϕ = Porosidad

Ct= Compresibilidad total (1/psi)

rw= Radio del pozo (ft)

TP = Tiempo de producción (horas)

```
q=250;  
u=0.65;  
Bo=1.224;  
h=55;  
O=0.06;  
Ct=1.75e-05;  
rw=0.21;  
TP=211.03;
```

DATOS PARA PRUEBA DE DECREMENTO DE PRESIÓN (DRAWDOWN)

q_DR= Caudal del petróleo (BPPD)

u_DR= Viscosidad del petróleo (cp)

Bo_DR= Factor volumétrico del petróleo (bl/stb)

h= Espesor neto (ft)

ϕ _DR= Porosidad

Ct_DR= Compresibilidad total (1/psi)

rw_DR= Radio del pozo (ft)

```
q_DR=250;  
u_DR=0.8;  
Bo_DR=1.136;  
h_DR=69;  
O_DR=0.039;  
Ct_DR=0.000017;  
rw_DR=0.198;
```

DATOS PARA PARA PRUEBA FALLOFF-TEST

qw= Caudal del agua (BAPD)

uw= Viscosidad del agua (cp)

uow= Viscosidad del petróleo (cp)

hw= Espesor neto (ft)

Bw= Factor volumétrico del agua (bl/stb)

ϕ_w = Porosidad

Ct1= Compresibilidad total zona 1 (1/psi)

Ct2= Compresibilidad total zona 2 (1/psi)

rww= Radio del pozo (ft)

Pwf= Presión de fondo fluente inicial (psi)

TPw= Tiempo de producción (horas)

```
qw=-400;  
uw=1;  
uow=1;  
Bw=1;  
hw=20;  
Ow=0.2;  
ct1=6.90*10^-6;  
ct2=7.70*10^-6;  
rww=0.25;  
pwf=1314.7;  
TPw=100;
```

2. FLUJO DE TRABAJO - PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN

Seleccionar (1) para ejecutar una prueba de restauración de presión

```
n=input('Seleccione el tipo de prueba de presión transitoria: Build up  
(1), Drawdown (2) o Fallo test (3)\n');  
  
if n==1
```

GRÁFICA DE DIAGNÓSTICO

1. Se visualiza la gráfica de diagnóstico $\log(\Delta_p)$ vs $\log(\Delta_{te})$. Ingresar **[x1 x2]** y **[y1 y2]** para determinar si existe una pendiente unitaria al inicio de la de la gráfica de diagnóstico. **Nota: Para este caso se consideró que la pendiente este dentro del rango [0.75 1.3]**
2. Si está dentro del rango. Ingresar el punto **[x y]** que pasa por la pendiente, para determinar **Cs** y **Csd**. A continuación, con el valor de Csd que se visualiza, realizar el ajuste con la curva tipo de Al Hussainy et, activando la opción: Figure y moviendo la gráfica. A continuación, ingresar el valor de **twbs determinado**.
3. Si no está dentro del rango. Ingresar el valor de **twbs asumido**, mediante la visualización de la región estabilizada de la gráfica de diagnóstico.

MÉTODO DE HORNER

1. Se visualiza la gráfica de Horner P_{ws} vs $\log\left(\frac{t_p + \Delta_t}{\Delta_t}\right)$ y el twbs asumido o calculado. Ingresar **[x1 x2]** y **[y1 y2]** para establecer la región MTR.
2. Automáticamente se realiza el **ajuste lineal de la región MTR** con las funciones **polyfit** y **polyval**, determina **m** y se visualizan **P*** y **P1hr** en la gráfica de Horner.
3. En la ventana de comandos, se visualizan los resultados: k, S, P*, P1hr, ri inicio MTR, ri fin MTR, rw' y EF.

PRESIÓN PROMEDIA DEL RESERVORIO

Seleccionar (1) si la prueba de restauración de presión tiene la región MTR y LTR. En donde se ejecutarán los siguientes métodos:

```
reg=input('Tiene la región MTR y LTR: sí (1) o no (2)\n');
if reg==1
```

1) Método MBH: Se visualiza el tiempo adimensional de MBH (**TpDA**) y las gráficas/cartas para determinar la presión adimensional MBH (**pmD**), a continuación, ingresar este valor. En la ventana de comandos, se muestra la presión promedia calculada.

2) Método Muskat: A partir de la gráfica de Horner ingresar **[x1 x2]** y **[y1 y2]** para delimitar la región LTR. A continuación, se visualiza la recomendación de la primera presión promedia que debe ser asumida. Y posteriormente, ingresar las **presiones promedias asumidas**, las cuales se grafican y se puede determinar la que sigue una tendencia lineal.

Si no se cumple lo anteriormente descrito, seleccionar nuevamente (1) si la prueba de restauración de presión tiene solo la región LTR. En donde, se ejecutará el siguiente método:

- **Método Muskat:** A partir de la gráfica de Horner ingresar [x1 x2] y [y1 y2] para delimitar la región LTR. A continuación, se visualiza la recomendación de la primera presión promedio que debe ser asumida. Y posteriormente, ingresar las presiones promedias asumidas, las cuales se grafican y se puede determinar la que sigue una tendencia lineal.

```
else if reg==2
    LTR=input('Tiene la región LTR: sí (1) o no (2)\n');
    if LTR==1
```

Seleccionar (2) si la prueba de restauración de presión tiene la región MTR. En donde, se ejecutará el siguiente método:

- **Método MBH:** Se visualiza el tiempo adimensional de MBH (**TpDA**) y las gráficas/cartas para determinar la presión adimensional MBH (**pmD**), a continuación, ingresar este valor. En la ventana de comandos, se muestra la presión promedio calculada.

3. FLUJO DE TRABAJO - PRUEBAS DE DECREMENTO DE PRESIÓN

Seleccionar (2) para ejecutar una prueba de decremento de presión

```
else if n==2
```

GRÁFICA DE DIAGNÓSTICO

1. Se visualiza la gráfica de diagnóstico $\log(\Delta_p)$ vs $\log(\Delta_t)$. Ingresar [x1 x2] y [y1 y2] para determinar si existe una pendiente unitaria al inicio de la de la gráfica de diagnóstico. **Nota: Para este caso se consideró que la pendiente este dentro del rango [0.75 1.3]**
2. Si está dentro del rango. Ingresar el punto [x y] que pasa por la pendiente, para determinar **Cs** y **Csd**. A continuación, con el valor de Csd que se visualiza, realizar el ajuste

con la curva tipo de Al Hussainy et, activando la opción: Figure y moviendo la gráfica. A continuación, ingresar el valor de **twbs determinado**.

3. Si no está dentro del rango. Ingresar el valor de **twbs asumido**, mediante la visualización de la región estabilizada de la gráfica de diagnóstico.

MÉTODO MDH

1. Se visualiza la gráfica de MDH P_{ws} vs $\log(\Delta_T)$ y el twbs asumido o calculado. Ingresar [x1 x2] y [y1 y2] para establecer la región MTR.

2. Automáticamente se realiza el **ajuste lineal de la región MTR** con las funciones **polyfit** y **polyval**, determina **m** y se visualiza **P1hr** en la gráfica de MDH.

3. En la ventana de comandos, se visualizan los resultados: k, S, P1hr, ri inicio MTR, ri fin MTR y rw'

PRUEBA LÍMITE

1. Se visualiza la gráfica de la prueba límite P_{wf} vs t . Ingresar [x1 x2] y [y1 y2] para establecer la región estabilizada

2. Automáticamente se realiza el **ajuste lineal de la región estabilizada**, determina **m** y se visualizan **Pwf a 0** en la gráfica de la prueba límite

3. En la ventana de comandos, se visualizan los resultados: Vp, Re, A y EF

4. FLUJO DE TRABAJO - PRUEBA FALLOFF-TEST

Seleccionar (3) para ejecutar una prueba de Falloff - Test con el método de Merrill et al.

```
else if n==3
```

MÉTODO DE MERRILL ET AL.

1. Se visualiza la gráfica de Horner P_{ws} vs $\log\left(\frac{t_p + \Delta_t}{\Delta_t}\right)$. Ingresar [x1 x2] y [y1 y2] de la zona de agua y [x1 x2] y [y1 y2] de la zona de petróleo.

2. Automáticamente se realiza el **ajuste lineal de las dos zonas**, determina **m1** y **m2** y se visualiza en la gráfica de Horner la intersección de estas zonas.

3. Se visualiza M y D* y las gráficas/cartas del método para determinar $\frac{\lambda_1}{\lambda_2}$ y Δt_{DX} e ingresarlos.

4. En la ventana de comandos, se muestran los resultados: k1, k2, S y rf1