

Fortalecimiento del Proceso Enseñanza-Aprendizaje de la Asignatura Análisis de
Presiones Usando la Simulación Numérica de Yacimientos

Juan Carlos Parada Villamizar y Juan Martin Sierra Carrascal

Trabajo de Grado para Optar al título de Ingeniero de Petróleos

Directora:

Olga Patricia Ortiz Cancino, Ph. D

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Químicas

Escuela Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2020

Dedicatoria

A Dios por darme sabiduría y por fortalecerme en todo momento, por acompañarme en cada paso que doy, gracias.

A mis padres quienes sembraron en mí, principios con valor incalculable, por haber creído en mí en todo momento y por apoyarme en cada etapa de mi vida, muchas gracias.

A mi esposa e hija, quienes han sido motivo de inspiración para superarme a mí mismo, por alentarme en los momentos que me sentí desesperanzado, gracias.

A mis familiares, amigos y docentes que de una u otra manera hicieron parte de todo esto, por las cosas malas y buenas que terminaron forjando mi carácter, por cada situación que me ayudo a cambiar para bien mi manera de percibir el mundo, gracias a todos.

Gracias a la Universidad Industrial de Santander por haberme acogido como su hijo, es un orgullo pertenecer a esta gran familia.

Juan Martín Sierra Carrascal.

A Dios, que me ha dado una vida llena de oportunidades, me ha dado fortaleza para afrontarla y me ha hecho encontrar el camino que me trae hasta este momento, gracias.

A mis padres, que con sacrificios han siempre creído en mí y me han dado la mejor educación que han podido, lo cual me ha hecho crecer como persona y elegir qué es lo que me conviene y lo que quiero en la vida. Han sido ellos quienes con su amor y entrega me han hecho saber que la vida es de dedicación y sacrificios, gracias por eso.

A mi familia que desde el primer momento que entre a estudiar Ingeniería de petróleos han estado orgullosos y han sido apoyo para mí cuando lo necesito, gracias.

A mi Hermana Andrea Juliana que me ha hecho comprender el significado de la vida y cuanto hay que luchar a pesar de las adversidades, gracias.

A mis profesores y compañeros que hicieron parte de mi proceso para llegar a acá, me han enseñado y he aprendido con ellos lo que necesito para ejercer mi profesión, gracias por eso.

A la Universidad industria de Santander que me dio esta oportunidad de cumplir con un sueño y orgullosamente hago parte de ella.

Juan Carlos Parada Villamizar

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	11
Resumen.....	13
Abstract.....	14
1. Objetivos	15
1.1. Objetivo General.....	15
1.2. Objetivos Específicos.....	15
2. Justificación	16
3. Alcances	17
4. Marco Teórico.....	18
4.1. Pruebas de Presión de Pozo – Análisis de Presiones.....	18
4.2. Evaluación de Reservorio	19
4.3. Administración del Reservorio.....	20
4.4. Descripción del Reservorio.....	20
4.5. Tipos de Pruebas.....	21
4.5.1. Prueba de reducción de presión.....	21
4.5.2. Prueba de restauración de presión (PBU).....	22
4.5.3. Prueba de inyección.....	23
4.5.4. Prueba de falloff.....	24
4.5.5. Prueba de interferencia.....	25
4.5.6. Prueba de perforación (DST).....	26
4.5.7. Conceptos básicos para las pruebas de pozo.....	26
4.6. Ecuación de difusividad.....	27
4.7. Efecto skin o daño.....	31

4.8. Almacenamiento	33
4.9. Regímenes de flujo	34
4.10. Geometría de flujo	35
5. Análisis de pruebas de descenso de presión (PDD).....	42
5.1. Regiones de flujo.	42
5.2. Técnicas Convencionales.....	43
5.3. Técnicas modernas.....	46
5.3.1. Síntesis directa Tiab (TDST)	53
5.3.2. TDS Aplicada a Yacimientos cerrados	58
5.4. Pruebas multiflujo.....	59
5.4.1. Técnicas convencionales.....	61
5.4.2. Técnicas modernas.....	64
6. Prueba de restauración de presión (PBU)	72
6.1. Métodos convencionales	73
6.1.1. Método de Horner	73
6.1.2. Método de Miller, Dyes y Hutchinson (MDH).....	82
6.2. Presión promedia de yacimiento Ppromedio	87
6.2.1. Método de MBH (Matthews-Bronz & Hazebrock)	88
6.2.2. Método de Dietz.....	95
6.2.3. Método de Ramey-Cobb	97
6.2.4. Método de MDH (Miller, Dyes y Hutchinson).....	99
6.2.5. Método Directo Azari (1987).....	99
6.2.6. Síntesis directa Tiab (TDST)	101
7. Construcción del modelo general.....	104
8. Manual – Casos definidos y Análisis de los Resultados.....	109

Manual de análisis para pruebas de presión utilizando la simulación de yacimientos.	109
Introducción	109
Caso 1: Análisis de pruebas de descenso de presión (PDD).....	110
Recolección de Datos y análisis para el caso 1.....	112
Caso 2: Prueba de Biflujo aplicado al yacimiento Circular cerrado con pozo en el centro...	126
Análisis de Datos Recolectados prueba Biflujo.....	131
Caso 3: Efecto de la variación de la Permeabilidad para pruebas PDD.	139
Datos del simulador y análisis.	139
9. Conclusiones	144
10. Recomendaciones	145
Referencias Bibliográficas	146

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Formas de yacimiento y ubicación de un pozo.....	85
Tabla 2. Factores de forma para varias áreas de drenaje de pozos sencillos.	91
Tabla 3. Datos introducidos en el simulador para el cálculo de las Curvas de permeabilidad Relativas.....	107
Tabla 4. Tabla de los parámetros que pueden ser calculados en cada prueba..	110
Tabla 5. Datos iniciales del simulador para creación del modelo.....	114
Tabla 6. Data de Presión-tiempo generada por el simulador para la prueba PDD.	114
Tabla 7. Data Presión-tiempo generada por el simulador y el valor de $(t*\Delta P')$. la derivada.	122
Tabla 8. Datos para la prueba biflujo.....	131
Tabla 9. Datos generados por el simulador y $FRussell$ para el método de Rusell en prueba de Biflujo.	132
Tabla 10. Datos generados por el simulador y $t2R$ para el análisis por el método Tiab para una prueba de Bi Flujo.....	136
Tabla 11. Datos de la prueba PDD para el modelo de 200 mD.	140
Tabla 12. Datos de la prueba PDD para el modelo de 50 mD.	141
Tabla 13. Cálculo de errores para cada Permeabilidad usada.....	143

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Esquema de la representación matemática de una prueba de presión	18
Figura 2. Esquema de una prueba de ascenso de presión	21
Figura 3. Esquema de una prueba de restauración de presión.	23
Figura 4. Esquema de una prueba de inyección.....	24
Figura 5. Esquema de una prueba de Falloff	25
Figura 6. Respuesta de un yacimiento frente a un modelo de empuje y un modelo matemático, cuando estos representan el comportamiento del yacimiento.....	27
Figura 7. Influencia del daño en la presión.....	32
Figura 8. Representación del flujo radial.....	36
Figura 9. Representación del flujo radial en grafico log-log de la derivada y gráfico de presión contra tiempo en un PDD.....	36
Figura 10. Representación del flujo lineal. Imagen tomada de Análisis Moderno de presiones de pozos.	37
Figura 11. Representación del flujo lineal en gráfico log-log de la derivada y gráfico de presión contra tiempo en un PDD.....	38
Figura 12. Representación del flujo Bilineal.	39
Figura 13. Representación del flujo Bilineal en gráfico log-log de la derivada y gráfico de presión contra tiempo en un PDD	39
Figura 14. Representación del flujo Esférico y Hemisférico.....	40
Figura 15. Representación del flujo Esférico en gráfico log-log de la derivada y gráfico de presión contra tiempo en un PDD.....	40
Figura 16. Gráfico de las regiones de flujo para una prueba de declinación de presión en un yacimiento cerrado.....	42
Figura 17. Influencia de zonas cercanas a la cara del pozo y el efecto del almacenaje en el pozo	43
Figura 18. Determinación de la Presión a 1 Hora.....	44
Figura 19. Gráfico de Presión vs tiempo y gráfico del tiempo por la derivada de la presión vs	

tiempo, ΔP & $t^* \Delta P'$ vs t , con sus respectivas pendientes significativas	46
Figura 20: Determinación la pendiente m^* en LTR, del gráfico P_{wf} vs t	48
Figura 21. Gráfico log-log de (ΔP & $t^* \Delta P'$ vs t) dividido en las regiones más significativas y lo que cada una representa	51
Figura 22. Gráfico del valor de cada pendiente con su respectivo significado a la hora de analizar el gráfico de la derivada.	51
Figura 23. Gráfico log-log de (ΔP & $t^* \Delta P'$ vs t). Se representa en rojo la región temprana, región donde inicia y termina el efecto del almacenamiento en el pozo	52
Figura 24. Gráfico log-log de (ΔP & $t^* \Delta P'$ vs t). Se representa en rojo la región media, región donde se evidencia una pendiente de cero y predomina el flujo radial	53
Figura 25. Gráfico log-log ΔP y $t^* \Delta P'$ contra tiempo.	59
Figura 26. Gráfica de una prueba múltiple.	60
Figura 27. Gráfico cartesiano de $(P_i - P_{wfqn})$ vs X_n	62
Figura 28. Gráfico semilog de $(P_i - P_{wfqn})$ vs t_{eq}	64
Figura 29. Gráfico cartesiano de $(P_i - P_{wfqn})$ vs t	65
Figura 30. Representación de una prueba bi-flujo	66
Figura 31. Gráfico semilog identificando P_{int} y m'_1	68
Figura 32. Gráfico de P_{inson} semilog identificando P_{int} y m_p	69
Figura 33. Gráfico t_{iab} semilog identificando P_{int} y m'_1	70
Figura 34. Esquema de una prueba de ascenso de presión.	72
Figura 35. Gráfico Horner, comportamiento de la presión.....	75
Figura 36. Gráfico periodos de flujo, comportamiento de la presión	76
Figura 37. Efecto del postflujo.....	77
Figura 38. Afecto y forma del postflujo.....	78
Figura 39. Determinación de P_{1h}	79
Figura 40. Identificación de la presión de yacimiento en pozos nuevos.	80
Figura 41. Tiempo equivalente.	81

Figura 42. Tiempo adimensional para el fin de la línea recta Horner para las formas suministradas en la Tabla 1.....	86
Figura 43. Tiempo adimensional para el fin de la línea recta MDH para las formas suministradas en la Tabla 1.....	86
Figura 44. P_{DMBH} para un pozo en el centro de áreas de drenaje.....	93
Figura 45. P_{DMBH} para un pozo en el centro de áreas de drenaje cuadradas.....	93
Figura 46. P_{DMBH} para un pozo en el centro de áreas de drenaje rectangulares con relación de 2:1.....	94
Figura 47. P_{DMBH} para un pozo en el centro de áreas de drenaje rectangulares con relación de lado 4:1 y 5:1.....	94
Figura 48. P_{DMBH} para un pozo en el centro de áreas de drenaje circular y cuadrada.....	95
Figura 49. Gráfico MDH para el cálculo de la Presión promedio.....	97
Figura 50. Gráfico Horner para el cálculo de la Presión promedio.....	98
Figura 51. Esquema ilustrativo para determinar área y presión promedio usando TDST.....	102
Figura 52. Figura 3D del Modelo general.....	105
Figura 53. Curvas de permeabilidad relativa del modelo.....	108
Figura 54. Esquema general de una prueba de descenso de presión PDD.....	111
Figura 55. Vista superior del Modelo circular con escala en $ft.$	113
Figura 56. Gráfico log-log con la línea recta de pendiente unitaria en la ETR.....	116
Figura 57. Gráfico semilog con la línea recta de la MTR y la presión extrapolada a una hora.....	117
Figura 58. Gráfico cartesiano con la línea recta de pendiente m^*	118
Figura 59. Gráfico log-log con las pendientes y puntos importantes usados para los diferentes cálculos.....	124
Figura 60. Curva semilog de P_{wf} vs $FRussel$	133
Figura 61. Curva P_{wf} vs t_{2R}	137
Figura 62. Gráfica de la derivada para diferentes valores de permeabilidad.....	142

Introducción

Aumentar la capacidad de enseñanza dentro del aula, hace parte de los objetivos principales que se ha propuesto la educación en todos sus niveles, por esta razón es importante encontrar nuevas formas de transmitir el conocimiento las herramientas computacionales y tecnológicas se han convertido en un aliado perfecto para lograr esta tarea.

Siempre se ha buscado mejorar la productividad y aumentar la vida útil de los proyectos de explotación de hidrocarburos, sobre todo en la industria de los hidrocarburos, donde la mayoría de los pozos son longevos y se espera que estos produzcan por un mayor periodo antes que descubrir nuevos yacimientos, esto cada vez se hace más difícil y costoso. Las pruebas de presiones analizan la respuesta de la presión en el tiempo de un yacimiento, esto permite caracterizarlo y evaluar formas de mejorar la productividad a través de métodos de producción o recobro. Las pruebas de presión complementadas con la simulación de yacimientos permitirían una manera de mejorar la evaluación de proyectos, esto se hace representando modelos de yacimientos reales y simulando pruebas de presión, lo cual permite aumentar la posibilidad de comprender el yacimiento, además permite hacer diferentes pruebas de presión a un mismo pozo, lo cual no es fácil en la realidad teniendo en cuenta los altos costos que tienen las pruebas de presión real.

La simulación numérica de yacimientos comprende un área fundamental en la industria del petróleo, tanto así que se ha convertido en una herramienta indispensable para llevar a cabo muchas de las actividades y decisiones que se presentan en las diferentes tipos de operaciones y diferentes escenarios, permitiendo tener una visión más acertada de la realidad. Estas herramientas están basadas en diferentes modelos matemáticos que intentan describir la realidad, por ejemplo, la ecuación de la difusividad es una de las ecuaciones principalmente utilizadas en este tipo de software, ya que esta representa el flujo de fluidos en un medio

poroso y a su vez también se convierte en una de las ecuaciones más importantes en la compresión de la pruebas de presión, este tipo de relación permite aplicar pruebas de presiones a modelos computacionales, los cuales serán usados para tener una mejor percepción y comprensión de la realidad misma.

Este trabajo tiene como objetivo, proponer una nueva forma de enseñanza en la asignatura Análisis De Presiones, utilizando la simulación por medio de la herramienta CMG a través de modelos sencillos cuyas propiedades serán variadas con el fin de crear diferentes escenarios, esto va a permitir tener una mejor comprensión de los métodos más importantes de análisis de presiones que son estudiados en la Asignatura, con la simulación numérica que es una de las herramientas más usadas en la industria.

Finalmente se incluirá un manual, donde se plasmará de una forma didáctica y sencilla los métodos de análisis más usados para pruebas PDD y pruebas PBU en la asignatura, teoría y paso a pasos de la aplicación de cada método, este tendrá ejemplos de análisis de algunos modelos, estos modelos serán obtenidos a través de la herramienta computacional CMG, además incluirá un modelo sintético, debido a las limitaciones que presenta el software para llevar a cabo pruebas de restauración PBU.

Resumen

Título: Fortalecimiento del Proceso Enseñanza-Aprendizaje de la Asignatura Análisis de Presiones Usando la Simulación Numérica de Yacimientos *

Autor: Juan Carlos Parada Villamizar; Juan Martín Sierra Carrascal **

Palabras claves: Análisis, Prueba de presión, simulación de yacimientos, enseñanza, aprendizaje.

Descripción:

Evolucionar y mejorar la forma en que se enseña es uno de los retos que la educación tácitamente tiene, por esto se ha incursionado en encontrar diferentes formas de transmitir el conocimiento, la tecnología y herramientas computacionales se han convertido en un aliado perfecto para lograr este objetivo. Las pruebas de presiones son indispensables en etapas tempranas del yacimiento, y estas permiten calcular propiedades fundamentales a la hora de explotarlo, por esto resulta como ingenieros de petróleos muy importante llegar a comprenderlas.

Este trabajo tiene como objetivo estudiar y mostrar los principales conceptos de los diferentes métodos que se deben tener en cuenta para hacer pruebas de presiones, eso aplicadas a modelos de simulación hechos a través de la herramienta CMG, con el fin de relacionar estas dos áreas de nuestra industria, pruebas de presiones con la simulación numérica de yacimientos. Para el estudio de una prueba de presión, la simulación puede facilitar obtención de la data de presión contra tiempo de un yacimiento particular, lo cual no se obtiene fácilmente para cualquier yacimiento, dado el precio elevado que representa una prueba de presión real, esto permite un amplio rango de análisis, estudiando la influencia de distintos factores o características particulares de yacimiento. Logrado esto, el estudiante entenderá de una mejor manera el desarrollo de una prueba de presión, la razón del comportamiento de cada una, como influyen las propiedades del yacimiento y como se realiza el análisis de la presión contra tiempo que describe el comportamiento de la prueba, de esta forma podemos crear una perspectiva más acertada sobre este tipo de prácticas.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. Directora: Ph.D. Olga Patricia Ortiz Cancino

Abstract

Title: Strengthening the Teaching-Learning Process of the Subject Pressure Analysis Using Numerical Reservoir Simulation*

Author: Juan Carlos Parada Villamizar; Juan Martín Sierra Carrascal**

Key words: Analysis, Pressure Test, Reservoir Simulation, Teaching, Learning.

Description:

Evolving and improving the way it is taught is one of the challenges that education tacitly has, that is why it has ventured into finding different ways to transmit knowledge, technology and computing tools have become a perfect ally to achieve this goal. Well tests are essential in the early stages of the reservoir, and these allow calculating fundamental properties when exploiting it, which is why it is very important for oil engineers to understand them.

This work aims to study and show the main concepts of the different methods that must be taken into account to make well testing, that applied to simulation models made through the CMG tool, in order to relate these two areas of our industry, pressure tests with the numerical simulation of reservoirs. For the study of a well test, simulation can facilitate obtaining the pressure versus time data of a particular reservoir, which is not easily obtained for any reservoir, given the high price that a real well test represents, this allows a wide range of analysis, studying the influence of different factors or particular characteristics of the reservoir. Once this is achieved, the student will better understand the development of a well test, the reason for the behavior of each one, how the properties of the reservoir influence and how the analysis of pressure versus time is carried out, which describes the behavior of the test. In this way we can create a more accurate perspective on this type of practice.

* Bachelor Thesis

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Ph.D. Olga Patricia Ortiz Cancino

1. Objetivos

1.1.Objetivo General

Fortalecer el proceso de enseñanza-aprendizaje en la asignatura Análisis de Presiones.

1.2.Objetivos Específicos

- Definir los casos de estudio utilizados en la asignatura Análisis de Presiones que pueden ser modelados mediante simulación numérica de yacimientos.
- Construir un modelo de simulación general que permita ser fácilmente ajustado para modelar los casos de estudio seleccionados.
- Obtener el comportamiento de la presión en función del tiempo para cada uno de los casos de estudio como insumo para su posterior análisis.
- Analizar los datos de presión obtenidos y plasmar dicho análisis en un manual que pueda ser usado por los estudiantes de la asignatura como material de clase y de estudio.

2. Justificación

La Capacidad de transmitir el conocimiento en el proceso de Enseñanza-Aprendizaje se limita al alcance del aula tradicional, donde generalmente se relacionan los conocimientos bibliográficos con reproducciones de situaciones reales, que son indispensables para profundizar en la comprensión teórico-práctica de una situación técnica.

La tecnología se ha convertido en una aliada perfecta para tener una mejor comprensión de las cosas y ha venido incrementando la efectividad del aprendizaje, por eso, la implementación de modelos de simulación para lograr representar situaciones particulares de interés en los temas establecidos en la asignatura análisis de presiones, como lo son ubicar un pozo de gas o aceite en diferentes posiciones del yacimiento, establecer diferentes tipos límites, variar las propiedades del fluido y de la roca, considerar los cambios de tasa, entre otros, permitirá obtener una vasta información de la variación de la presión con respecto al tiempo, la cual constituye un insumo valioso para el docente de la asignatura, ya que podrá modificar semestre a semestre, si así lo desea, los ejercicios que presenta en sus clases y de esta manera hacer más dinámica la asignatura. Por otra parte, los estudiantes también se verán beneficiados, ya que se plantea elaborar un manual de clase con algunos de estos ejercicios resueltos paso a paso, para reforzar lo aprendido en el aula, y proponer otros ejercicios que incluirán las respuestas para que el estudiante pueda validar el trabajo realizado de manera independiente. Todo esto conlleva al fortalecimiento del proceso enseñanza-aprendizaje y de las competencias que se tienen establecidas para la asignatura.

3. Alcances

Este trabajo de grado permitirá que los estudiantes de la asignatura cuenten con un material de clase donde encontrarán datos de pruebas de presión analizados y datos propuestos para reforzar lo aprendido en clase. Adicionalmente, el docente de la asignatura podrá variar periódicamente los ejercicios que utiliza en clase ya que tendrá un modelo de simulación para ello. Todo esto redundará en el fortalecimiento del proceso enseñanza-aprendizaje de la asignatura.

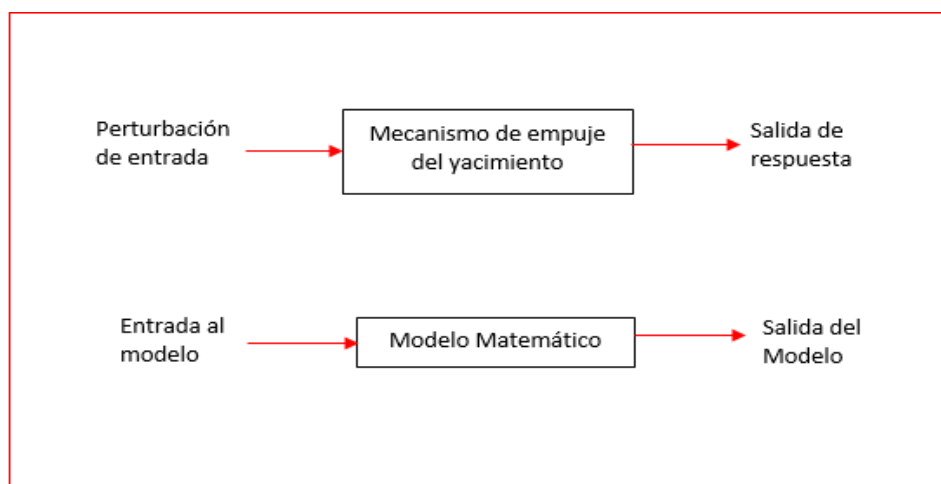
4. Marco Teórico

4.1. Pruebas de Presión de Pozo – Análisis de Presiones.

Las pruebas de presión están basadas en el análisis de las respuestas de la presión del yacimiento, mientras se produce de él o se inyecta en él desde uno o más pozos. El comportamiento de estas respuestas está íntimamente relacionado a las propiedades y características del yacimiento, en conclusión, las características y propiedades del reservorio afectan directamente la respuesta de presión, esto podría entenderse por la aplicación de la tercera ley de Newton, como se muestra en la figura 1.

Figura 1.

Esquema de la representación matemática de una prueba de presión



Nota. El gráfico representa matemáticamente una prueba de presión mediante la tercera ley de Newton. Adaptado de Horne, R. (1995). Modern well test analysis. Palo Alto, Calif. Petroway,inc.

Al interpretar las pruebas de pozo, se utilizan modelos matemáticos para generar una relación entre la presión con respecto al historial de flujo. Si en un modelo se utiliza el historial de caudal de un campo real y las respuestas de la presión en el modelo son iguales a las obtenidas en campo, se puede inferir que ese modelo representa a ese yacimiento (Horner,1995).

Las pruebas de presión pueden ofrecer importantes parámetros e información acerca de un yacimiento en estudio, como es la Permeabilidad, Factor de Daño, Presión promedio en el área de drenaje, grado de comunicación entre zonas adyacentes, heterogeneidades, Volumen poroso, efecto del almacenamiento, evaluación de proyectos de estimulación de pozos, entre otros.

4.2.Evaluación de Reservorio

Para determinar la mejor manera de abordar la producción de un yacimiento e incluso determinar si es comercialmente explotable, es necesario conocer algunas propiedades, su distribución y tamaño. Se intenta determinar la conductividad del yacimiento (corresponde a el producto de la permeabilidad por el espesor del yacimiento $K \cdot h$), presión inicial del yacimiento y los límites del reservorio. Además, se toman muestras de los fluidos para analizarlos en laboratorio y determinar sus propiedades físicas. También se analizan si la productividad del pozo está siendo afectada por el daño o factor Skin.

Horner, (1995). “La conductividad del yacimiento es la propiedad que se encarga de describir la rapidez con que se pueden producir los fluidos en un reservorio con propiedades definidas, si la conductividad es baja se deben evaluar la viabilidad de aplicar estimulación” (p.2). Ósea, es esencial para diseñar el espacio entre pozos y la cantidad de pozos de relleno.

La forma en que se comporta la presión de un yacimiento indica cuanta energía potencial contiene o cuanta energía queda, y de esta forma se pueden predecir situaciones como, cuanto tiempo y a qué ritmo se puede mantener la producción de un yacimiento. La presión en un pozo se verá afectada por procesos de perforación y producción aledañas, y estas presiones ocasionadas por estos arreglos pueden inferir en la presión del yacimiento. Por lo tanto, es importante realizar las pruebas de presión y tener una buena interpretación de estas, ya que a partir de dicho análisis se puede obtener la información antes mencionada.

4.3.Administración del Reservorio.

Durante toda su producción es importante monitorear el desempeño de los pozos y su funcionamiento en el tiempo; cuantificar los cambios que se dan en la presión promedio del yacimiento y estudiar su historial; para de esta forma aumentar la probabilidad de inferir correctamente los pronósticos a futuro y los métodos de recobro.

Horner, (1995). Afirma “Cuando se conoce el historial de cada pozo, se puede identificar si un pozo es candidato para ser reacondicionado o aplicarle estimulación”(p.2); incluso se puede determinar qué zonas son buenas para aplicación de pozos de relleno.

4.4.Descripción del Reservorio.

Cada formación geológica es diferente y es compleja en su medida, no solo contiene fluidos diferentes, ya sea, agua, aceite o gas, si no que generalmente presentan diferentes tipos de rocas y estratigrafía geológica, límites o fallas, barreras y frentes de fluido. Estas características influyen la transmisibilidad del yacimiento y en consecuencia el rendimiento con que este aporta fluidos. La prueba de presión permite en cierta medida proporcionar una descripción del yacimiento, esta es indispensable para tener una buena administración del reservorio y un buen pronóstico y esquema de producción para procurar tener un buen desempeño en la producción del yacimiento.

Aunque es de suma importancia, se debe aceptar que estas descripciones se dan por modelamientos basados en soluciones numéricas, estos tipos de soluciones están ligadas a un error, por eso, el nivel de detalle que se puede obtener por medio de estas pruebas es limitado; esto es porque la transmisión de presión es un proceso intrínsecamente difusivo, por lo tanto, se rige por condiciones promedios del reservorio y no por las heterogeneidades del yacimiento.

4.5. Tipos de Pruebas.

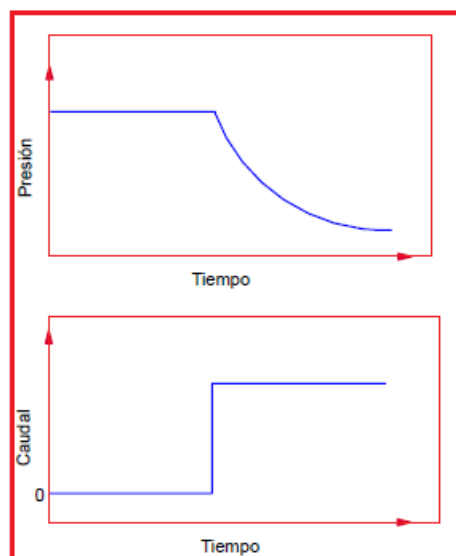
En algunos casos, el tipo de prueba a realizar se rige por los objetivos que se buscan cumplir con su desarrollo. En otros casos, la elección se rige por limitaciones prácticas o por conveniencia. A continuación, se hará una breve descripción de las pruebas de presión más utilizadas.

4.5.1. Prueba de reducción de presión.

Esta prueba, más conocida como Drawdown test, es un tipo de prueba de presión, que tradicionalmente se basa en un pozo en condición estática, estable y cerrado inicialmente ($q=0$) que se pone a fluir a tasa constante, durante el tiempo en el que el pozo está produciendo se mide el cambio de la presión con respecto al tiempo.

Figura 2.

Esquema de una prueba de ascenso de presión



Nota. El gráfico representa el comportamiento general de la presión y el caudal en una prueba de ascenso de presión. Adaptado de Escobar, F. (2003). Análisis Moderno de presiones de pozos.

En la Figura 2 se tiene un pozo cerrado ($q=0$), como está cerrado se alcanza inicialmente

la presión promedio (o la presión inicial del yacimiento), posteriormente se abre el pozo a un ritmo constante y se monitorea la caída de presión en el tiempo. En la realidad es bastante complicado alcanzar las condiciones anteriormente mencionadas, por eso se pueden establecer unas ventajas y desventajas para este tipo de prueba.

Desventajas y ventajas según Horner, (1995):

Desventajas:

- “Es difícil alcanzar una condición de velocidad de flujo constante, incluso después de haber “estabilizado” el pozo.
- La condición del pozo puede no ser ni estática, ni estable, especialmente si el pozo es nuevo, es decir, si se perforó recientemente.

Ventajas:

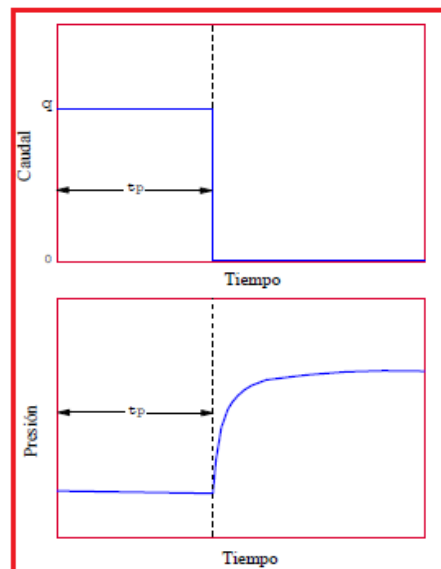
- La prueba de drawdown es un buen método para estudiar los límites del reservorio, ya que el tiempo para observar una respuesta de límite es largo y los cambios de tasas en tiempos largos se vuelven menos significativos.” (p.4).

4.5.2. Prueba de restauración de presión (PBU).

La prueba de restauración de presión o build up test (PBU) consiste en tener un pozo fluyendo idealmente a una tasa constante y luego cerrarlo, se monitorea el aumento de la presión en el fondo del pozo durante el periodo de cierre.

Figura 3.

Esquema de una prueba de restauración de presión.



Nota. El gráfico representa el comportamiento general de la presión y el caudal en una prueba de descenso de presión. Adaptado de Escobar, F. (2003). Análisis Moderno de presiones de pozos.

En la figura 3 se observa que se tiene un pozo idealmente fluyendo a una tasa constante, en el tiempo t_p se cierra el pozo, en ese momento se comienza a monitorear el aumento de la presión. La forma en que se interpretan estas pruebas es bastante parecida a las pruebas de descenso de presión. La ventaja que presenta este tipo de pruebas en la realidad es que el caudal durante la prueba permanece constante, ya que es igual a cero ($q=0$). Las pruebas de ascenso de presión también tienen desventajas:

- Puede ser difícil lograr la producción a tasa constante antes del cierre.
- La producción se detiene mientras se hace la prueba, ya que se debe cerrar el pozo, esto genera repercusiones económicas.

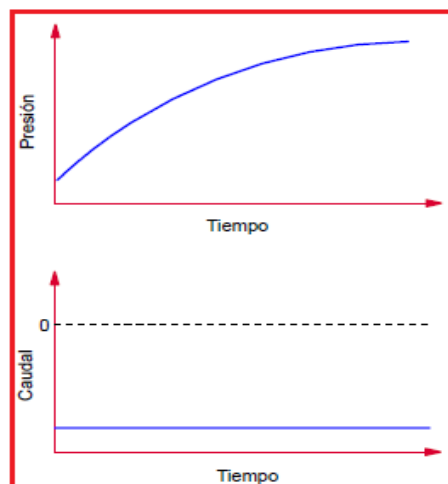
4.5.3. Prueba de inyección.

Horner, (1995). “Una prueba de inyección es conceptualmente igual a las pruebas donde el pozo está produciendo, a diferencia que, en este caso en lugar de extraer fluidos, se

inyecta a la formación” (p.4). Es más fácil llevar a cabo este tipo de pruebas porque generalmente es más fácil alcanzar tasas de inyección constantes que tasas constantes de producción, sin embargo el análisis de los resultados de esta prueba puede complicarse por razones de efectos multifásicos, esto se puede evitar inyectando el mismo fluido que el del reservorio original (Horner,1995)..

Figura 4.

Esquema de una prueba de inyección.



Nota. El gráfico representa el comportamiento general de la presión y el caudal en una prueba de inyección.

Adaptado de Escobar, F. (2003). Análisis Moderno de presiones de pozos.

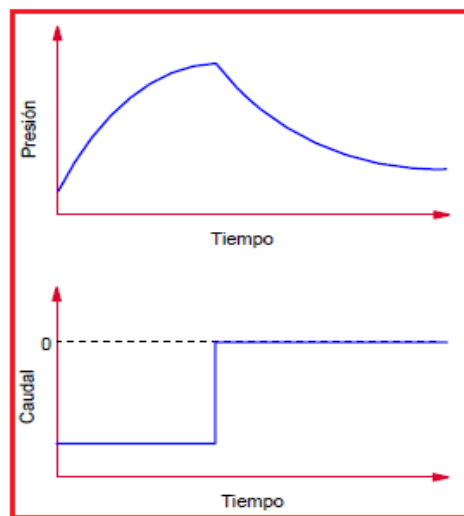
En la Figura 4, como el caudal es de inyección, se asume como negativo, se monitorea el incremento de la presión cuando se está inyectando.

4.5.4.Prueba de falloff.

Es una prueba que mide la caída de la presión justo después de una inyección, es conceptualmente idéntica a una prueba PBU. Presenta el mismo problema que en la prueba de inyección con respecto a efectos multifásicos.

Figura 5.

Esquema de una prueba de Falloff



Nota. El gráfico representa el comportamiento general de la presión y el caudal en una prueba Falloff. Adaptado de Escobar, F. (2003) Análisis Moderno de presiones de pozos.

En el esquema de falloff (figura 5), se puede ver que se inyecta a un caudal constante, se deja de inyectar y se monitorea la disminución de la presión desde ese momento.

4.5.5. Prueba de interferencia.

La prueba de interferencia consiste en medir los cambios de presión en un pozo de observación o monitoreo, ocasionados por un pozo activo, es decir esta prueba registra los cambios de presión en el reservorio, a una distancia del pozo de producción original; estas pruebas permiten caracterizar las propiedades del yacimiento a una escala mayor que cuando se monitorea desde un solo pozo.

Los cambios de presión desde un pozo activo hasta un pozo de observación son mucho más pequeños que los cambios en el mismo pozo, por eso este tipo de pruebas requieren de herramientas mucho más sensibles y pueden requerir mucho tiempo para ejecutarlas, Horner (1995). Las pruebas de interferencia se pueden utilizar sin importar el tipo de cambio de presión que se presente, ya sea descenso de presión, aumento de presión, inyección o falloff.

4.5.6. Prueba de perforación (DST).

Es un tipo de prueba que se hace mientras se perfora un pozo, usando una herramienta en la punta de la sarta de perforación. En este tipo de prueba, el pozo se abre para que fluya en la herramienta, hacia la sarta de perforación, que generalmente está vacía. Una secuencia común de la prueba según Horner (1995) “es producir, cerrar, producir nuevamente y volver a cerrar.” (p.6).

El análisis del DST requiere técnicas especiales, ya que el caudal no es constante a medida que aumenta el nivel de fluido en la sarta de perforación. Las complicaciones también pueden surgir debido al impulso y los efectos de fricción, y el hecho de que la condición del pozo se vea afectada por las operaciones recientes de perforación y terminación que pueden influir en los resultados.

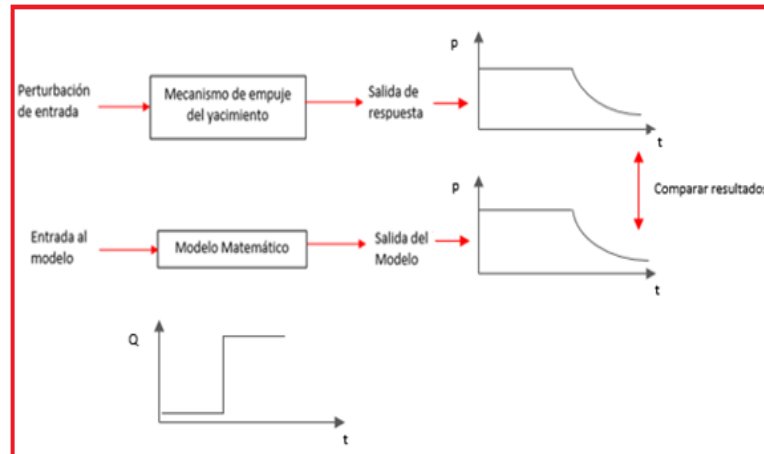
4.5.7. Conceptos básicos para las pruebas de pozo.

Estas pruebas se pueden resumir en dos partes, en la primera parte se genera un impulso de entrada, normalmente por un cambio en el caudal; en segundo lugar, se mide la respuesta de cambio de caudal que se manifiesta como un cambio en la presión. La respuesta del yacimiento está regida por parámetros físicos tales como, la permeabilidad, efecto Skin, almacenamiento del pozo, distancia de límites, fractura, etc.

Basándose en esta información y asociándolo con las propiedades físicas del reservorio, se desarrolla un modelo matemático que está ligado a las respuestas con esas características del reservorio, si un modelo presenta respuestas de presión en el modelo igual que la del campo, se puede concluir que ese modelo puede representar correctamente las condiciones del yacimiento. (ver figura 6)

Figura 6.

Respuesta de un yacimiento frente a un modelo de empuje y un modelo matemático, cuando estos representan el comportamiento del yacimiento.



Nota. Adaptado de Horne, R. (1995). Modern well test analysis. Palo Alto, Calif.: Petroway,inc.

4.6.Ecuación de difusividad.

Esta ecuación surge al combinar los principales modelos matemáticos que describen los procesos físicos, que corresponde al movimiento del fluido dentro del yacimiento, estos modelos son; 1) la ecuación de la continuidad o principio de la conservación de la masa y balance de materia, 2) ecuación de Darcy o ecuación de flujo y 3) la ecuación de estado o compresibilidad.

Esta ecuación tiene limitaciones y se deben asumir ciertas condiciones, la suposición principal en la ecuación de difusividad es que la ley de Darcy es válida para flujo de líquido laminar, en regímenes turbulentos esta ecuación sería imprecisa, además:

- El medio poroso es isotrópico, horizontal homogéneo, de espesor uniforme, y tiene una permeabilidad y porosidad constante.
- Hay una sola fase presente y ocupa todo el volumen de los poros.
- La viscosidad del fluido se mantiene constante, al igual que la permeabilidad y la compresibilidad (es muy baja).

- El pozo penetra completamente en la formación.
- La fuerza de gravedad será despreciable al igual que los efectos térmicos.
- Los gradientes de presión $(\partial p / \partial r)^2$ son despreciables.
- La densidad del fluido se rige por la ecuación de estado.

Ley de Darcy: La Ley de flujo Darcy establece que en un mismo punto existe una proporcionalidad entre la velocidad de flujo volumétrica por unidad de área transversal con el gradiente de potencial en dirección del flujo.

$$Q = \frac{-KA}{\mu} \frac{dP}{dL} \quad (1)$$

Donde:

Q = Flujo volumétrico (ft³/s)

A = Área transversal (ft²)

μ = Viscosidad del fluido (cp)

K = Permeabilidad (md)

$\frac{dP}{dL}$ = Gradiente de presión

Ley de conservación de masa: La cantidad de masa que entra al sistema menos cantidad de masa que sale del sistema es igual a la acumulación de masa en el sistema. La ecuación general de continuidad para flujo radial es:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial x} = \left(\frac{r\rho K_r}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi\rho) \quad (2)$$

Ecuación de compresibilidad: En la ecuación de compresibilidad o de estado se debe tener en cuenta el fluido que se trabaje, si este es compresible, ligeramente compresible o

incompresible.

Ecuación de estado:

$$C = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P} \quad (3)$$

Donde:

$$\frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial x} = \frac{c \partial P}{\partial x}; \quad \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{c \partial P}{\partial t}; \quad \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial r} = \frac{c \partial P}{\partial r} \quad (4)$$

Obteniendo la ecuación diferencial parcial:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial^2 r} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi \mu C_t}{0,000264k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (5)$$

Donde:

C_t = Compresibilidad (1/Psi)

k = Permeabilidad constante e isotrópica (md)

μ = Viscosidad independiente de la presión (cp)

ϕ = Porosidad constante (Fracción)

Donde η es conocida como la constante de la difusividad hidráulica (ft /h).

Las soluciones analíticas de la ecuación de difusividad se obtienen bajo diversos límites internos y externos y condiciones iniciales para uso en el análisis de presión transitoria.

Para obtener una solución universal a la ecuación de difusividad fue necesario introducir algunas variables adimensionales. “La importancia de las variables adimensionales es que simplifican los modelos del yacimiento al incorporar los parámetros del yacimiento (como k), reduciendo así el número total de variables desconocidas” (Horner, 1995, P.8). Para

esto van Everdigen y Hurst realizaron las siguientes transformaciones:

Presión adimensional:

$$P_D = \frac{kh}{141.2qB\mu} (P_i - P_{wf}) \quad (6)$$

Tiempo adimensional:

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu C_t r_w^2} \quad (7)$$

O también:

$$t_{DA} = \frac{0.0002637kh}{\phi\mu C_t A} \quad (8)$$

Dónde: $A = \pi r_e^2$ siendo r_e^2 el radio del yacimiento.

Radio adimensional:

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (9)$$

Una vez que se sustituyen estas transformaciones, la ecuación de difusividad se puede escribir como:

$$\frac{\partial^2 P_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_D}{\partial r_D} = \frac{\partial P_D}{\partial t_D} \quad (10)$$

Varias soluciones a esta ecuación se presentan en la literatura. Las condiciones más convenientes para el análisis de estas pruebas son, flujo hacia un pozo con una tasa de producción volumétrica constante y un medio poroso de extensión radial infinita.

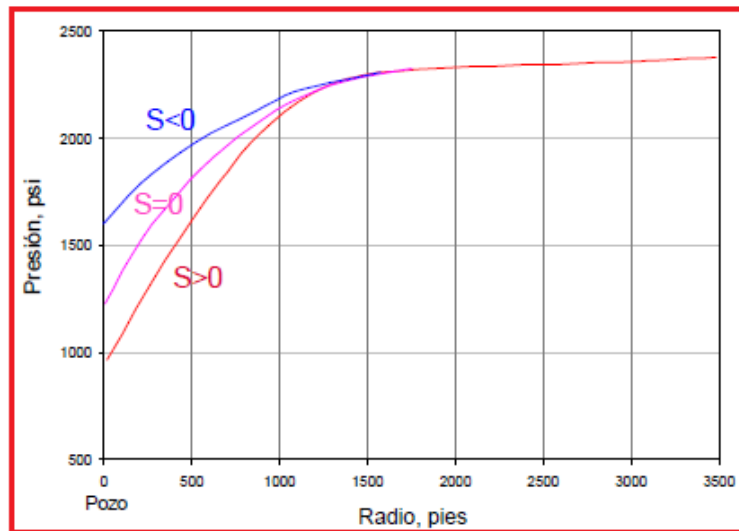
4.7.Efecto skin o daño

En algunos casos se puede notar que la permeabilidad de la formación está reducida o dañada, esto puede ocurrir de manera natural o inducida. En algunos casos debido a operaciones de perforación y completamiento se alteran propiedades en la cara de pozo, causando un daño. Para cuantificar este daño se calcula el factor skin (S) el cual es un factor adimensional que en la mayoría de las ocasiones no depende de la tasa de flujo, además, mediante el factor skin se puede también cuantificar la efectividad de una estimulación; si S es positivo, hay un daño en la formación; de lo contrario si S es negativo, existe una estimulación y se presenta una tasa mayor de la esperada.

Por su parte, factores como la invasión de fluidos de perforación, penetración parcial del pozo, filtrado de lodo y cemento, crecimiento bacteriano, taponamiento de las perforaciones, saturación alta de gas en la cara de pozo, entre otros, son causas de que haya un daño en la formación (Escobar, 2003). El factor de Daño hace que se alteren los datos de presión que se analizan en una prueba y en la producción que el pozo presenta. La figura 7, muestra este comportamiento.

Figura 7.

Influencia del daño en la presión.



Nota. El gráfico representa el comportamiento de la presión en el tiempo, para diferentes daños. Tomado de Escobar, F. (2003). Análisis Moderno de presiones de pozos.

Para caracterizar de manera efectiva la cara del pozo se habla de radio efectivo del pozo, este es el menor radio que el pozo aparentemente tiene, esto debido a la reducción de la permeabilidad que causa el daño.

$$r_{wa} = r_w e^{-2} \quad (11)$$

La caída de presión adicional cerca a la cara del pozo es:

$$\Delta P = P_{wfReal} - P_{(s=0)} \quad (12)$$

$$\Delta P_s = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} s = 162.6 \frac{qB\mu}{kh} (0.869s) \quad (13)$$

Donde s está definido en términos de las propiedades de la zona de permeabilidad alterada k_s y r_s .

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \text{Ln} \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad (14)$$

4.8. Almacenamiento

Este efecto de almacenamiento ocurre en el momento que un pozo se cierra en superficie, lo que ocurre es que el pozo aun siga fluyendo desde el fondo y comprime el fluido que ya se encuentra almacenado. Este fenómeno es también conocido como efecto de postflujo y en el tiempo que ocurre es difícil reconocer el régimen que tiene el fluido.

Cuando ocurre el almacenamiento en el pozo se dificulta un poco a el análisis de pruebas de presión, debido a que hay una distorsión inicial de los datos, esto por expansión de los fluidos o por un nivel variable de líquido.

El almacenamiento se calcula mediante la siguiente ecuación

$$C_s = \frac{V}{\Delta P} \quad (15)$$

Siendo V el volumen de fluido que aportará la cara de pozo.

También se puede calcular de esta manera:

$$C_s = V_{wb} C_{wb} \quad (16)$$

Donde:

C_{wb} = Es la compresibilidad del fluido almacenado en la cara del pozo, (psi-1)

V_{wb} = Es el Volumen de la cara de pozo abierto a la formación, (bbl)

Para que sea despreciable el efecto del almacenamiento, el caudal de postflujo deberá ser menor al uno por ciento del caudal antes del cierre. El caudal de postflujo para un pozo de almacenamiento variable, está dado por la expresión.

$$q_{af} = \frac{24C_p}{B} \frac{dP_{ws}}{d(\Delta t)} \quad (17)$$

La duración del postflujo se calcula de la siguiente manera:

$$\Delta t_{af} = 204 \frac{v_w}{\left(\frac{\rho}{144}\right) \left(\frac{g}{g_c}\right) B * J} \quad (18)$$

Donde productividad está dado por:

$$J = \frac{q}{(P_i - P_{wf})} \quad (19)$$

4.9. Regímenes de flujo

Un régimen de flujo lo que hace es describir cómo se desplazan los fluidos a través del medio poroso y como interacciona con los demás fluidos. La manera como se conoce cuál es el régimen predominante se basa en relaciones obtenidas, entre el gradiente de presión y las tasas de flujo, esto mediante modelos gráficos y adecuando unas condiciones de frontera para el yacimiento.

Los periodos que marcan el cambio de un régimen a otro son:

Periodo transitorio: Este periodo ocurre desde el inicio de la producción hasta que la presión alcanza los límites del yacimiento. Es un periodo en el que el yacimiento actúa de

manera infinita y la producción se da por expansión de roca-fluido.

Periodo Pseudoestable: Este periodo se alcanza cuando la perturbación de la presión llega a los límites o fronteras del yacimiento, y este deja de actuar como infinito. Se caracteriza porque la tasa de producción permanece casi constante y la presión comienza a descender en el tiempo. El régimen pseudoestable se puede identificar con una pendiente unitaria en la región tardía LTR para yacimientos cerrados, en la gráfica de la derivada $t^* \Delta p'$ vs t .

Periodo estable: En este periodo de estabilización los valores de presión y sus gradientes permanecen constantes en cualquier punto del yacimiento. Para yacimientos no volumétricos, donde ocurre un mantenimiento de presión es más común ese periodo debido a que hay una entrada de fluidos que aumenta, llegando a igualar la salida de fluidos del pozo. Cuando la tasa de producción cambia ocurre un nuevo ciclo de estabilización hasta que se igualen la entrada y salida de fluidos.

Periodo inestable: Este periodo ocurre principalmente en yacimientos donde ocurre hay una caída de presión mayor como es el caso de yacimientos con gas en solución, también se ve manifestarse en yacimientos volumétricos cuando se trata de mantener constante la presión y la tasa variable mediante mecanismos de control como chokes y estranguladores. Sin embargo, los mecanismos de control no se evidencian en el límite del yacimiento, donde la presión seguirá disminuyendo al no haber entrada de fluidos y tenderá a ser igual a la presión de producción.

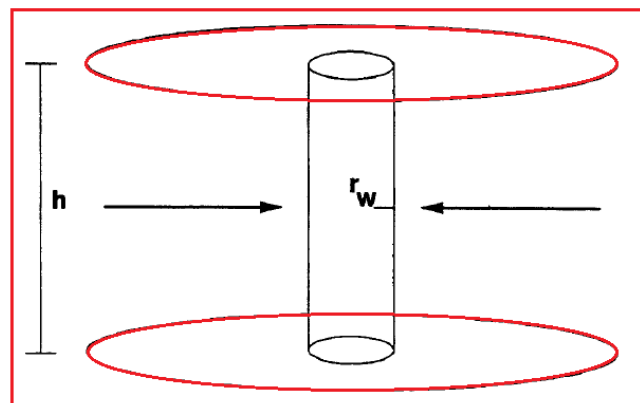
4.10. Geometría de flujo

Para identificar la geometría de flujo que se tiene generalmente se usa el gráfico de la derivada de Bourdet, identificando las pendientes que presenta dicho gráfico. Es importante conocer la geometría de flujo para el cálculo de parámetros para los diferentes métodos. Estas son las geometrías de flujo y su comportamiento:

Flujo radial: Este es el régimen más importante a la hora de interpretar pruebas de presión. Se caracteriza porque el yacimiento se comporta de manera infinita, esto para yacimientos que no han alcanzado sus límites, también ocurre cuando las permeabilidades son muy pequeñas en la formación. En el flujo radial se describen líneas de corriente que convergen hacia un cilindro circular del eje del pozo donde todas las líneas de flujo convergen (Escobar, 2003), (ver figura 8).

Figura 8.

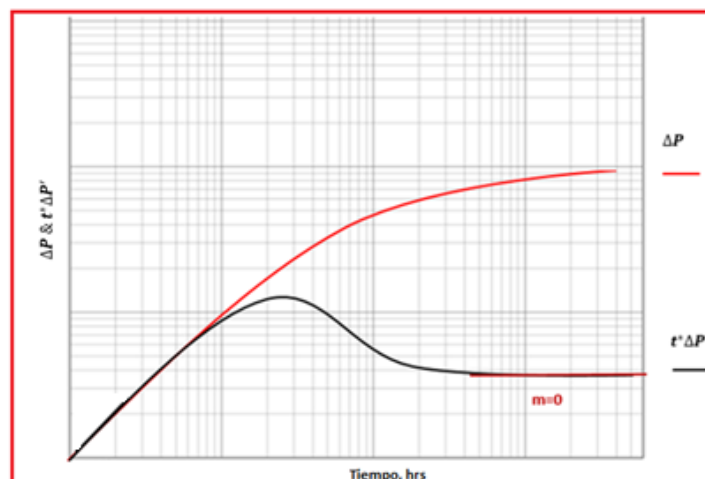
Representación del flujo radial.



Nota. El gráfico muestra la manera como el flujo radial incide en la cara del pozo. Adaptado de PDVSA, F. (1997).
Análisis de pruebas de presión

Figura 9.

Representación del flujo radial en grafico log-log de la derivada y gráfico de presión contra tiempo en un PDD.



Nota. El gráfico muestra la pendiente donde se ve representado el flujo radial, para el gráfico de tipo log-log de

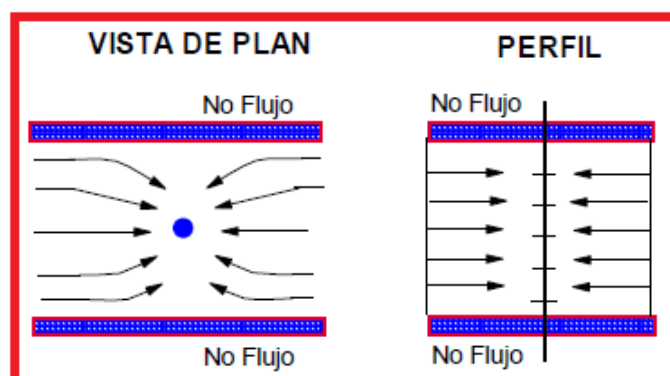
la presión y la derivada de la presión, en una prueba de descenso de presión PDD. Adaptado de PDVSA, F. (1997). Análisis de pruebas de presión

La figura 9 muestra la presencia de una línea horizontal que indica que existe flujo radial en la región de tiempo medio (MTR), esta se extenderá hasta alcanzar la región de tiempos tardíos.

Flujo Lineal: Para esta geometría de flujo se evidencian vectores paralelos que convergen a una línea, y no a un punto como en el flujo radial. “Este régimen se presenta en pozos hidráulicamente fracturados, pozos horizontales y yacimiento alargados”(Escobar, 2003, P.105). Esto debido a que las líneas de corriente convergen a un mismo plano (ver figura 10), esta geometría está también asociada con la permeabilidad de la formación en dirección de las líneas de flujo y el área de flujo a las líneas de corriente. En formaciones anisotrópicas, la producción de un pozo horizontal es más efectiva en la dirección normal de máxima permeabilidad horizontal.

Figura 10.

Representación del flujo lineal. Imagen tomada de Análisis Moderno de presiones de pozos.

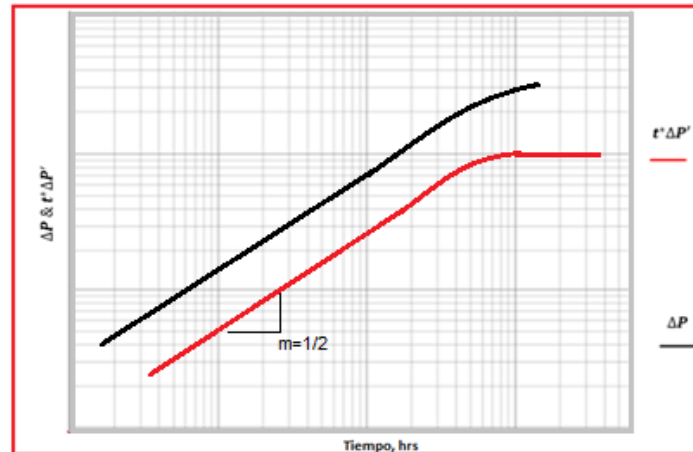


Nota. El gráfico muestra la manera como el flujo lineal incide en la cara del pozo. Adaptado de Escobar, F. (2003).

Análisis Moderno de presiones de pozos

Figura 11.

Representación del flujo lineal en gráfico log-log de la derivada y gráfico de presión contra tiempo en un PDD



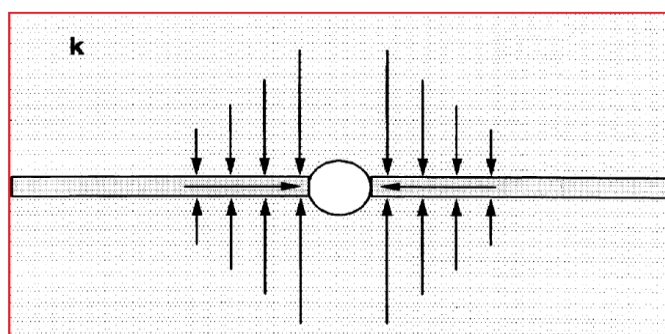
Nota. El gráfico muestra la pendiente donde se ve representado el flujo lineal, para el gráfico de tipo log-log de la presión y la derivada de la presión, en una prueba de descenso de presión PDD. Adaptado de Escobar, F. (2003). Análisis Moderno de presiones de pozos

En la figura 11 puede evidenciarse el flujo lineal con pendiente de $1/2$ en la ETR que corresponde a un yacimiento hidráulicamente fracturado; si hay presencia de fallas paralelas en la LTR, también se puede observar dicha pendiente. En una gráfica de P vs $(t^{1/2})$, se puede distinguir el flujo lineal si los datos exhiben un comportamiento lineal.

Flujo Bilineal: se presenta en pozos horizontales o pozos hidráulicamente fracturados. Se puede observar en fracturas largas de conductividad finita y pozos horizontales. Se llama bilineal porque hay dos flujos lineales simultáneos en direcciones normales.

Figura 12.

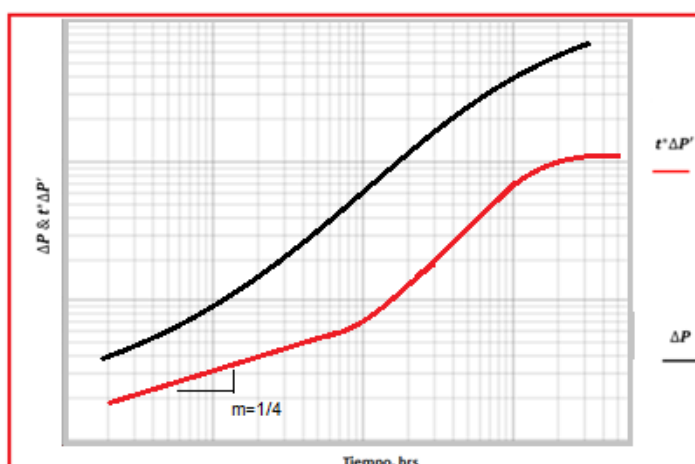
Representación del flujo Bilineal.



Nota. Tomada de PDVSA, F. (1997). Análisis de pruebas de presión

Figura 13.

Representación del flujo Bilineal en gráfico log-log de la derivada y gráfico de presión contra tiempo en un PDD



Nota El gráfico muestra la pendiente donde se ve representado el flujo bilineal, para el gráfico de tipo log-log de la presión y la derivada de la presión, en una prueba de descenso de presión PDD. Adaptado de Escobar, F. (2003). Análisis Moderno de presiones de pozos

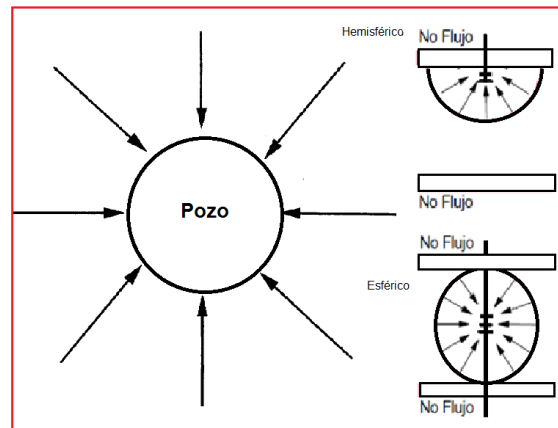
En la figura 13 se evidencia que, para el gráfico de la derivada de presión, el flujo Bilineal se presenta en la ETR con una pendiente de 1/4. En un gráfico de P vs $(t^{1/4})$, se puede identificar el flujo bilineal si el comportamiento en la ETR exhibe una línea recta.

Flujo Esférico y Hemisférico: Se caracteriza porque las líneas de flujo convergen a un mismo punto describiendo una forma esférica (ver figura 14). Ocurre en pozos completados

parcialmente o formaciones parcialmente penetradas. Cuando un completamiento o penetración parcial está cerca al tope de la formación, la capa impermeable más cercana describe un flujo Hemisférico. Ambos se identifican con una pendiente negativa de 0,5.

Figura 14.

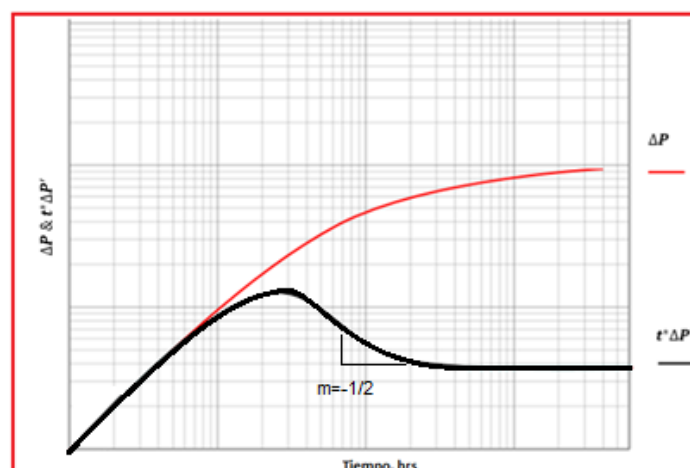
Representación del flujo Esférico y Hemisférico.



Nota. El gráfico muestra la manera como el flujo Esférico y Hemisférico incide en la cara del pozo. Adaptado de Escobar, F. (2003). Adaptado de PDVSA, F. (1997). Análisis de pruebas de presión.

Figura 15.

Representación del flujo Esférico en gráfico log-log de la derivada y gráfico de presión contra tiempo en un PDD.



Nota El gráfico muestra la pendiente donde se ve representado el flujo esférico y hemisférico, para el gráfico de tipo log-log de la presión y la derivada de la presión, en una prueba de descenso de presión PDD. Adaptado de Escobar, F. (2003). Análisis Moderno de presiones de pozos

En la figura 15 se puede evidenciar que en el periodo de transición entre la ETR y la MTR se encuentra el flujo esférico, con una pendiente de $-1/2$. También en una gráfica de P vs $(1/t^{1/2})$ se puede ver el flujo esférico en la transición entre la ETR y la MTR, mostrando un comportamiento lineal. A continuación, se tratarán más a fondo las pruebas de mayor importancia en la industria y que son más trabajadas en la materia “análisis de presiones”.

5. Análisis de pruebas de descenso de presión (PDD)

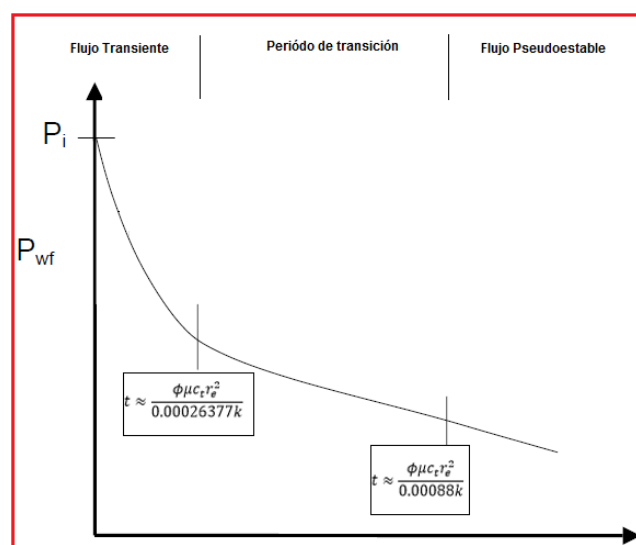
El tipo de pruebas puede ser largas o cortas de acuerdo a la información que se desea obtener, por ejemplo, con una prueba corta se pueden obtener propiedades cerca al pozo como, permeabilidad(k), Daño(s), Radio Efectivo y Wellbore storage o coeficiente de almacenamiento. Pruebas más largas permiten obtener parámetros relacionados a la geometría, tamaño y volumen del yacimiento, además, permite estimar distancia entre fallas; a menudo estas pruebas son divididas en regiones de flujo, con el fin de tener una mejor interpretación de los resultados.

5.1.Regiones de flujo.

El análisis de estas respuestas se puede dividir en tres etapas, que se relacionan con la región del yacimiento en donde la perturbación de la onda de la prueba ha llegado, se conocen como regiones de flujo, las cuales serán expuestas a continuación.

Figura 16.

Gráfico de las regiones de flujo para una prueba de declinación de presión en un yacimiento cerrado



Nota. El gráfico representa la manera como se divide la curva en tres regiones importantes a la hora de analizar

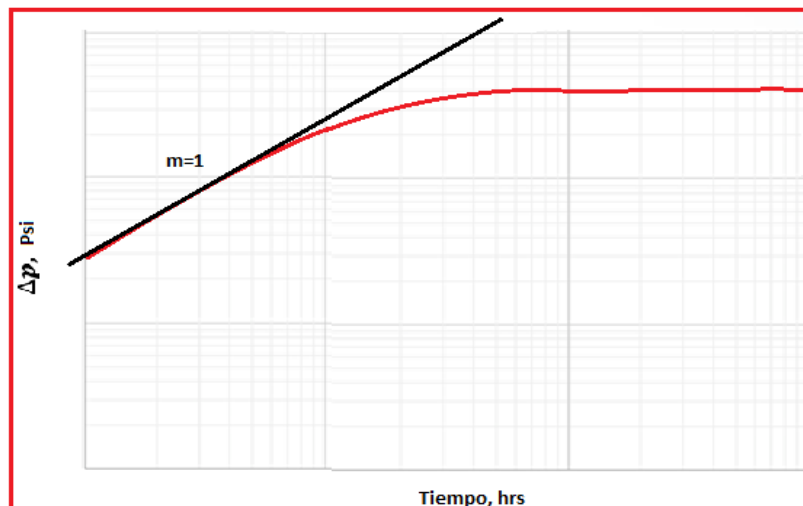
los datos, que son: La región temprana (ETR), La región media (MTR), y la región tardía (LTR). Adaptado de Alvarado (2003). Manual de análisis de presión.

5.2. Técnicas Convencionales.

Región Temprana (ETR): Hace referencia a los tiempos tempranos de la prueba, estudia la influenciada de zonas cercanas a la cara del pozo y el efecto del almacenamiento. El almacenamiento se puede calcular una vez identificada la línea de pendiente unitaria a través de la ecuación 20, los datos de tiempo y presión de la ecuación se obtienen de la figura 17.

Figura 17.

Influencia de zonas cercanas a la cara del pozo y el efecto del almacenaje en el pozo



Nota. El gráfico representa la influencia de las zonas cercanas al pozo y el efecto del almacenamiento, que se ve representado por una pendiente unitaria. Adaptado de Escobar, F. (2003). Análisis Moderno de presiones de pozos

$$C = \left(\frac{qB}{24}\right) \left(\frac{t}{\Delta p}\right)_{lpu} \quad (20)$$

Región de tiempo Medio (MTR): Se refiere a la zona donde predomina el flujo radial, en este momento el efecto del almacenaje en el pozo ya ha terminado por completo, y se extiende hasta que se haya depletado por completo el yacimiento, para darle inicio al estado

Pseudoestable, o se haya alcanzado algún límite. En esta región se pueden obtener datos como la permeabilidad (k) del yacimiento y el daño a la formación (s), por medio del uso de una gráfica semilog (aproximación logarítmica de la solución de la línea fuente), dando como resultado:

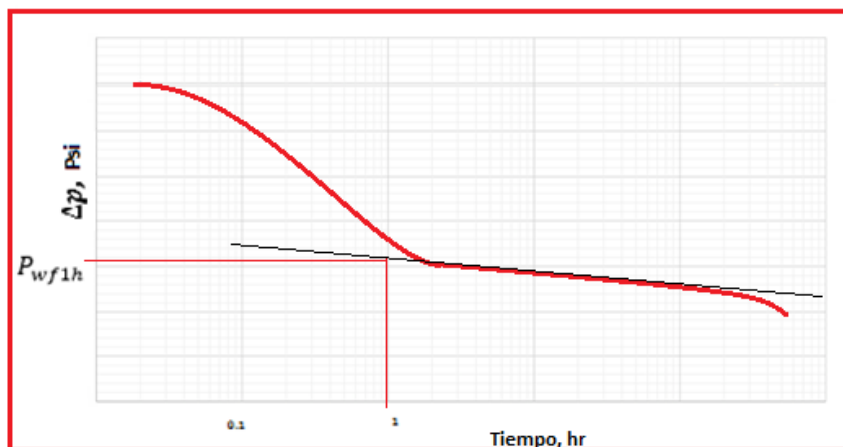
$$P_{wf} = -m \log t + P_{wf1hr} \quad (21)$$

Donde:

$$m = \frac{162,6qB\mu}{kh} \quad (22)$$

Figura 18.

Determinación de la Presión a 1 Hora



Nota. El gráfico representa la manera como se lee el valor de presión de fondo a una hora, importante para el cálculo de propiedades.

La pendiente de la recta se utiliza para estimar un valor de la permeabilidad, simplemente se despeja la variable K de la ecuación de la pendiente.

$$k = \frac{162,6qB\mu}{mh} \quad (23)$$

Con el intercepto de P_{wf} evaluado a 1 hora, como se indicó en la figura 18, se determina el daño.

$$S = 1.151 \left[\frac{P_i - P_{wf1hora}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (24)$$

Calcular Índice de productividad J y Eficiencia de flujo FE si es requerido.

$$J_{actual} = \frac{q}{P_i - P_{wf}} \quad (25)$$

$$J_{ideal} = \frac{q}{P_i - P_{wf} - \Delta P_s} \quad (26)$$

$$\Delta P_s = -0.87 * m * s \quad (27)$$

$$FE = \frac{J_{actual}}{J_{ideal}} \quad (28)$$

La tasa si se remueve el daño es dada por:

$$q_{sin\ da\tilde{no}} = \frac{q_{actual}}{EF} \quad (29)$$

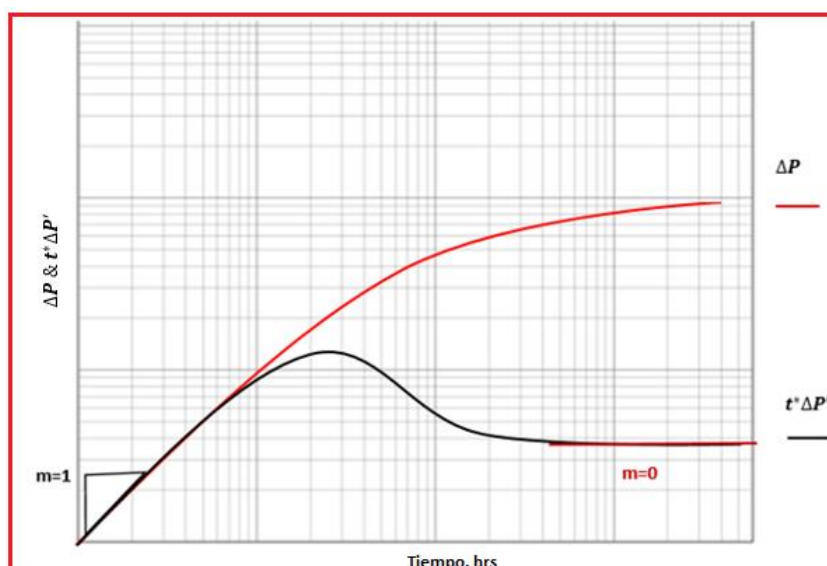
5.3. Técnicas modernas.

Se calcula usando una gráfica tipo Log-log del tiempo por la derivada de la presión con respecto al tiempo ($t * (\frac{\partial p}{\partial t})$ vs t) indicada en la figura 20, se lee el valor la derivada ($t * \Delta P'$) cuando la pendiente de la gráfica sea igual a 0 ($m=0$) en MTR, es decir, cuando predomine el flujo radial. Este valor se introduce en la siguiente ecuación.

$$k = \frac{70,6qB\mu}{h(t * \Delta P')_r} \quad (30)$$

Figura 19.

Gráfico de Presión vs tiempo y gráfico del tiempo por la derivada de la presión vs tiempo, ΔP & $t * \Delta P'$ vs t , con sus respectivas pendientes significativas



Nota. El gráfico representa las pendientes significativas para el cálculo de propiedades, en una curva de tipo log-log, para el gráfico de la presión y la derivada de la presión.

Región de tiempo tardío (LTR): Se refiere la última etapa de la prueba y para alcanzarla se debe permitir a la perturbación de presión tocar los límites del yacimiento. En esta etapa

predomina el régimen de flujo pseudoestable, se puede obtener información del tamaño del yacimiento, distancia a las fallas, geometría del yacimiento, heterogeneidades, entre otros. El estado pseudoestable está regido por la siguiente ecuación, la cual es la solución de la ecuación de difusividad para este estado:

$$P_{wf} = -m^*t + P_{int} \quad (31)$$

Donde P_{int} esta dada por:

$$P_{int} = \left(P_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} \left[\log \left(\frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \right) + 0.8686S \right] \right) \quad (32)$$

La pendiente se expresa de la siguiente manera, ver figura 20:

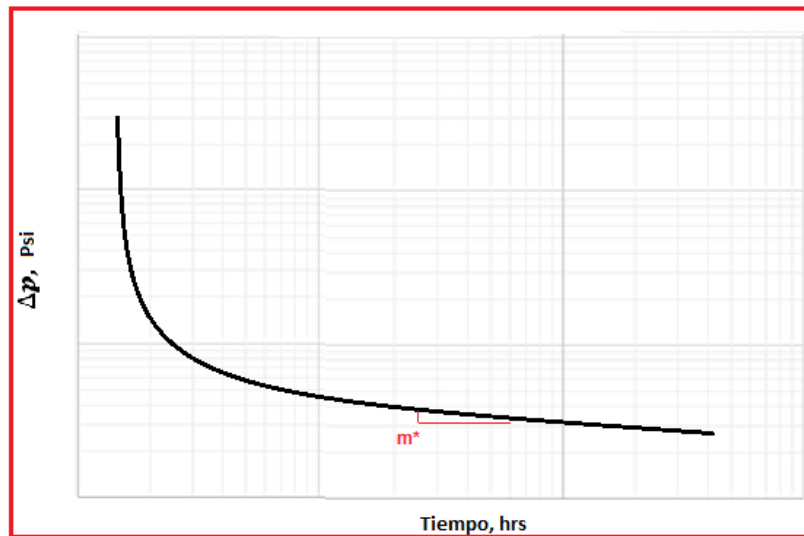
$$m^* = \frac{0,23395qB}{\phi c_t h A} \quad (33)$$

Despejando A:

$$A = \frac{0,23395qB}{\phi c_t h m^*} \quad (34)$$

Figura 20:

Determinación la pendiente m^* en LTR, del gráfico P_{wf} vs t .



Nota. El gráfico representa la manera como se determina la pendiente m^* , importante para el cálculo de propiedades.

La pendiente también suele ser usada para calcular el volumen poroso V_p de la porción drenada en la prueba de pozo, éste V_p se calcula por medio de la siguiente expresión:

$$V_p = \phi Ah = \frac{0.2339qB}{c_t m^*} \quad (35)$$

La intercepción del eje de la presión con el tiempo igual a cero, $t=0$, es usada para calcular el factor de forma:

$$C_A = 5.493 \frac{m}{m^*} \exp \left[-\frac{2.303(P_{1h} - P_{int})}{m} \right] \quad (36)$$

En una gráfica Log-Log de la derivada de la presión con respecto al tiempo t^*

$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)$ vs t y $\log \Delta P$ vs $\log t$, se pueden identificar diferentes características de flujo y propiedades del medio poroso. Este tipo de gráfica se considera muy completa porque se pueden obtener parámetros como permeabilidad, daño, almacenamiento, volumen poroso, entre otros.

La forma en que se calcula la derivada ha sido modificada desde que se introdujo por primera vez el método en 1983.

Siendo la derivada de la presión $\Delta P'$:

$$\begin{aligned} \Delta P' &= \frac{1}{t} \left(\frac{\partial \Delta P}{\partial \ln t} \right)_i & (37) \\ &= \frac{\ln \left(\frac{t_i}{t_{i-1}} \right) \Delta p_{i+1}}{\ln \left(\frac{t_{i+1}}{t_i} \right) \ln \left(\frac{t_{i+1}}{t_{i-1}} \right)} + \frac{\ln \left(\frac{t_{i+1} t_{i-1}}{t_i^2} \right) \Delta p_i}{\ln \left(\frac{t_{i+1}}{t_i} \right) \ln \left(\frac{t_i}{t_{i-1}} \right)} \\ &\quad - \frac{\ln \left(\frac{t_{i+1}}{t_i} \right) \Delta p_{i-1}}{\ln \left(\frac{t_i}{t_{i-1}} \right) \ln \left(\frac{t_{i+1}}{t_{i-1}} \right)} \end{aligned}$$

En este tipo de gráficas están muy bien marcadas las regiones de flujo y siguiendo la lógica de los métodos anteriores, estas son muy importantes para lograr un análisis acertado de estas pruebas.

Factores adimensionales: Estos parámetros no proporcionan una visión física del parámetro que se mide, pero si una descripción general o universal de éstos.

Radio adimensional: se calcula con la ecuación 9. Estas variables adimensionales ya se habían definido (ecuaciones 6-9)

Tiempo adimensional:

$$t_D = \frac{t}{t_o} \quad (38)$$

Donde t_o está dado por la expresión:

$$t_o = \frac{\phi \mu C_t r_w^2}{k} \quad (39)$$

Reemplazando esta y despejando, se obtiene la forma general para tiempo adimensional, como lo indica ecuación 7.

Ahora:

$$t_{DA} = t_D \left(\frac{r_w^2}{A} \right) \quad (40)$$

Además, tenemos:

Presión adimensional:

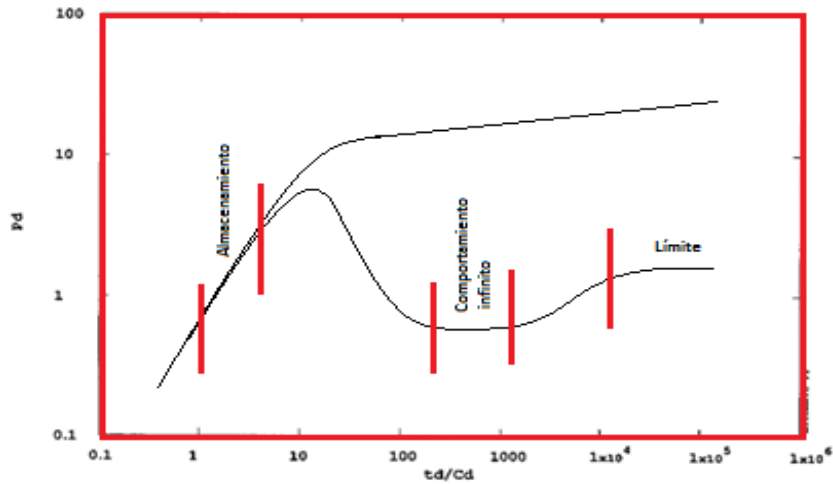
$$P_D = \ln \frac{r_e}{r_w} \quad (41)$$

$$\Delta P = \frac{qB\mu}{kh} P_D \quad (42)$$

$$P_D(r_D, t_D) = \frac{kh}{141.2qB\mu} (P_i - P) \quad (43)$$

Figura 21.

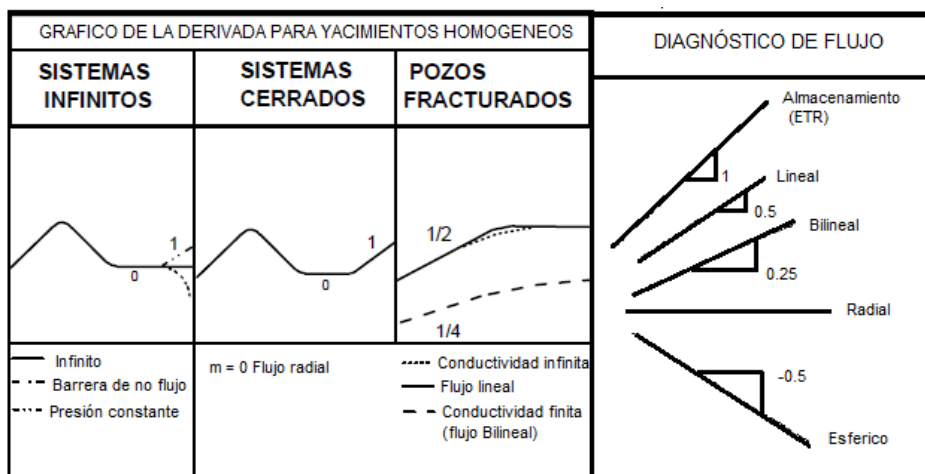
Gráfico log-log de $(\Delta P \text{ \& } t^* \Delta P' \text{ vs } t)$ dividido en las regiones más significativas y lo que cada una representa



Nota. El gráfico muestra las propiedades más significativas en cada región de flujo. Adaptado de G. Da Prat, F. (1990). Well test analysis for fractured reservoir evaluation

Figura 22.

Gráfico del valor de cada pendiente con su respectivo significado a la hora de analizar el gráfico de la derivada.



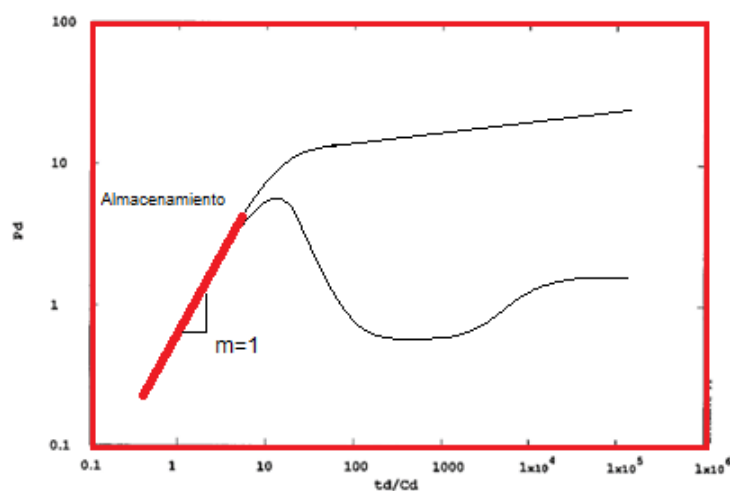
Nota. El Gráfico representa las pendientes más significativas y el significado que tienen. Adaptado de Análisis Moderno de presiones de pozos.

Datos que se pueden obtener de la gráfica de la derivada.

ETR: Se ve con claridad que el efecto del almacenamiento está fuertemente marcado por la pendiente igual a uno ($m=1$) que se forma al inicio de la prueba, como se ve representado en la figura 23.

Figura 23.

Gráfico log-log de $(\Delta P \text{ \& } t^* \Delta P' \text{ vs } t)$. Se representa en rojo la región temprana, región donde inicia y termina el efecto del almacenamiento en el pozo



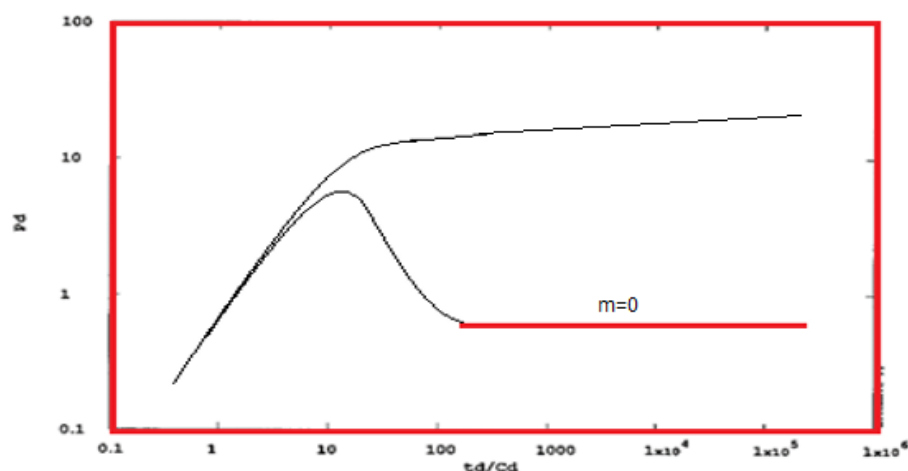
Nota. El gráfico representa el efecto del almacenamiento en la etapa temprana, donde se ve una pendiente unitaria.

Adaptado de Horne, R. (1995). Modern well test analysis. Palo Alto, Calif.: Petroway, inc.

MTR: Los tiempos medios de la prueba PDD, en este tipo de análisis está fuertemente marcado por la tendencia a formar una línea recta con pendiente igual a 0, esto indica el inicio del estado transitorio, donde el régimen de flujo predominante es el radial como se indica en la pendiente igual a cero de la figura 24.

Figura 24.

Gráfico log-log de $(\Delta P \text{ \& } t^* \Delta P' \text{ vs } t)$. Se representa en rojo la región media, región donde se evidencia una pendiente de cero y predomina el flujo radial



Nota. El gráfico representa la pendiente en la zona de flujo radial, identificada por una línea horizontal en la región media. Adaptado de Horne, R. (1995). Modern well test analysis. Palo Alto, Calif.: Petroway,inc.

LTR: Si se observa otra pendiente $m=0$, donde el valor de la derivada será el doble de la del flujo radial, indica que se alcanzó una falla sellante, pero no se ha llegado a el estado pseudoestable, y esto pasara hasta que se siga tocando fallas y se alcance a depletar por completo el yacimiento, en este punto inicia la zona de flujo pseudoestable. El comienzo de la región tardía, se da una vez se toque alguno de los límites.

Si se han alcanzado por completo todos los límites del reservorio pueden ocurrir dos escenarios, que los límites sean de no flujo y en consecuencia predomine el estado pseudoestable el cual se marca por una pendiente igual a uno ($m=1$); o que los límites sean de flujo lo cual puede ocurrir por efecto de un acuífero activo, en este caso habrá un mantenimiento de presión y habrá un descenso en la gráfica de la derivada.

5.3.1. Síntesis directa Tiab (TDST)

Es una de las técnicas de análisis de pruebas de presión más recientemente propuesta,

se basa en la interpretación de gráficos tipo log-log de la presión y la derivada de la presión contra el tiempo como lo indica la figura 25, consiste en identificar una serie de puntos y pendientes características, donde se puede percibir con claridad las regiones de flujo, y permite estimar diferentes tipos de variables de forma simplificada y clara en una sola gráfica, convirtiéndola en una de las herramientas más importantes al momento de interpretar estas pruebas.

Ecuaciones básicas.

Para desarrollar este método se deben citar las ecuaciones adimensionales, está el tiempo adimensional, t_D , ver ecuación (7), presión adimensional, P_D , ver ecuación (6) y el almacenamiento adimensional, C_D , expresado como:

$$C_D = \left(\frac{0.8935}{\phi C_t h r_w^2} \right) C \quad (44)$$

Líneas y puntos característicos: El gráfico log-log de presión adimensional y derivada de presión contra tiempo, tiene varias características: La curva de presión en la región temprana (ETR) tiene una pendiente unitaria. Esta hace referencia al almacenamiento. La ecuación de esta línea recta es la siguiente:

$$P_D = \frac{t_D}{C_D} \quad (45)$$

Reemplazando:

$$\frac{t_D}{C_D} = \frac{\left(\frac{0.0002637k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) t}{\left(\frac{0.8935}{\phi C_t h r_w^2} \right) C} \quad (46)$$

$$\frac{t_D}{C_D} = \left(2.95 \times 10^{-4} \frac{hk}{\mu} \right) \frac{t}{C} \quad (47)$$

$$\left(\frac{kh}{141.2qB\mu} \right) \Delta P = \left(2.95 \times 10^{-4} \frac{hk}{\mu} \right) \frac{t}{C} \quad (48)$$

Despejando C se llega a:

$$C = \left(\frac{qB}{24} \right) \frac{t}{\Delta P} \quad (49)$$

$$C = \left(\frac{qB}{24} \right) \frac{t}{(t * \Delta P')} \quad (50)$$

Para pruebas de declinación (PDD), $\Delta P = P_i - P_{wf}$ y para pruebas de restauración de presión $\Delta P = P_{ws} - P_{wf}$ ($\Delta t=0$).

La Porción de curva del gráfico de la derivada de presión que se comporta con flujo radial de acción infinita, es una recta horizontal ($m=0$), la ecuación de esta línea es:

$$\left(\frac{t_D}{C_D} P'_D \right)_r = 0.5 \quad (51)$$

Reemplazando se llega a:

$$0.5 = \left(\frac{kh}{141.2qB\mu} \right) t * \Delta P' \quad (52)$$

Luego se despeja k y se llega a la ecuación 30 donde se calcula k usando los puntos

seleccionados para flujo radial

El daño se calcula con la expresión:

$$s = 0.5 \left[\frac{\Delta P_r}{(t * \Delta P')_r} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 7.43 \right] \quad (53)$$

Donde:

t_r : Cualquier tiempo durante la línea de flujo radial de acción infinita.

ΔP_r : es el valor de ΔP al tiempo t_r .

El tiempo en que inicia la línea de acción infinita t_{SR} , en unidades de capo está dado por:

$$t_{SR} = \frac{\mu C}{6.9 * 10^{-5} kh} \left[\ln \left(\frac{0.8935C}{\phi c_t h r_w^2} \right) + 2s \right] \quad (54)$$

La LPU y la línea de acción infinita se interceptan en:

$$\left(\frac{t_D}{c_D} P'_D \right)_r = 0.5 \quad \text{Y} \quad \left(\frac{t_D}{c_D} \right)_i = 0.5 \quad (55)$$

Reemplazando las variables adimensionales, se obtiene:

$$t_i = \frac{1695 \mu C}{kh} \quad (56)$$

Con este punto de intersección se puede calcular el almacenamiento y la permeabilidad.

En este punto $(\Delta P)_i = (t * \Delta P')_i = (t \Delta P')_{r,r}$. Por lo tanto:

$$k = \frac{70.6qB\mu}{h(t * \Delta P')_i} \quad (57)$$

La línea recta que une los puntos máximos (joroba) de la derivada, se tiene la siguiente ecuación:

$$\frac{t_D}{C_D} P'_D = 0.36 \left(\frac{t_D}{C_D} \right)_x - 0.42 \quad (58)$$

Reemplazando las variables adimensionales y despejando k :

$$k = \left(\frac{70.6qB\mu}{h} \right) \frac{1}{\left(\frac{0.15qB\mu}{C} \right) t_x - (t * \Delta P')_x} \quad (59)$$

NOTA: Esta ecuación se usa solo si no está la línea de acción infinita.

Del punto de joroba se calcula el almacenamiento (si no hay línea de pendiente unitaria):

$$C = \frac{0.015qBt_x}{(t * \Delta P')_x + 0.48(t * \Delta P')_r} \quad (60)$$

Y también el daño

$$s = 0.171 \left(\frac{t_x}{t_i} \right)^{1.24} - 0.5 \ln \left(\frac{0.8935C}{\phi c_t h r_w^2} \right) \quad (61)$$

$$s = 0.921 \left(\frac{(t * \Delta P')_x}{(t * \Delta P')_i} \right)^{1.1} - 0.5 \ln \left(\frac{0.8935C}{\phi c_t h r_w^2} \right) \quad (62)$$

En algunos casos es complicado obtener el punto de joroba, entonces se debe calcular el daño de ambas ecuaciones hasta obtener resultados iguales. Al relacionar la línea de acción infinita que une los puntos de joroba, se pueden obtener las expresiones de cálculo para C y k .

$$C = \frac{0.014879qBt_x}{(t * \Delta P')_x + (t * \Delta P')_r} \quad (63)$$

$$k = 9416.2 \frac{\mu C}{ht_x} \left[0.5 \frac{(t * \Delta P')_x}{(t * \Delta P')_r} + 0.42 \right] \quad (64)$$

5.3.2. TDS Aplicada a Yacimientos cerrados

Cálculo del factor de forma:

$$C_A = \frac{2.2458Ae^{2s}}{r_w^2} \exp \left[- \left(\frac{\Delta P_{pss}}{(t * \Delta P')_r} - \frac{0.003314kt_{pss}}{\phi \mu C_t A} \right) \right] \quad (65)$$

Cálculo del área de drenaje:

$$A = \left(\frac{qB}{4.27\phi C_t h} \right) \frac{t_{pss}}{(t * \Delta P')_{pss}} \quad (66)$$

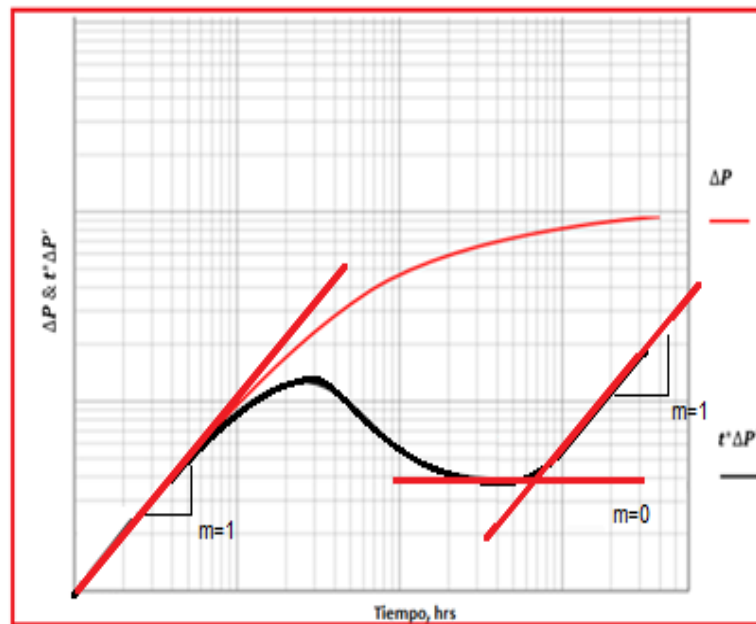
El radio de investigación a un tiempo t de la prueba y la máxima respuesta se estiman de:

$$r_{inv} = 0.0325 \left(\frac{kt}{\phi \mu C_t} \right)^{1/2} \quad (67)$$

$$t_{max} = \frac{948\phi\mu C_t r^2}{k} \quad (68)$$

Figura 25.

Gráfico log-log ΔP y $t^ \Delta P'$ contra tiempo.*



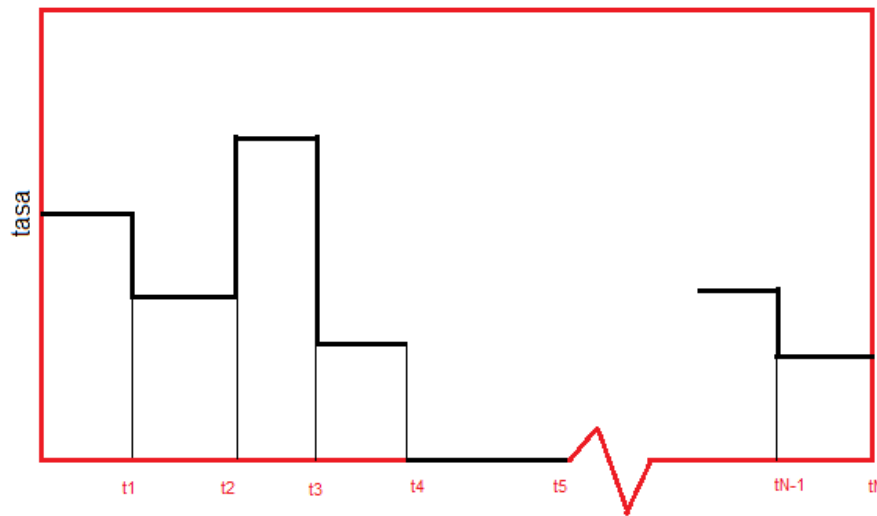
Nota. El gráfico representa las principales pendientes en la curva de la derivada.

5.4. Pruebas multiflujo

Estas son pruebas que como su nombre lo indica, se realizan a una tasa de flujo variable, con lo cual se mide la presión por unos periodos de flujo estabilizados, esto se evidencia en la figura 26.

Figura 26.

Gráfica de una prueba múltiple.



Nota. El gráfico representa una prueba multiflujo, donde cada tasa permanece constante por un periodo de tiempo y en cada periodo va cambiando la tasa.

Esta prueba utiliza el principio de superposición para su análisis, además se usa por algunas razones como:

1. Es impráctico mantener la tasa constante por mucho tiempo para efectuar una caída de presión completa.
2. Cuando el pozo no ha cerrado el tiempo suficiente para alcanzar la presión estática antes de iniciar la prueba de presión.
3. Cuando no es rentable cerrar un pozo para hacer una prueba de restauración de presión.

Ya sean ratas constantes o no durante los periodos de flujo, existen 3 principales tipos de pruebas multiflujo:

- Tasa variable incontrolada.
- Series de tasas constantes.
- Tasa de flujo variable con presión de fondo constante. Prueba común en pozos de

gas, en formaciones productoras muy apretadas.

5.4.1. Técnicas convencionales.

Análisis Cartesiano:

Procedimiento:

1. Dividir la prueba de presión en intervalos de producción constantes sin importar el tiempo o la tasa.
2. Definir la caída de presión en un tiempo t . La aproximación logarítmica de la función Ei , de forma simplificada es:

$$P_i - P_{wf} = m'q(\log(t) + \bar{S}) \quad (69)$$

Donde:

$$m' = 162.6 \frac{B\mu}{kh} \quad (70)$$

$$\bar{S} = \log\left(\frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.869S \quad (71)$$

3. Usando superposición en el tiempo:

$$P_i - P_{wf} = m'q_1(\log(t) + \bar{S}) + m'(q_2 - q_1)(\log(t - t_1) + \bar{S}) + m'(q_3 - q_2)(\log(t - t_2) + \bar{S}) + m'(q_n - q_{n-1})(\log(t - t_{n-1}) + \bar{S}) \quad (72)$$

Dividiendo entre q_n es posible obtener la ecuación general para para pruebas multiflujo:

$$\frac{P_i - P_{wf}}{q_n} = m' \sum_{j=1}^n \left[\frac{(q_j - q_{j-1})}{q_n} \log(t - t_{j-1}) \right] + b' \quad (73)$$

$$\left(\frac{P_i - P_{wf}}{q_n} \right) = m' X_n + b' \quad (74)$$

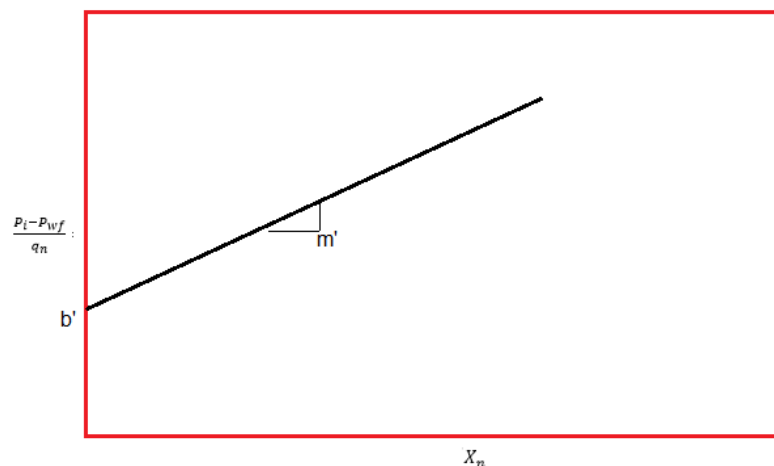
Esta es la ecuación general del análisis multitasa para una prueba declinación, siendo $b' = m' * S$

La ecuación anterior es la ecuación de la línea recta con pendiente m' y con intercepto b' , como se muestra en la figura 27.

$$X_n = \sum_{j=1}^n \left[\frac{q_j - q_{j-1}}{q_n} \log(t - t_{j-1}) \right] \quad (75)$$

Figura 27.

Gráfico cartesiano de $(P_i - P_{wf} / q_n)$ vs X_n .



Nota. El gráfico muestra una curva de tipo cartesiana donde se identifica el corte con el eje y la pendiente, valores importantes para el cálculo de propiedades.

4. Una vez m' y b' se conocen, la permeabilidad y el daño se estiman con las siguientes

expresiones:

$$k = 162.6 \frac{B\mu}{m'h} \quad (76)$$

$$S = 1.1151 \left[\frac{b'}{m'} - \log \frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2} + 3.23 \right] \quad (77)$$

Análisis Semilog: La ecuación que describe este método es:

$$\frac{P_i - P_{wf}(t_n)}{q_n} = \frac{\Delta P}{q_n} = m' \log t_{eq} + b' \quad (78)$$

$$t_{eq} = 10^{X_n} \quad (79)$$

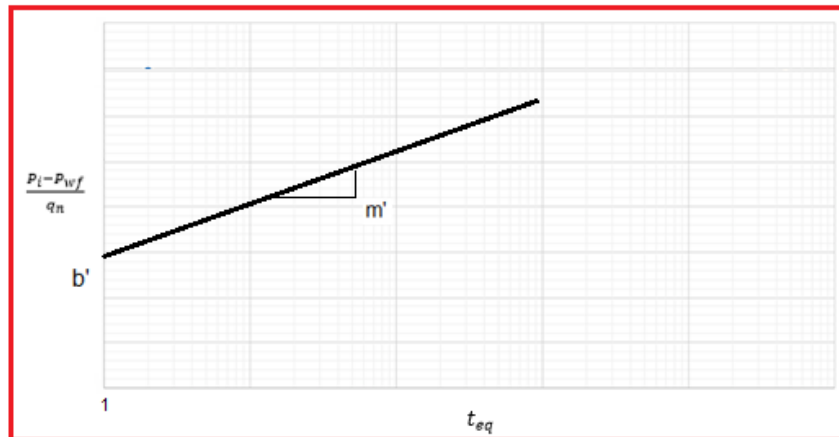
Siendo:

$$X_n = \sum_{j=1}^n \left[\frac{q_j - q_{j-1}}{q_n} \log(t - t_{j-1}) \right] \quad (80)$$

En un gráfico semilog de $\frac{\Delta P}{q}$ vs t_{eq} se describe una línea recta en la MTR con pendiente m' y con intercepto b' el cual es leído de la línea recta o extrapolándola hasta $t_{eq} = 1h$, como lo indica la figura 28. Esto es usado para calcular la permeabilidad y el daño con las ecuaciones 76 y 77.

Figura 28.

Gráfico semilog de $(P_i - P_{wf}/q_n)$ vs t_{eq} .



Nota. El gráfico muestra una curva de tipo semilog, donde se identifica el corte con el eje Y y la pendiente, valores importantes para el cálculo de propiedades.

5.4.2. Técnicas modernas.

Síntesis directa Tiab TDST: Esta técnica emplea el gráfico tipo log-log de ΔP y $(t * \Delta P')$ vs t o t_{eq} . Usada para el cálculo del daño y la permeabilidad.

Permeabilidad se halla con la siguiente ecuación:

$$k = \frac{70,6qB\mu}{h(t * \Delta P'_q)_r} \quad (81)$$

Daño se halla con la siguiente ecuación:

$$s = 0.5 \left[\frac{\Delta P_r}{(t * \Delta P'_q)_r} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 7.43 \right] \quad (82)$$

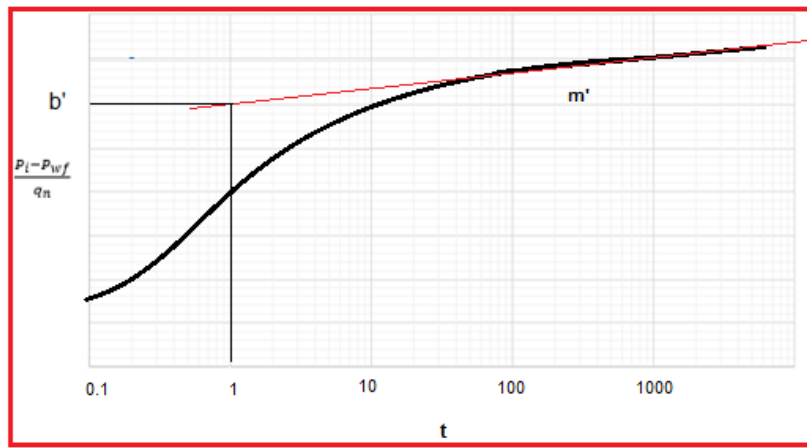
Pruebas de presión de tasa variable de Winestock y Colpits: Esta técnica es usada solo cuando la tasa de producción presenta cambios lentos y suaves.

$$\frac{P_i - P_{wf}}{q} = 162.6 \frac{B\mu}{kh} \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869S \right] \quad (83)$$

Esta ecuación sugiere un gráfico semilog de $(P_i - P_{wf})/q$ vs t , como indica la figura 29. La pendiente de la línea recta para la MTR permite obtener la permeabilidad y el daño.

Figura 29.

Gráfico cartesiano de $(P_i - P_{wf}/q_n)$ vs t .



Nota. El gráfico muestra una curva de tipo cartesiana donde se identifica la pendiente m' y extrapolando se toma el corte a una hora con el eje Y, valores importantes para el cálculo de propiedades.

La permeabilidad se halla con la ecuación 74 y el daño con la siguiente:

$$S = 1.151 \left[\frac{1}{m'} \left(\frac{P_i - P_{wf}}{q} \right)_{1h} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) - 3.23 \right] \quad (84)$$

Método de Russell para Pruebas Bi-Flujo: Este es un caso especial de las pruebas multiflujo, se realiza en pozos que han tenido problemas durante las pruebas de restauración o cuando el cierre de producción no es posible por economía o razones técnicas.

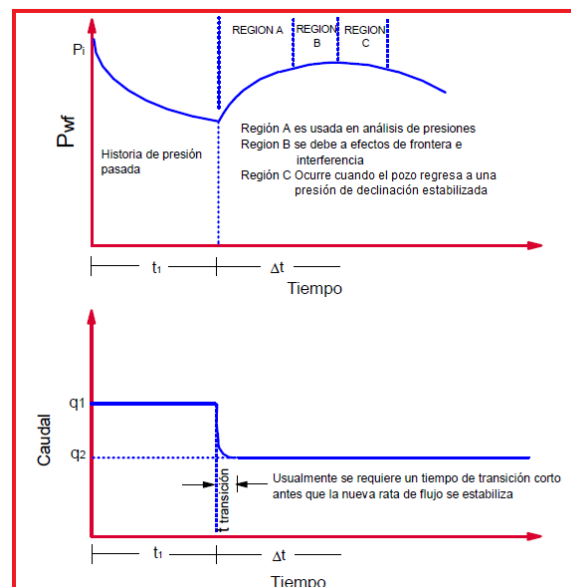
La prueba consiste en medir la presión antes del cambio de tasa y durante un intervalo de tiempo en condiciones de flujo transitorio, como se ilustra en la figura 30. El procedimiento

de la prueba es el siguiente:

1. Estabilizar el pozo por varios días a una tasa constante q_1 .
2. Bajar una herramienta registradora de presión unas 3 o 4 horas antes del cambio de tasa y registrar las presiones.
3. Cambiar la tasa de flujo usando el choque en cabeza. Después de una corta transición, la tasa se estabiliza a q_2 .

Figura 30.

Representación de una prueba bi-flujo



Nota. El gráfico representa una prueba biflujo. Tomado de Escobar, F. (2003). Análisis Moderno de presiones de pozos

Se puede usar el método ya sea para cuando hay un aumento en la tasa de flujo o una reducción. Sin embargo, la estabilización en la tasa es más rápida cuando la tasa se reduce que cuando se incrementa. Es decir, viendo la figura 30, si $q_2 > q_1$, $t_{transición}$ es mayor. La presión de fondo fluyente después del cambio de tasa está dada por la expresión:

$$P_{wf} = m'_1 \left[\log\left(\frac{t_{p1} + \Delta t}{\Delta t}\right) + \frac{q_2}{q_1} \log(\Delta t) \right] + P_{int} \quad (85)$$

Donde:

$$t_{p1} = 24 \frac{N_p}{q_1} \quad (86)$$

$$m'_1 = -\frac{162.6q_1\mu B}{kh} \quad (87)$$

Este método es usado para estimar la permeabilidad, daño, o presión de yacimiento. La ecuación para este método es únicamente válida cuando la curva de presión actúa como infinita en el tiempo $t_{p1} + \Delta t$.

Se debe identificar la línea recta de acción infinita con pendiente m'_1 y con intercepto P_{int} como indica la figura 31.

Una vez conocida la pendiente m'_1 y el intercepto P_{int} hallar la permeabilidad, el daño y P^* . P^* es una presión falsa usada para estimar la presión promedio de yacimiento.

$$k = -\frac{162.6q_1\mu B}{m'_1 h} \quad (88)$$

$$S = 1.151 \left[\frac{q_1}{q_1 - q_2} \left(\frac{P_{wf}(\Delta t = 0) - P_{1h}}{m'_1} \right)_{1h} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2}\right) - 3.23 \right] \quad (89)$$

P^* es hallada con la siguiente expresión. Esta se usa para estimar la presión promedio de yacimiento.

$$P^* = P_{int} - \frac{q_1}{q_1 - q_2} [P_{wf}(\Delta t = 0) - P_{1h}] \tag{90}$$

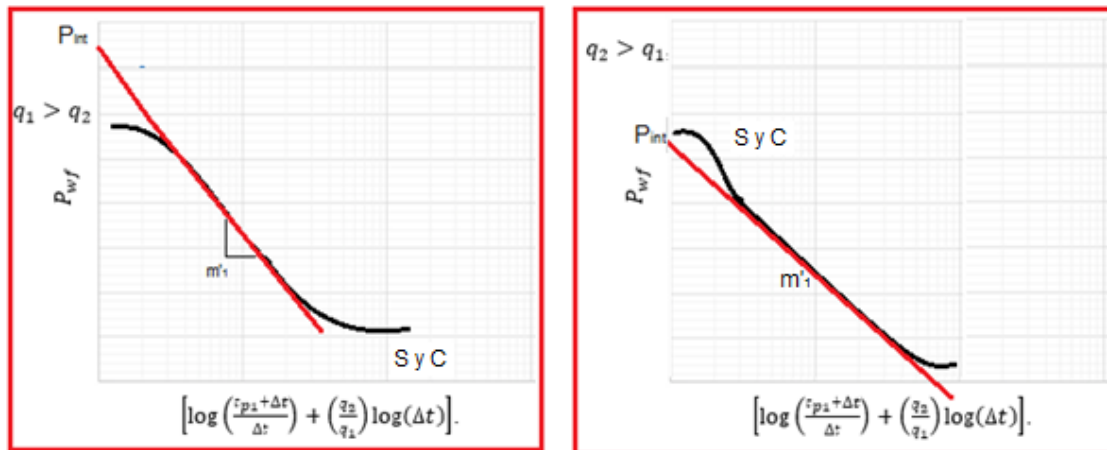
También se puede calcular la caída de presión en la zona de daño.

$$\Delta P_{skin}(q_1) = -0.87(m'_1)s \tag{91}$$

$$\Delta P_{skin}(q_2) = -0.87 \frac{q_2}{q_1} (m'_1)s \tag{92}$$

Figura 31.

Gráfico semilog identificando P_{int} y m'_1 .



Nota. El gráfico representa la pendiente m'_1 y su intercepto con el eje Y, para cuando la tasa uno es mayor a la tasa dos (izquierda) y para cuando la tasa dos es mayor a la tasa uno (derecha).

Método Pinson: Es una aproximación del método Biflujo y se usa únicamente cuando $tp_1 \gg \Delta t$. Este método es más rápido y simple que el de Russell.

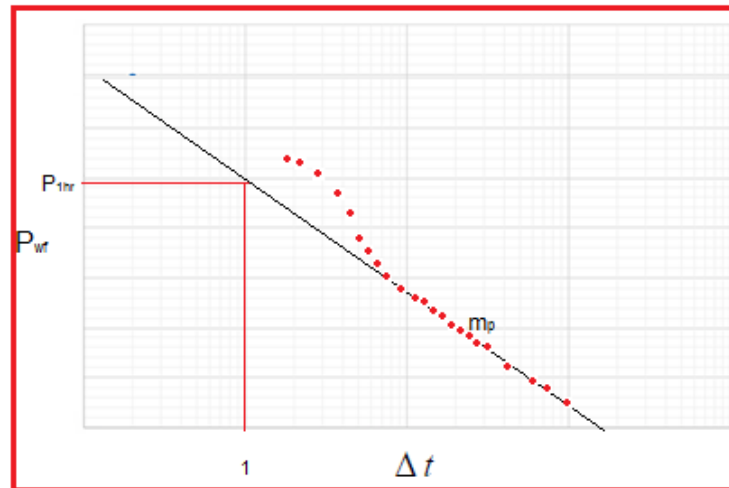
La ecuación es:

$$P_{wf} = m_p \log \Delta t + P_{int} \tag{93}$$

Esta ecuación describe un gráfico semilog de P_{wf} vs $\log \Delta t$, donde se verá una línea recta de pendiente m_p y con intercepto P_{int} . Donde $P_{int} = P_{wf}(\Delta t = 1hr)$, la figura 32 muestra dicho esquema.

Figura 32.

Gráfico de *Pinson* semilog identificando P_{int} y m_p .



Nota. El gráfico muestra una curva de tipo semilog donde se identifica la pendiente y el valor de presión a una hora, valores importantes para el cálculo de propiedades.

$$m_p = -\frac{162.6(q_2 - q_1)\mu B}{kh} \quad (94)$$

Para el cálculo de la permeabilidad y el daño:

$$k = -\frac{162.6(q_2 - q_1)\mu B}{m_p h} \quad (95)$$

$$S = 1.151 \left[\left(\frac{P_{wf}(\Delta t = 0) - P_{1h}}{m_p} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) - 3.23 \right] \quad (96)$$

Método Tiab: Este método indica un gráfico semilog de P_{wf} vs t_{2R} donde se describe una línea recta de pendiente m'_1 , como se muestra en la figura 33. Es posible calcular permeabilidad y daño.

$$P_{wf} = m'_1 \left[\log \left(\frac{t_{p1} + \Delta t}{\Delta t} \right) + \frac{q_2}{q_1} \log(\Delta t) \right] + P_{int} \quad (97)$$

Se reescribe como:

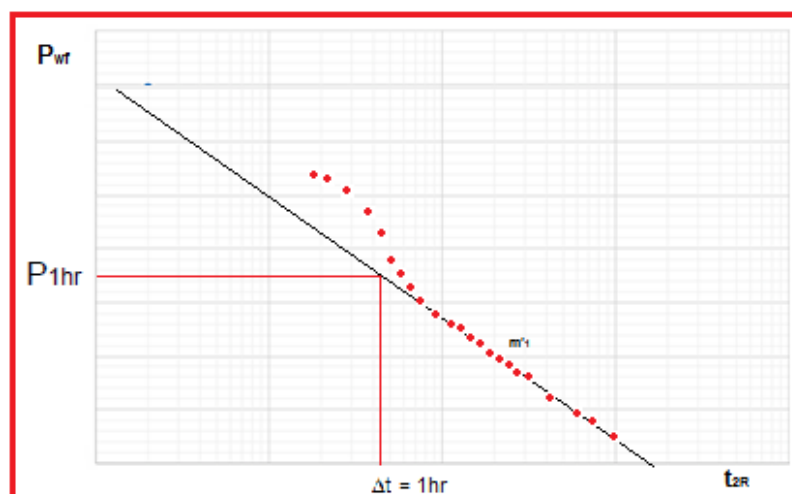
$$P_{wf} = m'_1 \log(t_{2R}) + P_{int} \quad (98)$$

Donde:

$$t_{2R} = \frac{t_{p1} + \Delta t}{\Delta t} \Delta t^{\frac{q_2}{q_1}} \quad (99)$$

Figura 33.

Gráfico tiab semilog identificando P_{int} y m'_1 .



Nota. El gráfico muestra una curva de tipo semilog donde se identifica la pendiente y el valor de presión a una

hora, valores importantes para el cálculo de propiedades.

$$k = -\frac{162.6q_1\mu B}{m'_1 h} \quad (100)$$

$$S = 1.151 \left[\left(\frac{P_{1h} - P_{wf}(\Delta t = 0)}{m'_1} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) - 3.23 \right] \quad (101)$$

Con la línea recta de la Región temprana es también posible conocer el almacenamiento.

$$C = \left(\frac{qB}{24} \right) \frac{t_N}{\Delta P_N} \quad (102)$$

Para el cálculo de la Presión inicial de yacimiento y presión falsa se usan las expresiones: La presión falsa se calcula con la ecuación 90.

$$P_i = P_{int} + m'_1 \frac{q_2}{q_1} \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.875S \right] \quad (103)$$

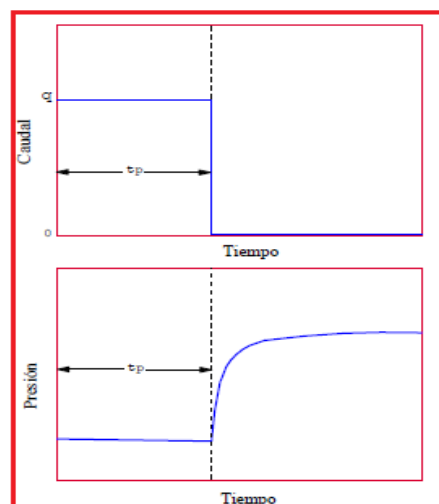
6. Prueba de restauración de presión (PBU)

La prueba de restauración es una prueba de presión muy aplicada en la industria. Según Escobar (2003) las razones que la ha hecho tan popular son “(a) no requiere una supervisión muy detallada, (b) se pueden estimar la permeabilidad y el factor de daño a partir de pruebas de restauración o declinación de presión. Sin embargo, la declinación de presión no permite estimar la presión promedio de yacimiento o la presión inicial de yacimiento mientras que la prueba de restauración de presión si lo hace.” (p.185) Una vez identificado el tamaño de la tubería de producción, la tubería de revestimiento, la ubicación de los empaques y profundidad del pozo, la prueba consiste básicamente estabilizar la tasa de producción de un pozo por un tiempo t_p , luego cerrarlo registrando justo antes del cierre el valor de P_{wf} , luego de esto se evidencia una restauración en la presión del pozo y se debe registrar P_{ws} del pozo en función del tiempo a intervalos cortos en la primera hora (10-15 min) y durante las siguientes 10 horas se tomarán intervalos de tiempo de una hora aproximadamente.

En la figura 34 se muestra un esquema del comportamiento que tiene la presión y la tasa de flujo en una prueba de restauración de presión ideal.

Figura 34.

Esquema de una prueba de ascenso de presión.



Nota. El gráfico representa el comportamiento de la presión y el caudal, en una prueba de restauración PBU.

Adaptado de Escobar, F. (2003). Análisis Moderno de presiones de pozos.

Existen factores que pueden afectar el registro de los datos de una prueba de restauración de presión y su gráfico como, una tasa de producción variable antes de la prueba, el tiempo de duración de la prueba, los efectos de almacenamiento, una zona de permeabilidad alterada cerca de la cara del pozo, heterogeneidades de la roca, geometría del área de drenaje, entre otros.

6.1.Métodos convencionales

El análisis de pruebas de presión por métodos convencionales se centra en una gráfica semilogarítmica de presión vs tiempo, donde se analiza una línea recta dependiendo de la respuesta que haya tenido la prueba.

6.1.1.Método de Horner

El método permite determinar la permeabilidad de la formación y caracterizar el daño en la cara de la formación con una prueba de acenso de presión. Teóricamente este método es exacto para yacimientos que se comportan como infinitos; pero puede ser también usada en yacimientos finitos.

El método de Horner parte de algunas suposiciones, tales como:

- El yacimiento actúa siempre como infinito.
- El yacimiento es homogéneo e isotrópico.
- El fluido es ligeramente compresible.
- El fluido se encuentra en una sola fase.
- Las propiedades del fluido no varían en el tiempo.
- Se considera que el daño está en la cara del pozo, con espesor cero.

- La tasa de flujo al instante del cierre es cero.

Estas suposiciones no son del todo acertadas si se piensa en una prueba real, los datos recolectados en no son del todo lineales, esto debido al efecto de una permeabilidad heterogénea, además en tiempos tardíos se evidencia una disminución de la presión causada por la presencia de fronteras en el yacimiento.

Ahora teniendo en cuenta las suposiciones mencionadas, se toma como punto de partido el principio de superposición para un pozo que produce inicialmente a una tasa q constante hasta un tiempo t_p , y luego es cerrado por un tiempo de duración de la prueba Δt . La ecuación que modela este comportamiento es:

$$P - P_{WS} = -70.6 \frac{q_1 B \mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688 \phi C_t r_w^2}{k(t)} \right) - 2s \right] \quad (104)$$

Donde,

$$q_1 = q = \text{constante}, \quad q_2 = 0, \quad q_2 - q_1 = -q$$

$$t = t_p + \Delta t, \quad t_1 = t_p, \quad t - t_1 = t - t_p = \Delta t.$$

Reemplazando:

$$P - P_{WS} = -70.6 \frac{q_1 B \mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688 \phi C_t r_w^2}{k(t_p + \Delta t)} \right) - 2s \right] \quad (105)$$

Simplificando:

$$P_{WS} = P_i - 70.6 \frac{q_1 B \mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{(t_p + \Delta t)}{(\Delta t)} \right) \right] \quad (106)$$

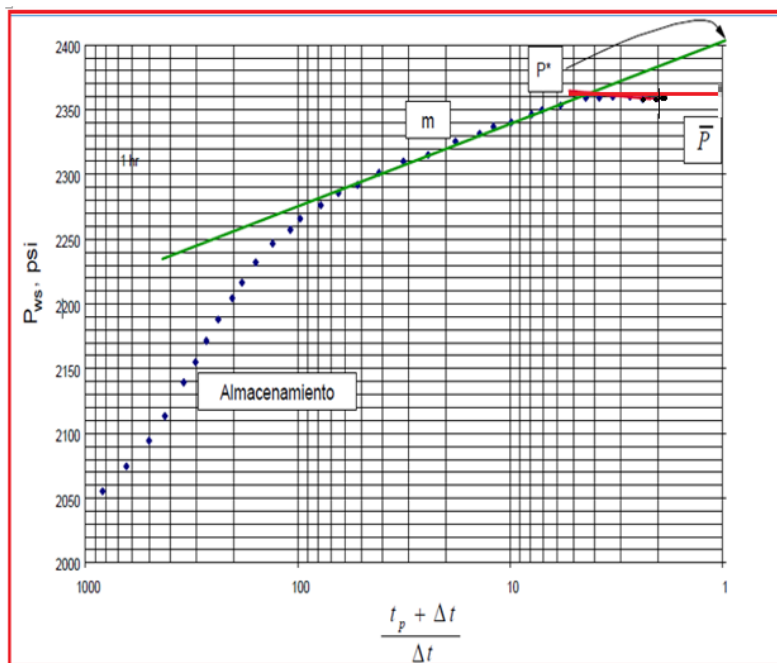
Ahora se cambia la función ln a log , obteniendo así la ecuación de Horner:

$$P_{ws} = P_i - 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \log \left[\frac{(t_p + \Delta t)}{(\Delta t)} \right] \tag{107}$$

Ahora se tiene una ecuación de la forma $F(x) = a \log x + b$ donde la pendiente m está dada por a , que en este caso es el término $162.6 \frac{qB\mu}{kh}$ la cual para efectos de análisis se toma el su valor absoluto $|m|$. También se puede apreciar que el factor de daño s desaparece al aplicar el principio de superposición, de lo cual se deduce que un daño en la formación no afectaría el grafico de Horner, pero si afecta la curva que describe los datos en la prueba. A continuación, se muestra cómo se comporta la presión en el gráfico de Horner.

Figura 35.

Gráfico Horner, comportamiento de la presión.

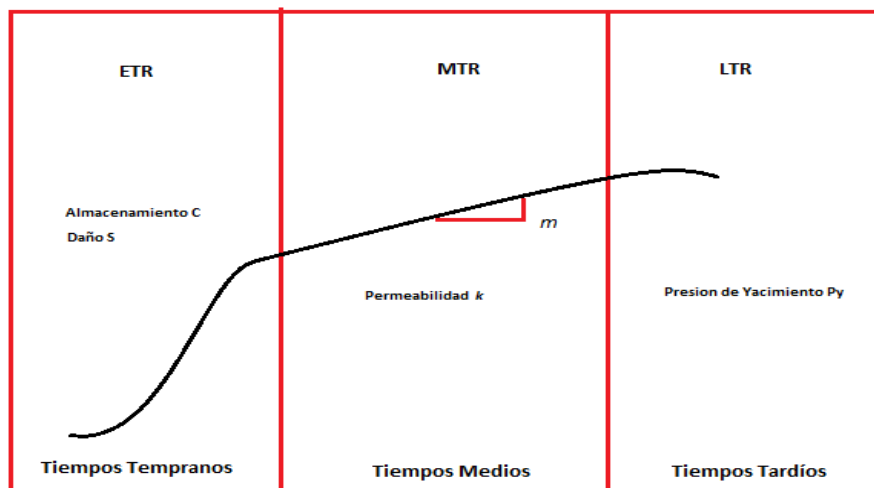


Nota. El gráfico Horner representa una curva de tipo semilog, donde se ilustran pendientes características y la influencia de propiedades. Adaptado de Escobar, F. (2003). Análisis Moderno de presiones de pozos.

Analizando el gráfico de Horner se pueden evidenciar tres regiones (ver figura 36).

Figura 36.

Gráfico periodos de flujo, comportamiento de la presión



Nota. El gráfico representa las tres regiones de flujo importantes y la influencia de propiedades en cada una de ellas.

Región de tiempo temprano o inicial (ETR): En la región temprana la onda de presión se está moviendo a través de la formación más cercana hasta el pozo, desde el momento del cierre de la producción en cabeza. La presión transitoria causada por el cierre del pozo se mueve a través de la región de permeabilidad alterada cerca del pozo, lo que es común encontrarse en un Yacimiento. Por esta razón no se espera una pendiente de línea recta que describa la permeabilidad de la formación como evidenciamos en la curva ideal de restauración de presión, esto es posible solo para un pozo en el que el daño se encuentre concentrado en una película muy delgada en la cara de la formación.

En teoría se asume que a $\Delta t = 0$, la tasa de flujo cambia a cero abruptamente, lo cual en la práctica no es correcto asumir porque al momento del cierre en superficie todavía hay un caudal en fondo. Analizando esto se puede llegar a cuestionar sobre, si los datos obtenidos de una prueba de restauración de presión real pueden analizarse como una prueba ideal, lo cual sí

es posible. El problema radica en encontrar el punto donde el post-flujo deja de actuar, esta región es donde normalmente la región de tiempos tempranos finaliza.

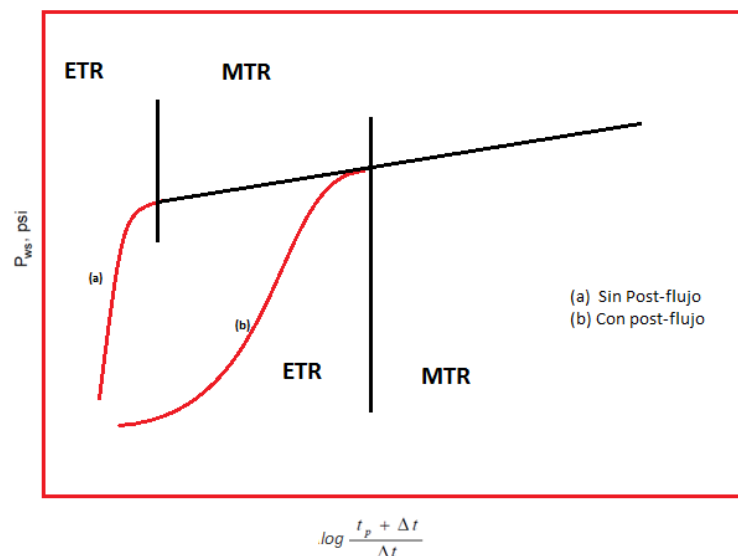
El almacenamiento se calcula con la ecuación 20.

Efectos de post-flujo: Esto ocurre debido a que la presión en cabeza no es igual a la presión de cierre en el fondo, por lo que el fluido continúa fluyendo desde la formación hasta la cabeza de pozo.

El post-flujo puede ocasionar demora en el inicio de la MTR y desarrollo de varias líneas rectas falsas que pueden complicar el análisis de la prueba. Lo importante es identificar la línea recta (línea de MTR) esencial para poder estimar la permeabilidad de la formación, el factor de daño y la presión estática del área de drenaje; para esto se debe identificar el momento cuando deja de actuar el post-flujo. La figura 37 muestra como el postflujo afecta la curva de la prueba.

Figura 37.

Efecto del postflujo.



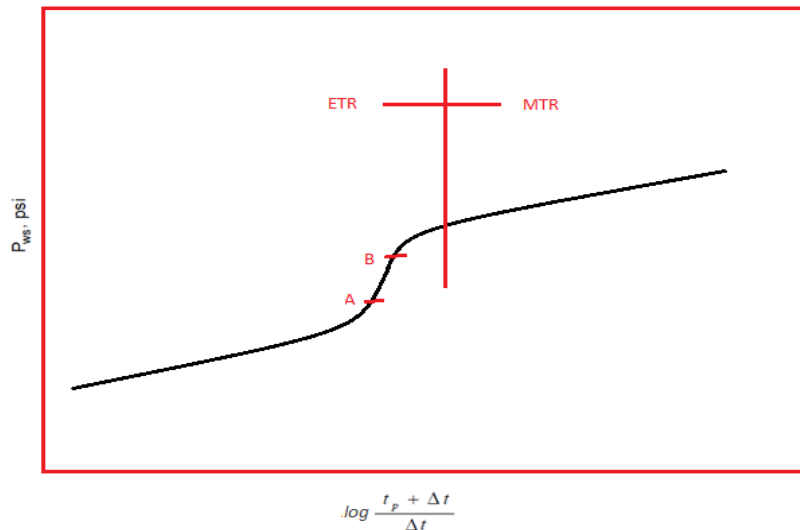
Nota. El gráfico representa el efecto del postflujo y la manera como atrasa el inicio de la región media (MTR).

Es evidente señalar que esta zona de post-flujo que dibuja una forma de "S" tiene influencia sobre los datos de prueba. Como se puede ver en la figura 38, donde en algunas

ocasiones al interpretar los datos de la prueba pueden hacer falta datos antes del punto A o después del punto B, lo que se presta para una mala interpretación de la curva.

Figura 38.

Afecto y forma del postflujo



Nota. El gráfico representa el postflujo y su forma, antes de comenzar la MTR. Adaptado de Chaudhry, A. (2003). Oil Well Testing Handbook 1st Edition. : Gulf Professional Publishing.

Región de tiempo medio (MTR): En esta región se observa que una vez el radio de investigación se mueva más allá de la zona alterada, y el post-flujo ha dejado de actuar, generalmente se evidencia una línea recta cuya pendiente describe la permeabilidad de la formación. La línea recta continua hasta que el radio de investigación alcance uno o varios límites del yacimiento, un medio de masa heterogénea, o contacto con otro fluido. El comportamiento lineal se ajusta a la ecuación de Horner y es de gran importancia para la caracterización del yacimiento.

Cálculo de permeabilidad: Para determinar la permeabilidad de la formación se requiere de un buen análisis en la MTR, esto se da únicamente cuando se alcanza el estado pseudo-estable durante el periodo de producción. Con la ecuación 23 se calcula la permeabilidad k con la pendiente m , siendo m la pendiente calculada en la MTR.

Cálculo del factor Skin “S”: Para el cálculo del factor skin, ya sea daño o estimulación, se debe calcular a partir del gráfico de Horner, para esto es necesario identificar la MTR y el cálculo de la permeabilidad de la formación. Una vez realizado esto, con la siguiente ecuación se puede determinar el factor skin:

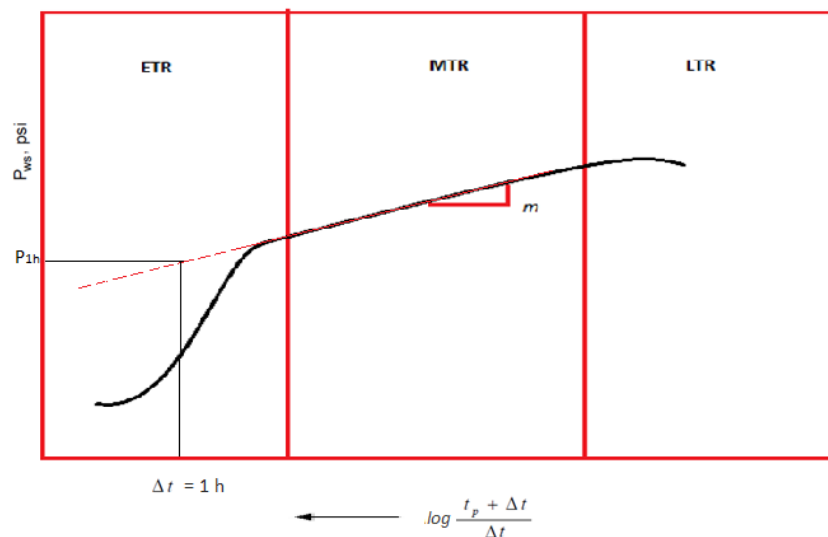
$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}(\Delta t = 0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \tag{108}$$

Donde:

P_{1hr} : P_{ws} @ $\Delta t = 1$ Hora sobre la línea de la MTR o su extrapolación, como lo indica la figura 39.

Figura 39.

Determinación de P_{1h} .



Nota. El gráfico muestra la manera como se calcula halla el valor de presión a una hora, importante para en cálculo de propiedades.

Región de tiempo tardío (LTR): Esta región se presenta cuando ha pasado suficiente tiempo y el radio de investigación eventualmente alcanza los límites del área de drenaje del

pozo. El comportamiento de la presión en esta región se ve influenciada por la configuración de los límites del yacimiento, la interferencia de pozos cercanos, yacimientos heterogéneos y contacto con otros fluidos.

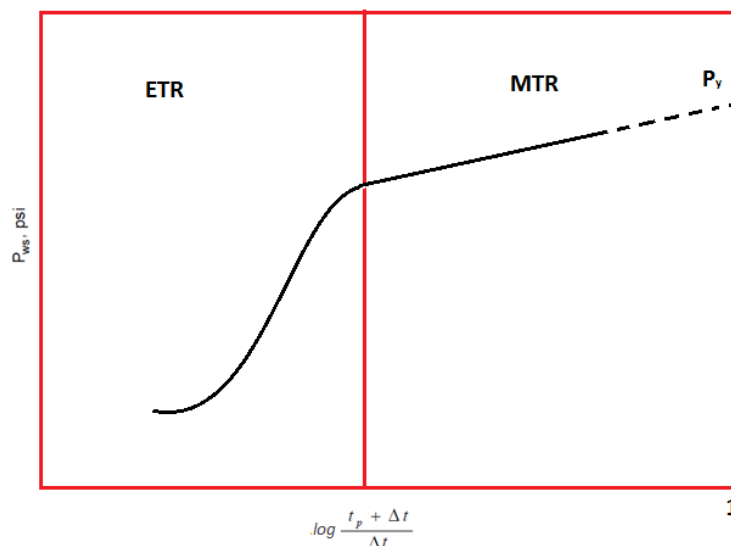
Si existe una falla, la distancia a esta se puede calcular con la siguiente expresión:

$$d = 0.01217 \sqrt{\frac{kt_p}{\phi\mu c_t} \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)_x} \tag{109}$$

Presión de yacimiento P_y para yacimientos infinitos: Para el cálculo de la presión de yacimiento se debe identificar la línea recta de la MTR, se extrapola al tiempo de cierre infinito $\log \left[\frac{(t_p + \Delta t)}{(\Delta t)}\right] = 1$, y de esta manera se identifica la presión inicial de yacimiento (únicamente para yacimientos nuevos) como se puede ver en la figura 40.

Figura 40.

Identificación de la presión de yacimiento en pozos nuevos.



Nota. El gráfico muestra la manera como se estima la presión de yacimiento, extrapolarlo la pendiente en la MTR, esto para yacimientos que producen por primera vez.

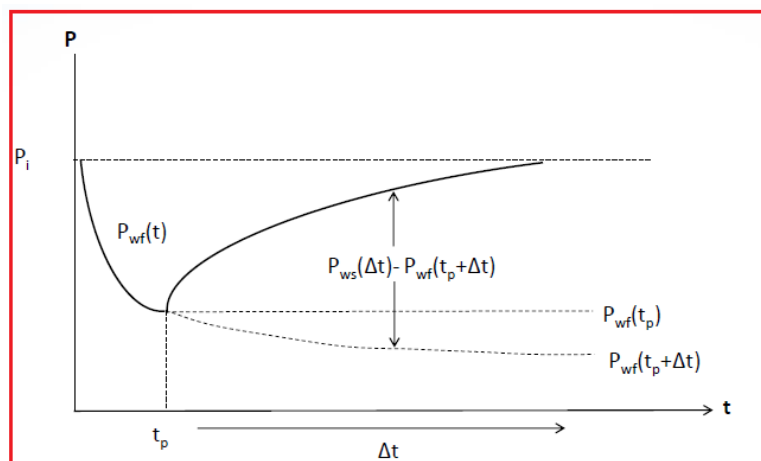
La técnica es válida para un yacimiento que se comporta como infinito, se aplica en

pruebas donde el radio de investigación no se ha encontrado con ningún límite del yacimiento durante la producción. En este caso cuando el pozo es nuevo o tiene un acuífero activo $P^* \approx P_y$.

Tiempo equivalente t_e . El método de Horner como se mostró anteriormente es usado para un análisis de gráficos de tipo semi-Log, pero este presenta problemas para analizar curvas de tipo Log-Log. Este análisis es válido en las pruebas PDD, donde se grafica $\log(P_i - P_{wf})$ vs $\log(\Delta t)$. Para pruebas PBU, Agarwal (1980) desarrolló el concepto de “tiempo equivalente” como un tiempo el cual la diferencia de presión $P_{ws}(\Delta t) - P_{wf}(t_p + \Delta t)$ es equivalente a la diferencia de presión utilizada en la prueba $P_{ws}(\Delta t) - P_{wf}(t_p)$.

Figura 41.

Tiempo equivalente.



Nota. El gráfico representa el tiempo equivalente, la manera como se explica gráficamente.

El tiempo equivalente es representado en la figura 41, este se puede determinar en el momento de flujo radial cuando la aproximación logarítmica es válida. Para que el tiempo sea equivalente se requiere que:

$$P_{ws}(\Delta t_e) - P_{wf}(t_p) = P_{ws}(\Delta t) - P_{wf}(t_p + \Delta t). \quad (110)$$

Con cada variación de la presión en un $\log t$, se determina que:

$$\Delta t_e = \frac{t_p}{\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)} = \frac{t_p \Delta t}{t_p + \Delta t} \quad (111)$$

Este tiempo equivalente se usa para analizar pruebas PBU mediante curvas de tipo Log-Log como se hace en una prueba PDD, con el cambio en Δt por un Δt_e . Cuando el tiempo de cierre Δt es muy grande (tiene al infinito), el tiempo equivalente de cierre Δt_e se aproxima al tiempo de producción t_p .

$$\Delta t_e \cong \frac{t_p \Delta t}{\Delta t} \cong t_p \quad (112)$$

Ahora al analizar una prueba PBU, si se tiene la la curva tipo Log-Log de P vs Δt_e , este análisis se haría de la misma manera que para una prueba PDD. La ecuación de Horner normalizada donde se resta la caída de presión antes del cierre, con tiempos equivalentes quedaría de esta manera:

$$\Delta P = P_{ws} - P_{wf(\Delta t=0)} = m \left[\log(\Delta t_e) + \log\left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.869S \right] \quad (113)$$

6.1.2. Método de Miller, Dyes y Hutchinson (MDH).

Este método es basado en el método de Horner de una forma simplificada para yacimientos que actúan como finitos. Puede ser usado en pozos viejos o formaciones depletadas, por lo que puede ser difícil estabilizar la producción antes del cierre. El método requiere que el tiempo de producción sea lo suficientemente largo para que se logre alcanzar

el estado pseudoestable, luego es más representativo usar una presión promedio de yacimiento $P_{promedio}$ en lugar de la presión de yacimiento P_y .

Para un yacimiento cerrado y que haya alcanzado por lo menos un límite en el periodo de producción, se debe extrapolar la línea del tiempo tardío LTR para conocer la $P_{promedio}$. En la mayoría de los casos $P^* > P_{promedio}$.

Para el método MDH se tiene que $\Delta t \lll t_p$

Δt_e Se calcula como se indica en la ecuación 114.

$$\Delta t_e \cong \frac{t_p \Delta t}{t_p} \cong \Delta t \quad (114)$$

$$t_p + \Delta t \cong t_p \quad (115)$$

Luego tenemos:

$$P_{ws} = P^* - m \log \left[\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right] \quad (116)$$

$$\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \approx \log t_p - \log \Delta t \quad (117)$$

Si se combinan estas dos ecuaciones:

$$P_{ws} = P^* - m \log t_p + m \log \Delta t \quad (118)$$

Ahora, si $P^* - m \log t_p = cte = \text{intercepto } P_{1h}$, entonces:

$$P_{ws} = P_{1h} + m \log \Delta t \quad (119)$$

Donde

$$m = 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \quad (120)$$

Para el cálculo del daño se utiliza la ecuación de yacimientos infinitos, como se indica en la ecuación 108.

La curva MDH es la más simple de analizar y fácil de aplicar. Cuando el tiempo de producción t_p es mayor que el tiempo requerido para la estabilización o alcanzar el estado Pseudo-estable t_{pss} , este método es el que se prefiere ya que aporta resultados tan buenos como el gráfico Horner. Para el método MDH siguen unos pasos:

1. Graficar en papel semilogarítmico P_{ws} vs tiempo de cierre Δt .
2. Hallar k a partir de la pendiente m , como se indica en la ecuación 22.
3. Extrapolar la línea recta de la MTR a $\Delta t = 1h$ para hallar S con la ecuación 108.

El comportamiento infinito comienza en:

$$\Delta t_{SSL} = \left(\frac{170000\mu C}{kh} \right) e^{0.14s} \quad (121)$$

C Se obtiene del grafico log-log Al graficar se toma un punto cualquiera n a un tiempo t_n sobre la recta de pendiente 1 y se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$C = \frac{qB}{24} \frac{t_n}{(P_i - P_{wf})_n} \quad (122)$$

Si no existe pendiente unitaria, entonces:

$$C = \left(\frac{144}{\rho}\right) A_{wb} \tag{123}$$

El tiempo en el cual finaliza la prueba es al Δt_{ESL} :

$$\Delta t_{ESL} = \left(\frac{\phi\mu C_t A}{0.0002637k}\right) (\Delta t_{DA})_{ESL} \tag{124}$$

Para obtener $(\Delta t_{DA})_{ESL}$ se va a la Figura 42 para el grafico de Horner o la figura 43 para el grafico MDH. Para ambas figuras, el parámetro t_{pDA} se obtiene de la siguiente ecuación:

$$t_{pDA} = \left(\frac{0.0002637kt_p}{\phi\mu C_t A}\right) \tag{125}$$

Tabla 1.

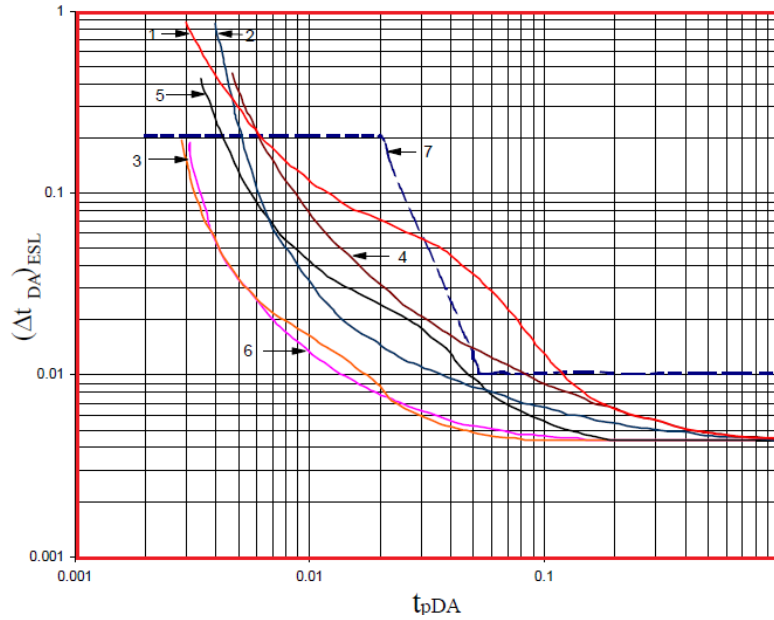
Formas de yacimiento y ubicación de un pozo.

FORMA	CURVA NUMERO	FORMA	CURVA NUMERO
	1		5
	2		6
	3		7
	4		

Nota. La tabla presenta la forma de un yacimiento y la ubicación del pozo. Tomado de Escobar, F. (2003). Análisis Moderno de presiones de pozos.

Figura 42.

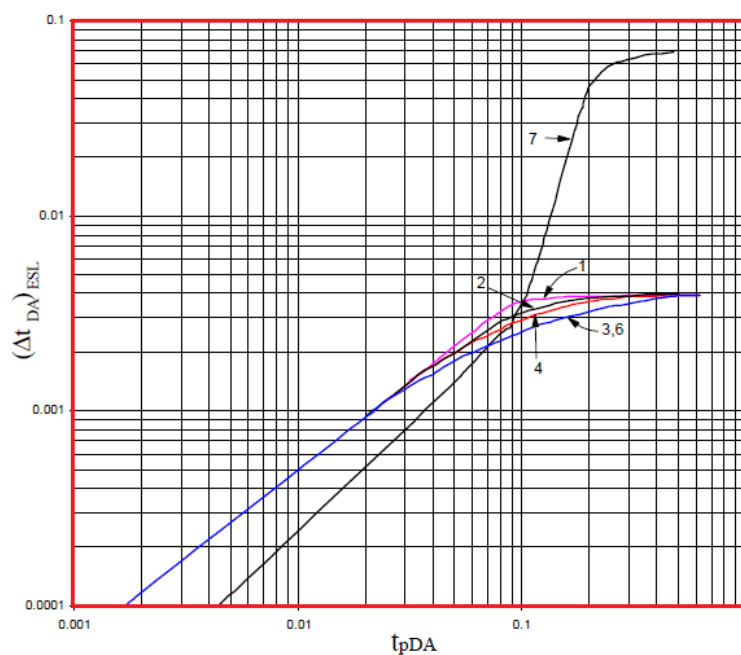
Tiempo adimensional para el fin de la línea recta Horner para las formas suministradas en la Tabla 1.



Nota. Gráfico de tiempo adimensional para el fin de la línea recta Horner, para cada forma suministrada en la tabla 1. Tomado de Escobar, F. (2003). Análisis Moderno de presiones de pozos

Figura 43.

Tiempo adimensional para el fin de la línea recta MDH para las formas suministradas en la Tabla 2.



Nota. Gráfico de tiempo adimensional para el fin de la línea recta MDH, para cada forma suministrada en la tabla

1. Tomado de Escobar, F. (2003). Análisis Moderno de presiones de pozos

Mediante el método MDH no es posible conocer P^* o P_i extrapolando la gráfica semilogarítmica, únicamente cuando hay un comportamiento pseudoestable, de otra forma se debe hacer mediante el método presión falsa P_{MDH} que más adelante se explicará junto con los demás métodos para el cálculo de la Presión promedio de yacimiento.

6.2. Presión promedia de yacimiento $P_{promedio}$

La presión promedia de yacimiento sin intrusión de agua es definida como la presión que alcanzaría el yacimiento si se cerraran todos los pozos por un tiempo infinito; si hay intrusión de agua la presión promedio es aproximadamente la misma presión inicial $P_{promedio} \approx P_i$. En esta sección se estudiarán los métodos para determinar la presión promedio de yacimiento, lo cuales son:

- Método de MBH (Matthews-Bronz & Hazebrock).
- Método de Dietz.
- Método de MDH (Miller, Dyes y Hutchinson).
- Método de Ramey-Cobb.

La presión promedia es útil para:

1. Caracterizar el yacimiento.

a). Si la caída de presión $\Delta P = P_{promedio} - P_{wf}$, es pequeña por unidad de producción, lo que es conocido como índice de productividad J , esto indica que existe un empuje de agua activo, o un yacimiento muy grande.

b). Si ΔP es grande por unidad de producción implica drenaje en un yacimiento pequeño, lente de arena o yacimiento fallado.

2. Para calcular aceite in-situ OIP.

3. Para pronosticar el futuro comportamiento del yacimiento.

4. Fundamental para procesos de recobro primario, secundario y proyectos de mantenimiento de presión.

La presión promedio representa la fuerza impulsora responsable de la producción de hidrocarburos y además es usada en la ecuación de balance de materiales.

Mediante el análisis de presiones se estima la presión promedio en la región de drenaje.

En un yacimiento con un único pozo y que no se encuentre depletado o que sea insignificante $P^* \approx P_{prom}$; y cuando el yacimiento se encuentra depletado de manera substancial $P^* > P_{prom}$.

6.2.1. Método de MBH (Matthews-Bronz & Hazebrock)

Es considerado el método más exacto para el cálculo de la presión promedio P_{prom} . Utiliza el gráfico de Horner. Es aplicado en la mayoría de las situaciones donde se desea hallar la presión promedio de un yacimiento cerrado para cualquier localización de un pozo dentro de una variedad de formas de drenaje, las cuales se indican en la tabla 2. Este método asume que no hay variaciones en movilidades o compresibilidades del fluido dentro de la región de drenaje. Para esto es necesario usar un tiempo de producción t_p igual al tiempo para alcanzar el estado pseudoestable t_{pSS} . Este es el procedimiento:

1. Calcular tiempo de producción.

$$t_p = \frac{24N_p}{q} \quad (126)$$

2. Este valor de t_p deberá compararse con el tiempo requerido para alcanzar el estado pseudoestable t_{pSS} . Una vez conocida la forma que tiene el yacimiento se debe obtener $(t_{DA})_{pSS}$

de la tabla 2, de la columna “exacto para $t_{DA} >$ ”.

3. Calcular el tiempo para alcanzar el estado pseudoestable t_{pss} :

$$t_{pss} = \frac{\phi\mu C_t(t_{DA})_{pss}}{0.0002637k} \quad (127)$$

4. Obtener la relación α .

$$\alpha = \frac{t_p}{t_{pss}} \quad (128)$$

Si $\alpha > 2.5$ entonces hacer $t = t_{pss}$. Si $\alpha < 2.5$ entonces hacer $t = t_p$ (para ratas muy altas, la mejora en el cálculo de la presión promedio es significativo cuando α está entre 2.5 y 5).

Luego realizar el gráfico de Horner de P_{ws} vs $\log(t + \Delta t)/\Delta t$. Como ya anteriormente se vio, el uso de t_{pss} en el método de Horner puede incrementar la longitud de la recta semilog, contrario al gráfico MDH.

5. Con el tiempo t , definido en el paso anterior, calcular t_{pDA} con la ecuación 126.

6. Extrapolar la recta semilogarítmica del gráfico de Horner y halle P^* .

7. Determinar P_{DMBH} de las figuras 44 a 48 usando el t_{pDA} calculado en el paso

8. Calcular La presión promedio P_{prom} :

$$P_{prom} = P^* - \left(\frac{m}{2.3025}\right) P_{DMBH} \quad (129)$$

Si hay una presión constante en algún límite como pasaría con una intrusión de agua, la presión promedio P_{prom} y la presión en el límite son:

$$P_{prom} = P^* - \left(\frac{m}{2.3025}\right) P_{DMBHprom} \quad \text{y} \quad P_{límite} = P^* - \left(\frac{m}{2.3025}\right) P_{DMBHlímite} \quad (130)$$

Si t_{pDA} se encuentra en el rango de 0.001 a 10:


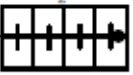


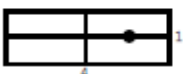
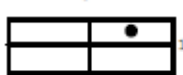









$$P_{DMBHprom} = e^{\left[1.46417 + 0.135503 \ln(t_{pDA}) - \frac{0.394162}{\sqrt{t_{pDA}}}\right]} \quad (131)$$

$$P_{DMBHlímite} = 4.3825634 - 0.026922 t_{pDA} + 0.17974 [\ln(t_{pDA})]^2 - \frac{2.66017}{\sqrt{t_{pDA}}} + \frac{0.30993}{t_{pDA}} \quad (132)$$
















A continuación se presentará la tabla con diferentes ubicaciones de pozo, variedad de formas de drenaje, figuras usadas y mencionadas en el método MBH para el cálculo de P_{DMBH} .

Tabla 2.

Factores de forma para varias áreas de drenaje de pozos sencillos.

	CA	Exacto para tDA >	Menos de 1 % error para tDA >	Use solución de sistema infinito con menos de 1 % error for tDA >
	0.5813	2.0	0.6	0.02
	0.1109	3.0	0.6	0.005
	5.379	0.8	0.3	0.01
	2.6896	0.8	0.3	0.01
	0.2318	4.0	2.0	0.03
	0.1155	4.0	2.0	0.01
	2.3606	1.0	0.4	0.025
Vertical-Fractured reservoirs	Use $(X_e/X_f)^2$ in place of A/rw^2 for fractured reservoirs			
	2.6541	0.175	0.08	Cannot use
	2.0348	0.175	0.09	Cannot use
	1.9986	0.175	0.09	Cannot use
	1.662	0.175	0.09	Cannot use
	1.3127	0.175	0.09	Cannot use
	0.7887	0.175	0.09	Cannot use
Water-Drive reservoirs				
	19.1	--	--	--
Unknown Drive mechanism				
	25.0	--	--	--

Continuación tabla 2:

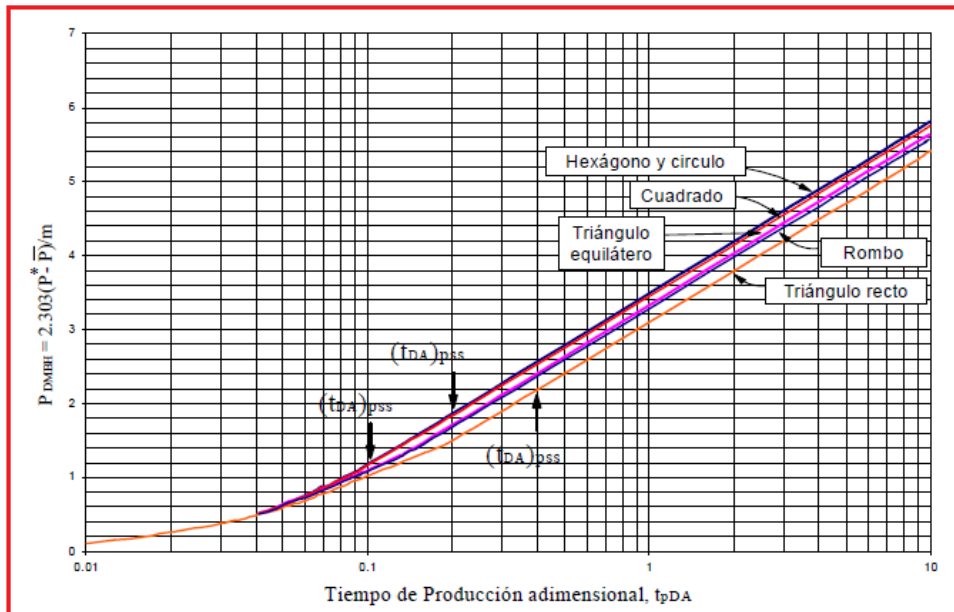
Yacimientos finitos	C_A	Exacto Para $t_{DA} >$	Menos de 1 % error para $t_{DA} >$	Use solución de sistema infinito con menos de 1 % error for $t_{DA} >$
	31.62	0.1	0.06	0.1
	31.6	0.1	0.06	0.1
	27.6	0.2	0.07	0.09
	27.1	0.2	0.07	0.09
	21.9	0.4	0.12	0.08
	0.098	0.9	0.6	0.015
	30.8828	0.1	0.05	0.09
	12.9851	0.7	0.25	0.03
	4.5132	0.6	0.30	0.025
	3.3351	0.7	0.25	0.01
	21.8369	0.3	0.15	0.025
	10.8374	0.4	0.15	0.025
	4.5141	1.5	0.50	0.06
	2.0769	1.7	0.5	0.02
	3.1573	0.4	0.15	0.005

Nota. La tabla presenta los factores de forma y tiempo adimensional para distintas formas y ubicación de pozos.

Tomado de Escobar, F. (2003). Análisis Moderno de presiones de pozos.

Figura 44.

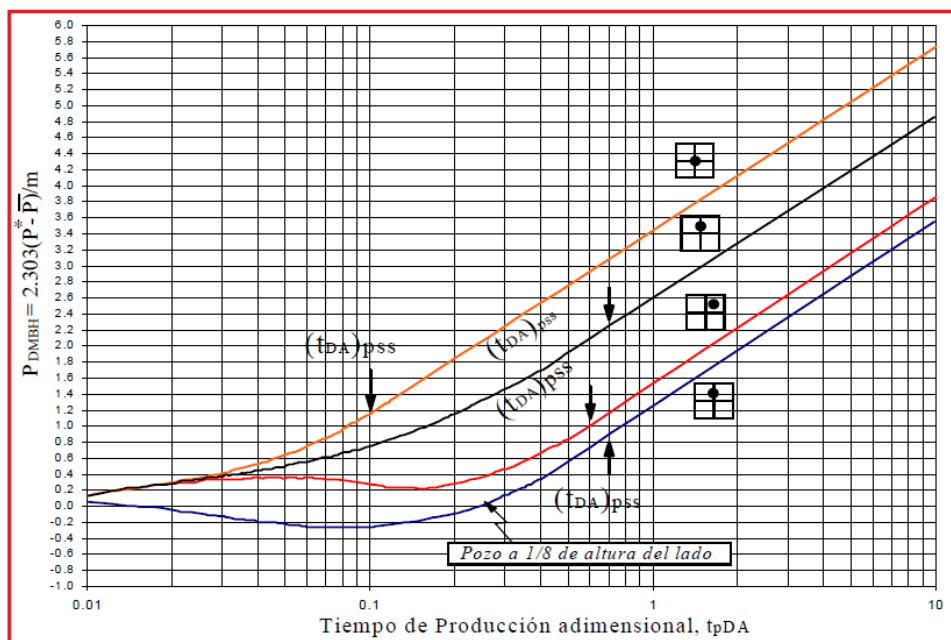
P_{DMBH} para un pozo en el centro de áreas de drenaje.



Nota. El gráfico representa P_{DMBH} para un pozo en el centro de áreas de drenaje, importante para el cálculo de propiedades. Tomado de Escobar, F. (2003). Análisis Moderno de presiones de pozos.

Figura 45.

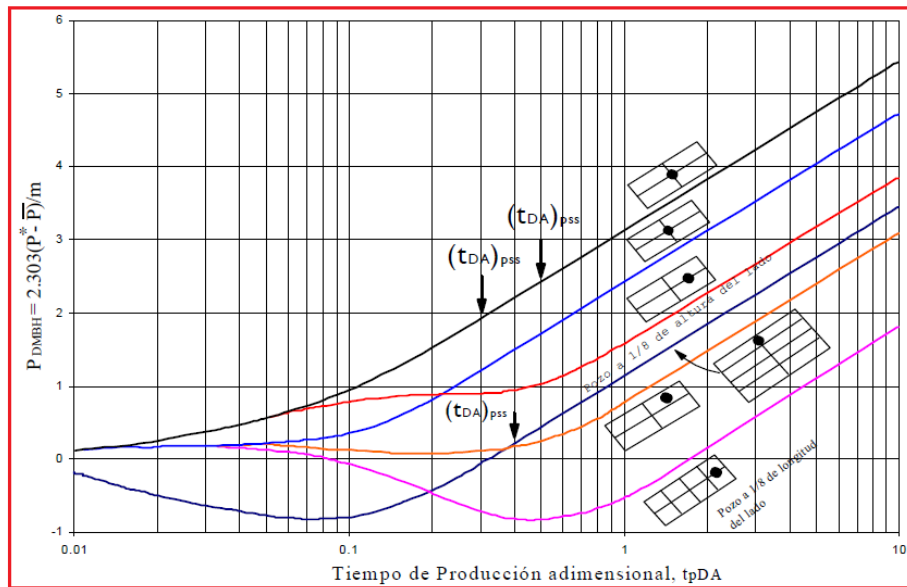
P_{DMBH} para un pozo en el centro de áreas de drenaje cuadradas



Nota. El gráfico representa P_{DMBH} para un pozo en el centro de áreas de drenaje cuadradas, importante para el cálculo de propiedades. Tomado de Escobar, F. (2003). Análisis Moderno de presiones de pozos.

Figura 46.

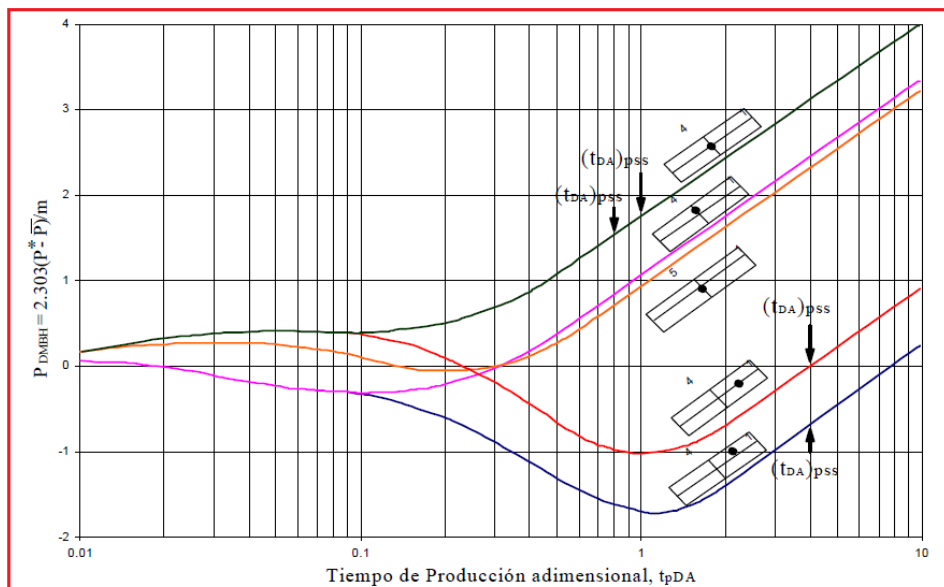
P_{DMBH} para un pozo en el centro de áreas de drenaje rectangulares con relación de 2:1.



Nota. El gráfico representa P_{DMBH} para un pozo en el centro de áreas de drenaje rectangulares con relación 2:1, importante para el cálculo de propiedades. Tomado de Escobar, F. (2003). Análisis Moderno de presiones de pozos.

Figura 47.

P_{DMBH} para un pozo en el centro de áreas de drenaje rectangulares con relación de lado 4:1 y 5:1.

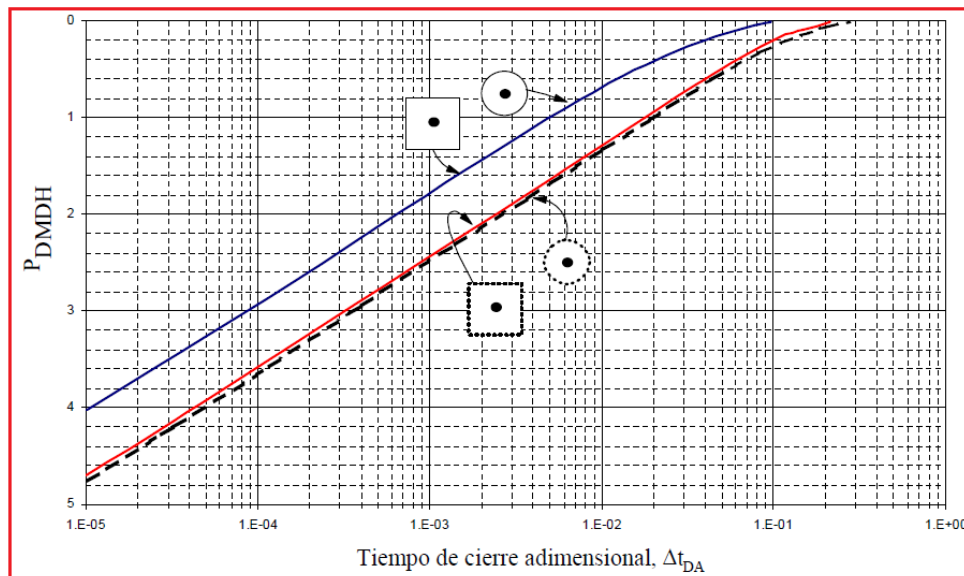


Nota. El gráfico representa P_{DMBH} para un pozo en el centro de áreas de drenaje rectangulares con relación de lado

4:1 y 5:1, importante para el cálculo de propiedades. Tomado de Escobar, F. (2003). Análisis Moderno de presiones de pozos.

Figura 48.

P_{DMDH} para un pozo en el centro de áreas de drenaje circular y cuadrada



Nota. El gráfico representa P_{DMDH} para un pozo en el centro de áreas de drenaje circulares y cuadradas, importante para el cálculo de propiedades. Tomado de Escobar, F. (2003). Análisis Moderno de presiones de pozos.

6.2.2. Método de Dietz

Este método asume que el pozo produjo lo suficiente hasta alcanzar el estado pseudoestable antes del cierre y que la recta semilog se desarrolló apropiadamente. Es un método simple y es usado principalmente para pozos sin un daño significativo, $s > -3$ o $r_w' = 0.05 r_e$. El procedimiento para este método es:

1. Una vez conocida la forma que tiene el yacimiento y la localización del pozo, encontrar C_A de la Tabla 2.
2. Calcular el tiempo de cierre Dietz, $(\Delta t)_{P_{prom}}$.

$$\Delta t_{P_{prom}} = \frac{\phi \mu C_t A}{0.0002637 C_A k} \quad (133)$$

Si el factor de forma es desconocido:

$$\Delta t_{P_{prom}} = \frac{0.0002637k}{\phi \mu C_t r_w^2} (\Delta t_{DA})_{P_{prom}} \quad (134)$$

Donde:

$$(\Delta t_{DA})_{P_{prom}} = 0.05146 \left\{ 1 - e^{\left(\frac{-t_{PDA-5.644016 \times 10^{-4}}}{0.06398} \right)} \right\}^{0.90705} \quad (135)$$

3. Realizar el gráfico MDH (P_{ws} vs $\log \Delta t$) para hallar k y s , si es necesario.

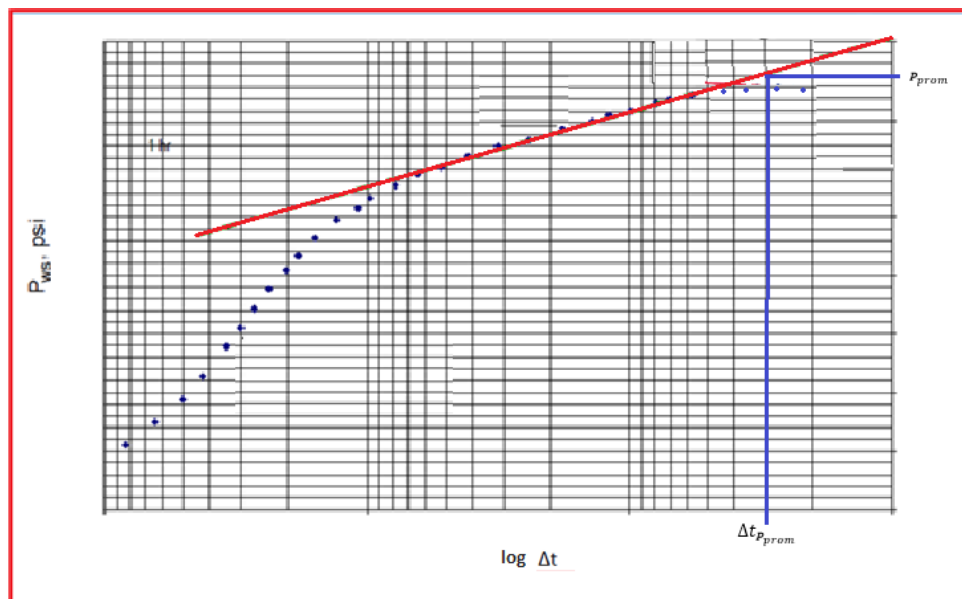
4. Obtener la presión promedio a un $\Delta t = \Delta t_{P_{prom}}$, esto se hace extrapolando la línea recta del gráfico MDH como se muestra en la figura 49.

Para un pozo en el centro de un yacimiento de forma cuadrada con presión constante, el factor de forma es $C_A = 19.5$, luego la ecuación 129 se convierte en:

$$\Delta t_{P_{prom}} = 19.5 \frac{\phi \mu C_t A}{k} \quad (136)$$

Figura 49.

Gráfico MDH para el cálculo de la Presión promedio



Nota. El gráfico MDH muestra la manera como se estima la presión promedio, cortando con el tiempo promedio.

6.2.3. Método de Ramey-Cobb

Este método se basa del gráfico Horner, donde se extrapola la presión promedio para $t > t_{pss}$. Este método requiere de conocer previamente que se trata de un yacimiento cerrado, la forma del área de drene y localización del pozo. El procedimiento para este método es el siguiente:

1. Una vez conocida la forma, de la tabla 2, obtener $(t_{DA})_{pss}$, Calcular t_p y t_{pss} con las ecuaciones 126 y 127 respectivamente.
2. Si $t_p < t_{pss}$ el método NO es confiable. Calcular el tiempo Horner correspondiente a la presión promedio. Si $t_p \geq t_{pss}$:

$$\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)_{P_{prom}} = \frac{0.0002637kC_A}{\phi\mu C_t A} t_p \tag{137}$$

Cuando $t_p + \Delta t = t_p$, la ecuación se reduce a $\Delta t_{P_{prom}} = \frac{\phi \mu C_t A}{0.0002637 C_A k}$.

Si el factor de forma es desconocido:

$$\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)_{P_{prom}} = -30.845975 + 41.8491 t_{pDA} - 4.622112 t_{pDA} \ln(t_{pDA}) - 2.57864 \sqrt{t_{pDA}} + 31.844 e^{-t_{pDA}} \tag{138}$$

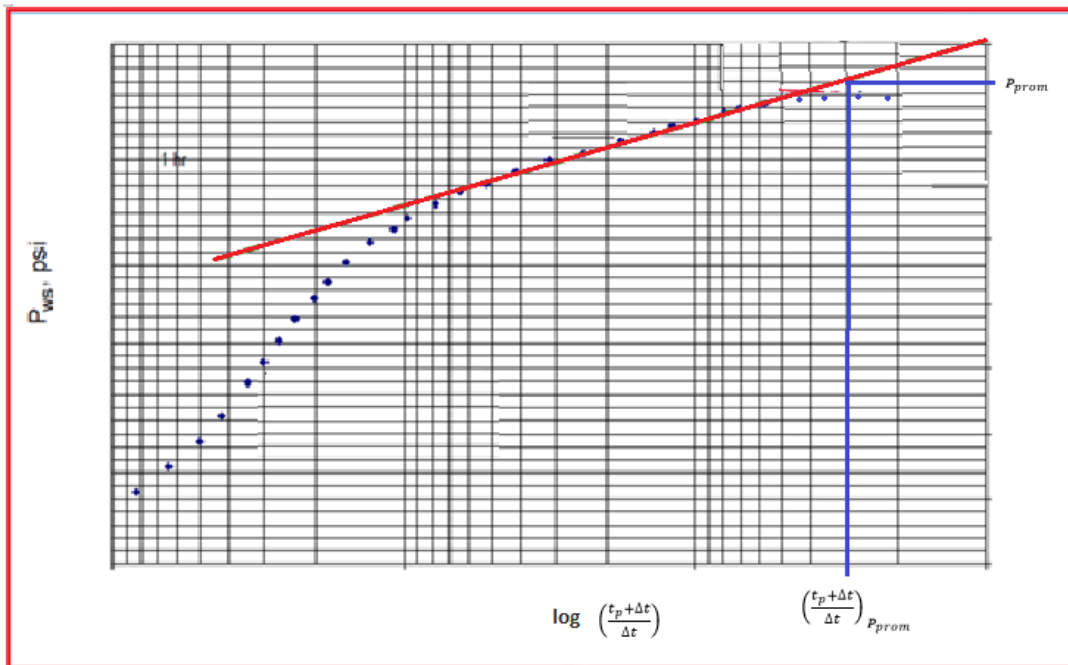
3. Realizar el gráfico de Horner (P_{ws} vs $\log(t_p + \Delta t)/\Delta t$).

4. La Presión promedio es obtenida extrapolando la línea recta en la porción

$(t_p + \Delta t)/\Delta t$ $_{P_{prom}}$ como lo indica la figura 50.

Figura 50.

Gráfico Horner para el cálculo de la Presión promedio



Nota. El gráfico Horner muestra la manera como se estima la presión promedio, cortando con el tiempo horner promedio.

6.2.4. Método de MDH (Miller, Dyes y Hutchinson)

Este método fue elaborado para estimar la presión promedio en Yacimientos de forma circular o cuadrada. Es aplicado en pozos que se encuentran operados en estado pseudoestable.

El procedimiento de este método es el siguiente:

1. Realizar el grafico MDH de (P_{ws} vs $\log(\Delta t)$), escoger unas coordenadas de cualquier punto sobre la porción de línea recta ($P_{ws})_N$ y $(\Delta t)_N$.

2. Calcular el tiempo de cierre adimensional del área de drenaje Δt_{DA} , correspondiente al punto N:

$$(\Delta t_{DA})_N = \frac{0.0002637k}{\phi\mu C_t A} \Delta t_N \quad (139)$$

3. Determinar P_{DMBH} de la figura 48 correspondiente al $(\Delta t_{DA})_N$ calculado en el paso anterior.

4. Calcular la presión promedio para un sistema cerrado:

$$P_{prom} = P_{wsN} + \left(\frac{m}{1.1513}\right) P_{DMBH} \quad (140)$$

Para un sistema de con presión constante P_{DMBH} se lee de las curvas más bajas, la presión externa es:

$$P_e = P_{wsN} + \left(\frac{m}{1.1513}\right) P_{DMBH} \quad (141)$$

6.2.5. Método Directo Azari (1987)

Este es un método simple para el cálculo de presión promedio durante producción o

restauración de presión, no requiere de ninguna gráfica. Para yacimientos cerrados:

$$P_{prom} = P_{wf} + \frac{162.6q\mu B}{kh} \left(2 \log \frac{r_e}{r_w} - 0.5203 + 0.87s \right) \quad (142)$$

$$P_{prom} = P_{wf} + \frac{162.6q\mu B}{kh} \left(\log \frac{A}{r_w^2} - 1.1224 + 0.87s \right) \quad (143)$$

Para yacimientos con un mantenimiento de presión en las fronteras:

$$P_{prom} = P_{wf} + \frac{162.6q\mu B}{kh} \left(2 \log \frac{r_e}{r_w} - 0.4342 + 0.87s \right) \quad (144)$$

$$P_{prom} = P_{wf} + \frac{162.6q\mu B}{kh} \left(\log \frac{A}{r_w^2} - 1.036 + 0.87s \right) \quad (145)$$

Considerando diferentes posiciones de los pozos y diferentes geometrías de yacimiento, las ecuaciones de flujo se desarrollaron introduciendo los factores geométricos de forma de Dietz, quedando de esta manera:

$$P_{prom} = P_{wf} + \frac{162.6q\mu B}{kh} \left(\log \frac{A}{C_A r_w^2} - 0.368 + 0.87s \right) \quad (146)$$

Y para un yacimiento con mantenimiento de presión:

$$P_{prom} = P_{wf} + \frac{162.6q\mu B}{kh} \left(\log \frac{A}{C_A r_w^2} - 0.454 + 0.87s \right) \quad (147)$$

6.2.6. Síntesis directa Tiab (TDST)

Yacimientos circulares cerrados: El área de drenaje se halla mediante la siguiente ecuación que a continuación se presenta:

$$A = \frac{0.234qB}{\phi C_t h (t * \Delta P')_{pl}} \quad (148)$$

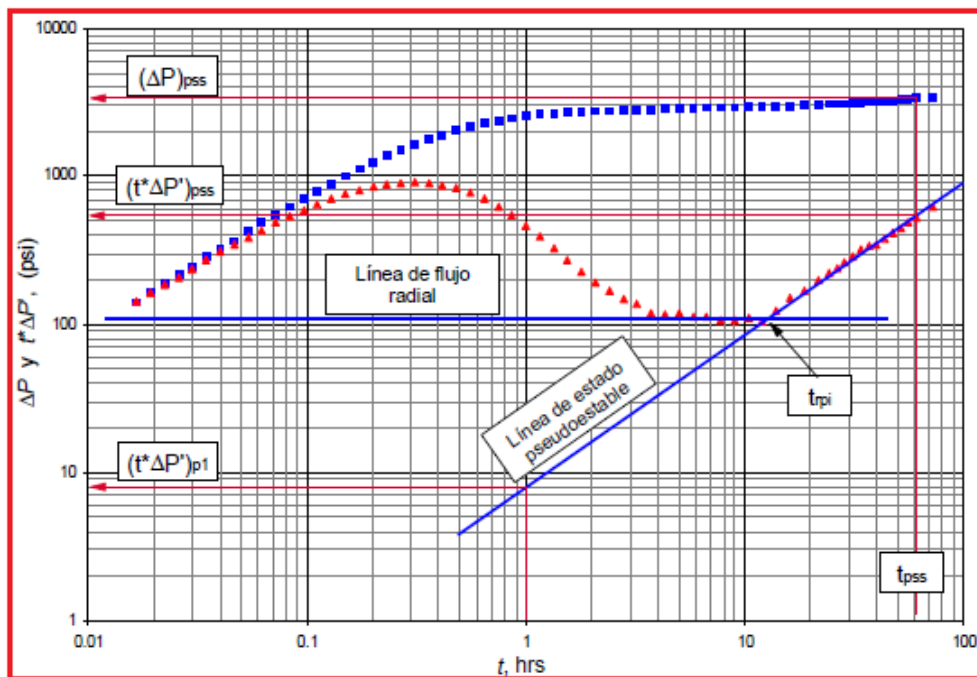
Donde $(t * \Delta P')_{pl}$ es el valor de la derivada de presión en la línea de estado pseudoestable al tiempo $t = 1$ hora. La presión promedio de yacimiento P_{prom} para un pozo en el centro de un yacimiento circular se obtiene a partir del gráfico de presión y derivada de presión, con ayuda de la siguiente expresión:

$$P_{prom} = P_i - \frac{141.2q\mu B}{kh} \left[\left(\frac{(t * \Delta P')_{pss}}{(\Delta P')_{pss} - (t * \Delta P')_{pss}} \right) \ln \left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right) \right] \quad (149)$$

En el grafico 51 se mostrará con más detalle la determinación de los parámetros necesarios.

Figura 51.

Esquema ilustrativo para determinar área y presión promedio usando TDST



Nota. El grafico representa la curva de tipo log-log de la presión y la derivada de presión, con las pendientes y puntos característicos importantes para el cálculo de propiedades. Tomado de Escobar, F. (2003). Análisis Moderno de presiones de pozos.

Sistemas cerrados rectangulares: En estos sistemas, el área se halla del mismo modo que para sistemas cerrados circulares. El factor de forma C_A y presión promedio P_{prom} se obtienen de las siguientes ecuaciones:

$$C_A = \frac{2.2458A}{r_w^2} \left\{ \exp \left[\frac{0.002214kt_{pss}}{\phi\mu C_t A} \left(\frac{(\Delta P')_{pss}}{(t * \Delta P')_{pss}} - 1 \right) \right] \right\}^{-1} \quad (150)$$

$$P_{prom} = P_i - 70.6 \frac{q\mu B}{kh} \left[\left(\frac{(t * \Delta P')_{pss}}{(\Delta P')_{pss} - (t * \Delta P')_{pss}} \right) \ln \left(\frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \right) \right] \quad (151)$$

Punto de intersección: Para el punto de intersección entre la línea de flujo radial y la

línea de estado pseudoestable, este punto a un tiempo t_{rpi} , es igual tanto para el sistema circular como el rectangular. El área A y la presión promedia P_{prom} se hallan con la siguiente expresión:

$$A = \frac{\pi k}{948.05 \phi \mu C_t} t_{rpi} \quad (152)$$

$$P_{prom} = P_i - 70.6 \left(\frac{q \mu B}{kh} \right) \quad (153)$$

7. Construcción del modelo general.

Las pruebas de presión se basan en registros proporcionados por modelos matemáticos que pueden llegar a representar de manera adecuada un yacimiento y su sistema de producción, en estos modelos se tienen en cuenta propiedades y características del fluido y el flujo, que al ser sometidas a cambios de tasas generan una respuesta para ese sistema en específico. La forma más eficiente de corroborar la efectividad de un modelo es cuando al someter el simulador a tasas de flujos iguales a las de un campo, este dé como resultado presiones iguales que las del campo real, si esto pasa se puede inferir que el modelo representa el reservorio.

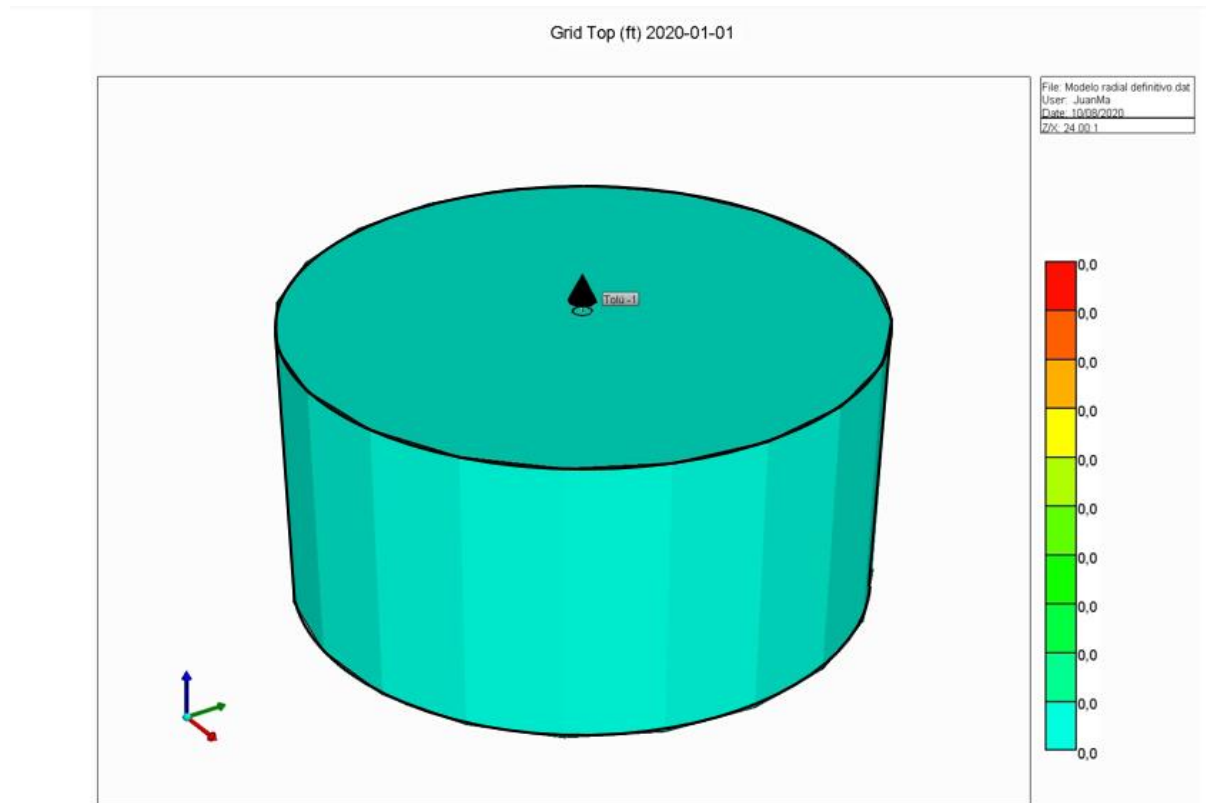
La simulación es una herramienta fundamental para las pruebas de pozos, ya que, a través de ella, se puede llegar a obtener datos de cambios de presión en el tiempo, estos datos pueden ser utilizados para propósitos de análisis en pruebas de presión. La veracidad de los resultados de estos procesos está ligados a un error o incertidumbre, que depende de la información que se tenga del reservorio, cuanto más información se tenga del yacimiento y esta provenga de buenas fuentes, más disminuye estos niveles de incertidumbre.

Los datos que serán analizados a continuación son proporcionados a través de modelos sintéticos hechos en la herramienta CMG. Las características generales del modelo corresponden a un modelo tipo Back Oil, donde el medio es homogéneo con única permeabilidad y una única dirección de flujo; la saturación de agua inicial es igual a la saturación de agua crítica, para evitar que el agua se mueva, esto hará que solo se produzca aceite. Este modelo será modificado, ya sea su forma, permeabilidad, tamaño, tasas de flujo, entre otras propiedades, con el fin de obtener escenarios diferentes y tipos de análisis que permitirán una mejor comprensión de estas pruebas. Para el análisis de datos se tomó el siguiente modelo:

Yacimiento Circular cerrado con pozo en el centro.

Figura 52.

Figura 3D del Modelo general.



Nota. El gráfico representa el modelo general del utilizado, donde se tiene un yacimiento cilíndrico con único pozo en el centro, un modelo sencillo que puede ser modificado a gusto, para estudiar diferentes comportamientos de una prueba de presión. Tomado de CMG.

Descripción del Modelo.

Los métodos utilizados en la asignatura están basados en las respuestas que teóricamente se obtienen a partir de la ecuación de difusividad en su forma más simple, en este orden de ideas, para ser aplicada se debe tener en cuenta las diferentes asunciones que esta tiene para poder ser aplicada, con esto queremos alcanzar condiciones que permitirán obtener datos más sencillos de interpretar y curvas más definidas.

El medio debe ser homogéneo y anisotrópico, para garantizar esta condición, el modelo presenta un único valor de la permeabilidad en las diferentes direcciones, es decir, $k_i = k_j = k_z$,

la porosidad es constante en todo el yacimiento, además es horizontal y verticalmente homogéneo en su forma.

Una sola fase debe saturar el yacimiento, para garantizar esta condición, la presión de burbuja (P_b) como condición del modelo se le otorgó un valor teóricamente bajo, casi igual a la presión atmosférica, de esta forma no se liberará gas a condiciones de yacimiento y el fluido se mantendrá en una sola fase.

La viscosidad debe ser igual a cualquier valor de presión, esta condición no puede ser alcanzada en el simulador, ya que una viscosidad constante es interpretada como un error en la simulación, debe aumentar a medida que cae la presión, por eso se utiliza una viscosidad promedio, para obtener un valor único de esta propiedad.

No debe haber penetración parcial en el completamiento del pozo, para esto el modelo solo cuenta con una arena en la dirección k , al ser un modelo de una sola capa, se penetrará completamente a través del espesor neto al perforar el pozo.

El gradiente de presión debe ser despreciable, la presión es igual en todo el yacimiento, esto se hace especificando un único valor de presión y saturación.

La densidad debe ser gobernada por la ecuación de estado, para este modelo la densidad está gobernada por los diferentes valores de factor de expansión del gas en las diferentes condiciones presión.

Datos Básicos Introducidos al Simulador

Radio del yacimiento, ft	300
Radio del Wellbore, ft	0.25
División en dirección angular	0
Profundidad, ft	1500
Divisiones en dirección k	1

Propiedades del yacimiento y operacionales.

Presión Promedio, psi	911	
Permeabilidad (i), mD	100	
Permeabilidad (j), mD	0	
Permeabilidad (k), mD	0	
Espesor Neto, ft	70	
Porosidad	0.2	
Factor Volumétrico de formación “promedio”, RB/STB		1.4
Viscosidad “promedio”, cP	7,5	
Caudal de la prueba, bbl/day	50	

Creación de las Curvas De Permeabilidad Relativas.

Con el fin de garantizar un flujo monofásico, se utilizaron valores idealmente bajos, casi nulos de permeabilidad relativa al agua, $K_{rw_{sor}}$ de 0.005, además el $S_{or} = 0$, esto permitirá que se produzca todo el aceite del yacimiento en tiempos tardíos (ver tabla 3).

Tabla 3.

Datos introducidos en el simulador para el cálculo de las Curvas de permeabilidad Relativas.

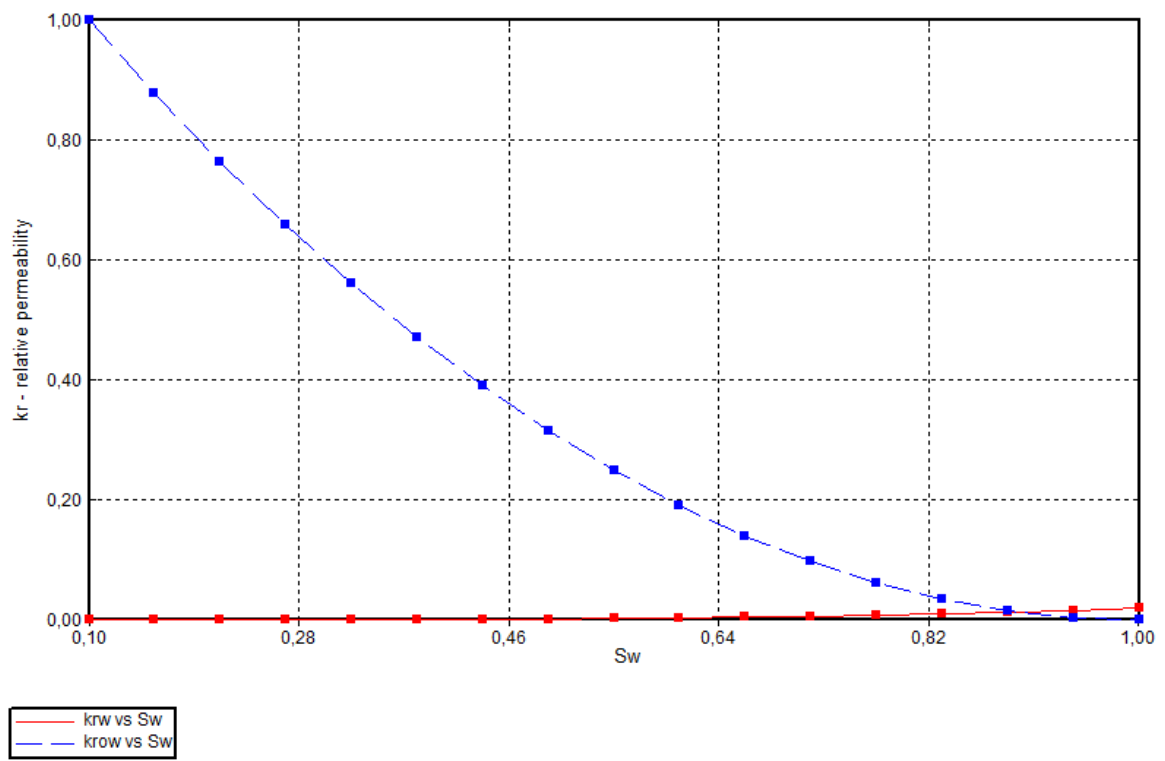
DESCRIPCIÓN.	VALOR
SWCON - Saturación de agua connata	0,1
SWCRIT - Saturación de agua critica	0,1
SOIRW - saturación de aceite irreducible	0
SORW - Saturación de aceite residual	0
KROCW - Kro @ agua connata.	1
KRWIRO - Krw @aceite irreducible	0,005
Exponente para calcular Krw de KRWIRO	1
Exponente para calcular Kro de KROCW	1

Nota. La tabla representa los puntos críticos utilizados para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa.

Tomado de CMG.

Figura 53.

Curvas de permeabilidad relativa del modelo.



Nota. El gráfico representa las curvas de permeabilidad relativa usadas en el modelo de simulación. Tomado de CMG.

Se puede observar claramente un comportamiento ideal, donde el movimiento del agua es casi nulo, esto para efectos de control de movilidad de un solo fluido y linealidad en los datos que arrojará el simulador.

Al recrear estas condiciones se reduce drásticamente la dispersión de los datos, permitiendo una mejor interpretación de los mismos, como consecuencia se suavizan los gráficos y se mejoran las tendencias.

8. Manual – Casos definidos y Análisis de los Resultados.

Manual de análisis para pruebas de presión utilizando la simulación de yacimientos.

Este manual tiene como finalidad mejorar la comprensión de los diferentes tipos de análisis aplicados a pruebas presión, esto complementado en la simulación de yacimientos, donde se tratarán 3 casos que serán analizados por diferentes métodos. El primer caso es la prueba de descenso de presión (PDD), el segundo caso es la prueba biflujo y el tercer caso tratará la influencia de la permeabilidad en el comportamiento de una prueba PDD, esto se logrará explicando el paso a paso de los diferentes métodos utilizados. Los datos que serán analizados son proporcionados por un modelo de simulación, este mismo se tratará en los tres casos mencionados, con pequeñas alteraciones que requiere cada caso. Se escogieron estos tres casos porque son los que mejor se comportan con la herramienta CMG v.2013, algunos otros se descartaron porque no muestran el comportamiento esperado para una prueba de presión.

La data de presión en el tiempo proporcionada por el simulador serán analizadas por los métodos estudiados en la asignatura “Análisis de Presiones” con la ayuda de la herramienta computacional Microsoft Excel, los resultados serán sometidos a un estudio de error, para calcular la convergencia de la simulación, frente a los diferentes modelos matemáticos. Los resultados serán expuestos de forma didáctica y fácil, con el fin de mejorar su comprensión.

Introducción

Las pruebas de presión se basan en el análisis de las respuestas en la presión del yacimiento cuando se produce o se inyecta un fluido del o en el yacimiento. Cada sistema petrolífero se comporta de manera distinta debido a las propiedades y características particulares que podrían tener, para este manual se partirá del análisis de un modelo básico de simulación con ayuda de la herramienta CMG (computer modeling group), y el fin será comprender los métodos de análisis de las pruebas simuladas.

La siguiente tabla muestra los principales parámetros que pueden ser obtenidos de cada prueba de presión:

Tabla 4.

Tabla de los parámetros que pueden ser calculados en cada prueba.

TIPO DE PRUEBA	SE USA PARA CONOCER
DST	Comportamiento que tiene el yacimiento, Permeabilidad, Daño, Longitud de fractura, Presión de yacimiento, Límites del yacimiento, Fronteras.
Prueba de declinación de la presión (PDD)	Comportamiento del Yacimiento, almacenamiento, Permeabilidad, Daño, longitud de fractura, límites del yacimiento, fronteras.
Prueba de restauración de Presión (PBU)	Comportamiento del Yacimiento, permeabilidad, daño, presión inicial de yacimiento, presión promedio de yacimiento, almacenamiento, longitud de fractura, límites del yacimiento, fronteras.
Prueba de Falloff	Movilidad en varios Bancos, daño, presión del yacimiento, longitud de fractura, ubicación del frente, fronteras.
Prueba de pulso e interferencia	Comunicación entre pozos, comportamiento del tipo de yacimiento, porosidad, permeabilidad interpozos, permeabilidad vertical

Nota. La tabla muestra propiedades importantes que se calculan en cada prueba diferente. Adaptado de Escobar,

F. (2003). Análisis Moderno de presiones de pozos.

A continuación, se analizarán los tres casos escogidos para simular.

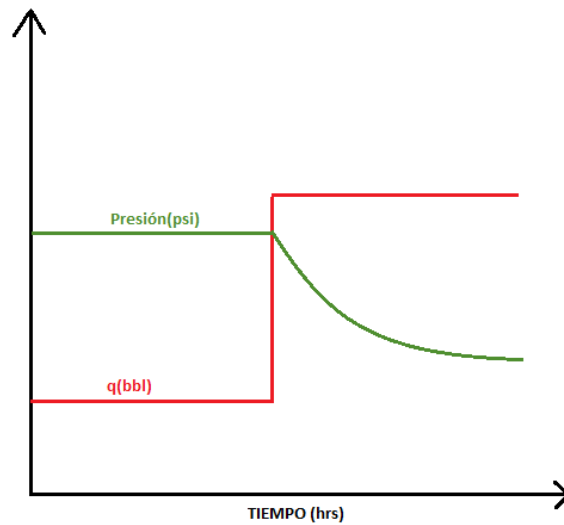
Caso 1: Análisis de pruebas de descenso de presión (PDD)

Para este primer caso se lleva a cabo una prueba de descenso de presión para el modelo general anteriormente descrito, ver figura 52. Antes de mostrar los datos generados por la corrida de la simulación y llevar a cabo los respectivos análisis, se mostrará de manera resumida un paso a paso, como guía de estudio de las diferentes formas en que se estudiará la siguiente prueba.

Esta es una prueba que se realiza en pozos productores. Consiste en mantener el pozo a una presión uniforme o estabilizada igual a cero, seguido de una producción de dicho pozo a una tasa constante, en ese momento se empieza a registrar la presión de fondo P_{ws} en el tiempo.

Figura 54.

Esquema general de una prueba de descenso de presión PDD



Nota. El gráfico representa el esquema general que tiene una prueba de descenso de presión, el comportamiento de la presión y el caudal en el tiempo.

La ecuación que describe el comportamiento de la prueba es la ecuación 21.

$$P_{wf} = -m \log t + P_{wf1hr} \quad (21)$$

Donde la pendiente está dada por la ecuación 22.

$$m = \frac{162,6qB\mu}{kh} \quad (22)$$

Procedimiento:

1. Construir gráfico semilog de P_{wf} vs $\log t$.
2. Importante identificar la línea de pendiente unitaria en la ETR del gráfico $\log \Delta p$ vs $\log t$ y leer los datos en el momento en que termina la pendiente unitaria para el cálculo del Almacenamiento usando la ecuación 20.

$$C = \left(\frac{qB}{24}\right) \left(\frac{t}{\Delta p}\right)_{lpu} \quad (20)$$

3. Cálculo de Permeabilidad y daño en la MTR.

La pendiente de la recta en la MTR se utiliza para estimar un valor de la permeabilidad con la ecuación 23.

$$k = \frac{162,6qB\mu}{mh} \quad (23)$$

Con el intercepto de P_{wf} evaluado a 1 hora en la línea recta de la MTR (extrapolar si es necesario), se halla el daño con la ecuación 24.

$$S = 1.151 \left[\frac{P_i - P_{wf1hora}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (24)$$

4. Calcular Índice de productividad J actual, J ideal y Eficiencia de flujo FE si es requerido. Con las ecuaciones 25, 26, 27 y 28.

La tasa si se remueve el daño es dada por la ecuación 29

$$q_{\text{sin daño}} = \frac{q_{\text{actual}}}{EF} \quad (29)$$

5. Si es necesario calcular Volumen Poroso, distancia entre fallas

El estado pseudoestable predomina en la LTR y está regido por la ecuación 31, la cual es una forma reescrita de la ecuación de difusividad para este estado:

$$P_{wf} = -m * t + P_{int} \quad (31)$$

Donde P_{int} esta dada por la ecuación 32.

$$P_{int} = \left(P_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} \left[\log \left(\frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \right) + 0.8686S \right] \right) \quad (32)$$

La pendiente se expresa mediante la ecuación 33.

$$m^* = \frac{0,23395qB}{\phi c_t h A} \quad (33)$$

La pendiente suele ser usada para calcular el volumen poroso V_p de la porción drenada en la prueba de pozo, esto con las ecuaciones 35 y 36.

$$V_p = \phi A h = \frac{0.2339qB}{c_t m^*} \quad (35) \quad \text{y} \quad C_A = 5.493 \frac{m}{m^*} \exp \left[-\frac{2.303(P_{1h} - P_{int})}{m} \right] \quad (36)$$

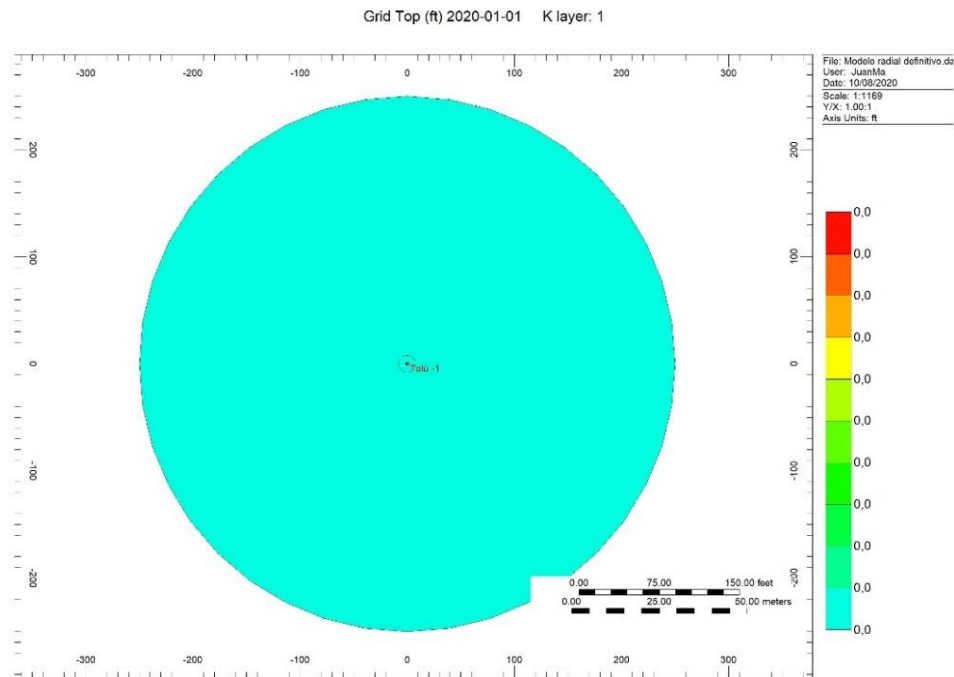
Recolección de Datos y análisis para el caso 1.

Después de corrida la simulación, se procede a la recolección de datos. El modelo se corrió el tiempo suficiente hasta permitir alcanzar las regiones tardías (LTR), esto duro

alrededor de 11 horas a una tasa de 50 Bbl/day, en teoría es poco tiempo, esto quizás se pueda explicar en el tamaño del yacimiento, el cual tiene un radio de 300 ft, ver figura 55.

Figura 55.

Vista superior del Modelo circular con escala en ft.



Nota. El gráfico representa la vista superior del modelo circular utilizado, con escala en pies. Tomado de CMG.

Datos generados por el simulador para la prueba de descenso:

Las variables usadas en el simulador son resumidas en la siguiente tabla:

Tabla 5.

Datos iniciales del simulador para creación del modelo.

DATOS DEL MODELO	
q	50 bbl/day
β	1,40 RB/STB
μ	7,5 cP
h	70 ft
ϕ	0,2
rw	0,25 in
ct	0,0000342 1/psi
Pi	911,21 psi
Smodelo.	3,5
Kmodelo	100 mD
rmodelo	300 ft

Nota. La tabla presenta las propiedades y datos iniciales que se introducen al simulador, para el desarrollo del modelo.

Tabla 6.

Data de Presión-tiempo generada por el simulador para la prueba PDD.

TIME(DAY)	TIME (h)	Pwf(psi)	TIME(DAY)	TIME (h)	Pwf(psi)
0,02	0,41664	900	0,44791999	10,7500798	785,48
0,04	0,49992	894,59	0,45833001	10,9999202	785,36
0,06	0,58344	880,35	0,46875	11,25	785,24
0,08	0,66672	868,07	0,47916999	11,5000798	785,12
0,1	0,75	857,44	0,48958001	11,7499202	785
0,125	0,83328	848,25	0,5	12	784,89
0,229	0,91656	840,3	0,52082998	12,4999195	784,65
0,375	1,00007995	833,41	0,54167002	13,0000805	784,42
0,625	1,24992005	819,37	0,5625	13,5	784,18
0,875	1,5	809,79	0,58332998	13,9999195	783,95
0,07292	1,75008005	803,25	0,60417002	14,5000805	783,71
0,08333	1,99991995	798,78	0,625	15	783,48
0,09375	2,25	795,7	0,64582998	15,4999195	783,24
0,10417	2,50008	793,58	0,66667002	16,0000805	783
0,11458	2,74992	792,11	0,6875	16,5	782,77
0,125	3	792,1	0,70832998	16,9999195	782,53
0,14583001	3,49992024	789,89	0,72917002	17,5000805	782,3

0,16666999	4,00007976	789,17	0,75	18	782,06
0,1875	4,5	788,68	0,77082998	18,4999195	781,83
0,20833001	4,99992024	788,32	0,79167002	19,0000805	781,59
0,22916999	5,50007976	788,02	0,8125	19,5	781,36
0,25	6	787,75	0,83332998	19,9999195	781,12
0,26041999	6,25007976	787,62	0,85417002	20,5000805	780,89
0,27083001	6,49992024	787,49	0,875	21	780,65
0,28125	6,75	787,37	0,89582998	21,4999195	780,41
0,29166999	7,00007976	787,25	0,91667002	22,0000805	780,18
0,30208001	7,24992024	787,13	0,9375	22,5	779,94
0,3125	7,5	787,01	0,95832998	22,9999195	779,71
0,32291999	7,75007976	786,89	0,97917002	23,5000805	779,47
0,33333001	7,99992024	786,77	1	24	779,24
0,34375	8,25	786,65	1,125	27	777,85
0,35416999	8,50007976	786,54	1,375	33	775,02
0,36458001	8,74992024	786,42	1,625	39	772,2
0,375	9	786,42	1,875	45	769,37
0,38541999	9,25007976	786,18	2,125	51	766,54
0,39583001	9,49992024	786,06	2,375	57	763,71
0,40625	9,75	785,95	2,625	63	760,88
0,41666999	10,0000798	785,83	2,875	69	758,05
0,42708001	10,2499202	785,71	4	96	745,4
0,4375	10,5	785,59	4,5	108	739,68

Nota. La tabla presenta los datos generados por el simulador, una vez es corrida la prueba. Adaptado de CMG.

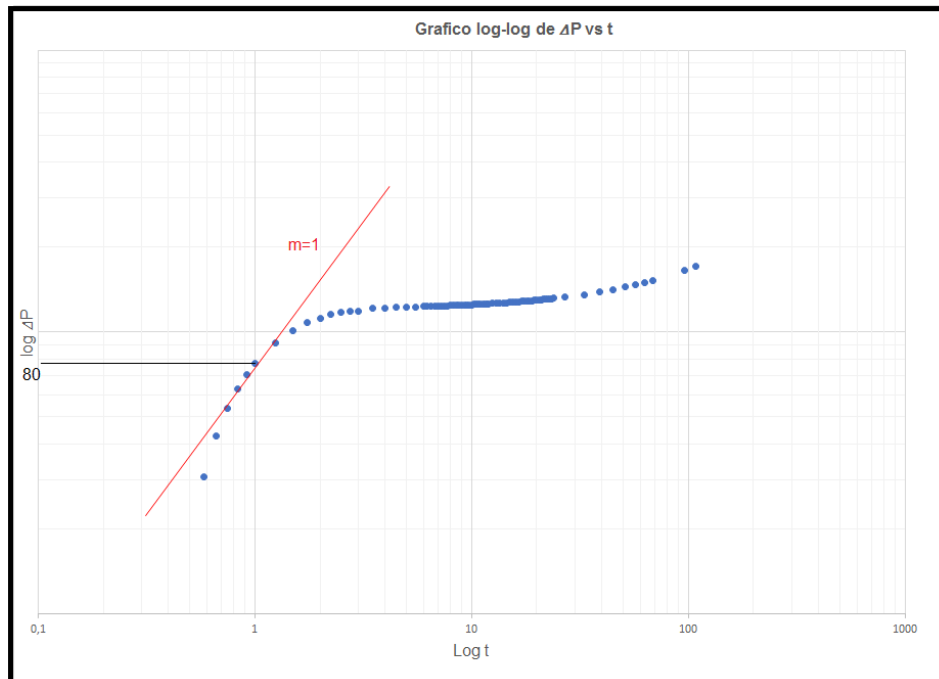
A continuación, se procede a analizar la data. Se llevara una secuencia en análisis con respecto a las diferentes regiones de flujos, desde la ETR, hasta llegar a los tiempos tardíos (LTR), inicialmente por el método convencional y después por el moderno.

Método convencional.

Se calcula el almacenamiento, para esto es importante identificar la línea de pendiente unitaria en la ETR del grafico $\log \Delta p$ vs $\log t$.

Figura 56.

Gráfico log-log con la línea recta de pendiente unitaria en la ETR



Nota. La Gráfica representa la pendiente unitaria en la curva log-log, importante para el cálculo del almacenamiento. Tomado de Microsoft Excel 2013.

En la figura 56 se escoge en la línea de pendiente unitaria los puntos $\Delta p=80$ para un $t=1h$, con estos datos se halla el coeficiente de almacenamiento:

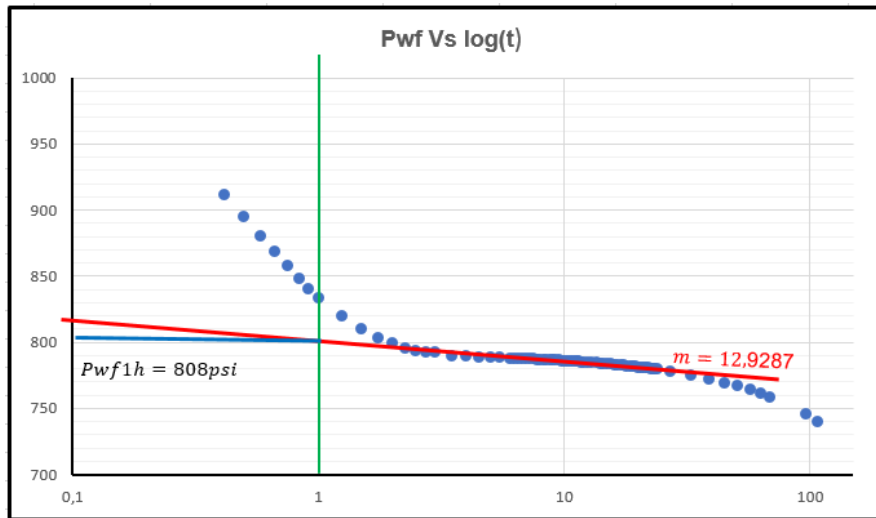
$$C = \left(\frac{qB}{24}\right) \left(\frac{t}{\Delta p}\right)_{lpu} = \left(\frac{50 \cdot 1.4}{24}\right) \left(\frac{1}{80}\right)_{lpu}$$

$$C = 0.03645 \frac{bbf}{psi}$$

2. Después se grafica la curva semilog de P_{wf} vs $log t$, para calcular k y s .

Figura 57.

Gráfico semilog con la línea recta de la MTR y la presión extrapolada a una hora



Nota. La Gráfica representa la pendiente de la región media (MTR) en la curva semilog, importante para el cálculo de la permeabilidad y el daño. Tomado de Microsoft Excel 2013.

3. Cálculo de Permeabilidad y daño en la MTR.

La pendiente de la recta que se forma en la MTR se utiliza para estimar un valor de la permeabilidad.

La pendiente de la recta para el caso 1 es $m=12.9287$, como se ve en la figura 57, con esto se procede a calcular la permeabilidad.

$$k = \frac{162,6qB\mu}{mh} = \frac{162,6 * 50 * 1,4 * 7,5}{12,928 * 70}$$

$$k = 94.3249 \text{ mD}$$

A continuación, se usa el intercepto de P_{wf} evaluado a 1 hora en la línea recta de la MTR como se ve en la figura 55, para hallar el Daño.

$$S = 1.151 \left[\frac{P_i - P_{wf1hora}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

$$= 1.151 \left[\frac{911 - 808}{12,9287} - \log \left(\frac{94.3249}{0,2 * 7,5 * 0.0000342 * 0.25^2} \right) + 3.23 \right]$$

$$S = 4.3098$$

4. Cálculo del Índice de productividad J y Eficiencia de flujo FE.

$$J_{actual} = \frac{q}{P_i - P_{wf}} = \frac{50}{911.21 - 739.68}$$

$$J_{actual} = 0.2914 \frac{bbl}{h \cdot psi}$$

Siendo,

$$\Delta P_s = -0.87 * m * s = -0.87 * 12.871 * -4.3669 = 48.899 \text{ psi}$$

$$J_{ideal} = \frac{q}{P_i - P_{wf} - \Delta P_s} = \frac{50}{911.21 - 739.68 - 48.899} = 0.4077$$

$$FE = \frac{J_{actual}}{J_{ideal}} = \frac{0.2914}{0.4077} = 0.7147$$

El caudal si no hubiera daño:

$$q_{sin\ daño} = \frac{q_{actual}}{EF} = \frac{50}{0.7147} = 69.95 \text{ bbl}$$

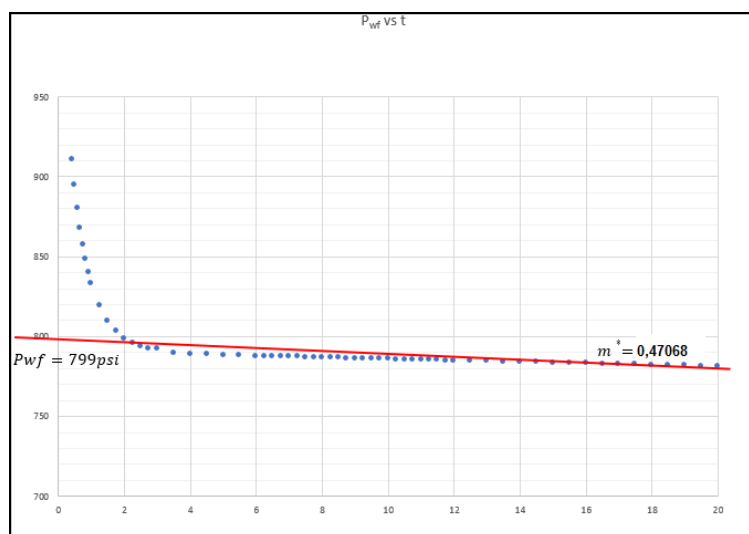
Si no hubiera daño el caudal fuera de 69.95 esto significa, que el daño afecta la producción en casi 20 bbl comparado con el caudal de 50 bbl usados para la prueba.

5. Calcular Volumen Poroso, distancia entre fallas

Construir el grafico P_{wf} vs t

Figura 58.

*Gráfico cartesiano con la línea recta de pendiente m^**



Nota. La Gráfica representa la pendiente m^* de la región tardía (LTR) en la curva cartesiana, importante para el cálculo del área, volumen poroso, factor de forma. Tomado de Microsoft Excel 2013.

La pendiente se expresa de la siguiente manera:

$$A = \frac{0,23395qB}{\phi c_t h m^*} = \frac{0,23395 \cdot 50 \cdot 1.4}{0.2 \cdot 0.0000342 \cdot 70 \cdot 0.47068} = 72666.7 \text{ ft}^2$$

La pendiente hallada en la figura 58 suele ser usada para calcular el volumen poroso V_p de la porción drenada en la prueba de pozo.

$$V_p = \phi A h = \frac{0.2339qB}{c_t m^*} = \frac{0.2339 \cdot 50 \cdot 1.4}{0.0000342 \cdot 0.47068} = 1017129.87 \text{ bbl}$$

Siendo $P_{int} = 799$ psi

$$C_A = 5.493 \frac{m}{m^*} \exp \left[-\frac{2.303(P_{1h} - P_{int})}{m} \right] = 5.493 \frac{12.9287}{0.47068} \exp \left[-\frac{2.303(808 - 799)}{12.9287} \right]$$

$$C_A = 30.36$$

Error (%)

Si se analizan los datos obtenidos por el modelo matemático y los datos suministrados al simulador, se pueden comparar y conocer el error obtenido de la relación del modelo de simulación y los modelos numéricos para el análisis.

$$\% \text{ Error} = \left| \frac{\text{Valor inicial suministrado} - \text{valor hallado}}{\text{Valor inicial suministrado}} \right| \times 100 \quad (154)$$

1. Permeabilidad: inicial suministrada al simulador:

$$k = 100 \text{ mD}$$

Hallada con método convencional:

$$k = 94.3249 \text{ mD}$$

$$\% \text{ Error} = \left| \frac{100 - 94.3249}{100} \right| \times 100 = 5,67 \%$$

2. Daño: Inicial suministrada al simulador:

$$s = 3.5$$

Hallada con método convencional:

$$s = 4.3098$$

$$\% \text{ Error} = \left| \frac{3.5 - 4.3098}{3.5} \right| \times 100 = 23.13 \%$$

Este tipo de errores está asociado a diferentes factores, desde error humano, como podría pasar al momento de tomar lecturas gráficas y error de redondeo, producto de las aproximaciones que se van haciendo a medida que se hacen los cálculos, sin embargo, el más importante y significativo, hace referencia a las diferentes suposiciones que usa el simulador al momento de solucionar sus algoritmos, este usa una gran cantidad de ecuaciones para hacer sus cálculos y supone un sin número de variables, además, hay variables que no pueden ser constantes en el tiempo, diferente a lo que supone los métodos numéricos usados para solucionar las pruebas, donde mucha de estas variables son constantes, estos errores pueden ser reducidos aumentando la calidad de la simulación.

Técnicas Modernas

A continuación se hará una descripción general de este método.

El gráfico de la derivada. Es obtenido con la ecuación 37.

$$\Delta P' = \frac{1}{t} \left[\frac{\partial \Delta p}{\partial \ln t} \right]_i = \frac{\ln(t_i/t_{i-1}) \Delta p_{i+1}}{\ln(t_{i+1}/t_i)} + \frac{\ln(t_{i+1}t_{i-1}/t_i^2) \Delta p_i}{\ln(t_{i+1}/t_i) \ln(t_i/t_{i-1})} - \frac{\ln(t_{i+1}/t_i) \Delta p_{i-1}}{\ln(t_i/t_{i-1}) \ln(t_{i+1}/t_{i-1})} \quad (37)$$

Factores adimensionales

Radio adimensional, está dado por la ecuación 9.

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (33)$$

Tiempo adimensional, está dado por la ecuación 7 y 40.

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi \mu C_t r_w^2} \quad (7)$$

$$t_{DA} = t_D \left(\frac{r_w^2}{A} \right) \quad (40)$$

Presión adimensional, está dado por la ecuación 41, 42 y 43.

$$P_D = \ln \frac{r_e}{r_w} \quad (41)$$

$$\Delta P = \frac{qB\mu}{kh} P_D \quad (42)$$

$$P_D(r_D, t_D) = \frac{kh}{141.2qB\mu} (P_i - P) \quad (43)$$

Síntesis Directa TIAB (TDST)

La presión adimensional, está dado por la ecuación 6.

$$P_D = \left(\frac{kh}{141.2q\beta\mu} \right) \Delta P \quad (6)$$

Tiempo adimensional, está dado por la ecuación 7.

$$t_D = \left(\frac{0.0002637k}{\phi\mu C_t r_w^2} \right) t \quad (7)$$

Almacenamiento adimensional: está dado por la ecuación 44.

$$C_D = \left(\frac{0.8935}{\phi C_t h r_w^2} \right) C \quad (44)$$

TDS Aplicada a Yacimientos cerrados

Calculo del factor de forma, está dado por la ecuación 65.

$$C_A = \frac{2.2458Ae^{2s}}{r_w^2} \exp \left[- \left(\frac{\Delta P_{pss}}{(t * \Delta P')_r} - \frac{0.003314kt_{pss}}{\phi\mu C_t A} \right) \right] \quad (65)$$

Calculo permeabilidad y del Daño, dado por la ecuación 57 y 53 respectivamente.

$$k = \frac{70.6qB\mu}{h(t * \Delta P')_r} \quad (57)$$

$$s = 0.5 \left[\frac{\Delta P_r}{(t * \Delta P')_r} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi\mu C_t r_w^2} \right) + 7.43 \right] \quad (53)$$

Donde:

t_r : Cualquier tiempo durante la línea de flujo radial de acción infinita.

$\Delta P'_r$: es el valor de ΔP al tiempo t_r .

$(t * \Delta P')_r$: es el valor de $t * \Delta P'$ al tiempo t_r

Cálculo del área:

$$A = \left(\frac{qB}{4.27\phi C_t h} \right) \frac{t_{pss}}{(t * \Delta P')_{pss}}$$

El radio de investigación a un tiempo t de la prueba y la máxima respuesta se estiman con las ecuaciones 67 y 68.

$$r_{inv} = 0.0325 \left(\frac{kt}{\phi\mu C_t} \right)^{1/2} \quad (67)$$

$$t_{max} = \frac{948\phi\mu C_t r^2}{k} \quad (68)$$

El procedimiento general para el uso de la TDST es:

- Graficar la curva log-log ΔP y $t * \Delta P'$ vs t
- Trazar una línea en la región de pendiente unitaria.
- Trazar la línea de flujo radial de acción infinita de pendiente cero en la curva de la derivada.
- Leer las coordenadas de la intersección t_i y $t * \Delta P'_i$.
- Leer las coordenadas del pico t_x y $(t * \Delta P')_x$.
- Seleccionar cualquier punto conveniente t_r en la línea de flujo radial de comportamiento infinito y lea ΔP_r . Y $t * \Delta P'$.
- Si existe estado estable o pseudoestable, trazar una pendiente unitaria positiva o negativa sobre esta y leer el intercepto con la línea de flujo radial t_{rpi} .

Análisis modelo derivada TIAB

Datos generados por el simulador para la prueba de descenso y ($t*\Delta P'$)

Tabla 7.

Data Presión-tiempo generada por el simulador y el valor de la derivada ($t\Delta P'$).*

t, hr	Pwf	dP	t*dP'		t, hr	Pwf	dP	t*dP'
0,50	894,59				9,50	786,06	134,9	5,52
0,58	880,35	40,61			9,75	785,95	135,01	5,51
0,67	868,07	52,89	91,12		10,00	785,83	135,13	5,52
0,75	857,44	63,52	88,71		10,25	785,71	135,25	5,54
0,83	848,25	72,71	85,27		10,50	785,59	135,37	5,57
0,92	840,3	80,66	81,13		10,75	785,48	135,48	5,61

1,00	833,41	87,55	74,50		11,00	785,36	135,6	5,63
1,25	819,37	101,59	57,22		11,25	785,24	135,72	5,70
1,50	809,79	111,17	47,05		11,50	785,12	135,84	5,77
1,75	803,25	117,71	37,63		11,75	785	135,96	5,78
2,00	798,78	122,18	29,59		12,00	784,89	136,07	5,85
2,25	795,7	125,26	22,96		12,50	784,65	136,31	5,87
2,50	793,58	127,38	17,66		13,00	784,42	136,54	6,12
2,75	792,11	128,85	13,61		13,50	784,18	136,78	6,34
3,00	791,07	129,89	10,40		14,00	783,95	137,01	6,59
3,50	789,89	131,07	8,84		14,50	783,71	137,25	6,75
4,00	789,17	131,79	6,74		15,01	783,48	137,48	7,40
4,50	788,68	132,28	6,42		15,50	783,24	137,72	7,51
5,00	788,32	132,64	5,55		16,00	783	137,96	7,52
5,50	788,02	132,94	5,41		16,50	782,77	138,19	7,76
6,00	787,75	133,21	5,16		17,00	782,53	138,43	7,99
6,25	787,62	133,34	5,25		17,50	782,3	138,66	8,23
6,50	787,49	133,47	5,25		18,00	782,06	138,9	8,46
6,75	787,37	133,59	5,24		18,50	781,83	139,13	8,70
7,00	787,25	133,71	5,36		19,00	781,59	139,37	8,93
7,25	787,13	133,83	5,38		19,50	781,36	139,6	9,17
7,50	787,01	133,95	5,36		20,00	781,12	139,84	9,40
7,75	786,89	134,07	5,35		20,50	780,89	140,07	9,64
8,00	786,77	134,19	5,37		21,00	780,65	140,31	10,08
8,25	786,65	134,31	5,38		21,50	780,41	140,55	10,10
8,50	786,54	134,42	5,39		22,00	780,18	140,78	10,35
8,75	786,42	134,54	5,39		22,50	779,94	141,02	10,57
9,00	786,3	134,66	5,40		23,00	779,71	141,25	10,81
9,25	786,18	134,78	5,44		23,50	779,47	141,49	11,04

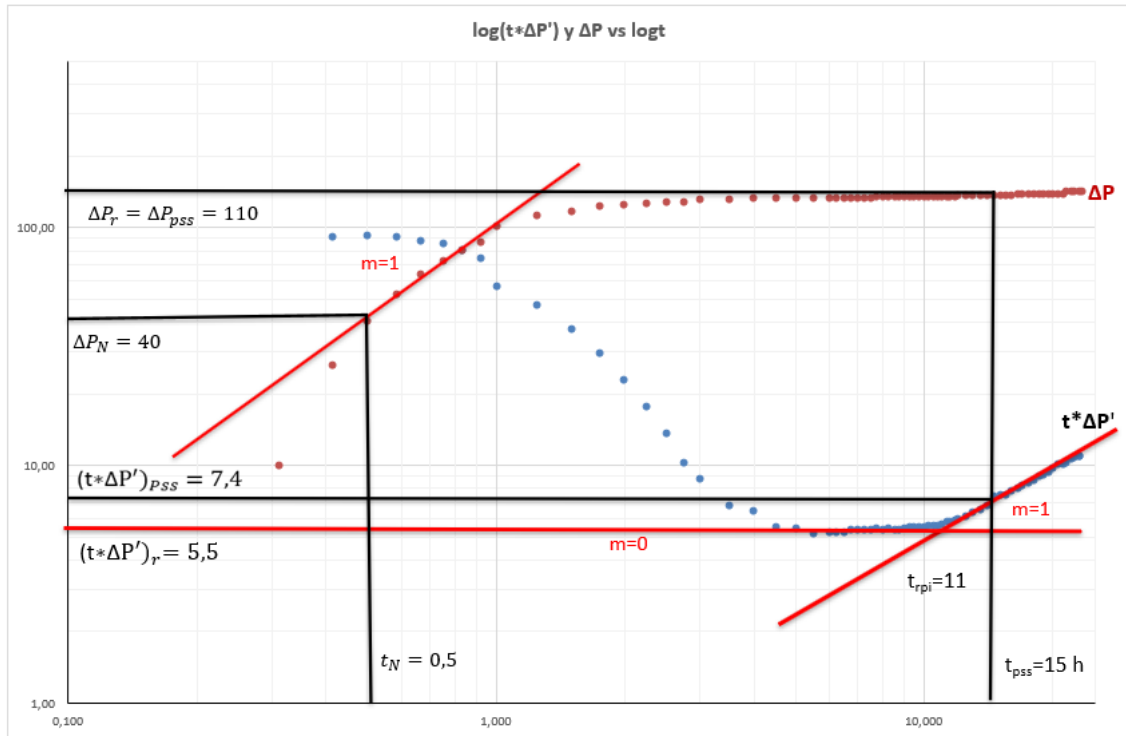
Nota. La tabla presenta el valor de la presión generada por el simulador, sumado el cálculo de la derivada, para la construcción de la curva. Adaptado de CMG.

El procedimiento general para el uso de la TDST es:

1. Inicialmente se procede a Graficar la curva log-log ΔP y $t * \Delta P'$ vs t .

Figura 59.

Gráfico log-log con las pendientes y puntos importantes usados para los diferentes cálculos.



Nota. El gráfico representa la curva de la presión y la derivada de la presión para el modelo usado, adicionalmente presenta las pendientes y puntos importantes para el cálculo de propiedades.

2. Trazar una línea en la región de pendiente unitaria, como se muestra en la figura 59.
3. Trazar la línea de flujo radial de acción infinita de pendiente cero en la curva de la derivada como se muestra en la figura 59.
4. Leer las coordenadas de pico $(t * \Delta P')_x$ y t_x en la joroba de la curva y hallar el almacenamiento.

$$C = \frac{qB*t_N}{24*(\Delta P)_N} = \frac{50*1.4*0.5}{24*40} = 0,0352 \text{ bbl/psi}$$

$$C = \frac{50*1.4*0.5}{24*40}$$

$$C = 0,0352 \text{ bbl/psi}$$

5. Seleccionar cualquier punto conveniente t_r en la línea de flujo radial de

comportamiento infinito y lea ΔP_r y $(t * \Delta P')_r$ como indica la figura 59 para hallar el daño y permeabilidad.

$$k = \frac{70.6qB\mu}{h(t*\Delta P')_r}$$

$$k = \frac{70.6*50*7.5*1.4}{70*5.5}$$

$$k = 96.2727 \text{ mD}$$

$$s = 0.5 \left[\frac{\Delta P_r}{(t*\Delta P')_r} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi\mu C_t r_w^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$s = 0.5 \left[\frac{110}{5.5} - \ln \left(\frac{92.83*6.6}{0.2*7.5*0.00003*0.25^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$s = 4.08$$

6. Si existe estado estable o pseudoestable, trazar una pendiente unitaria positiva o negativa sobre esta y leer el intercepto con la línea de flujo radial t_{rpi} como indica la figura 59. Además tomar un punto a conveniencia sobre la línea y leer ΔP_{pss} , $(t * \Delta P')_{pss}$ y t_{pss} para hallar el factor de forma.

Cálculo del área:

$$A = \left(\frac{q\beta}{4.27\phi C_t h} \right) \frac{t_{pss}}{(t*\Delta P')_{pss}} = \left(\frac{50*1.4}{4.27*0.2*0.00003*70} \right) \frac{15}{7.4} = 79118.93 \text{ ft}^2$$

El radio de investigación a un tiempo t de la prueba y la máxima respuesta se estiman de:

$$r_{inv} = 0.0325 \left(\frac{kt}{\phi\mu C_t} \right)^{\frac{1}{2}} = 0.0325 \left(\frac{92.83*15}{0.2*7.5*0.00003} \right)^{\frac{1}{2}} = 180.78 \text{ ft}$$

Error (%)

Si se analizan los datos obtenidos por el modelo matemático y los datos suministrados al simulador, se pueden comparar y conocer el porcentaje de error que se obtuvo.

$$\% \text{ Error} = \left| \frac{\text{Valor inicial suministrado} - \text{valor hallado}}{\text{Valor inicial suministrado}} \right| \times 100$$

1. Permeabilidad: Inicial suministrada al simulador:

$$k = 100 \text{ mD}$$

Hallada con método matemático:

$$k = 96.2727 \text{ mD}$$

$$\% \text{ Error} = \left| \frac{100 - 96.2727}{100} \right| \times 100 = 3,73\%$$

2. Daño:

Inicial suministrada al simulador:

$$s = 3.5$$

Hallada con método matemático:

$$s = 4.085$$

$$\% \text{ Error} = \left| \frac{3.5 - 4.085}{3.5} \right| \times 100 = 16.73 \%$$

Error debido a factores como la toma de una pendiente horizontal en la gráfica log-log y alguna falla en la lectura del punto $(t^* \Delta P')_r$, error de redondeo y error por las suposiciones del simulador con respecto a la limitación de aplicación de los modelos matemáticos.

Caso 2: Prueba de Biflujo aplicado al yacimiento Circular cerrado con pozo en el centro

Para este segundo caso, se llevó a cabo una prueba multitasa de dos flujos para el yacimiento anteriormente descrito, se utilizaron las mismas propiedades, salvo un cambio en la presión inicial del modelo, esto para efectos de la reducción del error en algunos cálculos.

Corresponde a una prueba relativamente corta, en los cuales se manejaron dos caudales, el primero de 40 bbl y posteriormente se aumentó a 60 bbl, el primer caudal se mantuvo por alrededor de 4,5 horas y el segundo hasta finalizar la prueba. Antes de mostrar los datos generados por la corrida de la simulación y analizarlos, se estudiará de forma resumida un paso a paso, como guía de estudio de las diferentes formas usadas para pruebas de biflujo.

Técnicas convencionales

Análisis Cartesiano:

Procedimiento:

1. Construir la curva $\left(\frac{P_i - P_{wf}}{q_n}\right)$ vs X_n

$$\text{Con la expresión } 75 \left(\frac{P_i - P_{wf}}{q_n}\right) = m'X_n + b' \quad (75)$$

$$\text{Siendo: } X_n = \sum_{j=1}^n \left[\frac{q_j - q_{j-1}}{q_n} \log(t - t_{j-1})\right] \quad (73)$$

2. Identificar la pendiente m' y el intercepto b' .

3. Una vez m' y b' se conocen, calcular la permeabilidad y el daño con las expresiones

76 y 77.

$$k = 162.6 \frac{B\mu}{m'h} \quad (79)$$

$$S = 1.1151 \left[\frac{b'}{m'} - \log \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} + 3.23 \right] \quad (77)$$

Análisis Semilog

Procedimiento:

1. Construir la curva semilog de $\frac{\Delta P}{q}$ vs t_{eq} . La ecuación que describe este método está

dada por la ecuación 77.

$$\frac{P_i - P_{wf}(t_n)}{q_n} = \frac{\Delta P}{q_n} = m' \log t_{eq} + b' \quad (78)$$

Siendo el t_{eq} dado por la ecuación 79 y X_n por la ecuación 80.

$$t_{eq} = 10^{X_n} \quad (79)$$

$$X_n = \sum_{j=1}^n \left[\frac{q_j - q_{j-1}}{q_n} \log(t - t_{j-1})\right] \quad (80)$$

2. Identificar la línea recta con pendiente m' y el intercepto b' .

3. Extrapolar si es necesaria la línea recta hasta $t_{eq} = 1h$. Luego calcular la

permeabilidad y el daño con las expresiones 79 y 77.

Técnicas modernas.**Síntesis directa Tiab TDST**

Procedimiento:

1. Graficar la curva tipo log-log de ΔP y $(t * \Delta P')$ vs t y t_{eq} .
2. Identificar en la línea de acción infinita los puntos (el que sea más conveniente)

$(\Delta P_q)_r$ y $(t * \Delta P_q')_r$ al tiempo t_r .

3. Calcular permeabilidad y daño con las ecuaciones 81 y 82.

$$k = \frac{70.6B\mu}{h(t*\Delta P_q')_r} \quad (81)$$

$$S = 0.5 \left[\frac{(\Delta P_q)_r}{(t*\Delta P_q')_r} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi\mu C_t r_w^2} \right) + 7.43 \right] \quad (82)$$

Pruebas de presión de tasa variable de Winestock y Colpits

Procedimiento:

1. Graficar la curva tipo semilog de $(P_i - P_{wf})/q$ vs t que describe la ecuación 83.

$$\frac{P_i - P_{wf}}{q} = 162.6 \frac{B\mu}{kh} \left[\log \left(\frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869S \right] \quad (83)$$

2. Identificar la pendiente m' para la línea recta de acción infinita.
3. Obtener la permeabilidad y el daño con las ecuaciones 74 y 84

$$k = 162.6 \frac{B\mu}{m'h} \quad (74)$$

$$S = 1.151 \left[\frac{1}{m'} \left(\frac{P_i - P_{wf}}{q} \right)_{1h} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2} \right) - 3.23 \right] \quad (84)$$

Método de Russell para Pruebas Bi-Flujo

Procedimiento:

1. Graficar la curva semilog de P_{wf} vs $\left[\log \left(\frac{t_{p1} + \Delta t}{\Delta t} \right) + \left(\frac{q_2}{q_1} \right) \log(\Delta t) \right]$.
2. Identificar la línea recta de acción infinita con pendiente m'_1 y con intercepto P_{int} .
3. Una vez conocida la pendiente m'_1 y el intercepto P_{int} hallar la permeabilidad, el daño (ecuaciones 88 y 89) y P^* . P^* es una presión falsa usada para estimar la presión promedio de yacimiento.

$$k = - \frac{162.6 q_1 \mu B}{m'_1 h} \quad (88)$$

$$S = 1.151 \left[\frac{q_1}{q_1 - q_2} \left(\frac{P_{wf}(\Delta t = 0) - P_{1h}}{m'_1} \right)_{1h} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) - 3.23 \right] \quad (89)$$

P^* es hallada con la ecuación 90. Esta se usa para estimar la presión promedio de yacimiento.

$$P^* = P_{int} - \frac{q_1}{q_1 - q_2} [P_{wf}(\Delta t = 0) - P_{1h}] \quad (90)$$

También se puede calcular la caída de presión en la zona de daño (ecuaciones 91 y 92).

$$\Delta P_{skin}(q_1) = -0.87(m'_1)s \quad (91)$$

$$\Delta P_{skin}(q_2) = -0.87 \frac{q_2}{q_1} (m'_1)s \quad (92)$$

Método Pinson.

Usado cuando $t_1 \gg \Delta t$.

Procedimiento:

1. Construir grafico semilog P_{wf} vs $\log \Delta t$. La ecuación que describe el movimiento está dado por la ecuación 93.

$$P_{wf} = m_p \log \Delta t + P_{int} \quad (93)$$

2. Identificar la línea recta de pendiente m_p (ecuación 94) y con intercepto P_{int} .

$$P_{int} = P_{wf}(\Delta t = 1hr)$$

$$m_p = -\frac{162.6(q_2 - q_1)\mu B}{kh} \quad (94)$$

3. Calcular la permeabilidad (ecuación 95) y el daño (ecuación 96).

$$k = -\frac{162.6(q_2 - q_1)\mu B}{m_p h} \quad (95)$$

$$S = 1.151 \left[\left(\frac{P_{wf}(\Delta t=0) - P_{1h}}{m_p} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) - 3.23 \right] \quad (96)$$

Método Tiab.

1. Graficar la curva P_{wf} vs t_{2R} .

$$\text{Con: } t_{2R} = \frac{t_{p1} + \Delta t}{\Delta t} \Delta t^{q_1} \quad (99)$$

La ecuación que describe la curva es $P_{wf} = m'_1 \log(t_{2R}) + P_{int}$

2. Identificar la línea recta de pendiente m'_1 que corresponde a la línea de acción infinita.

3. Calcular la permeabilidad, con la ecuación 100.

$$k = -\frac{162.6q_1\mu B}{m'_1 h} \quad (100)$$

4. Del gráfico, identificar P_{1h} $\Delta t = 1h$ ($t_{2R} = t_{p1} + 1$) extrapolando la línea recta si es necesario.

5. Conociendo $P_{wf}(\Delta t=0)$, P_{1h} y m'_1 . Determinar el factor de daño con la ecuación 101.

$$S = 1.151 \left[\left(\frac{P_{1h} - P_{wf}(\Delta t=0)}{m'_1} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) - 3.23 \right] \quad (101)$$

6. Si la porción de la ETR describe una línea recta, calcular el almacenamiento con la pendiente de esta (ecuación 102).

$$C = \left(\frac{qB}{24} \right) \frac{t_N}{\Delta P_N} \quad (102)$$

7. Extrapolar la línea recta en la curva semilog donde $t_{2R} = 1$ dado por P_{int} .

8. Calcular la presión inicial de yacimiento con la ecuación 103.

$$P_i = P_{int} + m'_1 \frac{q_2}{q_1} \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.875 \right] \quad (103)$$

Análisis de Datos Recolectados prueba Biflujo.

Los datos de este modelo fueron generados con base al modelo anterior, un yacimiento circular con único pozo en el centro para el cual se usaron las mismas propiedades, excepto la presión de referencia que se elevó a 1000 psi. Se corrió una prueba multitasa, en este caso para dos flujos o prueba de biflujo. El caudal inicial fue de 40 bbl/d este se mantuvo durante 4.5 horas, después se aumentó a 60 bbl/d hasta terminar la prueba. A continuación, se llevará a cabo el análisis del comportamiento de la presión, arrojado por el simulador, a través de los métodos de dos tasas de Russell y Tiab, luego se compararán los resultados del modelo matemático con el modelo de simulación de la prueba para medir los errores.

Tabla 8.

Datos para la prueba biflujo

DATOS DEL MODELO	
q_1	40 bbl/day
q_2	60 bbl/day
β	1,4 RB/STB
μ	7,5 cP
h	70 ft
ϕ	0,2
r_w	0,25 in
ct	0,0000342 1/psi
$\Delta t=0$	1000 psi
S_{modelo}	3,5
K_{modelo}	100 mD
r_{modelo}	300 ft

Nota. La tabla presenta las propiedades y datos necesarios para la corrida del modelo y simulación de la prueba biflujo.

Análisis por Método de Russell para Pruebas Bi-Flujo

Procedimiento:

1. Construir la tabla de datos para graficar P_{wf} vs $F_{Russell}$, donde el tiempo Russell está dado por $\log\left(\frac{t_{p1}+\Delta t}{\Delta t}\right) + \left(\frac{q_2}{q_1}\right)\log(\Delta t)$.

Tabla 9.

Datos generados por el simulador y $F_{Russell}$ para el método de Rusell en prueba de Biflujo.

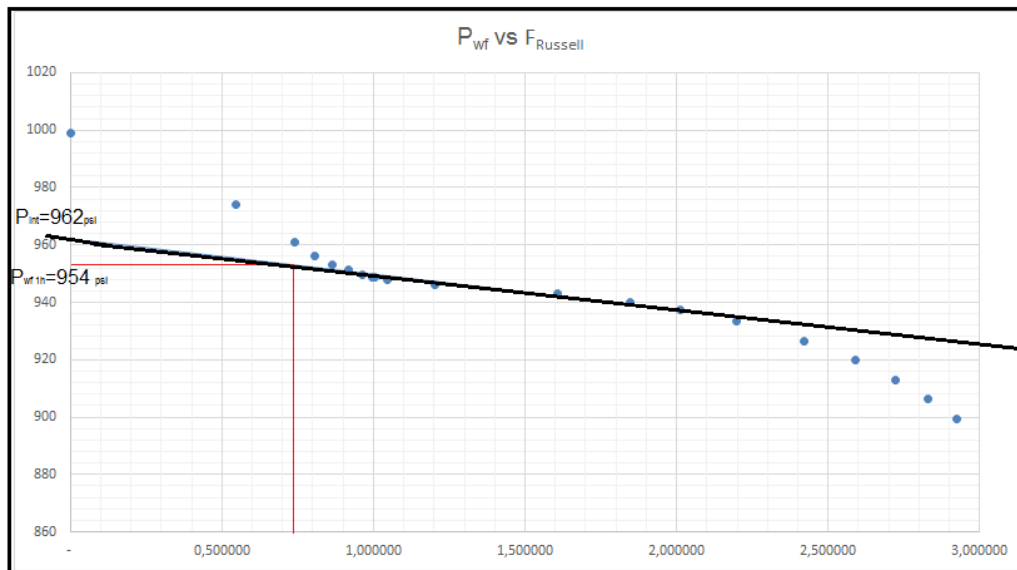
Δt (hrs)	P_{wf} (psia)	$F_{(Russel)}$
0	999,04	
0,50016	973,9	0,548538
1,00008	960,86	0,740386
1,25016	956,39	0,808163
1,5	953,32	0,866197
1,75008	951,19	0,917414
2,00016	949,7	0,963456
2,20008	948,81	0,997299
2,25	948,6	1,005395
2,4996	947,86	1,044008
3,7476	946,27	1,203204
8,97384	943,02	1,605981
14,2001	940,05	1,847989
19,0001	937,35	2,010447
26,2001	933,31	2,196291
38,2001	926,59	2,421461
50,2001	919,84	2,58834
62,2001	913,09	2,721022
74,2001	906,33	2,831177
86,2001	899,57	2,925362
98,2001	892,81	3,007627

Nota. La tabla presenta los datos de presión contra tiempo generados por el simulador para la prueba Biflujo, además del cálculo de la función de Russel, con la cual se construye la gráfica Russell. Modificado de CMG

.2. Graficar la curva semilog de P_{wf} vs $\left[\log\left(\frac{t_{p1}+\Delta t}{\Delta t}\right) + \left(\frac{q_2}{q_1}\right)\log(\Delta t)\right]$.

Figura 60.

Curva semilog de P_{wf} vs F_{Russel}



Nota. La grafica presenta la curva de Russel, con la identificación de la pendiente sobre la línea de acción infinita, además del intercepto con el eje Y y la presión a una hora, estas importantes para el cálculo de propiedades.

Tomado de Microsoft Excel 2013.

Identificar la línea recta de acción infinita con pendiente m'_1 y P_{1h} .

3. Una vez conocida la pendiente m'_1 y P_{1h} , hallar permeabilidad y el daño.

P_{1h} Como indica la figura 60 es aproximadamente 954 psi.

$$m'_1 = \left| \frac{937.35 - 947.86}{2.01044 - 1.044008} \right| = 10.8749$$

$$k = - \frac{162.6 q_1 \mu B}{m'_1 h} = \frac{162.6 * 40 * 7.5 * 1.4}{10.87 * 70} = 89.71 \text{ mD}$$

$$S = 1.151 \left[\frac{q_1}{q_1 - q_2} \left(\frac{P_{1h} - P_{wf}(\Delta t = 0)}{m'_1} \right)_{1h} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) - 3.23 \right]$$

$$= 1.151 \left[\frac{40}{40 - 60} \left(\frac{999.04 - 954}{10.8749} \right) - \log \left(\frac{89.71}{0.2 * 7.5 * 0.0000342 * 0.25^2} \right) - 3.23 \right] = 4.67$$

4. P^* es hallada con la siguiente expresión. Esta se usa para estimar la presión promedio de yacimiento.

$$P_{int} = 962$$

$$P^* = P_{int} - \frac{q_1}{q_1 - q_2} [P_{wf}(\Delta t = 0) - P_{1h}] = 962 - \frac{40}{40 - 60} (999.04 - 954) \\ = 1052.08 \text{ psi}$$

5. calcular la caída de presión en la zona de daño.

$$\Delta P_{skin}(q_1) = -0.87(m'_1)s = -0.87 * 10.8749 * 4.70 = -44.46 \text{ psi}$$

$$\Delta P_{skin}(q_2) = -0.87 \frac{q_2}{q_1} (m'_1)s = -0.87 * \frac{40}{60} * 10.8749 * 4.70 = -29.644 \text{ psi}$$

% Error calculado

Si analizamos los datos obtenidos por el modelo matemático y los datos suministrados al simulador, se pueden comparar y conocer el porcentaje de error que se obtuvo.

1. Permeabilidad:

Inicial suministrada al simulador:

$$k = 100 \text{ mD}$$

Hallada con método matemático:

$$k = 89.71 \text{ mD}$$

$$\% \text{ Error} = \left| \frac{100 - 89.71}{100} \right| \times 100 = 10.28\%$$

2. Daño:

Inicial suministrada al simulador:

$$s = 3.5$$

Hallada con método matemático:

$$s = 4.67$$

$$\% \text{ Error} = \left| \frac{3.5 - 4.67}{3.5} \right| \times 100 = 33.48 \%$$

El error se le atribuye a diferentes factores como lo es el simulador, que no responde de una forma cien por ciento eficiente al comportamiento que debería tener la presión en el tiempo;

también debido a factores como la toma de una pendiente correcta en el gráfico de Russell, este error se atribuye como error humano; error humano en la toma de valores importantes como la presión a una hora, leída en el Gráfico de Russell; puede ser también por error de redondeo a la hora de tomar los datos de presión y tiempo que arroja el simulador; también error de redondeo a la hora de tomar valores calculados anteriormente y meterlos en una nueva ecuación, como es el caso del daño. Múltiples factores pueden hacer que los parámetros obtenidos por el modelo matemático no sean iguales, sin embargo, se aproximan al valor real.

Análisis por método Tiab para Pruebas Bi-Flujo.

1. Construir la tabla de datos para graficar P_{wf} vs t_{2R} , donde el t_{2R} está dado por

$$t_{2R} = \frac{t_{p1+\Delta t}}{\Delta t} \Delta t^{\frac{q_2}{q_1}}.$$

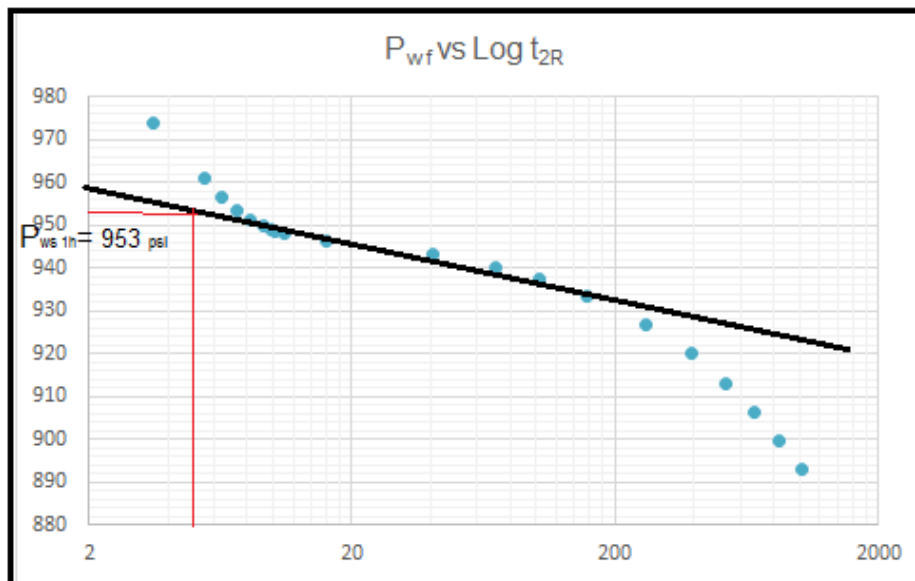
Tabla 10.

Datos generados por el simulador y t_{2R} para el análisis por el método Tiab para una prueba de Bi Flujo.

Δt (hrs)	P_{wf} (psia)	t_{2R}
0	999,04	
0,50016	973,9	3,5362
1,00008	960,86	5,5003
1,25016	956,39	6,4293
1,5	953,32	7,3485
1,75008	951,19	8,2683
2,00016	949,7	9,193
2,20008	948,81	9,938
2,25	948,6	10,125
2,4996	947,86	11,066
3,7476	946,27	15,966
8,97384	943,02	40,363
14,2001	940,05	70,467
19,0001	937,35	102,43
26,2001	933,31	157,14
38,2001	926,59	263,91
50,2001	919,84	387,56
62,2001	913,09	526,04
74,2001	906,33	677,92
86,2001	899,57	842,1
98,2001	892,81	1017,7

Nota. La tabla presenta los datos de presión contra tiempo generados por el simulador para la prueba Biflujo, además del cálculo de la función de Tiab, con la cual se construye la gráfica de Tiab. Modificado de CMG

2. Graficar la curva P_{wf} vs t_{2R} .

Figura 61.Curva P_{wf} vs t_{2R} 

Nota. La grafica presenta la curva de Tiab, con la identificación de la pendiente sobre la línea de acción infinita, además del intercepto con el eje Y y la presión a una hora, estas importantes para el cálculo de propiedades.

Tomado de Microsoft Excel 2013.

- Identificar la línea recta de pendiente m'_1 que corresponde a la línea de acción infinita.

$$m'_1 = \left| \frac{937.35 - 947.86}{\log(102.43) - \log(15.96)} \right| = 11.0499$$

- Calcular la permeabilidad.

$$k = -\frac{162.6q_1\mu B}{m'_1 h} = \frac{162.6 \cdot 40 \cdot 7.5 \cdot 1.4}{11.0499 \cdot 70} = 88.289 \text{ mD}$$

- Conociendo $P_{wf(\Delta t=0)} = 999.04 \text{ psi}$, $P_{1h} = 953 \text{ psi}$ y $m'_1 = 11.04$. Determinar el factor de daño.

$$\begin{aligned}
 S &= 1.151 \left[\frac{q_1}{q_1 - q_2} \left(\frac{P_{1h} - P_{wf}(\Delta t = 0)}{m'_1} \right)_{1h} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) - 3.23 \right] \\
 &= 1.151 \left[\frac{40}{40 - 60} \left(\frac{999.04 - 954}{11.04} \right) - \log \left(\frac{88.289}{0.2 * 7.5 * 0.0000342 * 0.25^2} \right) \right. \\
 &\quad \left. - 3.23 \right] = 4.74 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

6. Extrapolando la línea recta hasta $t_{2R} = 1$, se tiene que $P_{int} \approx 965 \text{ psi}$

$$\begin{aligned}
 P^* &= P_{int} - \frac{q_1}{q_1 - q_2} [P_{wf}(\Delta t = 0) - P_{1h}] = 965 - \frac{40}{40 - 60} (999.04 - 953) \\
 &= 1057.08 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

8. Calcular la presión inicial de yacimiento con la expresión.

$$\begin{aligned}
 P_i &= P_{int} + m'_1 \frac{q_2}{q_1} \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87S \right] \\
 &= 965 \text{ psi} + 11.04 \frac{40}{60} \left[\log \left(\frac{88.289}{0.2 * 7.5 * 0.0000342 * 0.25^2} \right) - 3.23 + 0.87 \right. \\
 &\quad \left. * 4.74 \right] = 1026.33 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

% Error calculado

Si analizamos los datos obtenidos por el modelo matemático y los datos suministrados al simulador, se pueden comparar y conocer el porcentaje de error que se obtuvo.

1. Permeabilidad:

Inicial suministrada al simulador:

$$k = 100 \text{ mD}$$

Hallada con método matemático:

$$k = 88.289 \text{ mD}$$

$$\% \text{ Error} = \left| \frac{100 - 88.289}{100} \right| \times 100 = 11.71\%$$

2. Daño:

Inicial suministrada al simulador:

$$s = 3.5$$

Hallada con método matemático:

$$s = 4.74$$

$$\% \text{ Error} = \left| \frac{3.5 - 4.74}{3.5} \right| \times 100 = 35.35 \%$$

El error se le atribuye a diferentes factores como lo es el simulador, que no responde de una forma cien por ciento eficiente al comportamiento que debería tener la presión en el tiempo; también debido a factores como la toma de una pendiente correcta en el gráfico de Tiab, este error se atribuye como error humano; error humano en la toma de valores importantes como la presión a una hora, leída en el Gráfico de Tiab; puede ser también por error de redondeo a la hora de tomar los datos de presión y tiempo que arroja el simulador; también error de redondeo a la hora de tomar valores calculados anteriormente y meterlos en una nueva ecuación, como es el caso del daño. Múltiples factores pueden hacer que los parámetros obtenidos por el modelo matemático no sean iguales, sin embargo, se aproximan al valor real.

Caso 3: Efecto de la variación de la Permeabilidad para pruebas PDD.

Se corrieron tres pruebas PDD para el modelo general, bajo las mismas condiciones de producción descritas anteriormente en el caso 1, un caudal de producción de 50 bbl/d y con las mismas propiedades, pero cada una con un valor de permeabilidad diferente, 200 mD, 100mD y 50 mD respectivamente, esto con el fin de estudiar el efecto de la permeabilidad sobre la gráfica de la derivada y estudiar la precisión del simulador analizando las permeabilidades para los diferentes valores de $(t^* \Delta p^*)_r$.

Datos del simulador y análisis.

A continuación se presentan los datos generados de la prueba PDD para el modelo de 200 mD y 50 mD, para ver datos del modelo de 100 mD, ir a la tabla 7.

Tabla 11.*Datos de la prueba PDD para el modelo de 200 mD.*

t, hr	Pws	dP	t*dP'
0,16656	1222,45		
0,33336	1193,02	29,43	
0,49992	1174,88	47,57	41,336
0,66672	1163,68	58,77	34,44
0,83328	1156,77	65,68	26,845
1	1152,49	69,96	20,113
1,83335995	1147,03	75,42	6,0971
2,66664	1145,42	77,03	2,5
3,49992024	1144,74	77,71	2,3062
4,33343976	1144,28	78,17	2,35
5,16672	1143,87	78,58	2,4
6	1143,48	78,97	2,7
6,83328	1143,09	79,36	3,16
7,66656024	1142,71	79,74	3,5536
8,50007976	1142,32	80,13	3,9842
9,33336	1141,93	80,52	4,3559
10,0000798	1141,62	80,83	4,6592
13,3336802	1140,08	82,37	6,2723
18	1137,91	84,54	8,5278
25,99992	1134,19	88,26	12,285
34,00008	1130,47	91,98	15,958
42	1126,75	95,7	19,681
49,9999176	1123,02	99,43	23,376
58,0000824	1119,3	103,15	27,097
66	1115,57	106,88	30,802
73,9999176	1111,85	110,6	34,528
82,0000824	1108,12	114,33	38,293
90	1104,39	118,06	42,018
97,9999248	1100,66	121,79	45,743

Nota. La tabla presenta los valores de presión y derivada de presión, para la nueva permeabilidad de 200 mD en la Prueba PDD. Modificado de CMG

Tabla 12.

Datos de la prueba PDD para el modelo de 50 mD.

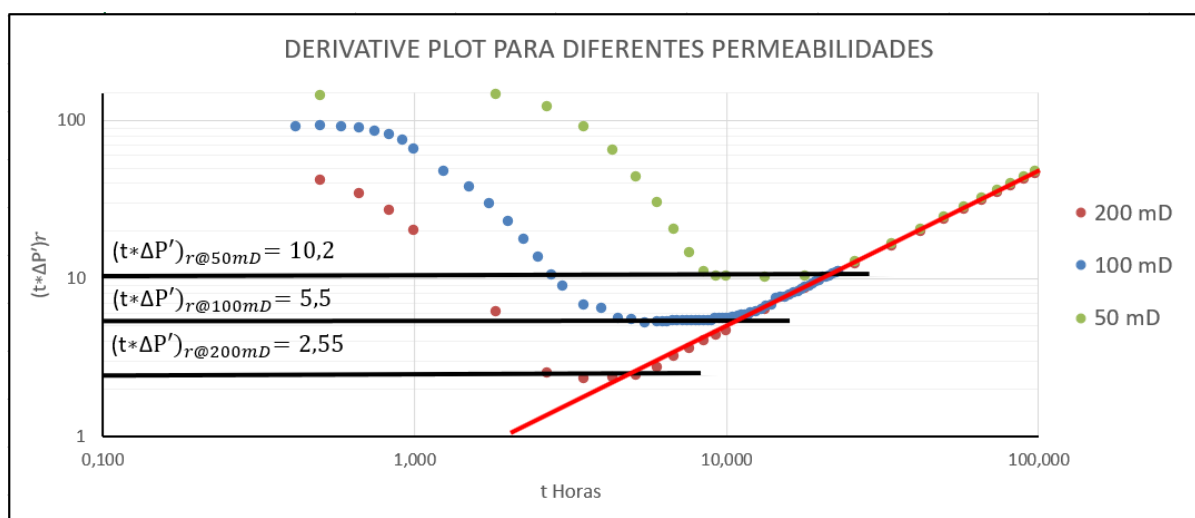
t, hr	Pws	dP	t*dP'
0,16656	511,71		
0,33336	452,22	59,49	
0,49992	400,68	111,03	143,65
0,66672	355,95	155,76	165,6
0,83328	317,25	194,46	179,19
1,00007995	283,71	228	177,09
1,83335995	189,91	321,8	145,97
2,66664	137,26	374,45	122
3,49992024	107,74	403,97	91,256
4,33343976	91,15	420,56	64,349
5,16672	81,76	429,95	44,017
6	76,37	435,34	29,806
6,83328	73,2	438,51	20,389
7,66656024	71,26	440,45	14,357
8,50007976	70,01	441,7	10,9
9,33336	69,13	442,58	10,218
10,0000798	68,58	443,13	10,2
13,3336802	66,72	444,99	10,15
18	64,41	447,3	10,234
25,99992	60,56	451,15	12,736
34,00008	56,7	455,01	16,558
42	52,84	458,87	20,389
49,9999176	48,98	462,73	24,265
58,0000824	45,11	466,6	28,105
66	41,25	470,46	31,924
73,9999176	37,39	474,32	35,826
82,0000824	33,52	478,19	39,73
90	29,65	482,06	43,595
97,9999248	25,78	485,93	47,46

Nota. La tabla presenta los valores de presión y derivada de presión, para la nueva permeabilidad de 50 mD en la Prueba PDD. Modificado de CMG

A continuación, se procede a dibujar la gráfica tipo log – log de los valores de la derivada en el tiempo de las datas obtenidas anteriormente, se hace en un solo gráfico, para poder compararlas, como se muestra en la figura 62.

Figura 62.

Gráfica de la derivada para diferentes valores de permeabilidad.



Nota. La gráfica representa el comportamiento de la curva de síntesis directa de Tiab (TSDT), para la permeabilidad original de 100 mD y para las dos nuevas permeabilidades de 50 mD y 200 mD, para así conocer la influencia de esta propiedad en el desarrollo de la prueba. Tomado de Microsoft Excel 2013.

En la figura 62 se puede observar dos comportamientos muy marcados que representan las características del modelo, inicialmente se aprecia el cambio que existe en el valor de $(t*\Delta p')_r$, y la tendencia a aumentar este valor a medida que se hace más pequeña la permeabilidad, es decir, la pendiente $m=0$ usada en la lectura de $(t*\Delta p')_r$, es inversamente proporcional a el valor de la permeabilidad.

Adicionalmente se puede ver la superposición de las gráficas en las regiones tardías, donde $m=1$ en LTR se vuelve un punto de convergencia para las 3 pruebas. También se puede evidenciar el aumento del tiempo en que tarda en depletarse el modelo al disminuir la permeabilidad, esto se puede evidenciar en el aumento del tiempo que necesita el modelo para alcanzar el flujo pseudoestable.

Se procede a calcular las permeabilidades a través del modelo de la derivada, esto permite analizar la precisión con que el simulador representa los datos y estos son interpretados, Al ser generamos bajo los mismo parámetros de producción y propiedades y ser analizados por

el mismo método, se puede asumir que el error entre las tres pruebas debe ser muy parecido, los parámetros calculados fueron resumidos en la tabla 13, que se muestra a continuación.

Tabla 13.

Cálculo de errores para cada Permeabilidad usada.

k Simulación(mD).	$(t*\Delta P')_r$	k calculado(mD)	Error (%)
200	2,55	207,64	3,82
100	5,5	96,273	3,727
50	10,2	51,912	3,824

Nota. La tabla presenta el cálculo de los errores para cada permeabilidad, para mostrar la efectividad de la simulación de la prueba PDD. Modificado de CMG

Se puede evidenciar que los errores entre las diferentes pruebas son muy bajos, con respecto al modelo de 100 mD. Con respecto a los otros modelos, presenta un error alrededor de 0.093 %, mientras que el error entre el modelo de 200 mD y 0 mD es casi nulo, esto permite concluir un buen comportamiento en la interpretación de los datos por medio de los métodos utilizados.

9. Conclusiones

El modelo general puede ser modificado desde su archivo .dat si así se desea, esto con el fin de generar nuevas datas, teniendo como resultado ejercicios diferentes, con propiedades distintas, tanto del modelo como operacionales.

Algunos errores pueden estar asociados a las muchas suposiciones que se presentan al simular, además de que variables como el B_0 y μ no son constantes en el tiempo, modelos más complejos pueden reducir este error, a través del control de variables más específicas .

El análisis multitasas presenta errores altos, esto puede ser porque el simulador no logra percibir detalladamente los cambios de presión que existe cuando hay un cambio de caudal, sin embargo, la tendencia es la esperada, versiones recientes del simulador, podrían reducir este error.

10. Recomendaciones

Con respecto al modelo, se recomienda tomar tasas de producción no muy grandes, esto, por lo rápido que se depleta el yacimiento, hacerlo podría distorsionar el comportamiento de la data arrojada por simulador.

Se recomienda variar los parámetros de entrada, permeabilidad, daño en la formación, espesor, porosidad, viscosidad, caudales, entre otros; hacerlo permite obtener nuevas datas de estudio y estudiar la influencia de estos parámetros sobre los resultados.

La base de estudio es el modelo de simulación presentado, sin embargo, sería de gran utilidad simular yacimientos más complejos basados en la realidad, esto permitiría obtener tendencias más reales del comportamiento de la presión.

Referencias Bibliográficas

- Chaudhry, A. (2003). Oil Well Testing Handbook 1st Edition. : Gulf Professional Publishing.
- Da Prat, G (1990) Well Test Analysis For fractured Reservoir Evaluation. Halliburton Reservoir Services Caracas, Venezuela.
- Douglas, A., (2004) Manual de pruebas de Presión. ESP Oil Engineering Consultante.
- Escobar, F. (2010). Simulación de Yacimientos. Colombia: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas.
- García, J., Ignacio, J., Brazález, A. (1999). Aprenda Visual Basic 6.0. España: Universidad de Navarra
- Horne, R. (1995). Modern well test analysis. Palo Alto, Calif.: Petroway. Halliburton.com.
- (2012). The Effect of Wellbore Storage on Surface Data. [online]. Available at: https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/ts/contents/Papers_and_Articles/web/The-Effect-of-Wellbore-Storage-on-Surface-Data.pdf [Accessed 31 Oct. 2018].
- Lee, J. (1981.). Well testing, Monographic Texas A&M University, SPE Textbook Series, No. 1, SPE Dallas
- Murcia, C., Alvarez, O. (2016). Estimación del área de drenaje de un pozo de un yacimiento de shale por medio de la interpretación de pruebas de descenso de presión PDD. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industria de Santander
- Perez, B., Velandia, C. (2005). Simulación e interpretación de pruebas de presión para la identificación del daño en la formación en el campo piedemonte. Bucaramanga,

Colombia: Universidad Industrial de Santander.