



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Apuntes de Caracterización Dinámica de Yacimientos

MATERIAL DIDÁCTICO

Que para obtener el título de

Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A

Yesenia Berenice Franco Villagómez

ASESOR DE MATERIAL DIDÁCTICO

M.I. Israel Castro Herrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2024

Agradecimientos

Agradezco a Dios por haberme permitido llegar a este momento tan importante de mi vida, y por dejar que mis seres queridos vivan conmigo esta etapa que hoy concluye.

A mis padres por apoyarme en todo momento y darme las herramientas necesarias para poder crecer, por guiarme para convertirme en una ingeniera, por dejarme ser una persona congruente en lo que digo y hago, gracias a mi madre Pilar Villagómez por hacerme saber de lo que soy capaz y que siempre se puede, a mi padre Manel Franco por enseñarme y alentar el sueño de ser ingeniera.

A mi hermanita Sandra Franco, mi todo en toda esta transición y que siempre tuvo una palabra de aliento para mí, y jamás me dejó a pesar de mis días malos, que todos los días me enseña más y más.

A mi novio Ricardo Ortuño que fue parte fundamental de este proceso, que aparte de ser mi compañero de estudios y mi mejor amigo siempre creyó en mí, aunque había días que yo no creía que podía lograrlo.

A mi mejor amiga Alejandra Enciso por siempre subirme el ánimo en los días más difíciles.

A mis amigos de la facultad, Ángel, Guillermo, Olmos, Axel que fueron parte esencial de mi desarrollo.

A mis maestros de la facultad de ingeniería, M.I. Israel Castro, Dra. Jazmín Mota Nieto, M.I. Víctor López, Ing. Daniel Marure, que me guiaron con conocimientos y habilidades para formarme como ingeniera.

A todas aquellas personas que conocí en mi vida de estudiante. Y un agradecimiento especial a la Facultad de Ingeniería de la UNAM que me brindó sus instalaciones para formar mi educación universitaria. Es un enorme placer y orgullo ser parte de esta maravillosa comunidad.

Prólogo

A lo largo de la carrera de ingeniería descubrí que mi mejor manera de aprender era por refuerzo, que el tema que vi en las clases, lo tenía que practicar y razonar para que se pudiera quedar en mi mente.

Con esta premisa fue que se inició la idea de escribir este trabajo, también la inspiración y la manera en que enseñan diferentes docentes en la Facultad de Ingeniería.

Apoyándome de diferentes tipos de aprendizaje y teniendo en mente que todos aprendemos de diferente manera, se incluyeron diversos ejercicios y dinámicas. En este trabajo se podrán encontrar temas básicos de caracterización dinámica de yacimientos, hasta interpretación de pruebas de presión en pozos hidráulicamente fracturados.

La creación de este material fue diseñada con teoría y ejercicios fáciles de entender y sobre todo explicativos, para tener una mayor retención, al igual que un mayor impacto en nuestra manera de aprender.

ÍNDICE

1. Introducción	12
1.1. Definiciones.....	12
1.2. ¿Para qué medir?	13
1.3. Clasificación de las pruebas de variación de presión.....	15
1.3.1. Por el número de pozos utilizados.....	15
1.3.2. Por la forma de operación del pozo productor.....	16
1.3.3. Síntesis	18
1.4. Quiz	18
2. Fundamentos teóricos	19
2.1. Conceptos básicos.....	19
2.1.1 Regímenes de flujo.....	19
2.1.2. Geometrías de flujo	20
2.1.3. Síntesis	21
2.1.4. Modelo matemático.....	22
2.1.5. Variables adimensionales	23
2.1.6. Curvas tipo	24
2.2. Principio de superposición.....	25
2.2.1. Pruebas de interferencia.....	27
2.2.2. Método de imágenes	30
2.2.3. Principio de superposición en tiempo.....	31
2.3. Almacenamiento	36
2.3.1. Coeficiente de almacenamiento	37
2.3.2. Flujo Radial Infinito	40
2.4. Fronteras en el yacimiento	41
2.4.1. Frontera impermeable	41
2.4.2. Factor de forma para varias geometrías del yacimiento	43
2.4.3. Fronteras por fallas	44
2.4.4. Fronteras a Presión Constante.....	45
2.4.5. Fronteras externas	45
2.5. Herramientas para la interpretación	46
2.5.1. Gráficas especializadas	47
2.5.2. Curvas tipo	48
2.5.3. Graficas de diagnóstico de flujo.....	48

2.6.Generalidades	48
2.6.1. Tipos de yacimiento	48
2.7. Concepto de función derivada de presión	51
2.7.1. Técnicas de derivación de Bourdet	58
2.7.2. Ventajas de curva de Bourdet.....	58
2.8. Ejercicio de superposición	59
2.9. Ejercicio propuesto	62
3. Pruebas de incremento de presión.....	63
3.1. Pruebas de incremento de presión para fluido ligeramente compresible	64
3.2. Método de Horner	68
3.3. Método MDH	70
3.4. Método de tiempo equivalente de Agarwal	72
3.5. Ejercicio de prueba de incremento.....	73
3.5.1. Solución por el método de Horner	74
3.5.2. Solución por el método de MDH.....	77
3.5.3. Solución por el método de tiempo equivalente de Agarwal	79
3.6. Ejercicio de prueba de incremento de presión propuesto	82
4. Pruebas de decremento de presión.....	84
4.1. Pruebas de un solo gasto	85
4.2. Pruebas a gasto variable	85
4.3. Pruebas de límite de yacimiento	86
4.4. Ejercicio de prueba de decremento de presión.....	87
4.5. Ejercicio propuesto de prueba de decremento de presión.	91
5. Pruebas de variación de presión en pozos fracturados hidráulicamente	95
5.1. Pozos fracturados hidráulicamente	95
5.1.1. Análisis de pruebas de presión en la fractura.....	97
5.2. Regímenes de flujo en pozos fracturados hidráulicamente	97
5.3. Modelos de flujo para pozos fracturados hidráulicamente.....	101
5.3.1. Fractura de conductividad finita	101
5.3.2. Fractura de conductividad infinita	108
5.3.3. Fractura de flujo uniforme	112
5.4. Interpretación de pruebas de presión en pozos hidráulicamente fracturados.....	113
5.5 Ejercicio de pruebas de variación en pozos fracturados hidráulicamente	115
6. Yacimientos naturalmente fracturados	123

6.1. Modelos propuestos para yacimientos naturalmente fracturados.....	123
6.1.1. Modelo de Warren y Root	123
6.1.2. Modelo De Adams et al.....	126
6.1.3. Modelo De Kazemi	127
6.1.4. Modelo De Streltsova	127
6.1.5. Modelo de doble porosidad.....	128
6.2. Interpretación de pruebas de presión para yacimientos naturalmente fracturados (YNF)	132
6.3. Ejercicio de yacimientos naturalmente fracturados.....	133
7. Análisis de datos de producción	138
7.1. Ecuación empírica de ARPS.....	138
7.2. Curva tipo Fetkovich	138
7.3. Curva tipo Blasingame	139
7.4. Curva tipo Agarwal.....	140
8. Conclusiones	142
9. Unidades utilizadas	143
10. Bibliografía	145

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Esquema de un yacimiento visualizando algunas características principales como la permeabilidad y fronteras.	12
Figura 2 Problema inverso asociado a la interpretación de pruebas de presión.....	13
Figura 3 Comportamiento de presión y gasto vs. tiempo para un pozo operando a gasto constante.	14
Figura 4 Comportamiento de presión y gasto vs. tiempo para un pozo operando a gasto variable.	14
Figura 5 Esquema de una prueba de incremento.	16
Figura 6 Esquema de una prueba de decremento.	17
Figura 7 Esquema de una prueba de inyectividad.....	17
Figura 8 Esquema de una prueba fall-off.	17
Figura 9 Perfil de presión para un pozo produciendo a gasto constante.	20
Figura 10 Comportamiento del flujo lineal.....	20
Figura 11 Esquema de la curva tipo.....	24
Figura 12 Representación de la caída de presión total en cualquier punto <i>A</i> del yacimiento.....	26
Figura 13 Ubicación esquemática de los pozos A, B y C.	26
Figura 14 Distribución ideal de los pozos para una prueba de interferencia caída de presión.	28
Figura 15 Pozo imagen.	28
Figura 16 Método de imágenes.....	30
Figura 17 Método de imágenes a una distancia <i>L</i>	30
Figura 18 Método de imágenes con múltiples pozos imágenes.....	31
Figura 19 Esquema de pozos A, B, C produciendo a diferente tiempo.....	31
Figura 20 Cambios de gasto de los pozos ubicados en el mismo punto debido a una caída de presión. ...	32

Figura 21 Comportamiento del gasto de un solo pozo fluyendo por la caída de presión.	32
Figura 22 Gasto variable de diferentes pozos por caída de presión.	33
Figura 23 La caída de presión causada por el cambio del gasto.	33
Figura 24 Representación gráfica de un pozo produciendo a un gasto $qB = q$ desde $t = 0$ y $qc = -q$ a un tiempo tp	35
Figura 25 Prueba de incremento de presión a partir de la solución a gasto constante para pruebas de incremento en tp	36
Figura 26 Efecto de almacenamiento en una gráfica log-log de presión vs tiempo.	38
Figura 27 Efecto de almacenamiento en una prueba de presión en una gráfica log-log.	40
Figura 28 Régimen de flujo es pseudo- estacionario.	42
Figura 29 Gráfica semilog que representa el estado de un yacimiento con frontera a presión constante.	45
Figura 30 Tipos de fronteras externas y su representación matemática.	46
Figura 31 Esquema de la respuesta de presión de una gráfica especializada.	47
Figura 32 Yacimiento homogéneo.	49
Figura 33 Yacimiento heterogéneo, se muestra un arreglo horizontal.	49
Figura 34 Esquema de un yacimiento compuesto.	49
Figura 35 Yacimiento multicapa.	50
Figura 36 Yacimiento de doble porosidad con porosidad en la matriz.	50
Figura 37 Esquema de una derivada de presión.	51
Figura 38 Gráfico de la derivada en su forma general.	52
Figura 39 Gráfico log-log que muestra las diferentes pendientes.	53
Figura 40 Derivada de presión que muestra el trazo de las pendientes.	53
Figura 41 Gráfica de la caída de presión con la función derivada del flujo de almacenamiento.	54
Figura 42 Gráfica de la caída de presión con la función derivada del flujo radial.	54
Figura 43 Gráfica de la caída de presión con la función derivada del flujo lineal.	55
Figura 44 Gráfica de la caída de presión con la función derivada del flujo bilineal.	55
Figura 45 Gráfica de la caída de presión con la función derivada del flujo pseudo- estacionario.	56
Figura 46 Gráfico log- log de presión vs tiempo y el comportamiento de la derivada.	56
Figura 47 Gráfico log- log de presión vs tiempo y el comportamiento de la derivada.	57
Figura 48 Comportamiento de la derivada de presión y los diferentes tipos de flujo.	58
Figura 49 Gráfica del gasto del pozo 2.	59
Figura 50 Esquema de la distribución de pozos.	60
Figura 51 Ejercicio para resolver.	62
Figura 52 Esquema de un pozo en una prueba de incremento.	63
Figura 53 Esquema de los efectos de pozo de almacenamiento.	64
Figura 54 Representación del gasto en un tiempo cero, en una prueba de incremento para un fluido ligeramente compresible.	65
Figura 55 Comportamiento teórico de una prueba de incremento de presión de un fluido ligeramente compresible.	66
Figura 56 Comportamiento teórico semilog de una prueba de incremento de presión con respecto al radio de drene para un fluido ligeramente compresible.	66
Figura 57 Representación de un flujo ligeramente compresible.	67
Figura 58 Tipo de flujo que se puede presentar la prueba de incremento de presión de un fluido ligeramente compresible.	67
Figura 59 Prueba de incremento de presión, con la gráfica de Horner.	68
Figura 60 Grafica del tiempo de Horner, es una gráfica semilog de pws vs. $\log tp + \Delta t \Delta t$	69

Figura 61 Gráfico semilog que muestra el comportamiento de una prueba de incremento por el método MDH de pws vs Δt .	71
Figura 62 Gráfico semilog del comportamiento de una prueba de incremento por el método de tiempo equivalente de Agarwal de pws vs te	72
Figura 63 Comportamiento de la prueba de incremento de presión del ejercicio.	74
Figura 64 Gráfica del tiempo de Horner.	75
Figura 65 Gráfica semilogarítmica para la solución por el método de Horner.	76
Figura 66 Gráfica del método MDH.	77
Figura 67 Gráfica semilogarítmica para la solución por el método MDH.	78
Figura 68 Gráfica del método de tiempo equivalente de Agarwal.	80
Figura 69 Gráfica semilogarítmica para la solución por el método de tiempo equivalente de Agarwal.	81
Figura 70 Gráfica del comportamiento de la prueba de incremento de presión ejercicio propuesto.	83
Figura 71 Representación esquemática de un pozo en una prueba de decremento.	84
Figura 72 Respuesta esquemática de la prueba de decremento de presión.	84
Figura 73 Prueba de decremento de presión a un solo gasto y el comportamiento de la presión.	85
Figura 74 Prueba de decremento a gasto variable.	86
Figura 75 Gráfica del comportamiento de la prueba de decremento de presión para el ejercicio de pruebas de decremento.	88
Figura 76 Gráfico especializado semilogarítmico de presión vs tiempo.	89
Figura 77 Gráfico especializado semilogarítmico para prueba de decremento de presión.	90
Figura 78 Gráfico especializado semilogarítmico para prueba de decremento de presión.	91
Figura 79 Gráfica de la prueba de decremento de presión MEC 110.	92
Figura 80 Gráfica semilogarítmica que muestra la prueba de decremento de presión MEC 110.	92
Figura 81 Gráfico de la derivada de presión, para la prueba MEC 110.	93
Figura 82 Gráfico de la derivada de presión, para la prueba MEC 110.	94
Figura 83 Representación esquemática de una fractura vertical.	95
Figura 84 Representación gráfica Δp vs t para obtener la pendiente m .	96
Figura 85 Representación de los regímenes de flujo en un pozo fracturado.	98
Figura 86 Representación de los regímenes de flujo en un pozo fracturado.	98
Figura 87 Esquema de baja conductividad en la fractura de un régimen de flujo bilineal.	100
Figura 88 Respuesta de la presión del flujo lineal dentro de la fractura y flujo lineal de la formación a la fractura, se caracteriza por una línea recta con pendiente de $\frac{1}{4}$	102
Figura 89 Representa pozos fracturados con una fractura de conductividad Finita.	103
Figura 90 Respuesta de presión cuando entra a un periodo de transición del flujo lineal, hasta alcanzar el flujo pseudo-radial a un tiempo estimado.	103
Figura 91 Caída de presión para pozos fracturados de una fractura de conductividad finita.	104
Figura 92 Fractura de conductividad finita con flujo bilineal y almacenamiento.	105
Figura 93 Influencia del daño.	106
Figura 94 Fractura con daño en la cara.	106
Figura 95 Comportamiento de una fractura de conductividad finita en un flujo bilineal con daño.	107
Figura 96 Caída de presión adimensional debido a una restricción en la fractura.	107
Figura 97 Representación de pozos fracturados en una fractura de conductividad Infinita.	108
Figura 98 Representación de pozos fracturados con fractura de conductividad infinita.	108
Figura 99 Esquema de presión vs t en una fractura de conductividad infinita que muestra la pendiente mlf con respecto a la fractura.	109

Figura 100 Gráfico con la caída de presión debido a una restricción en una fractura de conductividad infinita.	110
Figura 101 Fractura de conductividad Infinita en flujo Lineal, como se vería con efecto de almacenamiento sin él sólo es una línea recta.	110
Figura 102 Gráfica de la caída de presión debido a una restricción en la fractura de conductividad infinita.	111
Figura 103 Caída de presión en una fractura de conductividad infinita con daño.	111
Figura 104 Caída de presión debido a una fractura de conductividad infinita, de un flujo pseudo-radial.	112
Figura 105 Gráfica un mismo gasto de la formación, entrando en todos los puntos a lo largo de la fractura.	113
Figura 106 Curvas Tipo Para Pozos Fracturados de conductividad finita.	114
Figura 107 Prueba de presión realizada en uno de los pozos de Veracruz.	115
Figura 108 Gráfico especializado semilogarítmico de presión vs tiempo.	116
Figura 109 Gráfico especializado semilogarítmico de presión vs tiempo que muestra la pendiente.	117
Figura 110 Prueba de decremento de presión, Δp vs t	118
Figura 111 Prueba de decremento de presión, Δp vs t con la pendiente.	118
Figura 112 Prueba de decremento de presión, Δp vs t que muestra la Δp_{int}	119
Figura 113 Gráfico de tiempo de Horner para ejercicio de hidráulicamente fracturados.	120
Figura 114 Gráfico semilogarítmico de presión vs tiempo de Horner de la pendiente para ejercicio.	120
Figura 115 Prueba de incremento de presión, Δp vs $tp + \Delta t - \Delta t$	121
Figura 116 Prueba de incremento de presión, Δp vs $tp + \Delta t - \Delta t$ de la pendiente.	122
Figura 117 Representación gráfica de las geometrías de los bloques de la matriz.	124
Figura 118 Idealización de un yacimiento Naturalmente Fracturado Modelo de Warren Root.	125
Figura 119 Idealización de un yacimiento Naturalmente Fracturado de un modelo de doble porosidad.	125
Figura 120 Diagrama de un yacimiento Naturalmente Fracturado.	126
Figura 121 Idealización de un Yacimiento Fracturado hecha por Kazemi, en la cual se muestra una sección representada del yacimiento.	127
Figura 122 Representación gráfica del modelo de una porosidad – una permeabilidad.	129
Figura 123 Representación gráfica del modelo de doble porosidad- una permeabilidad.	129
Figura 124 Representación gráfica del modelo de doble porosidad – Doble permeabilidad.	130
Figura 125 Modelo de flujo de doble porosidad.	131
Figura 126 Gráfica de la presión vs tiempo en la cual ocurre la transición entre la matriz y la fractura y depende de λ	131
Figura 127 Gráfica de la presión vs tiempo para una prueba de decremento de presión para el ejercicio de yacimientos naturalmente fracturados.	134
Figura 128 Gráfica de la presión vs tiempo representada de color rojo, para la una prueba de decremento de presión.	135
Figura 129 Gráfica de la presión vs tiempo logarítmica del comportamiento de la función derivada.	135
Figura 130 Gráfica logarítmica de la presión vs tiempo, ajustándose por una curva tipo.	136
Figura 131 Gráfica logarítmica de la presión vs tiempo de una prueba de incremento un yacimiento naturalmente fracturado.	136
Figura 132 Curva Tipo Fetkovich.	139
Figura 133 Curva tipo Blasingame Aragón-Aguilar.	140
Figura 134 Curva Tipo Agarwal.	141

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Regímenes y geometrías de flujo característicos en un yacimiento.	21
Tabla 2 Factor de forma para varias geometrías del yacimiento.....	43
Tabla 3 Característica de cada geometría y régimen de flujo.....	47
Tabla 4 Tipo de flujo con respecto a su pendiente, dependiendo de está, se puede reconocer el tipo de flujo.	52
Tabla 5 Parámetros para los modelos de flujo en el análisis de pruebas de presión.	57
Tabla 6 Análisis de datos que se realiza para cada tipo de geometría de flujo.....	70
Tabla 7 Datos de una prueba de incremento de presión.	73
Tabla 8 Resultados de tiempo de Horner para cada uno de los datos de presión.	75
Tabla 9 Resultados de tiempo equivalente para cada uno de los datos de presión.	79
Tabla 10 Datos de una prueba de incremento de presión.	82
Tabla 11 Datos de una prueba de decremento de presión para ejercicio.....	88
Tabla 12 Otros parámetros y aplicaciones de los modelos de flujo para yacimientos naturalmente fracturados.....	130

Objetivo: Crear un nuevo material para afianzar y ampliar los conocimientos de las nuevas generaciones que cursan la asignatura de caracterización dinámica de yacimientos, mediante graficas mejoradas de bibliografías existentes, información sencilla de entender y conocimientos básicos.

Objetivos específicos:

- Explicar de manera fácil conceptos básicos como regímenes de flujo, geometrías de flujo, clasificación de las pruebas de variación de presión.
- Analizar pruebas de presión de incremento y decremento utilizando conceptos básicos como régimen de flujo, curvas tipo y demás temas de caracterización dinámica de yacimientos.
- El estudiante podrá resolver ejercicios de CDY utilizando Excel y herramientas online.

1. Introducción

1.1. Definiciones

Caracterización Dinámica de Yacimientos

La caracterización dinámica de yacimientos es la detección y evaluación de los elementos que afectan el comportamiento de un yacimiento bajo condiciones de explotación a partir de información tomada bajo condiciones de flujo, como pruebas de presión, datos de producción, Registros de Presión de Fondo Fluyendo (RPFF) y Registros de Presión de Fondo Cerrado (RPFC).

Las pruebas de presión se usan para caracterizar principalmente condiciones cercanas al pozo afectadas por los elementos vecinos a este.

Los datos de producción permiten principalmente caracterizar elementos a tiempos grandes y son afectados por las zonas alejadas al pozo ver **Figura 1**.

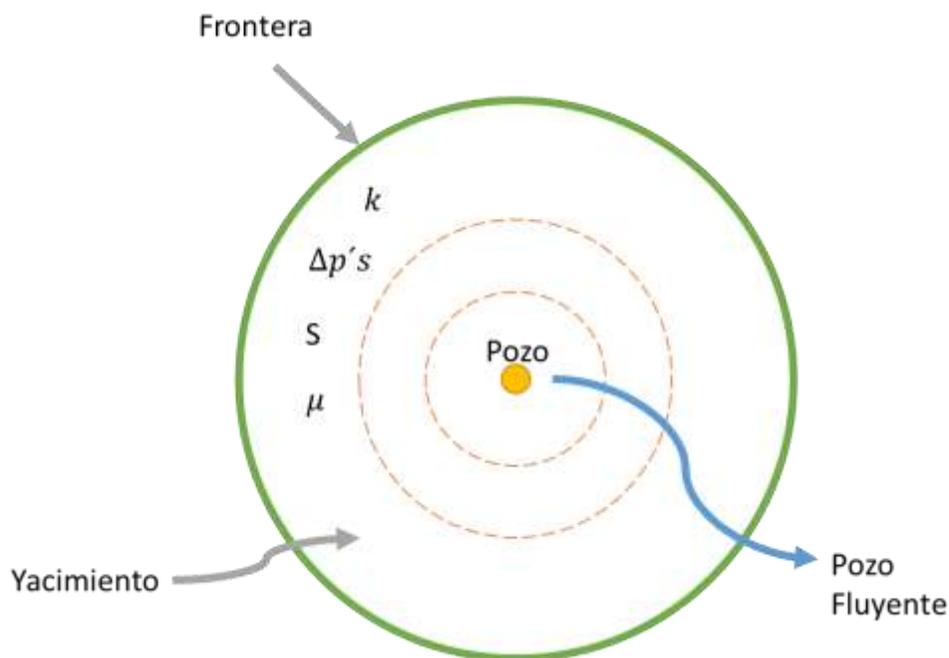


Figura 1 Esquema de un yacimiento visualizando algunas características principales como la permeabilidad y fronteras (Elaboración propia).

A partir del análisis de la teoría de señales (que habla de tres problemas fundamentales; directo, inverso y deconvolución, *Jouanna y Fras 1979*) la interpretación de pruebas de presión y el análisis de datos de producción se pueden ver como un problema inverso, tal como se muestra en la **Figura 2**.

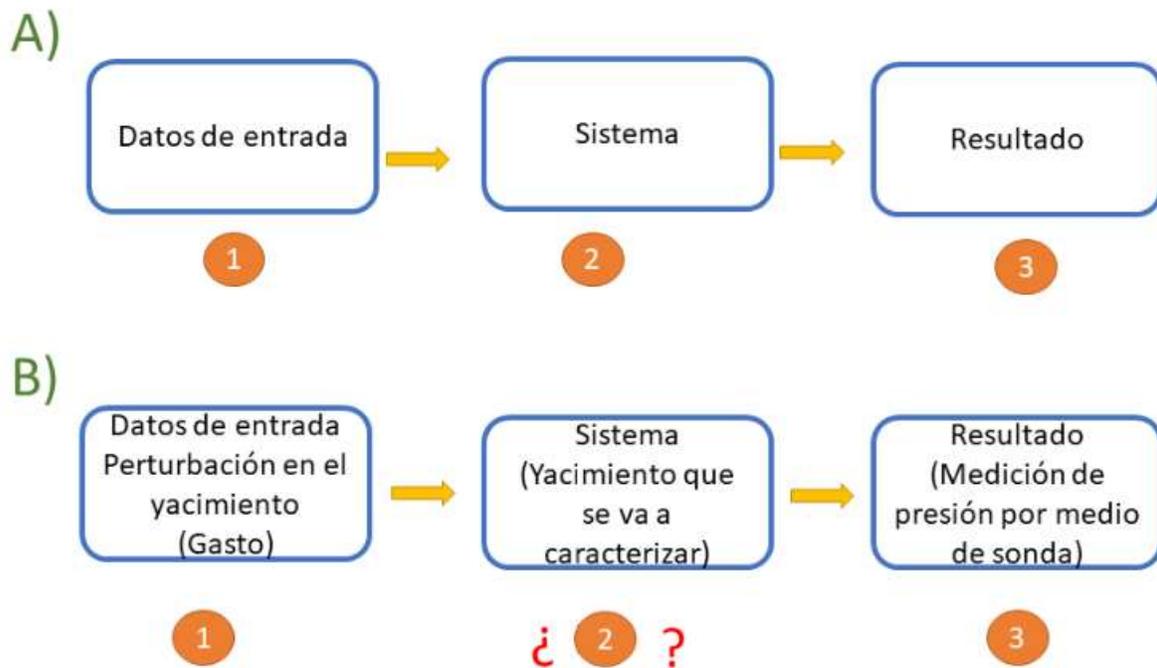


Figura 2 Problema inverso asociado a la interpretación de pruebas de presión En el cual el sistema de interés es inferido a partir del conocimiento de respuestas de entrada y salida (Elaboración propia).

Con base a la Figura 2 inciso B se puede observar que los datos de entrada corresponden a los gastos de producción o inyección impuestos a los pozos ubicados en el yacimiento, lo cual genera un disturbio de presión. Este disturbio es medido por las sondas como datos de presión en función del tiempo, a partir de los cuales se podrá conocer el yacimiento, sus propiedades, y así poder predecir comportamientos futuros. En el problema inverso de la teoría de señales la solución o respuesta (punto 2 inciso b) de la Figura 2) no es única, pueden existir más de dos soluciones. En conclusión, los parámetros del sistema (punto 2 de la figura 2 inciso B) son inferidos a través del análisis de respuestas (punto 3 de la figura 2 inciso b) a una entrada dada (punto 1 de la Figura 2 inciso b).

1.2. ¿Para qué medir?

Medir nos permite identificar el daño y la permeabilidad, por lo tanto, nos ayudan a calcular el gasto mejorado como se muestra en la **Figura 3** y **Figura 4**, proponiendo un caso ideal sin daño.

Lo que se puede medir en pozo:

- Gastos
- Tiempo

- Presión

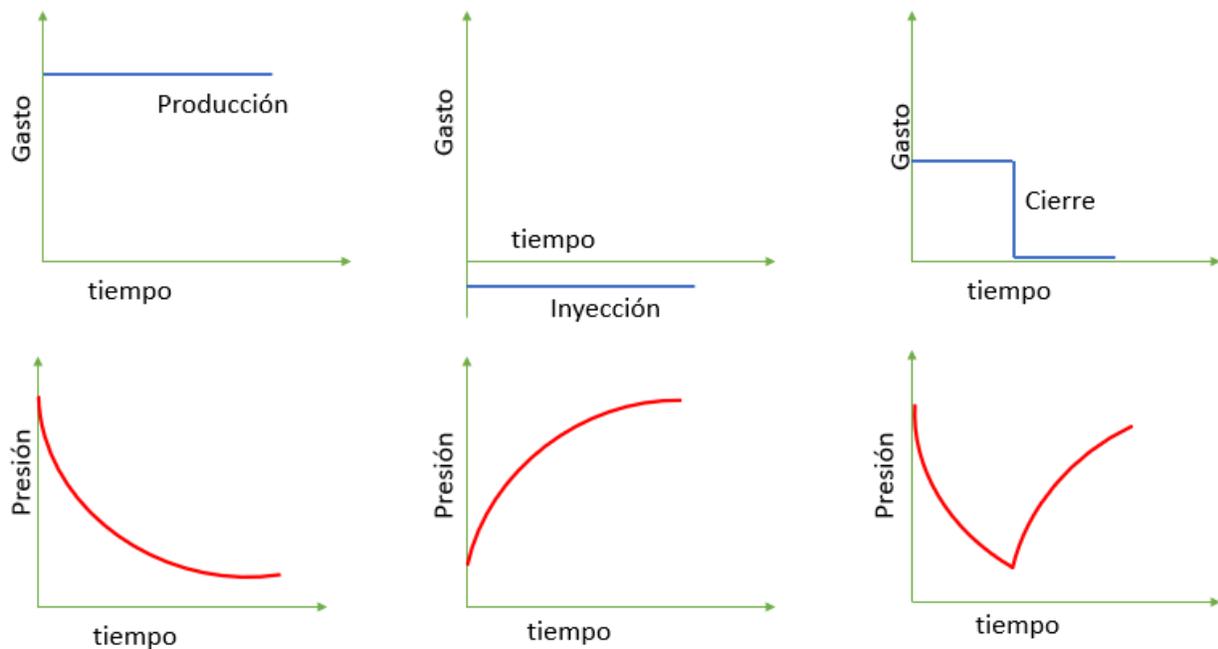


Figura 3 Comportamiento de presión y gasto vs. tiempo para un pozo operando a gasto constante, la línea azul representa el gasto (q) mientras que la línea roja representa su correspondiente comportamiento de presión (p) (Modificada de López 2020).

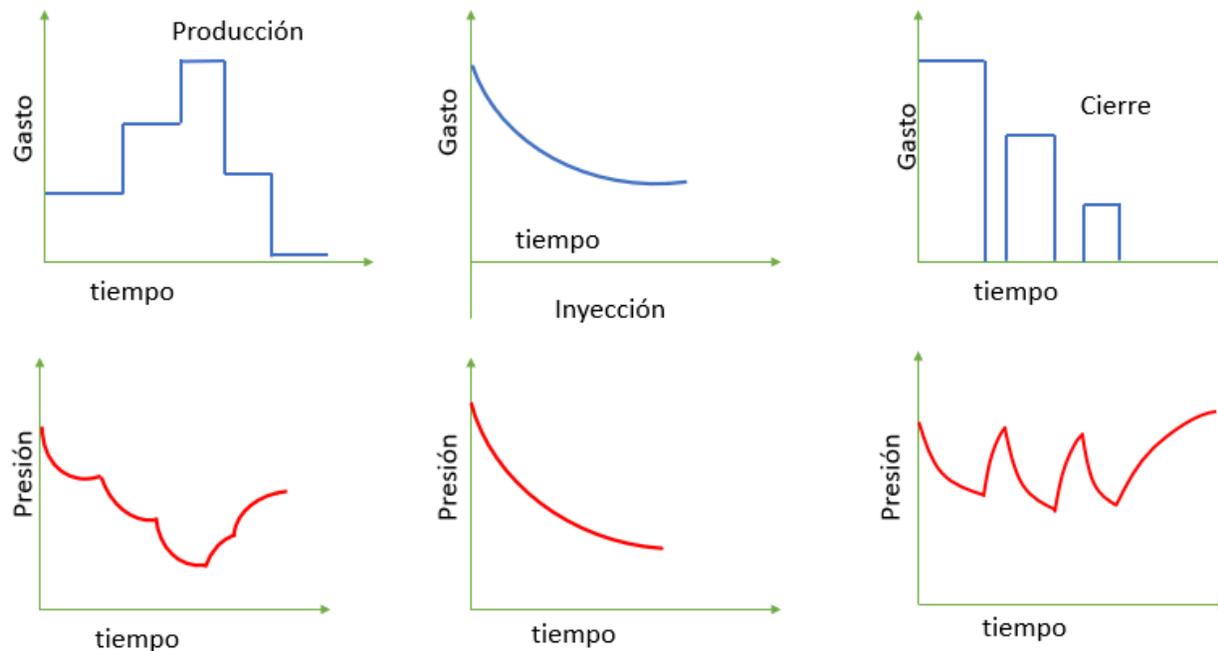


Figura 4 Comportamiento de presión y gasto vs. tiempo para un pozo operando a gasto variable, la línea azul representa el gasto (q) mientras que la línea roja representa su correspondiente comportamiento de presión (p) (Modificada de López 2020).

También se puede medir presión en el fondo y en la superficie, analizando a través de pruebas presión y producción.

Las mediciones se hacen para obtener:

- ✓ Presión inicial.
- ✓ Presión promedio del yacimiento.
- ✓ Potencial del flujo.
- ✓ Capacidad de flujo de la formación (Kh).
- ✓ Permeabilidad.
- ✓ Área de drene.
- ✓ Fronteras del yacimiento (volumen poroso).
- ✓ Tipo de falla (impermeable, permeable, semipermeable o conductiva).
- ✓ Presencia de daño a la formación o estimulación de esta.

Se mide hoy para obtener información en el futuro, ya que se pueden estimar reservas, hacer estudios de yacimientos, así como de simulación, pronósticos de producción y recuperación mejorada.

1.3. Clasificación de las pruebas de variación de presión

Las pruebas de presión se pueden clasificar por:

- El número de pozos utilizados.
- La forma de operación del pozo productor.
- El pozo productor o inyector.
- El tipo de pozo.

A continuación, se presentará una breve descripción de cada uno de los tipos de pruebas.

1.3.1. Por el número de pozos utilizados

Pruebas de un solo pozo: Se cambia el gasto y se mide la respuesta de la presión en el mismo pozo que se está probado. Tiene como objetivos: cuantificar el grado de daño o estimulación, estimar permeabilidad, área de drene, entre otras.

Pruebas de pozos múltiples: Se cambia el gasto en un pozo (activo) y se mide la respuesta de presión en otro pozo (observador). Se emplean para cuantificar el grado de conectividad entre los pozos e identificar zonas de permeabilidad preferencial (estimar permeabilidad direccional).

1.3.2. Por la forma de operación del pozo productor

Pruebas de incremento: El pozo ha estado en producción a gasto constante por un cierto periodo de tiempo (t_p), posteriormente se cierra y se registra el incremento de presión, debido a que en el periodo de cierre el gasto es constante la prueba de incremento es más fácil de interpretar en la práctica, ya que puede haber un control en el gasto del pozo durante el cierre, como se muestra en la **Figura 5**, del lado derecho está representado el comportamiento de la presión, del lado izquierdo el comportamiento de gasto.

La principal ventaja de esta prueba es la condición de gasto constante, dado que dicho gasto es igual a cero. Su desventaja radica en que es difícil de mantener un gasto constante previo al cierre (t_p), y producción diferida.

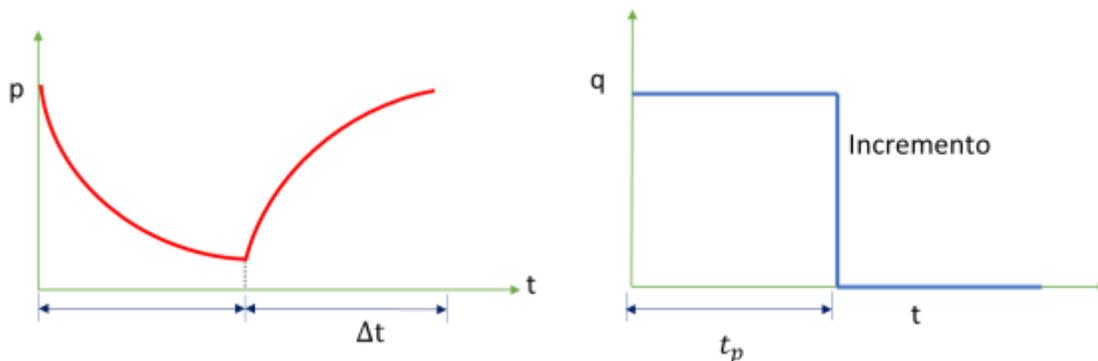


Figura 5 Esquema de una prueba de incremento (Modificada de López 2020).

Pruebas de decremento: Normalmente la presión de fondo del pozo está estabilizada. Posteriormente, el pozo se abre a producción a gasto constante y el abatimiento de presión es reportado, ver la **Figura 6** que representa esta prueba.

La mayoría de las técnicas de interpretación han sido para el caso de pruebas de decremento. En esta prueba puede ser difícil mantener un gasto constante y la condición inicial del pozo puede ser totalmente diferente, dado que es probable que haya sido puesto a producción anteriormente. Por esto se puede decir que estas pruebas son difíciles de interpretar en la práctica, ya que no hay un control en el gasto.

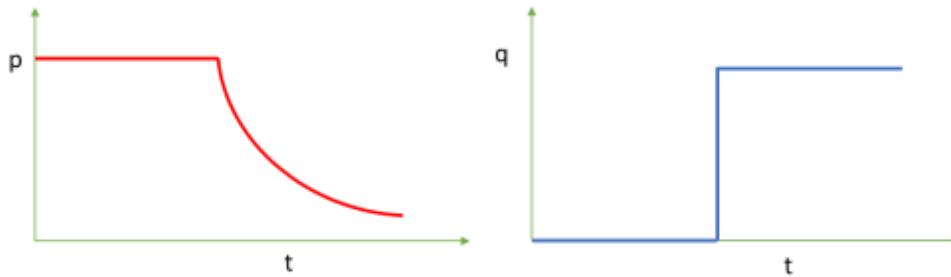


Figura 6 Esquema de una prueba de decremento (Modificada de López 2020).

Prueba de inyektividad: El esquema de la **Figura 7** muestra que es una prueba análoga a una prueba de decremento. Una complicación asociada a este tipo de prueba es la presencia de flujo multifásico. El gasto se considera constante y es negativo debido a la inyección.

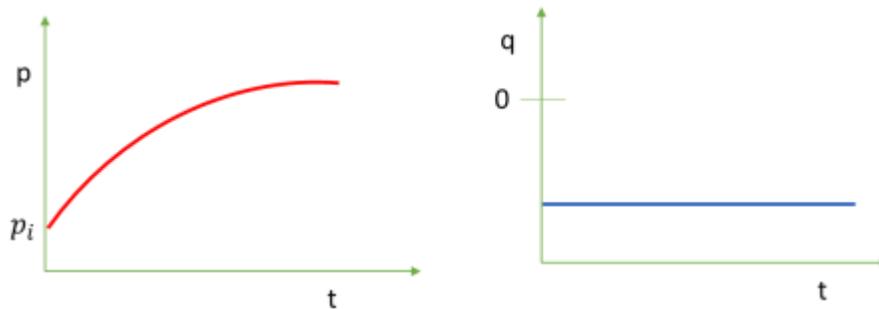


Figura 7 Esquema de una prueba de inyektividad (Modificada de López 2020).

Pruebas Fall-off: Análoga a una prueba de incremento, analiza el decremento de presión subsecuente al cierre de la inyección (ver **Figura 8**). Al igual que la prueba de inyektividad, su interpretación se dificulta debido a que el fluido inyectado es diferente al fluido de formación. Se inyectan fluidos durante un determinado periodo de tiempo y posteriormente la inyección se detiene y caída de presión de la inyección es analizada.

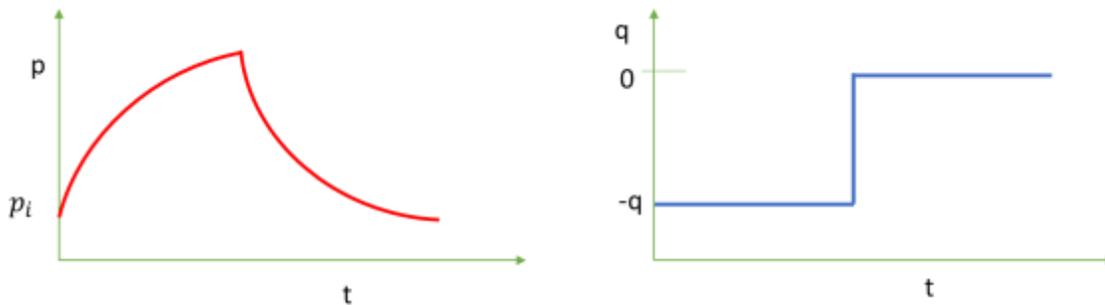


Figura 8 Esquema de una prueba fall-off (Modificada de López 2020).

1.3.3. Síntesis

En general las pruebas de presión nos ayudan a determinar propiedades promedio dentro del área del yacimiento que es afectada por la difusión de presión, y se pueden clasificar en dos:

- Pruebas de un solo pozo: Pruebas de incremento, decremento, fall-off, y de inyectividad.
- Pruebas multi-pozos: Pruebas de interferencia y prueba de pulsos.

1.4. Quiz

1. ¿Cómo podemos determinar y evaluar los elementos que afectan el comportamiento de un yacimiento?
2. ¿Para qué son usadas las pruebas de presión?
3. ¿Qué se obtiene de las mediciones que se hacen de una prueba de presión?
4. Menciona la clasificación de las pruebas de presión, por la forma de operación del pozo productor. Además, describe sus desventajas de cada una.

El quiz resuelto lo puedes encontrar escaneando el código QR.



Solución 1

2. Fundamentos teóricos

2.1. Conceptos básicos

2.1.1 Regímenes de flujo

El flujo de fluidos en un yacimiento está caracterizado principalmente en dos tipos: transitorio o dominado por fronteras.

Flujo transitorio: Este tipo de flujo se presenta cuando las fronteras del yacimiento no han sido detectadas, por lo que se dice que el yacimiento actúa como infinito. El gradiente de presión se propaga del pozo hacia el yacimiento sin encontrar las fronteras.

Durante este periodo, el tamaño del yacimiento no tiene ningún efecto en la respuesta de presión reportada en los pozos, por lo que el tamaño del yacimiento no puede ser determinado.

Flujo estacionario: Cuando la variación de la presión con respecto al tiempo es constante, a esto se le conoce como “frontera a presión constante”.

Flujo pseudo-estacionario: El gradiente de presión detecta la presencia de las fronteras y la presión en dichas fronteras disminuye. El cambio de presión a lo largo del yacimiento es uniforme, tal como se observa en la **Figura 9** muestra la distribución de presión a lo largo del yacimiento. Las líneas rojas representan la parte transitoria y las líneas azules la parte de estado pseudo-estacionario. La línea amarilla indica el cambio del estado transitorio al pseudo-estacionario.

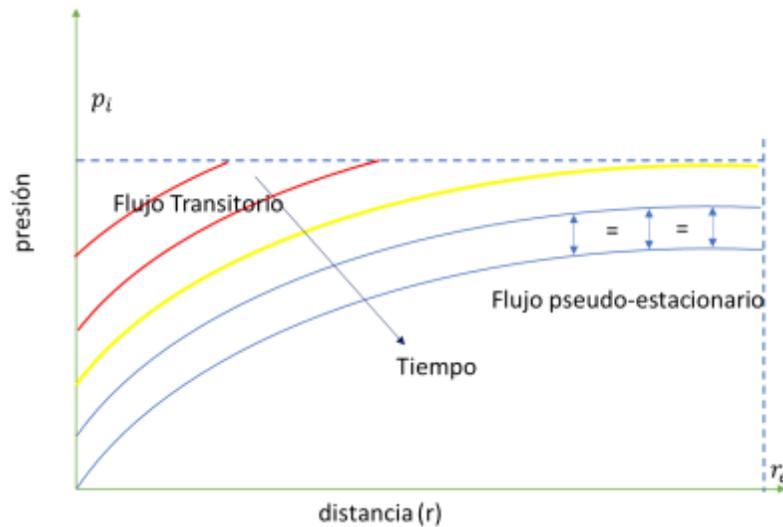


Figura 9 Perfil de presión para un pozo produciendo a gasto constante (Fekete, 2014).

2.1.2. Geometrías de flujo

Flujo radial: El flujo radial ocurre generalmente en pozos verticales, pero también sucede en pozos horizontales y desviados. Los datos de este flujo se pueden usar para estimar la permeabilidad de la formación, así como el factor de daño.

Flujo lineal: Ocurre generalmente en yacimientos con alta porosidad y permeabilidad, pozos fracturados hidráulicamente y pozos horizontales. Estos datos de flujo lineal pueden estimar el ancho y la longitud de la fractura, si se quiere conocer la permeabilidad. En los pozos horizontales se puede hacer una estimación de la permeabilidad vertical al pozo, si se conoce la longitud de este. En la **Figura 10** se muestra el comportamiento del flujo lineal.

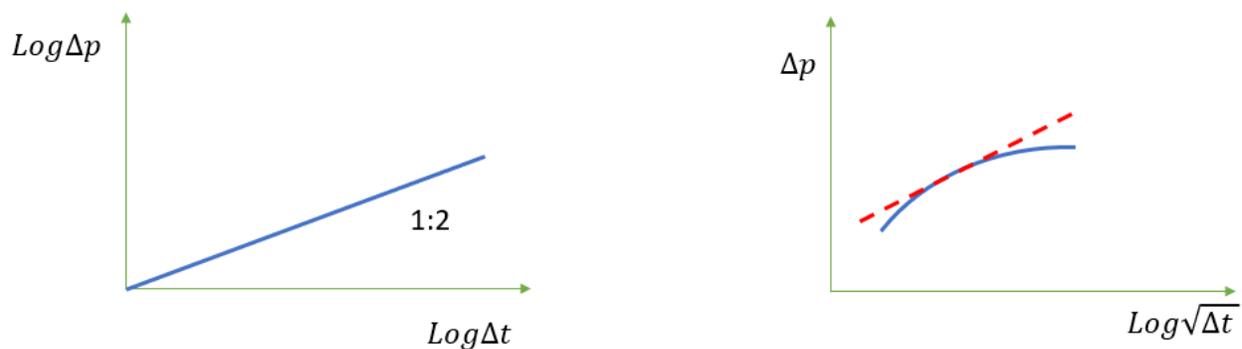


Figura 10 Comportamiento del flujo lineal, en la gráfica de la derecha se observa una línea recta con pendiente $\frac{1}{2}$ en una gráfica log-log, en la izquierda se tiene una gráfica función semi logarítmica de la presión y el tiempo (Modificada de López 2020).

Flujo bilineal: Ocurre en pozos con fracturas hidráulicas de baja conductividad. El flujo es lineal dentro de la fractura hasta el pozo, y también desde la formación a la fractura. Se puede estimar la conductividad de la fractura.

Flujo esférico: Es un tipo de flujo que ocurre en pozos que perforan a una distancia corta en la formación, pozos que tienen un número limitado de perforaciones abiertas al flujo, pozos horizontales con flujo de entrada en intervalos cortos. Este tipo de flujo permite estimar la permeabilidad media.

2.1.3. Síntesis

En la **Tabla 1** se muestran sus respuestas de presión en diferentes gráficos, así como los parámetros que pueden ser obtenidos a partir de su análisis.

Tabla 1 Regímenes y geometrías de flujo característicos en un yacimiento (López 2020).

Régimen de Flujo	Cartesiano	$\sqrt{\Delta t}$	$\sqrt[4]{\Delta t}$	Log - Log	Semilogarítmico
Almacenamiento de Pozo	Línea recta Pendiente $\rightarrow C$ Ordenada al origen $\rightarrow \Delta t_c$ $\rightarrow \Delta p_c$			Pendiente unitaria en Δp y p' Δp y p' coinciden	Daño positivo Daño negativo
Flujo lineal		Línea recta Pendiente = $m_{if} \rightarrow L_f$ Ordenada al origen \rightarrow daño en la fractura		Pendiente = $1/2$ en p' y en Δp si $S = 0$ Pendiente $< 1/2$ en Δp si $S \neq 0$ p' a la mitad del valor de Δp	
Flujo bilineal			Línea recta Pendiente = $m_{bf} \rightarrow C_{fd}$	Pendiente = $1/4$ p' a $1/4$ del valor de Δp	
Primer Flujo Radial Infinito (IARF) capa de alta permeabilidad, fractura	Pendiente decreciente			p' horizontal en $p'_d = 0.5$	Línea recta Pendiente = $m \rightarrow kh$ $\Delta p_{1hr} \rightarrow S$

Tabla 1 Regímenes y geometrías de flujo característicos en un yacimiento (López 2020).....continuación

Régimen de Flujo	Cartesiano	$\sqrt{\Delta t}$	$\sqrt[4]{\Delta t}$	Log - Log	Semilogarítmico
Transición	La pendiente decrece más				Línea recta Pendiente = $m/2$ (transitorio) Pendiente < $m/2$ (pseudo-estacionario)
Segundo IARF (sistema compuesto)	Pendiente similar al primer IARF			P^* horizontal en $p'_D = 0.5$	Línea recta Pendiente = $m \rightarrow kh, p^*$ $\Delta p_{1hr} \rightarrow S$
Una sola frontera de no flujo				P^* horizontal en $p'_D = 1.0$	Línea recta Pendiente = $2m$ Intersección con IARF \rightarrow distancia a la frontera
Fronteras externas de no flujo (pruebas de decremento únicamente)	Línea recta Pendiente = $m^* \rightarrow \phi Ah$ $p_{nt} \rightarrow C_A$			Pendiente unitaria para Δp y p' Δp y p' coinciden	Incremento en la pendiente

2.1.4. Modelo matemático

La ecuación matemática que gobierna el flujo de un fluido ligeramente compresible en un medio poroso, homogéneo e isotrópico está dada por la ecuación 2.1.

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{k_\theta}{k_r} \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 p}{\partial \theta^2} + \frac{k_z}{k_r} \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu C_t}{k_r} \frac{\partial p}{\partial t} \quad 2.1.$$

Bajo las siguientes suposiciones

- Flujo laminar (Ley de Darcy).
- Porosidad, permeabilidad, viscosidad y compresibilidad constantes.
- Compresibilidad del fluido pequeña.
- Gradientes de presión en el yacimiento pequeños.
- Flujo monofásico.
- Efectos gravitacionales despreciables.
- Flujo isotérmico.

Considerando que el medio es isotrópico y considerando flujo solo en las direcciones radial y vertical, entonces se tiene la ecuación 2.1.2, la cual, se conoce como la ecuación de difusión.

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t}. \quad 2.1.2.$$

2.1.5. Variables adimensionales

Generalmente se utilizan variables ya que son funciones lineales de la presión y tiempo, como en la ecuación 2.1.3. y 2.1.4, respectivamente,

$$p_D = \frac{kh}{141.2 q B_o \mu} (p_i - p_{wf}). \quad 2.1.3.$$

Donde k es la permeabilidad, h se refiere al espesor del yacimiento, p_i es la presión inicial, p_{wf} hace referencia a la presión de fondo fluyendo, q es el gasto, B_o se refiere al factor de volumen, y μ es la viscosidad.

$$t_D = \frac{2.637 \times 10^{-4} kt}{\phi \mu c_t r_w^2}. \quad 2.1.4.$$

Donde k es la permeabilidad, t es el tiempo, ϕ hace referencia a la porosidad, c_t es la compresibilidad total del sistema, r_w se refiere al radio del pozo.

Para el radio se tiene la ecuación 2.1.5.

$$r_D = \frac{r}{r_w}. \quad 2.1.5.$$

Donde r es la distancia radial, mientras que r_w se refiere al radio del pozo.

Para el área del yacimiento se utiliza la ecuación 2.1.6.

$$A = \pi r_e^2. \quad 2.1.6$$

Después de obtener el área del yacimiento podemos encontrar t_{DA} como en la ecuación 2.1.7, así obtener t_D .

$$t_D = t_{DA} \frac{A}{r_w^2} = t_{DA} \pi \frac{r_e^2}{r_w^2}. \quad 2.1.7.$$

Donde A es el área del yacimiento, r_w se refiere al radio del pozo, r_e es el radio de drene.

$$t_{DA} = \frac{2.637 \times 10^{-4} kt}{\phi \mu c_t A}. \quad 2.1.8.$$

Donde k es la permeabilidad, t es el tiempo, ϕ hace referencia a la porosidad, c_t es la compresibilidad total del sistema, r_w se refiere al radio del pozo.

2.1.6. Curvas tipo

La curva tipo representa el comportamiento de presión en términos de variables adimensionales y escalas logarítmicas y permite analizar la totalidad de los datos de una prueba simultáneamente. En la **Figura 11** se observan dos curvas de diferente color, donde $\log \Delta p_D$ vs $\log t_D/r^2_D$ serie de datos en color azul es la curva tipo, siendo está la solución de Theis. La curva roja donde $\log \Delta p$ vs $\log t$ está representando los datos reales de una prueba.

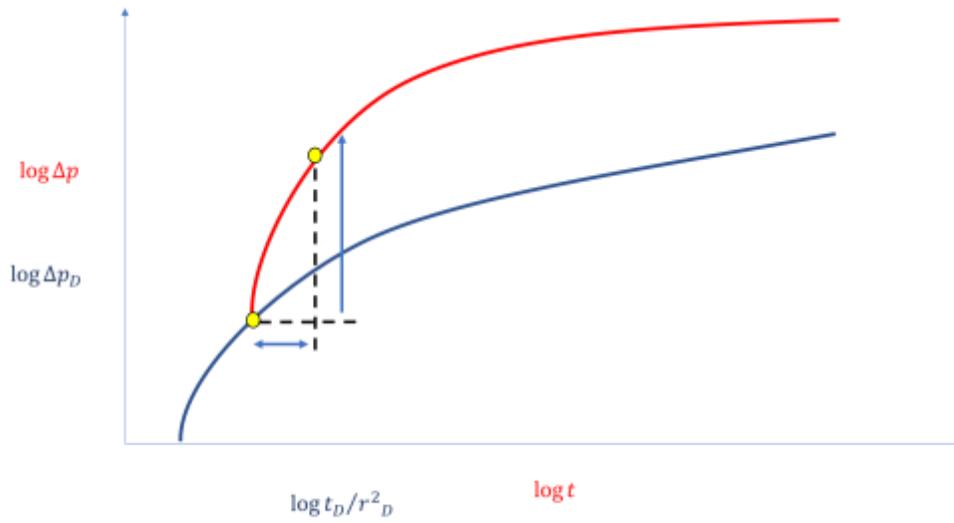


Figura 11 Esquema de la curva tipo (Modificada de López 2020).

Uno de los principales usos de las variables adimensionales son las curvas tipo log-log ya que como se mencionó anteriormente la presión y tiempo adimensionales son funciones lineales de la presión y tiempo reales como las ecuaciones 2.1.9 y 2.1.10.

$$\log \Delta p = \log \Delta p_D + \log \frac{kh}{141.2q\beta_o\mu} \quad 2.1.9.$$

$$\log \Delta t = \log \Delta t_D + \log \frac{2.637 \times 10^{-4} kt}{\phi \mu c_t r_w^2} \quad 2.1.10.$$

Cantidades
Constantes

Por lo tanto, un gráfico de $\log \Delta p$ vs $\log t$ tendrá una forma idéntica al gráfico de $\log p_D$ vs. $\log t_D$, sin embargo, las curvas estarán desfasadas verticalmente $\log \frac{kh}{141.2q\beta_o\mu}$ y horizontalmente $\log \frac{2.637 \times 10^{-4} kt}{\phi \mu c_t r_w^2}$, como se muestra en la Figura 11.

El ajuste de curvas permite calcular kh la capacidad de flujo y ϕC_t la capacidad de almacenamiento (storavity) como en la ecuación 2.1.11.

$$\eta = \frac{T}{S}.$$

2.1.11.

Donde T es la transmisibilidad y S es la capacidad de almacenamiento.

Procedimiento para usar el ajuste por curva tipo

1. Seleccionar la curva tipo.
2. Graficar datos de la prueba en papel transparente usando la escala de la curva tipo
3. Ajustar datos de la prueba a la curva tipo deslizando la gráfica de los datos sobre la curva tipo
4. Seleccionar un punto de ajuste
5. Estimar parámetros del yacimiento usando el punto de ajuste y las definiciones de las variables dimensionales.

Algunas de las curvas tipo existentes en la literatura son:

- Flujo radial en medio homogéneo.
- Pozo fracturado hidráulicamente.
- Flujo radial con almacenamiento y daño.
- Flujo radial en medio de doble porosidad.
- Flujo radial afectado por una falla.

2.2. Principio de superposición

Es una técnica para representar respuestas de presión asociadas a situaciones complejas a través de modelos simples, por ejemplo:

- Respuesta de múltiples pozos cuyas respuestas individuales son sumadas. (Superposición en espacio)
- Representar varias fronteras del yacimiento. (Superposición en espacio)
- Pozo produciendo a gasto variable a través del uso de soluciones a gasto constante.

El principio de superposición se puede establecer en:

- ✓ Espacio: Encontrar una solución cuando hay presencia de otros pozos y encontrar fronteras.
- ✓ Tiempo: Encontrar una solución cuando existe un cambio de gasto.

Este principio de superposición establece que la respuesta de un sistema a un determinado número de perturbaciones es exactamente igual a la suma de las respuestas de cada una de las perturbaciones como si cada una de ellas se presentara de manera individual.

“La caída de presión total en cualquier punto (A) del yacimiento es la suma de las caídas de presión en dicho punto causada por el flujo en cada pozo (punto B y C) en el yacimiento”. Dicha frase se ve representada en la **Figura 12** (Considérese la caída de presión en el yacimiento en el punto A asociada a la producción de los pozos B y C, con una distancia r_b y r_c horizontal al punto A respectivamente).

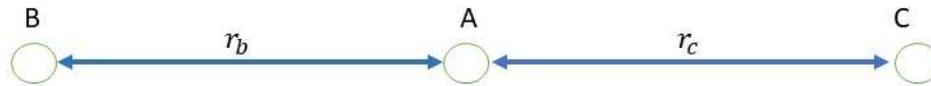


Figura 12 Representación de la caída de presión total en cualquier punto (A) del yacimiento (Modificada de López 2020).

Considerando que los pozos B y C pueden representarse por la solución línea fuente sin almacenamiento, la caída de presión en A debido a la producción de ambos pozos está dada como la ecuación 2.2.

$$p_D = -\frac{1}{2} E_i \left[-\frac{r_D^2}{4t_D} \right]. \quad 2.2.$$

Donde E_i representa la función de integral exponencial, t_D representa el tiempo adimensional, r_D es el radio adimensional del yacimiento.

El caso donde tres pozos (más de un pozo en un yacimiento infinito) comienzan a producir al mismo tiempo se observa en la **Figura 13** en una forma triangular con distancia r_{AC} y r_{BC} respectivamente.

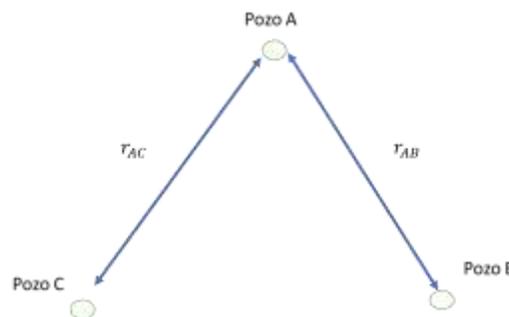


Figura 13 Ubicación esquemática de los pozos A, B y C (Modificada de López 2020).

Aplicando el principio de superposición, la caída de presión total observada en el pozo A esta dada por la ecuación 2.2.1.:

$$(p_i - p_{wf})_{t,A} = (p_i - p_{wf})_A + (p_i - p_{wf})_B + ((p_i - p_{wf})_C). \quad 2.2.1$$

Donde p_i es la presión inicial, p_{wf} corresponde a la presión de fondo fluyendo, ya sea en el pozo A, B, y C.

La ecuación anterior, pero ahora escrita en términos de la función integral exponencial queda como la ecuación 2.2.2.

$$\begin{aligned}
 (p_i - p_{wf})_{t,A} = & -70.6 \frac{q_A B_o \mu}{kh} \left[\left(\ln \frac{1688 \phi \mu c_T r_{WA}^2}{kt} \right) - 2S_A \right] \\
 & - 70.6 \frac{q_{AB} B_o \mu}{kh} E_i \left[\left(\ln \frac{-948 \phi \mu c_T r_{WAB}^2}{kt} \right) \right] \\
 & - 70.6 \frac{q_{AC} B_o \mu}{kh} E_i \left[\left(\ln \frac{-948 \phi \mu c_T r_{WAC}^2}{kt} \right) \right].
 \end{aligned} \tag{2.2.2}$$

Donde p_i es la presión inicial, p_{wf} corresponde a la presión de fondo fluyendo, q_A, q_B y q_C corresponden al gasto del pozo A, B y C respectivamente, k representa la permeabilidad, h es el espesor del yacimiento, B_o representa el factor de volumen del aceite, μ corresponde a la viscosidad del aceite, ϕ es la porosidad del yacimiento, c_T pertenece a la compresibilidad total y r son el radio, S_A es el daño en el pozo A.

El factor de daño en el pozo A se incluye dado que se está modelando la presión dentro de la zona de permeabilidad alterada cercana al pozo A. Para el caso de los pozos B y C, dado que sus respectivos daños solo afectan la presión dentro de su propia zona aledaña, y no tienen influencia en la presión del pozo A, entonces dichos daños no son considerados.

Lo anterior es base para el modelado de “pruebas de interferencia”, diseñadas para determinar las propiedades del yacimiento a partir de la respuesta de presión observada en un pozo (A) como consecuencia de la producción de uno o más pozos en el yacimiento (B y C).

2.2.1. Pruebas de interferencia

La caída de presión Δp en el punto de observación es igual a la suma de Δp_A y de Δp_B , donde el punto de observación puede estar ubicado en cualquier parte del yacimiento o inclusive en el punto A representado por la **Figura 14**.



Figura 14 Distribución ideal de los pozos para una prueba de interferencia caída de presión, Δp en el punto de observación es igual a la suma de Δp_A y de Δp_B , donde el punto de observación puede estar ubicado en cualquier parte del yacimiento (Elaboración propia).

La caída de presión en el punto A $(\Delta p)_A$ tiene dos componentes:

- Pozo fluyendo en A (pozo en un yacimiento infinito).
- Efecto del pozo B (en un yacimiento infinito) evaluado a una distancia A-B del pozo B.

Para el caso en que ambos pozos produzcan al mismo gasto, y el punto A se encuentre equidistante a los pozos B y el punto de observación, el punto A corresponde a un punto de no flujo, el cual puede ser representado como una barrera impermeable sin que esto afecte la distribución del flujo o el campo de presión.

Con base a lo anterior, se puede establecer que el caso de un pozo ubicado a una distancia L, de una frontera de no flujo como una “falla impermeable”, es idéntico al caso de un pozo ubicado a una distancia 2L de un pozo “imagen”, como se muestra en la **Figura 15**.

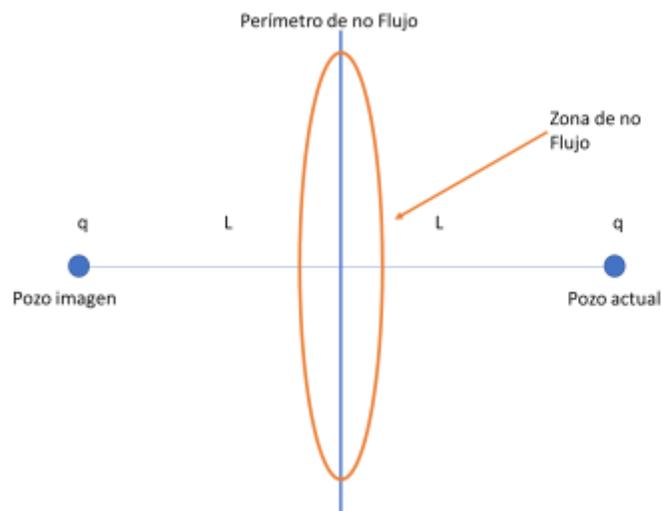


Figura 15 Pozo imagen, Simula el comportamiento de un pozo actual y un pozo imagen ubicados a una distancia L a una frontera de no flujo que se observa con un ovalo naranja, dado que hay línea equidistante entre ambos (Modificada de López 2020).

Dos pozos simulan el comportamiento de un pozo cercano a una frontera, dado que la línea equidistante entre ambos pozos representa la frontera de no flujo, la cual tiene gradiente de presión igual a 0, por lo que no hay flujo. Esta situación corresponde a un problema de dos pozos en un yacimiento infinito tal como la ecuación 2.2.3.

$$p_i - p_{wf} = -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\left(\ln \frac{1688\phi\mu c_t r^2 w}{kt} \right) - 2S \right] - 70.6 \frac{qB\mu}{kh} E_i \left(\ln \frac{-948\phi\mu c_t (2L)^2}{kt} \right) \quad 2.2.3.$$

Donde p_i es la presión inicial, p_{wf} corresponde a la presión de fondo fluyendo, q corresponden al gasto del pozo, k representa la permeabilidad, h es el espesor del yacimiento, B representa el factor de volumen del aceite, μ corresponde a la viscosidad del aceite, ϕ es la porosidad del yacimiento, c_t la compresibilidad total y r la distancia, L es la distancia de una frontera de no flujo.

Algunas extensiones del método de imágenes se utilizan para modelar:

- Distribución de presión de un pozo entre dos fronteras que se intersecan a 90°.
- Comportamiento de presión de un pozo entre dos fronteras paralelas.
- Comportamiento de presión para pozos en varias ubicaciones completamente rodeados por fronteras de no flujo en yacimientos rectangulares.

Para el caso de dos pozos equidistantes a un punto A con gastos equivalentes, pero de signo contrario, la caída de presión en el punto medio será exactamente igual a 0, puesto que la caída de presión asociada a un pozo será cancelada por el incremento de presión debido al otro pozo. El resultado de esto es que todos los puntos medios permanecen a una presión constante, y el efecto es idéntico a la situación de una frontera a presión constante.

Los ejemplos anteriores nos permiten representar el efecto de las fronteras por medio del uso únicamente de las soluciones para pozos en un yacimiento infinito.

El efecto de una frontera impermeable puede ser replicado exactamente colocando un pozo "imagen" a una distancia del pozo original que es exactamente el doble de la distancia a la frontera del pozo original.

Por lo tanto, el efecto de una frontera impermeable matemáticamente se expresa por la ecuación 2.2.4.

$$\Delta p = \frac{141.2q_B B \mu}{kh} \left[\frac{1}{2} \left(\ln \frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2} + \ln \frac{kt}{\phi\mu c_t (2r_e)^2} + 0.80908 \right) \right]. \quad 2.2.4.$$

Donde Δp es el cambio en la presión, q_B corresponde al gasto, B representa el factor de volumen del aceite, r_e el radio de drene, k representa la permeabilidad, h es el espesor del yacimiento, μ corresponde a la viscosidad del aceite, ϕ es la porosidad del yacimiento, c_t pertenece a la compresibilidad total.

Haciendo uso del concepto de pozo “imagen”, es posible reproducir el efecto de fronteras de diferentes formas, incluyendo una combinación de fronteras a presión constante e impermeables.

2.2.2. Método de imágenes

El método de imágenes es una herramienta poderosa para la caracterización dinámica de yacimientos, simula las fronteras que pueden afectar el comportamiento de los fluidos, para esto se ocupan imágenes. Una sola frontera se puede reemplazar con un pozo imagen, múltiples fronteras se pueden reemplazar con múltiples pozos imágenes, también fronteras paralelas para un infinito número de imágenes, como se muestra en la **Figura 16**, **Figura 17** y **Figura 18**.

Δp pozo real = Δp debido al pozo real en un yacimiento infinito + Suma de todos los efectos de los pozos imagen en la ubicación del pozo real

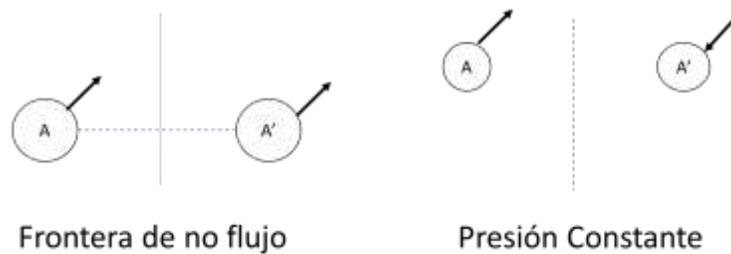


Figura 16 Método de imágenes, siendo el pozo A el pozo actual A' el pozo imagen a una frontera de no flujo y a una frontera a presión constante (Modificada de López 2020).

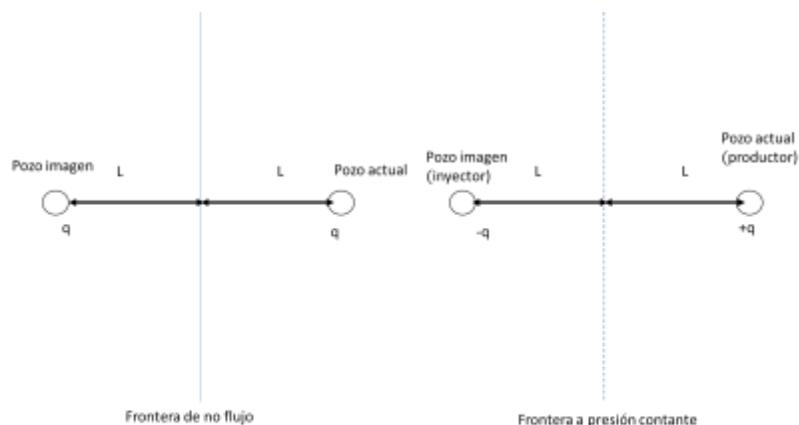


Figura 17 Método de imágenes a una distancia L. En la figura de la derecha se observa un pozo actual a una distancia L de una frontera de no flujo teniendo un pozo imagen a la misma distancia L, y en una frontera a presión constante como en la figura de la izquierda se tiene un pozo es productor y otro es inyector a una distancia L (Modificada de López 2020).

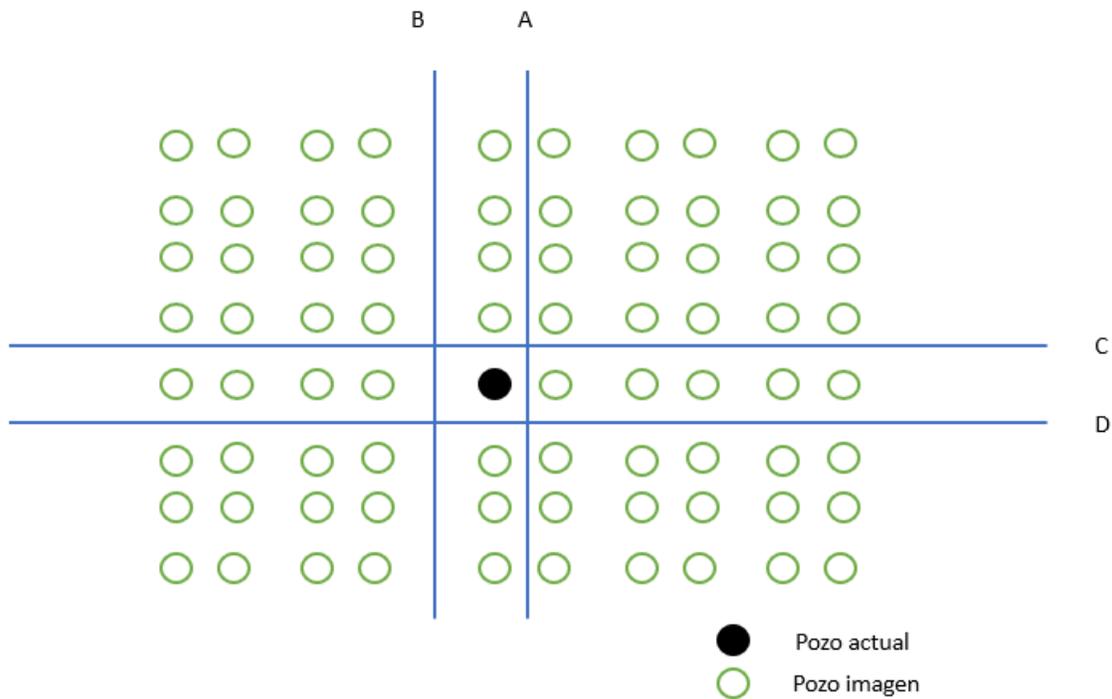


Figura 18 Método de imágenes con múltiples pozos imágenes que muestra en color negro el pozo actual y los puntos blancos muestran el pozo imagen en un efecto de frontera rectangular A, B y C, D (Modificada de López 2020).

2.2.3. Principio de superposición en tiempo

Otro uso del principio es el correspondiente al efecto combinado de pozos produciendo a diferentes tiempos.

Considerando el caso que los puntos son A, B, C como se muestra en la **Figura 19**.

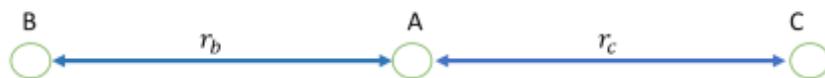


Figura 19 Esquema de pozos A, B, C produciendo a diferente tiempo los puntos separados por una distancia r_b y r_c respectivamente como lo muestran las líneas azules (Modificada de López 2020).

La caída de presión de los pozos ubicados en el mismo punto, uno produciendo a un gasto q_B y el otro con un gasto q_C , representa el caso de la caída de presión de un solo pozo produciendo a un gasto $q_B + q_C$.

En el caso de dos pozos en el caso del pozo 1 con un gasto q_B desde un $t=0$, mientras que el segundo pozo inicia producción a un tiempo t_p , se tiene la **Figura 20** como ejemplo.

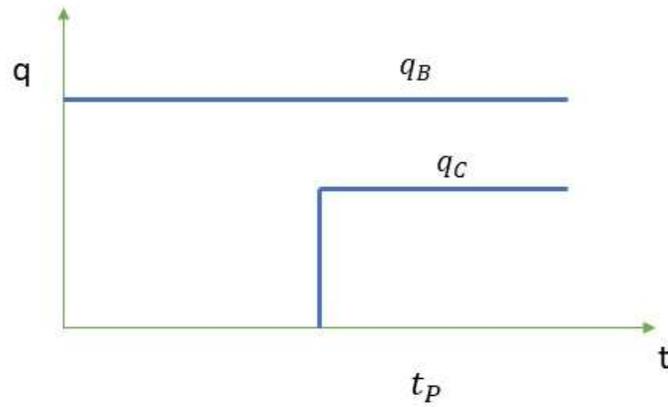


Figura 20 Cambios de gasto de los pozos ubicados en el mismo punto debido a una caída de presión (Modificada de López 2020).

La caída de presión de un pozo en el que se observa la línea azul con un gasto q_B por un tiempo t_P , y un gasto $q_B + q_C$ para tiempos mayores a t_P como lo muestra la **Figura 21**.

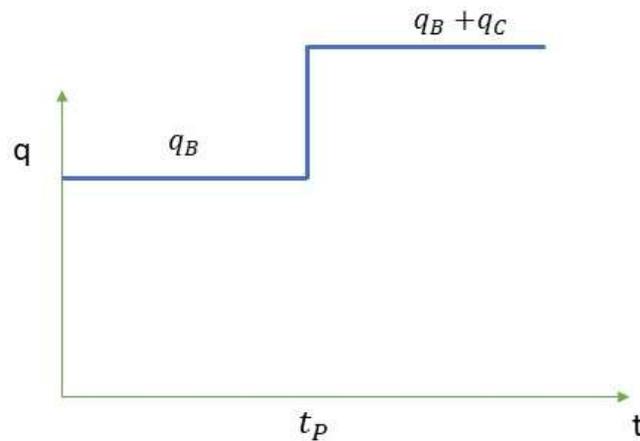


Figura 21 Comportamiento del gasto de un solo pozo fluyendo por la caída de presión (Modificada de López 2020).

El mismo principio puede ser aplicado para cualquier número de pozos, cada uno considerando a gastos constantes, fluyendo a diferentes intervalos de tiempos. Lo anterior, es útil para generar la respuesta de presión de un pozo fluyendo a gasto variable, esto haciendo uso de la solución a gasto constante.

Para el caso de pozos fluyendo a gasto variable, se tiene la **Figura 22**.

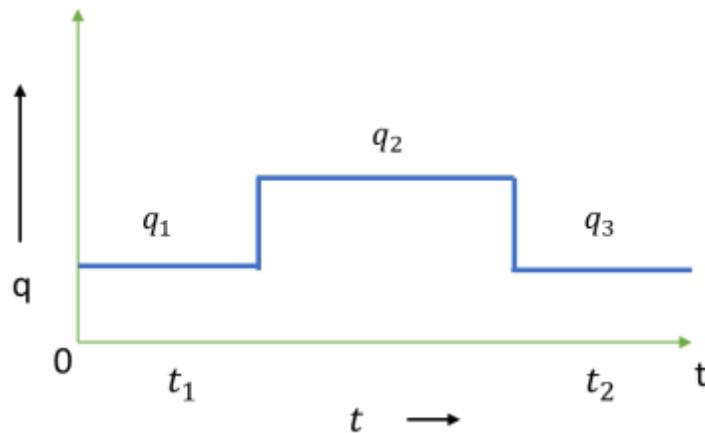


Figura 22 Gasto variable de diferentes pozos por caída de presión (Modificada de López 2020).

Para resolver este problema se hace uso del principio de superposición donde cada pozo que contribuye al abatimiento total de presión se encuentra ubicado en el mismo punto en el yacimiento. Por lo tanto, los “pozos” serán “activados” a diferentes tiempos.

El fundamento del principio de superposición en tiempo establece que cuando existe un cambio de gasto de q_1 a q_2 a tiempo t , esto es equivalente a:

q_1 actuando todo el tiempo t

+

$q_2 - q_1$ comenzando al tiempo t_1 y actuando todo el tiempo t a partir de t_1

La caída de presión causada por el cambio del gasto se obtiene a partir de la suma de los dos efectos, como se observa en la **Figura 23**, para los cuales se tiene que:

- q_2 puede ser mayor o menor a q_1
- q_2 puede ser 0 (prueba de incremento)
- Gastos adicionales se tratan de la misma manera.

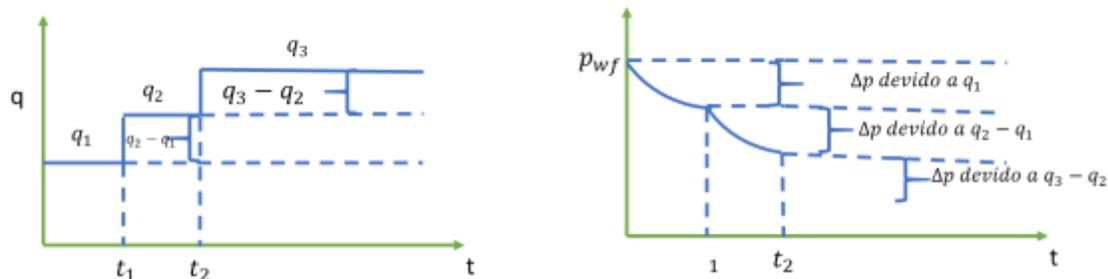


Figura 23 La caída de presión causada por el cambio del gasto Aquí se muestra el gasto q_1 actuando todo el tiempo t + $q_2 - q_1$ comenzando al tiempo t_1 y actuando todo el tiempo t a partir de t_1 + $q_3 - q_2$ comenzando al tiempo t_2 y actuando todo el tiempo t a partir de t_2 y una comparación de la caída de presión respectivamente (Modificada de López 2020).

La primera contribución a la caída de presión total corresponde al pozo con gasto q_1 comenzando producción al tiempo $t=0$ como en la ecuación 2.2.5.

$$(\Delta p)_1 = (p_i - p_{wf})_1 = -70.6 \frac{q_1 B_o \mu}{kh} \left[\left(\ln \frac{1688 \phi \mu c_t r^2 w}{kt} \right) - 2S \right]. \quad 2.2.5.$$

Al $t=t_1$, el nuevo gasto total es q_2 , por lo que produce un 2do. pozo produciendo a un gasto ($q_2 - q_1$). El tiempo de producción de este 2do. pozo es $(t - t_1)$. La contribución del pozo 2 está dada por la ecuación 2.2.6.

$$(\Delta p)_2 = (p_i - p_{wf})_2 = -70.6 \frac{(q_2 - q_1) B_o \mu}{kh} \left[\left(\ln \frac{1688 \phi \mu c_t r^2 w}{k(t - t_1)} \right) - 2S \right]. \quad 2.2.6$$

De igual forma, la contribución del pozo 3 a la caída de presión se define por la ecuación 2.2.7.

$$(\Delta p)_3 = (p_i - p_{wf})_3 = -70.6 \frac{(q_3 - q_2) B_o \mu}{kh} \left[\left(\ln \frac{1688 \phi \mu c_t r^2 w}{k(t - t_2)} \right) - 2S \right]. \quad 2.2.7$$

Por lo que la caída de presión total debido a un pozo produciendo a gasto variable es representado por la ecuación 2.2.8. y desarrollada por la ecuación 2.2.9.

$$\Delta p = p_i - p_{wf} = (\Delta p)_1 + (\Delta p)_2 + (\Delta p)_3. \quad 2.2.8.$$

$$\begin{aligned} \Delta p = p_i - p_{wf} &= -70.6 \frac{q_1 B_o \mu}{kh} \left[\left(\ln \frac{1688 \phi \mu c_t r^2 w}{kt} \right) - 2S \right] \\ &- 70.6 \frac{(q_2 - q_1) B_o \mu}{kh} \left[\left(\ln \frac{1688 \phi \mu c_t r^2 w}{k(t - t_1)} \right) - 2S \right] \\ &- 70.6 \frac{(q_3 - q_2) B_o \mu}{kh} \left[\left(\ln \frac{1688 \phi \mu c_t r^2 w}{k(t - t_2)} \right) - 2S \right]. \end{aligned} \quad 2.2.9.$$

Donde p_i es la presión inicial, p_{wf} corresponde a la presión de fondo fluyendo, q_1, q_2 y q_3 corresponden al gasto del pozo 1, 2 Y 3 respectivamente, k representa la permeabilidad, h es el espesor del yacimiento, B_o representa el factor de volumen del aceite, μ corresponde a la viscosidad del aceite, ϕ es la porosidad del yacimiento, c_t pertenece a la compresibilidad total y r son el radio, S son el daño en el pozo.

Una aplicación de interés práctico de múltiples gastos es la representación de un pozo produciendo a un gasto $q_B = q$ desde $t = 0$ y $q_c = -q$ a un tiempo t_p , es decir, un pozo abierto a producción y posteriormente cerrado como en la **Figura 24**.

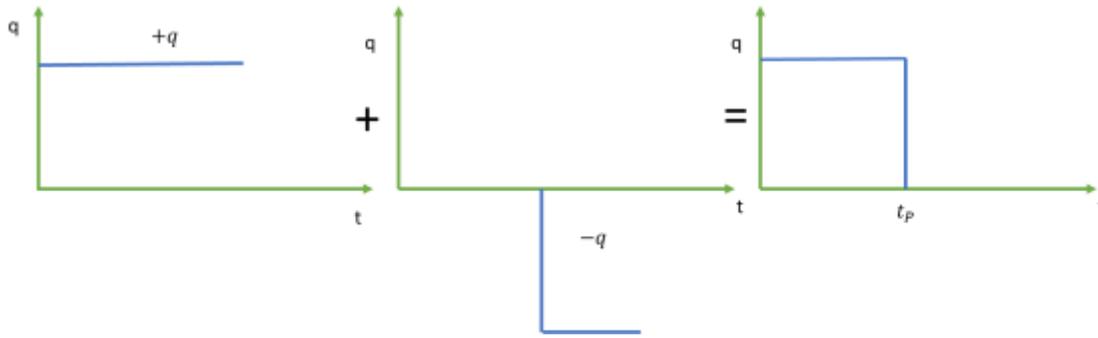


Figura 24 Representación gráfica de un pozo produciendo a un gasto $q_B = q$ desde $t = 0$ y $q_c = -q$ a un tiempo t_p (Modificada de López 2020).

Por lo tanto, la respuesta de presión durante una prueba de incremento a partir de la solución a gasto constante para pruebas de incremento queda definida como la ecuación 2.2.10. y representada por la **Figura 25**.

$$P_D = P_D(t_D + \Delta t_D) - P_D(\Delta t_D) . \quad 2.2.10.$$

La aplicación del principio de superposición en tiempo para flujo radial infinito queda establecida por la ecuación 2.2.11. y de una forma simplificada por la ecuación 2.2.12.

$$p_{ws} = p_i - \frac{141.2qB_o\mu}{kh} \left[\frac{1}{2} \left(\ln \frac{k(t_p + \Delta t)}{\phi\mu c_t r_w^2} - \ln \frac{k\Delta t}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) \right] . \quad 2.2.11.$$

Donde p_i es la presión inicial, p_{ws} es la presión de fondo cerrado, k representa la permeabilidad, q corresponden al gasto del pozo, B_o representa el factor de volumen del aceite, t_p es el tiempo de producción, Δt es el tiempo de cierre, μ corresponde a la viscosidad del aceite, ϕ es la porosidad del yacimiento, c_t pertenece a la compresibilidad total y r_w es el radio.

$$p_{ws} = p_i - \frac{162.6qB_o\mu}{kh} \log \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} . \quad 2.2.12.$$

Donde p_i es la presión inicial, p_{ws} corresponde a la presión en superficie, q corresponden al gasto del pozo, k representa la permeabilidad, h es el espesor del yacimiento, B_o representa el factor de volumen del aceite, μ corresponde a la viscosidad del aceite, t_p es el tiempo de producción, Δt es el tiempo de cierre.

Por lo tanto, de una gráfica semilog de p_{ws} vs $\log \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t}$, se obtiene una línea recta pendiente que es representada por la ecuación 2.2.13.

$$m = \frac{162.6qB_o\mu}{kh} . \quad 2.2.13.$$

Donde q corresponden al gasto del pozo, k representa la permeabilidad, h es el espesor del yacimiento, B_o representa el factor de volumen del aceite, μ corresponde a la viscosidad del aceite.

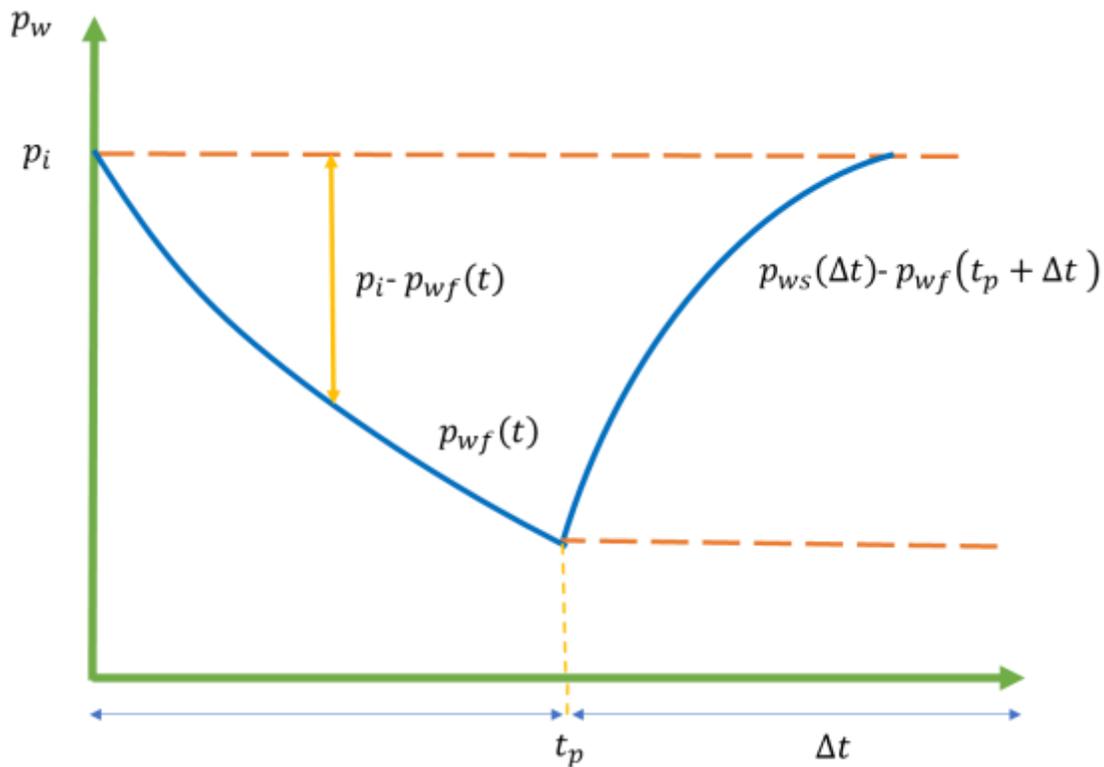


Figura 25 Prueba de incremento de presión a partir de la solución a gasto constante para pruebas de incremento en t_p (Modificada de López 2020).

2.3. Almacenamiento

La práctica ha mostrado que las presiones medidas en el pozo están afectadas por el volumen finito del pozo y el fluido dentro del pozo. El almacenamiento puede ser causado por diferentes razones, principalmente: la expansión del fluido y el cambio del nivel en el líquido.

- Expansión del fluido

Para el caso de una prueba de decremento de presión, al abrir el pozo la presión en este disminuye, la disminución causa una expansión del fluido en el pozo. La producción inicial corresponde al fluido almacenado en el volumen del pozo, más no del yacimiento. Conforme el fluido se expande, el pozo progresivamente se vacía.

- Cambio de nivel del líquido

Para el caso de una prueba de decremento de presión con flujo en un pozo con tubing, pero sin empacador, al abrir el pozo, la presión disminuye, esta disminución en la presión causa que el nivel del fluido en el espacio anular baje. El fluido extraído del espacio anular se complementa con el fluido proveniente del yacimiento, como se muestra den la ecuación 2.3.

$$q = q_w + q_{sf}. \quad 2.3.$$

Donde q_w es el gasto del pozo y q_{sf} es el gasto proveniente del espacio anular.

$$\frac{q_{sf}}{q} = 1 - \frac{q_w}{q}. \quad 2.3.1.$$

Conforme el tiempo aumenta el gato en el pozo disminuye q_w y el gasto en q_{sf} aumenta, como se muestra en la ecuación 2.3.1.

2.3.1. Coeficiente de almacenamiento

Se define como el volumen del fluido que el pozo produce por cada unidad de caída de presión, como lo muestra la ecuación 2.3.2. y esta puede estar en unidades de $\left[\frac{STB}{psi}\right]$.

$$C = \frac{V}{\Delta p}. \quad 2.3.2.$$

El coeficiente de almacenamiento adimensional C_D se define como la ecuación 2.3.3.

$$C_D = \frac{5.615C}{2\pi\phi h c_t r_w^2}. \quad 2.3.3.$$

Donde, C es la constante de almacenamiento, ϕ es la porosidad del yacimiento, h es el espesor del yacimiento, c_t pertenece a la compresibilidad total y r_w es el radio.

Para el caso de expansión el fluido, el fluido producido del pozo por unidad de caída de presión es representada por la ecuación 2.3.4.

$$C = C_w V_w. \quad 2.3.4.$$

Donde V_w es el volumen del pozo, C_w corresponde a la compresibilidad del fluido en el pozo, y tiene unidades $\left[\frac{ft^3}{psi}\right]$.

Para el caso de caída del nivel de líquido, el volumen descargado del espacio anular por unidad de caída de presión en la cara de la arena se define como la ecuación 2.3.5.

$$C = \frac{144A_w}{\rho}. \quad 2.3.5.$$

Donde A_w área transversal del pozo en la región donde el nivel del líquido está cayendo $[ft^2]$, ρ densidad del fluido $\left[\frac{lbm}{ft^3}\right]$, por lo tanto, queda expresada en $\left[\frac{ft^3}{psi}\right]$.

En realidad, C no es un constante, ya que la compresibilidad del fluido depende de la presión, por ende, C puede variar con la presión. Tal variación en C es importante en pozos de gas o en pozos con un nivel de líquido variable durante la prueba.

La presión en el pozo es directamente proporcional al tiempo durante el periodo de la prueba dominado por el almacenamiento y representada con variables adimensional como muestra la ecuación 2.3.6.

$$p_D(C_D, t_D) = \frac{t_D}{C_D}. \quad 2.3.6.$$

Es por ello que en un gráfico $\log \Delta p$ vs $\log t$ resulta una línea recta de pendiente unitaria como se observa en la **Figura 26** en donde la línea recta naranja de pendiente unitaria representa el efecto de almacenamiento en una gráfica log-log de presión, mientras que la línea azul muestra el comportamiento de la presión en el pozo y es representada por la ecuación 2.3.7.

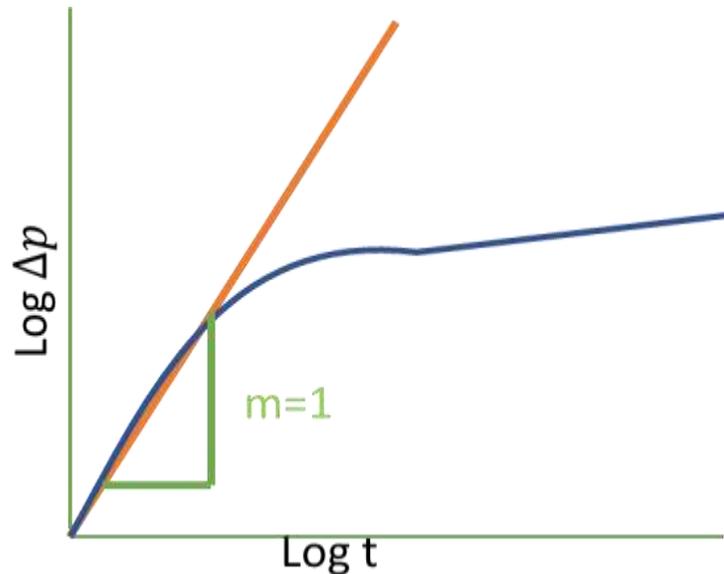


Figura 26 Efecto de almacenamiento en una gráfica log-log de presión vs tiempo (Modificada de López 2020).

$$\Delta p = \frac{qB_o\Delta t}{24C}. \quad 2.3.7.$$

Donde C es la constante de almacenamiento obtenida a partir de los datos de la prueba e independiente del tipo de almacenamiento Δp y Δt son leídos de un punto cualquiera sobre la línea recta de pendiente unitaria, q es el gasto y el B_o representa el factor de volumen del aceite.

El comportamiento de línea recta continua hasta un tiempo dado aproximadamente por la ecuación 2.3.8.

$$t_D = C_D(0.041 + 0.02S). \quad 2.3.8.$$

Donde C_D es el coeficiente de almacenamiento adimensional y S el daño que se considera es positivo.

Sin embargo, el efecto de almacenamiento no se termina a dicho tiempo, dado que existe un periodo de transición entre la respuesta del pozo y la respuesta del yacimiento, como lo muestra la Figura 27. Por lo tanto, la respuesta del yacimiento comienza hasta pasado el siguiente tiempo (para una prueba de decremento o inyectibilidad) como en la ecuación 2.3.9.

$$t_D = C_D(60 + 3.5S). \quad 2.3.9.$$

Donde C_D es el coeficiente de almacenamiento adimensional y S el daño que se considera es positivo.

El cual corresponde al tiempo de comienzo de la línea recta semilog del flujo radial infinito

$C_D = 0$ y $S = 0$ El tiempo de una prueba afectado por el almacenamiento es independiente de la porosidad, radio del pozo, la compresibilidad total del sistema, y gasto del pozo, por lo que dicho tiempo puede ser expresado como la ecuación 2.3.10.

$$t = \frac{603.5C(60 + 3.5S)}{\frac{kh}{\mu}}. \quad 2.3.10$$

Donde C es el coeficiente de almacenamiento, S el daño, k representa la permeabilidad, h es el espesor del yacimiento, μ corresponde a la viscosidad del aceite.

Para el caso de una prueba de incremento o fall-off, la respuesta del yacimiento comienza hasta pasado el tiempo de la ecuación 2.3.11.

$$t_D = 50C_D e^{0.14S}. \quad 2.3.11.$$

Donde C_D es el coeficiente de almacenamiento adimensional y S el daño.

O en variables reales como la ecuación 2.3.12.

$$t \geq \frac{30143C e^{0.14S}}{\frac{kh}{\mu}}. \quad 2.3.12$$

Donde C es el coeficiente de almacenamiento, S el daño, k representa la permeabilidad, h es el espesor del yacimiento, μ corresponde a la viscosidad del aceite.

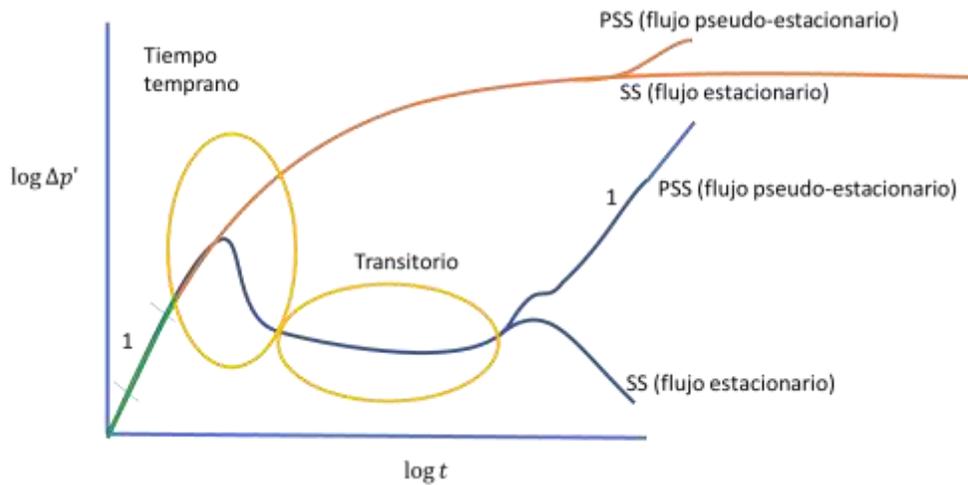


Figura 27 Efecto de almacenamiento en una prueba de presión en una gráfica log-log (Modificada de López 2020).

Para poder identificar el almacenamiento en una prueba de presión log-log, generalmente la curva de la presión (línea naranja) y la función derivada (línea azul) se empalman, como se muestra en la **Figura 27** el efecto de almacenamiento es representado por la línea verde y terminado en el ovalo amarillo, a un tiempo temprano, donde PSS se refiere a un flujo pseudo-estacionario y SS es un flujo estacionario.

2.3.2. Flujo Radial Infinito

Una vez que los efectos de almacenamiento terminan, las presiones registradas dentro del pozo reflejan el comportamiento de la presión en el yacimiento (régimen transitorio) como se muestra en la Figura 27.

En ausencia de efectos de almacenamiento y daño, el gradiente de presión debido a flujo radial infinito dentro de un pozo considerado como línea fuente que produce a gasto constante esta dado por la ecuación 2.3.13, también llamada ecuación de Theis.

$$p_D = -\frac{1}{2} E_i \left[-\frac{r_D^2}{4t_D} \right]. \quad 2.3.13.$$

Donde E_i representa la función de integral exponencial, t_D representa el tiempo adimensional, r_D es el radio adimensional del yacimiento.

Dicha solución es válida a lo largo del yacimiento ($r_D > 1$) incluyendo al pozo ($r_D = 1$). Por lo tanto, puede ser utilizada tanto para pruebas de interferencia como para pruebas de decremento e incremento. Para $t_D > 10$, la solución de integral exponencial a $r_D = 1$ (en el pozo) se puede aproximar por la ecuación 2.3.14.

$$p_D = \frac{1}{2} [\ln t_D + 0.80907] + S = 0.5 [\ln t_D + 0.80907] + S. \quad 2.3.14.$$

Donde t_D representa el tiempo adimensional y S representa el daño.

La ecuación 2.3.14 escrita en variables reales está dada por la ecuación 2.3.15.

$$p_{wf} = p_i - 162.6 \frac{qB_o\mu}{kh} \left[\log(t) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 0.8686S - 3.2274 \right]. \quad 2.3.15.$$

Donde el \ln se reemplaza por \log_{10} , p_i es la presión inicial, p_{wf} corresponde a la presión de fondo fluyendo, k representa la permeabilidad, q corresponden al gasto del pozo, B_o representa el factor de volumen del aceite, μ corresponde a la viscosidad del aceite, h es el espesor del yacimiento, ϕ es la porosidad del yacimiento, c_t pertenece a la compresibilidad total y r_w es el radio del pozo, S representa el daño.

El tiempo al cual los efectos de frontera se sienten en el yacimiento dependen de:

- Distancia a las fronteras.
- Propiedades de la formación (permeabilidad) y del fluido que satura el medio.

2.4. Fronteras en el yacimiento

Los dos tipos de frontera más comunes son:

- I. Impermeable (frontera cerrada o de no flujo).
- II. Presión constante (soporte de un acuífero, inyección de fluidos, casquete de gas).

2.4.1. Frontera impermeable

Las fronteras cerradas o de no flujo, se caracterizan porque no permite el flujo de fluidos como una falla.

Cuando la onda de presión viaja hasta alcanzar todas las fronteras impermeables (o cualquier otra frontera) es a partir de este momento que se habla de un régimen de flujo es pseudo-estacionario, como se muestra en la **Figura 28**.

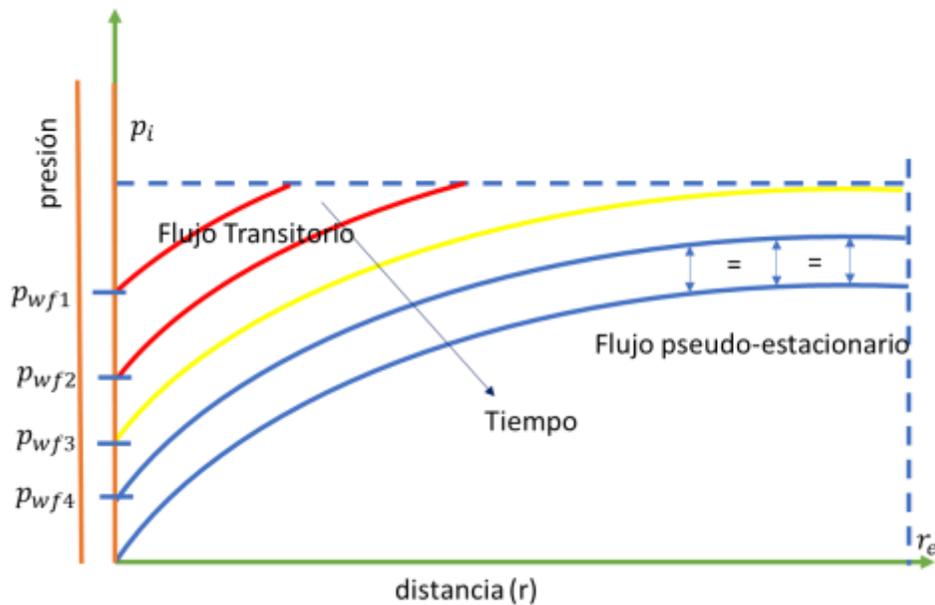


Figura 28 Régimen de flujo es pseudo- estacionario (Modificada de López 2020).

Muestra como la onda alcanza las fronteras con las líneas azules. Durante el flujo pseudo-estacionario, las caídas de presión en cualquier parte del yacimiento se deben única y exclusivamente a la compresibilidad del fluido como lo muestran las ecuaciones 2.3.16. y 2.3.17. respectivamente.

$$C_t = -\frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta p}, \quad 2.3.16.$$

$$\Delta p = -\frac{1}{V} \frac{q \Delta t}{c_t}. \quad 2.3.17.$$

Donde V volumen total del fluido del yacimiento, Δp representa las caídas de presión, q representa el gasto en el pozo y c_t es la compresibilidad del fluido.

Por lo tanto, durante el flujo pseudo-estacionario, la caída de presión es:

- Directamente proporcional al tiempo línea recta de Δp vs Δt o $\log \Delta p$ vs $\log \Delta t$, con base en la ecuación 2.3.17.
- Útil para estimar el tamaño del yacimiento.

Durante el flujo pseudo-estacionario, la caída de presión está definida como,

$$p_D = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{202458A}{C_A r_w^2}\right) + S. \quad 2.3.18.$$

Donde A es el área del yacimiento (área de drene), C_A factor de forma dependiente de la forma del área de drene y la posición del pozo, t_{DA} es el tiempo adimensional con respecto del área de drene, r_w es el radio de pozo y S representa el daño.

2.4.2. Factor de forma para varias geometrías del yacimiento

El factor de formas geométricas del yacimiento tiene diferentes parámetros como se muestra en la **Tabla 2**, que muestra los parámetros para cada una de las geometrías del yacimiento.

Tabla 2 Factor de forma para varias geometrías del yacimiento (Earlougher, 1977).

Forma de yacimiento	C_A	$\ln C_A$	$\frac{1}{2} \ln[2.2458/C_A]$	Para un t_{DA} mayor que	Menor que 1% de error para un t_{DA} mayor que	Usa la solución para un sistema infinito menor que 1% de error para un t_{DA} mayor que
	31.62	3.4538	-1.3224	0.1	0.06	0.10
	31.6	3.4532	-1.3220	0.1	0.06	0.10
	27.6	3.3178	-1.2544	0.2	0.07	0.09
	27.1	3.2995	-1.2452	0.2	0.07	0.09
	21.9	3.0865	-1.1387	0.4	0.12	0.08
	0.098	-2.3227	+1.5659	0.9	0.60	0.015
	30.8828	3.4302	-1.3106	0.1	0.05	0.09
	12.9851	2.5638	-0.8774	0.7	0.25	0.03
	4.5132	1.5070	-0.3490	0.6	0.30	0.025
	3.3351	1.2045	-0.1977	0.7	0.25	0.01

Forma de yacimiento	C_A	$\ln C_A$	$\frac{1}{2} \ln[2.2458/C_A]$	Para un t_{DA} mayor que	Menor que 1% de error para un t_{DA} mayor que	Usa la solución para un sistema infinito menor que 1% de error para un t_{DA} mayor que
	21.8369	3.0836	-1.1373	0.3	0.15	0.025
	10.8374	2.3830	-0.7870	0.4	0.15	0.025
	4.5141	1.5072	-0.3491	1.5	0.50	0.06
	2.0769	0.7309	+0.0391	1.7	0.50	0.02
	3.1573	1.1497	-0.1703	0.4	0.15	0.005
	0.5813	-0.5425	+0.6758	2.0	0.60	0.02
	0.1109	-2.1991	+1.5041	3.0	0.60	0.05
	5.3790	1.6825	-0.4367	0.8	0.30	0.01
	2.6896	0.9894	-0.0902	0.8	0.30	0.01
	0.2318	-1.4619	+1.1355	4.0	2.00	0.01

Tabla 2 Factor de forma para varias geometrías del yacimiento (Earlougher, 1977)....continuación

	0.1155	-2.1585	+1.4838	4.0	2.00	0.03
	2.3606	0.8589	-0.0249	1.0	0.40	0.025
Yacimientos fracturados Verticalmente Usa $(x_i/x_f)^2$ en lugar de A/r_w^2 para un sistema Fracturado						
	2.6541	0.9761	-0.0835	0.175	0.08	No se aplica
	2.0348	0.7104	+0.0493	0.175	0.09	No se aplica
	1.9986	0.6924	+0.0583	0.175	0.09	No se aplica
	1.6620	0.5080	+0.1505	0.175	0.09	No se aplica
	1.3127	0.2721	+0.2685	0.175	0.09	No se aplica
	0.7887	-0.2374	+0.5232	0.175	0.09	No se aplica
	19.1	2.95	-1.07	---	---	---

El área de drenaje (A) se determina de la pendiente de la siguiente línea recta representada por la ecuación 2.3.19.

$$\Delta p = \frac{0.2342qB_o}{(\phi c_t h)A} t + 70.65 \frac{qB_o}{kh} \left[\ln \left(\frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \right) + 2S \right]. \quad 2.3.19.$$

Donde A es el área de drenaje, C_A factor de forma dependiente de la forma del área de drenaje y la posición del pozo, B_o representa el factor de volumen del aceite, q es el gasto del pozo, ϕ es la porosidad del yacimiento, c_t es la compresibilidad total, h es el espesor del yacimiento, k la permeabilidad, r_w es el radio de pozo y S el daño.

m se representa por la ecuación 2.3.20.

$$m_{cartesiana} = \frac{0.2342qB_o}{(\phi c_t h)A}. \quad 2.3.20.$$

Donde A es el área de drenaje, B_o representa el factor de volumen del aceite, q es el gasto del pozo ϕ es la porosidad del yacimiento, c_t pertenece a la compresibilidad total, h es el espesor del yacimiento.

2.4.3. Fronteras por fallas

En la presencia de fallas, la respuesta de presión es similar a la respuesta de un yacimiento cerrado; sin embargo, para este caso, la respuesta se debe solo a la detección de una frontera y no a las de todo el sistema (no hay flujo pseudo-estacionario).

La influencia de la falla actúa como un “espejo” para el pozo por lo que su respuesta se calcula como la presencia de dos pozos idénticos. Es por ello que la pendiente semilog del flujo radial infinito (IARF) se duplica al momento que la falla es detectada.

2.4.4. Fronteras a Presión Constante

La presión del yacimiento se mantiene por la invasión de fluidos ya sea de forma natural (acuífero y capa de gas) o inyección de fluidos. Este tipo de frontera puede ser parcialmente abierta.

El efecto de cualquier frontera a presión constante es la respuesta de presión una vez que se alcanza el estado estacionario, es decir, la presión será constante en la frontera como se observa en el segundo círculo verde, mientras que en el primer círculo verde se puede observar un flujo radial infinito propuesta por Miller-Dyer- Hutchynson (ver **Figura 29**).

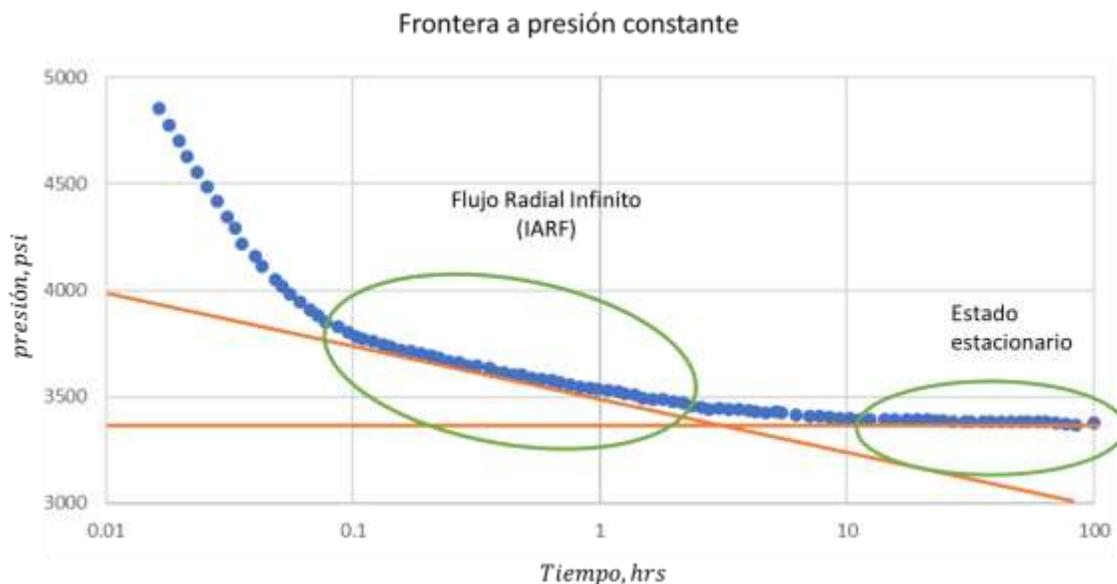


Figura 29 Gráfica semilog que representa el estado de un yacimiento con frontera a presión constante (Modificada de López 2020).

2.4.5. Fronteras externas

Yacimiento Infinito: Debido a las dimensiones del yacimiento y/o las propiedades de la roca y el fluido, el yacimiento actúa como infinito dado que la onda de presión, gobernada por la difusividad hidráulica, no ha alcanzado las fronteras del yacimiento. Como la onda de presión viaja libremente dentro del yacimiento da origen al concepto de radio de investigación. Este tipo de frontera se asocia al régimen de flujo transitorio.

Frontera de no flujo: Hace referencia a un yacimiento cerrado en el cual no existe flujo de fluidos a través de sus fronteras, es decir, el gasto en las fronteras es igual a cero. Dicho gasto se expresa matemáticamente en términos del gradiente de presión como se muestra en la ecuación 2.5.

$$\frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r_e} = 0. \tag{2.5}$$

Este tipo de frontera está asociada al régimen de flujo pseudo-estacionario (PSS) por sus siglas en inglés.

Frontera a presión constante: En un yacimiento cerrado, este tipo de frontera resulta de la existencia de un soporte de presión en los límites del yacimiento. Dicho soporte puede ser proveído de manera natural (presencia de un acuífero) o artificial (inyección de fluidos). Este soporte de presión implica que la presión en las fronteras no varía y se mantiene constante, lo cual está asociado al régimen de flujo estacionario (SS), por sus siglas en inglés.

En la **Figura 30** se observa un esquema con las fronteras mencionadas y su representación matemática; yacimiento infinito, frontera de no flujo y frontera a presión constante.

El yacimiento infinito corresponde al flujo transitorio, la frontera de no flujo al flujo pseudo-estacionario y la frontera a presión constante al flujo estacionario, mientras que r_e es el radio efectivo del pozo, r_w es el radio del pozo.

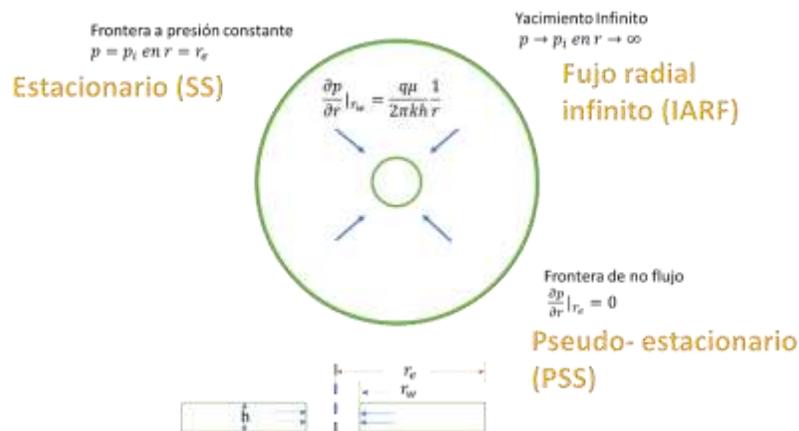


Figura 30 Tipos de fronteras externas y su representación matemática (Modificada de López 2020).

2.5. Herramientas para la interpretación

Las herramientas más comunes para la interpretación de pruebas de presión son:

- Graficas especializadas.
- Curvas tipo.
- Graficas de diagnóstico de flujo.

Se presenta una breve explicación de cada una de ellas.

2.5.1. Gráficas especializadas

Se aplican únicamente a los datos que puedan ser ajustados por la función simple del tiempo, como la **Figura 31**.

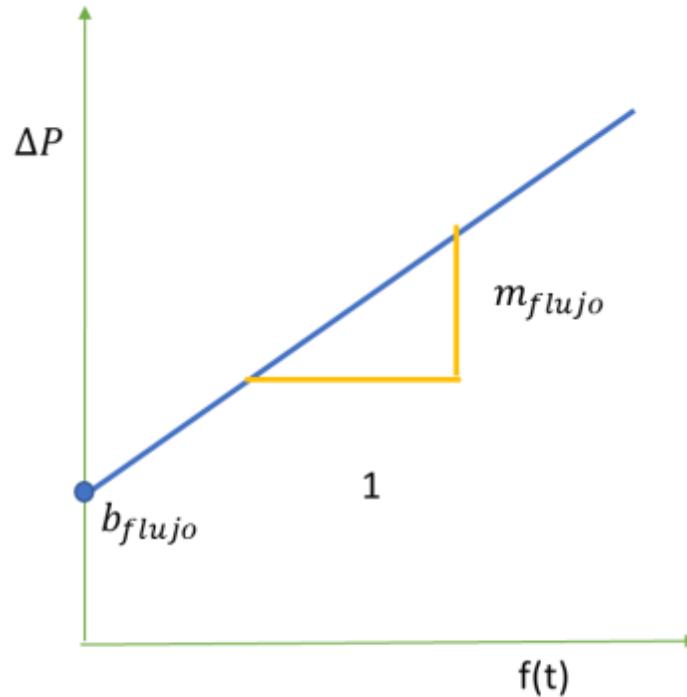


Figura 31 Esquema de la respuesta de presión de una gráfica especializada (Modificada de López 2020).

Tabla 3 Característica de cada geometría y régimen de flujo.

Flujo	$f(t)$
Lineal	$t^{1/2}$
Bilineal	$t^{1/4}$
Radial	Log t
Esférico	$t^{-1/2}$
Almacenamiento	t
Pseudo-estacionario	t
Presión Constante	t^{-1}

Con base en la Figura 31 la ecuación que corresponde es 2.4 donde el comportamiento corresponde a una línea azul recta.

$$\Delta p = b_{flujo} + m_{flujo}f(t). \quad 2.4.$$

Donde Δp es el cambio de presión, b_{flujo} corresponde a la ordenada al origen de la línea recta en la gráfica especializada, m_{flujo} es la pendiente de la línea recta, y $f(t)$ representa la función de tiempo asociada al régimen/geometría de flujo.

2.5.2. Curvas tipo

Las curvas tipo proporcionan un método muy útil para analizar las pruebas de decremento e incremento de presión. Estas son soluciones trazadas previamente para las ecuaciones de flujo, por ejemplo, la ecuación de difusividad obtenida de la ecuación de continuidad, la ley del flujo y la ecuación de estado. Generalmente se trazan en coordenadas logarítmicas, para comparar los datos de campo.

2.5.3. Graficas de diagnóstico de flujo

Estas gráficas pueden ser por derivada de presión, o derivadas específicas, para identificar el régimen de flujo prevaleciente, y aplicar las ecuaciones del modelo físico correspondiente.

Las gráficas de diagnóstico de flujo generalmente se aplican a los análisis de declinación y están orientadas a obtener una visión del comportamiento general de la prueba. Mientras se tenga mayor cantidad de datos correlacionables entre sí, se podrá hacer un análisis con mayor confiabilidad. Lo anterior se debe a que en las operaciones prácticas de campo no siempre se puede mantener constante el flujo, lo cual influye directamente en la presión.

2.6. Generalidades

2.6.1. Tipos de yacimiento

Homogéneo: Se usa este término para describir un modelo ideal, donde la porosidad, permeabilidad, compresibilidad de formación y demás propiedades del yacimiento son iguales en cualquier punto de este, como en la **Figura 32**.

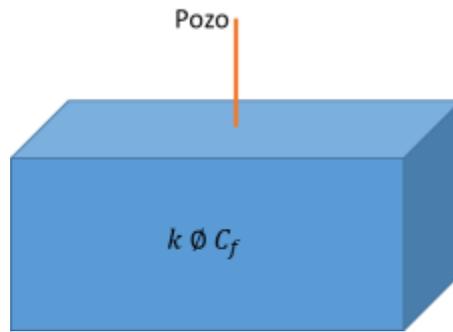


Figura 32 Yacimiento homogéneo (Elaboración propia).

Heterogéneo: Se utiliza el término para describir a un yacimiento en donde las propiedades como permeabilidad, porosidad y compresibilidad de formación no son las mismas en todos los puntos del yacimiento. Estas cambian por las diferentes características de la formación, en la **Figura 33** se observa un arreglo horizontal

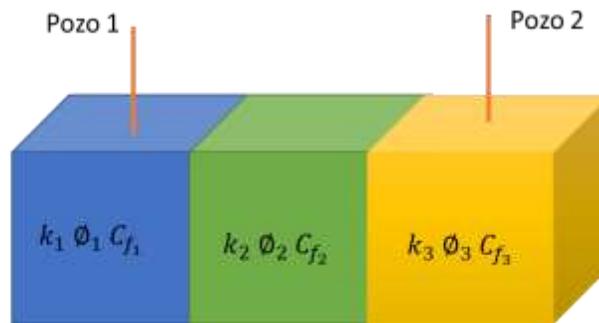


Figura 33 Yacimiento heterogéneo, se muestra un arreglo horizontal (Elaboración propia).

Compuesto: Yacimiento en el que se encuentran dos regiones diferentes, en donde las propiedades como permeabilidad, porosidad y compresibilidad de formación no son las mismas. Como en la **Figura 34** se puede describir.

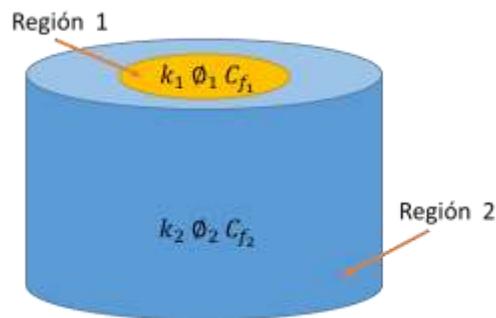


Figura 34 Esquema de un yacimiento compuesto (Elaboración propia).

Multi-capa: Es un tipo de yacimiento muy común, donde las capas están una encima de otra, en este yacimiento se pueden compartir fluidos a la hora de perforar verticalmente, como en la **Figura 35**. Las propiedades como permeabilidad, porosidad y compresibilidad de formación pueden o no ser las mismas en todas las capas, las flechas significan intercambio de fluidos una vez que se perfora verticalmente.

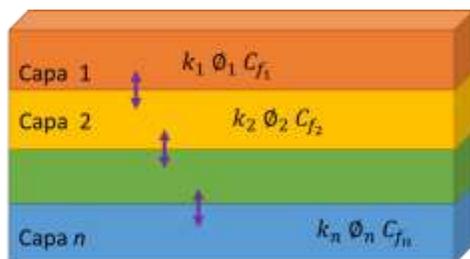


Figura 35 Yacimiento multicapa (Elaboración propia).

Doble porosidad: En este tipo de yacimiento se forman en gran parte por esfuerzos de compresión, la productividad es influenciada por la red de fracturas que sistemáticamente se puede ver como las líneas moradas de la **Figura 36**, algunas pueden representar canales de flujo de alta permeabilidad o pueden actuar como barreras de flujo.

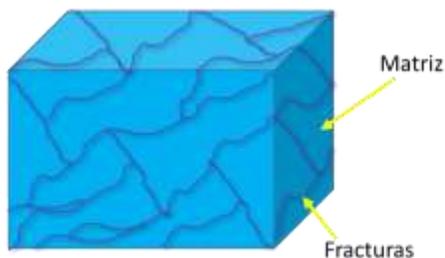


Figura 36 Yacimiento de doble porosidad con porosidad en la matriz que representa el cuadro azul y las líneas moradas representan las fracturas (Modificada de López 2020).

2.7. Concepto de función derivada de presión

La derivada de la presión generalmente conocida como derivada de Bourdet se ocupa para la interpretación en pruebas de pozos, en la **Figura 37** se muestra un esquema de una derivada de presión.

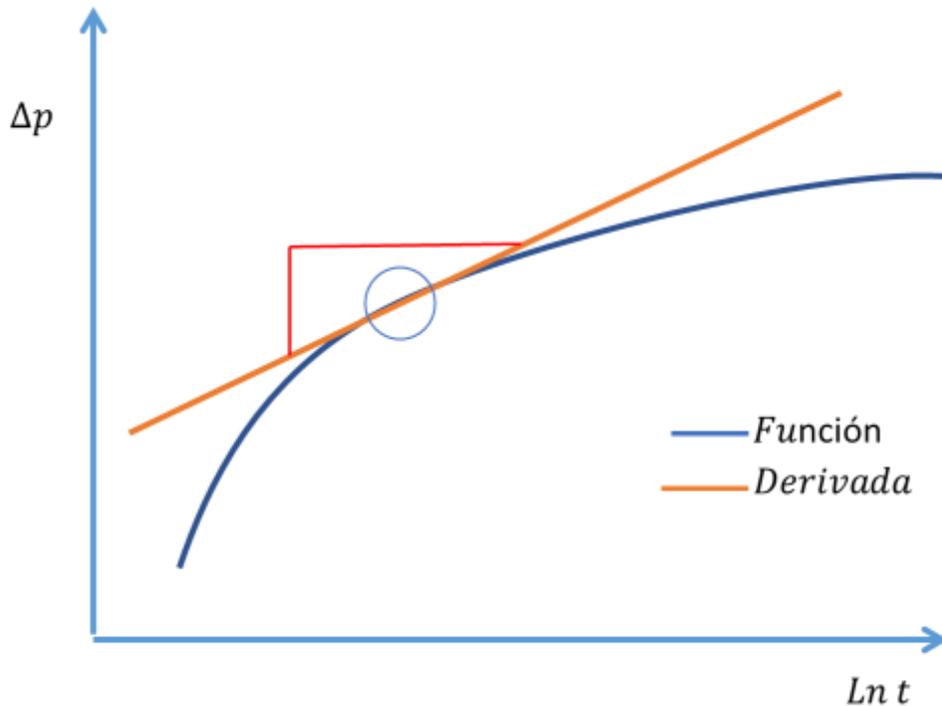


Figura 37 Esquema de una derivada de presión (Modificada de López 2020).

La ecuación 2.6 representa la derivada de la presión (línea naranja), intersecando con la función, representada por la línea azul de la Figura 37.

$$t \frac{\partial(\Delta p)}{\partial t} = \frac{\partial(\Delta p)}{\partial(\ln(t))}. \quad 2.6.$$

Donde Δp es la presión y t representa el tiempo.

La ecuación 2.6.1 representa la derivada en su forma general.

$$t \frac{\partial(\Delta p)}{\partial t} = t \Delta p' = ct^n. \quad 2.6.1.$$

Donde $\Delta p'$ es la derivada de la presión, n es el tipo de flujo con respecto a su pendiente, como se muestra la **Tabla 4**.

Tabla 4 Tipo de flujo con respecto a su pendiente, dependiendo de está, se puede reconocer el tipo de flujo (Modificada de López 2020).

TIPO DE FLUJO	n
Almacenamiento	1
Pseudo-estacionario	1
Lineal	$\frac{1}{2}$
Bilineal	$\frac{1}{4}$
Radial	0
Esférico	$-\frac{1}{2}$
Frontera a presión constante	-1

Se describe la ecuación 2.6.1. se aplica logaritmo para que sea la función de línea recta que muestra la ecuación 2.6.2. y lo muestra el gráfico de la **Figura 38**.

$$t\Delta p' = ct^n;$$

$$\log(t\Delta p') = \log(c) + n \log(t). \quad 2.6.2.$$

Donde t representa el tiempo, n es el tipo de flujo con respecto a su pendiente, $\Delta p'$ es la derivada de la presión.

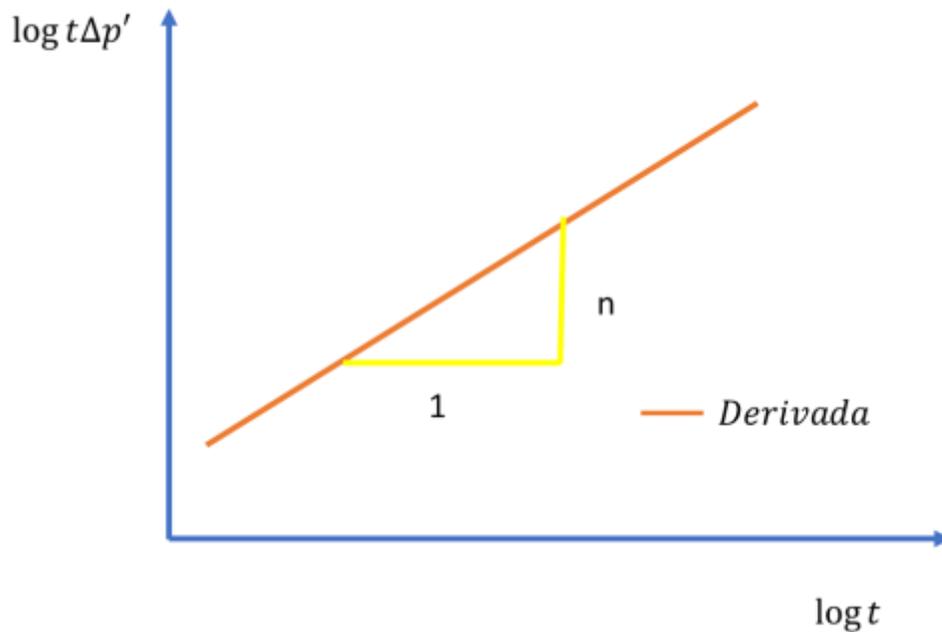


Figura 38 Gráfico de la derivada en su forma general (Modificada de López 2020).

A continuación la **Figura 39** muestra los diferentes tipos de pendientes que se pueden presentar debido al tipo de flujo en el yacimiento y la **Figura 40** muestra el trazo de las pendientes.

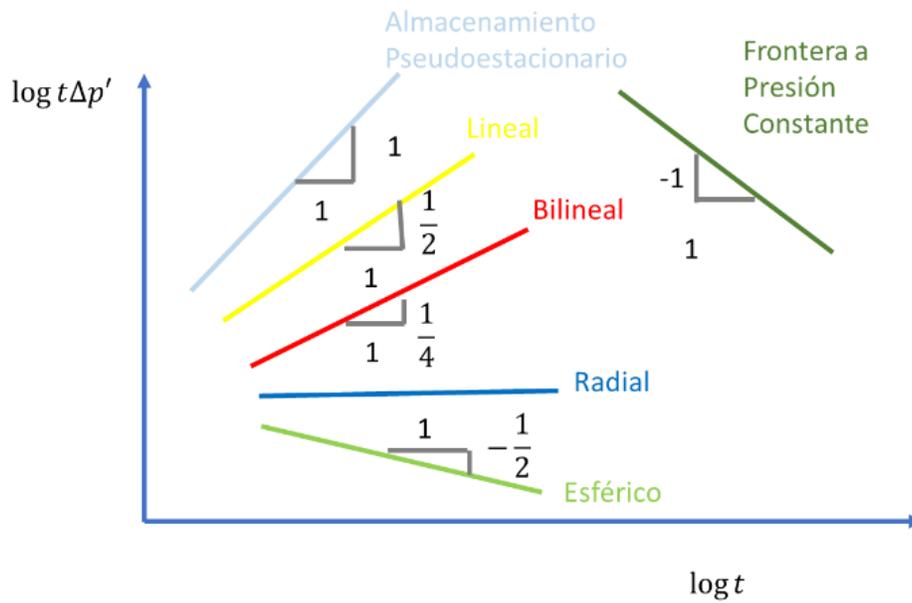


Figura 39 Gráfico log-log que muestra las diferentes pendientes que se pueden presentar en el yacimiento por el tipo de flujo con sus respectivas pendientes (Modificada de López 2020).

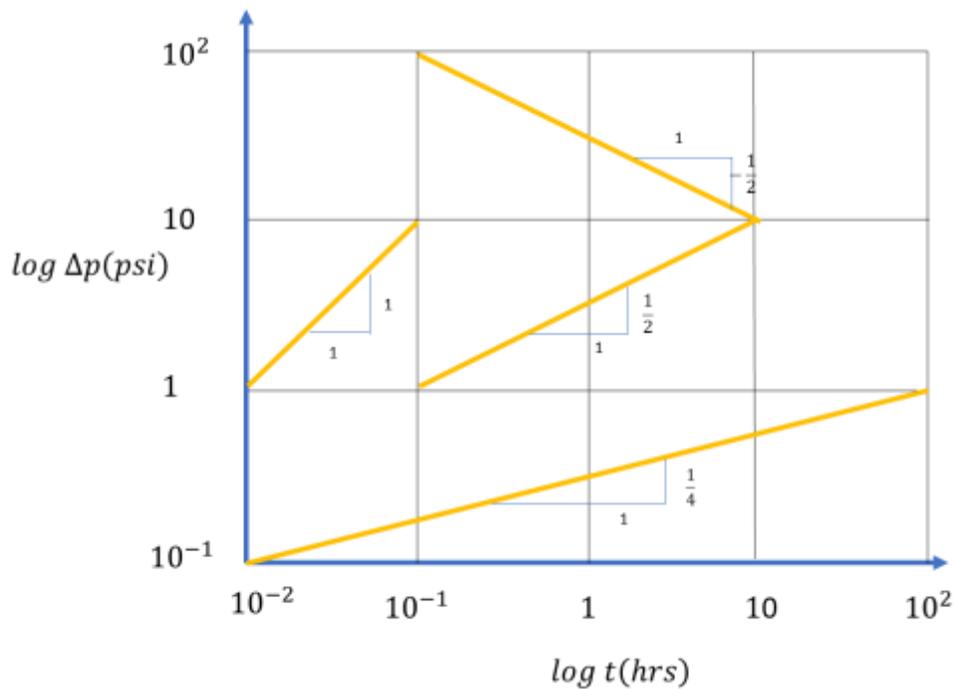


Figura 40 Derivada de presión que muestra el trazo de las pendientes (Modificada de López 2020).

En la **Figura 41** a la **Figura 45** se muestra la caída de presión, en una gráfica log-log, así como la función derivada de tipo almacenamiento, radial, lineal, bilineal y pseudo-estacionario respectivamente.

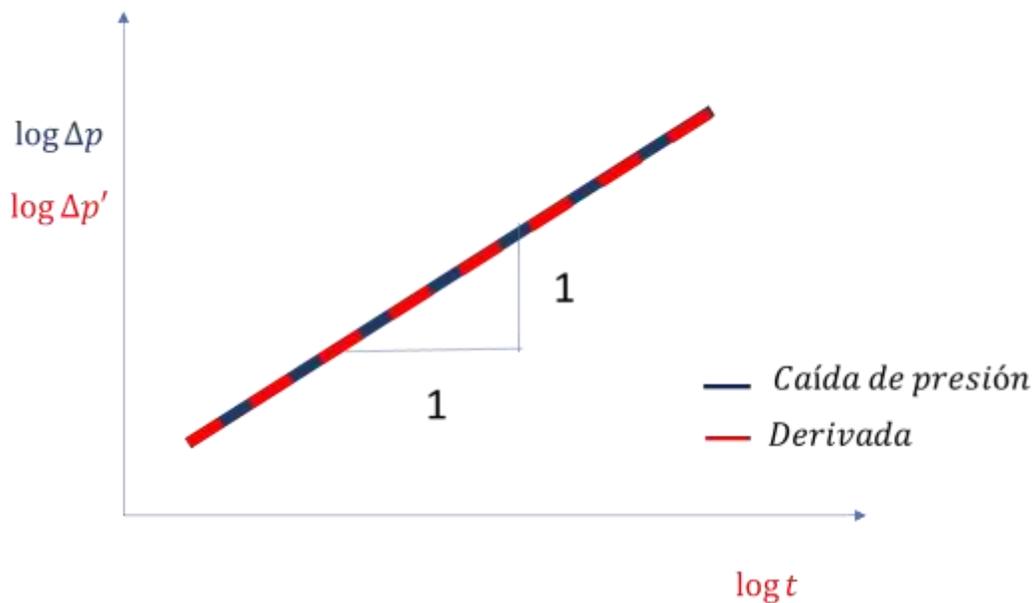


Figura 41 Gráfica de la caída de presión con la función derivada del flujo de almacenamiento. La línea roja representa la función derivada, que para un flujo de almacenamiento tiene pendiente $m = 1$, mientras la línea azul es la función cuya pendiente también es $m = 1$, como se observa se superponen perfectamente (Modificada de López 2020).

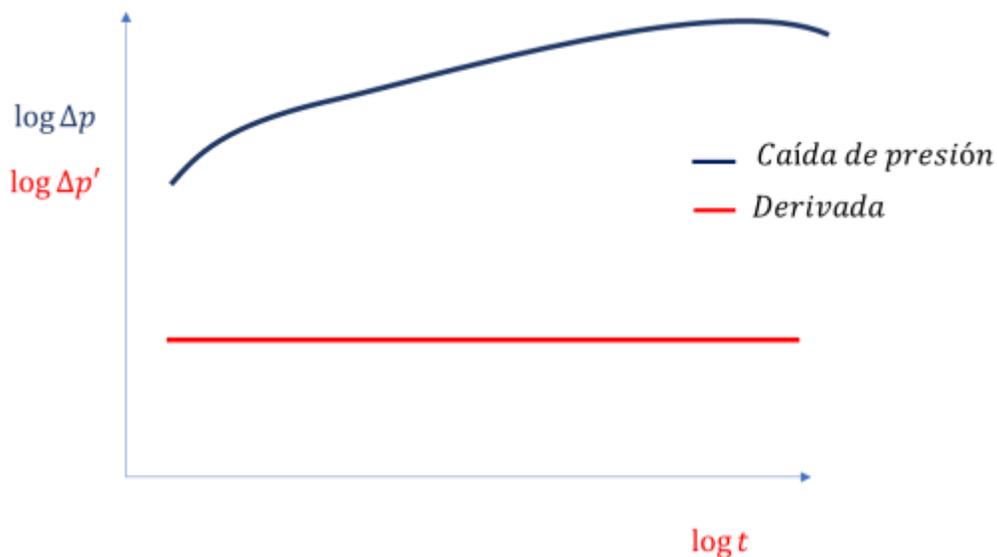


Figura 42 Gráfica de la caída de presión con la función derivada del flujo radial. La línea roja representa la función derivada que para un flujo radial tiene una pendiente $m = 0$ y la línea azul es la función (Modificada de López 2020).

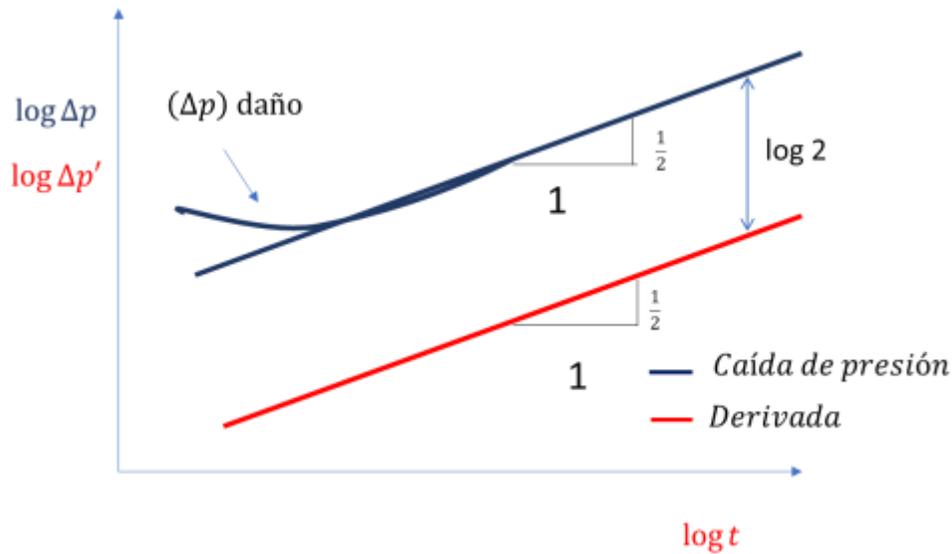


Figura 43 Gráfica de la caída de presión con la función derivada del flujo lineal, La línea roja representa la función derivada para un flujo lineal, cuya recta tiene pendiente $m = 1/2$ y la línea azul es la función cuya pendiente también es de $m = 1/2$, al principio de la función se observa una pequeña desviación que nos indica que hay un daño (Modificada de López 2020).

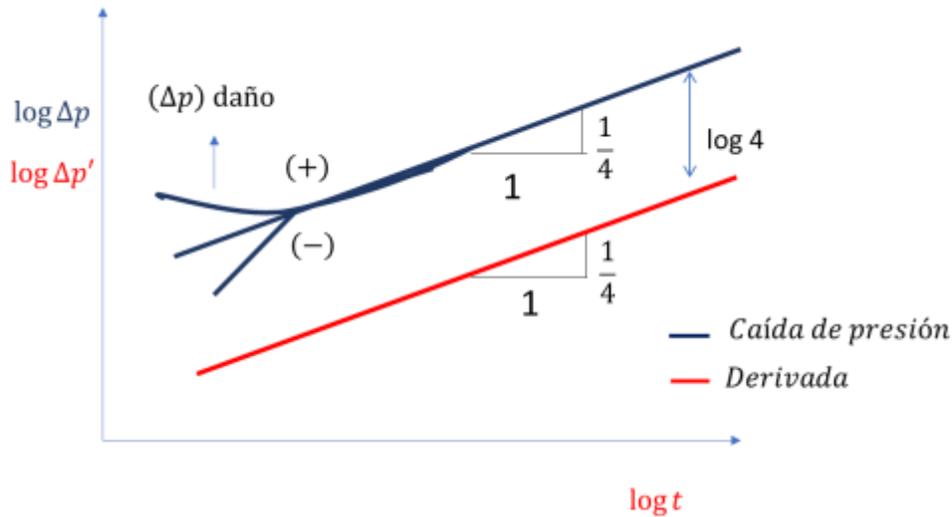


Figura 44 Gráfica de la caída de presión con la función derivada del flujo bilineal, La línea roja representa la función derivada para un flujo bilineal, cuya recta tiene pendiente $m = 1/4$ y la línea azul es la función cuya pendiente también es de $m = 1/4$, al principio de la función se observa dos pequeñas desviaciones que nos indican que hay un daño, si la desviación tiende a estar por arriba de la función el daño es positivo, si la desviación tiende a estar por debajo de la función el daño es negativo (Modificada de López 2020).

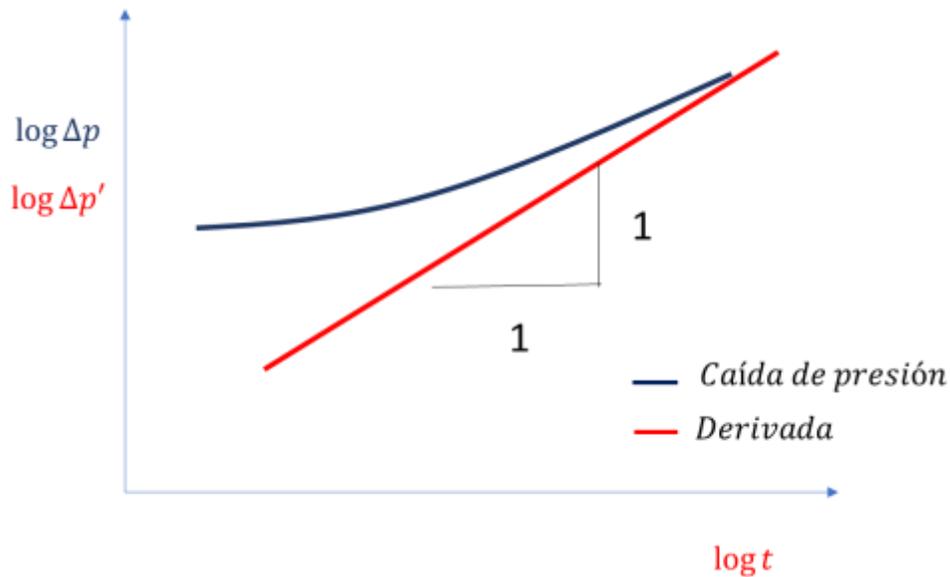


Figura 45 Gráfica de la caída de presión con la función derivada del flujo pseudo- estacionario. Se observa la línea roja que representa la función derivada para un flujo pseudo- estacionario, la cual tiene una pendiente $m = 1$, y la línea azul es la función (Modificada de López 2020).

La representación de la presión se ve en las **Figura 46** y **Figura 47** donde muestra los diferentes tipos de flujo con base en la derivada.

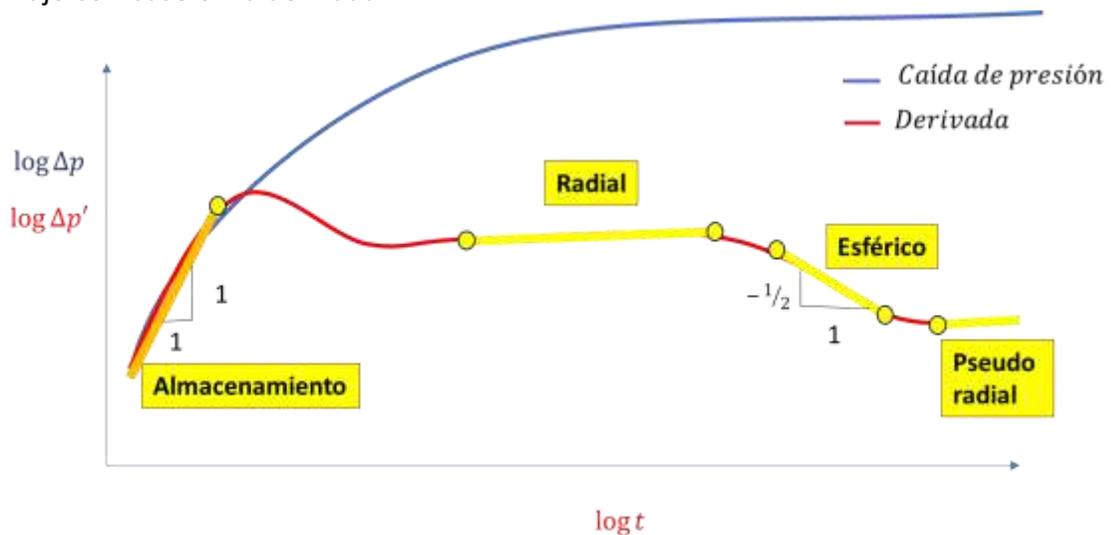


Figura 46 Gráfico log- log de presión vs tiempo y el comportamiento de la derivada. Donde se observan con líneas amarillas los diferentes tipos de flujo, la línea azul es el comportamiento de la presión y la línea roja es el comportamiento de la derivada (Modificada de López 2020).

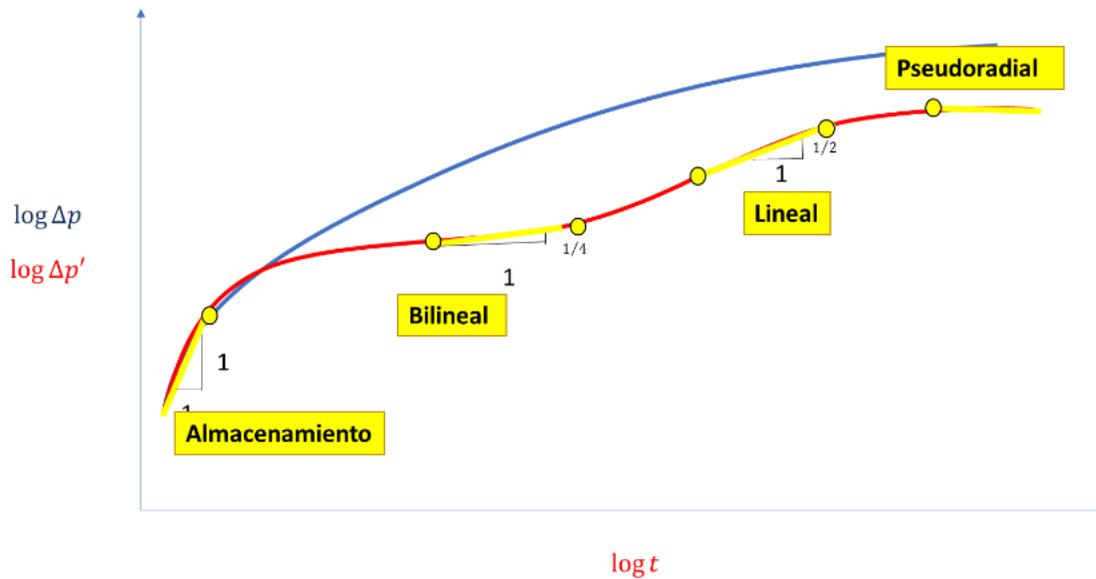


Figura 47 Gráfico log- log de presión vs tiempo y el comportamiento de la derivada. Las líneas amarillas los diferentes tipos de flujo, la línea azul es el comportamiento de la presión y la línea roja es el comportamiento de la derivada (Modificada de López 2020).

Se muestra en la **Tabla 5** se muestran los parámetros para de los modelos de flujo en el análisis de pruebas de presión.

Tabla 5 Parámetros para los modelos de flujo en el análisis de pruebas de presión (Modificada del Cuaderno de Ejercicios para Caracterización Dinámica de Yacimientos: Flujo en Medios Porosos, 2018).

Modelo	m_j	$g(\Delta t_e)$	b_j
Lineal $j = l$	$16.257 \frac{B}{bh} \sqrt{\frac{\mu}{k\phi c_t}}$	$\Delta t_e^{1/2}$	0
Bilineal $j = bl$	$44.13 \frac{B}{h\sqrt{(kb)_1}} \sqrt[4]{\left(\frac{\mu^{3/4}}{\sqrt[4]{k\phi c_t}}\right)_2}$	$\Delta t_e^{1/4}$	0
Radial $j = r$	$162.6 \frac{qB\mu}{kh}$	$\log_{10}\Delta t_e$	$m_r \left[\log_{10} \frac{\eta}{r_w^2} - 3.23 + 087S \right]$
Esférico $j = s$	$-2452.87 \frac{B\mu}{k_s^{3/2}} \sqrt{\phi\mu c_t}$	$\Delta t_e^{-1/2}$	$70.6 \frac{B\mu}{k_s r_s}$
Pseudo-estacionario $j = pss$	$0.234 \frac{B}{\phi c_t h A}$	Δt_e	$m_{pss} \left[\log_{10} \frac{A}{C_A r_w^2} - 3.23 + 087S \right]$
Almacenamiento $j = ws$	$\frac{B}{24C}$	Δt_e	0

2.7.1. Técnicas de derivación de Bourdet

Bourdet propuso en 1983 una de las principales herramientas que se utilizan en la interpretación de pruebas de presión en yacimientos. Propone una curva tipo que relaciona el cambio de presión respecto al tiempo; en un gráfico doble logarítmico, mediante su derivada.

Uno de los objetivos de la derivada de la respuesta de presión respecto al tiempo de Bourdet es resolver el problema de unicidad que existía en la interpretación de las pruebas de presión, de esta manera se podía resolver las respuestas similares en las curvas de presión que se tenía con Agarwal en 1970.

A partir de una curva de presión y su derivada se ajusta a una respuesta teórica, para que de esta manera se obtenga un comportamiento único.

2.7.2. Ventajas de curva de Bourdet

Las principales ventajas de la curva de Bourdet son:

- Ajuste automático en curvas de presión.
- Planteamiento en modelos de análisis presión más complejos.
- Mayor precisión para estimación de parámetros.
- Aumento en la resolución.
- Confiabilidad.

La gráfica de la función derivada de Bourdet permitió el análisis actual de pruebas de presión, donde cada comportamiento de curva puede identificar lo que ocurre en el yacimiento, un ejemplo es la **Figura 48**, la línea roja muestra el comportamiento de la derivada de presión, se identifica lo que ocurre en el yacimiento a lo largo de la prueba de presión con la derivada.

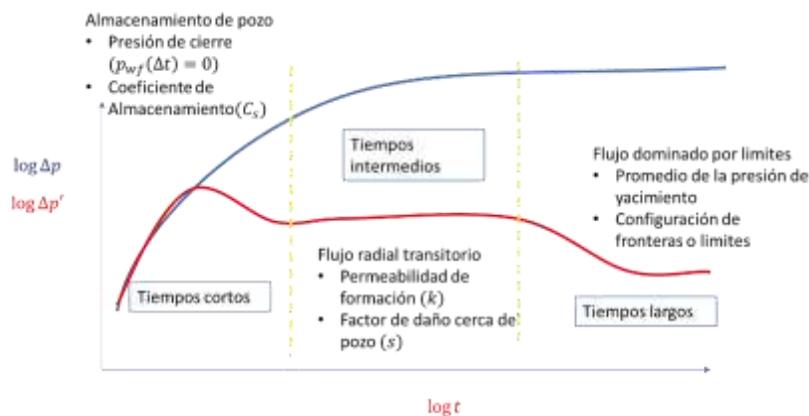


Figura 48 Comportamiento de la derivada de presión y los diferentes tipos de flujo (Modificada de López 2020).

2.8. Ejercicio de superposición

1. Determinar la presión de fondo en un pozo cerrado (1), el cual está a 1300 [ft] de un pozo fluyente (2), el pozo (1) ha estado cerrado, posteriormente se abre a producción, a un gasto constante de 300 [STB/D]. En la **Figura 49** se observa el gasto del pozo 2.

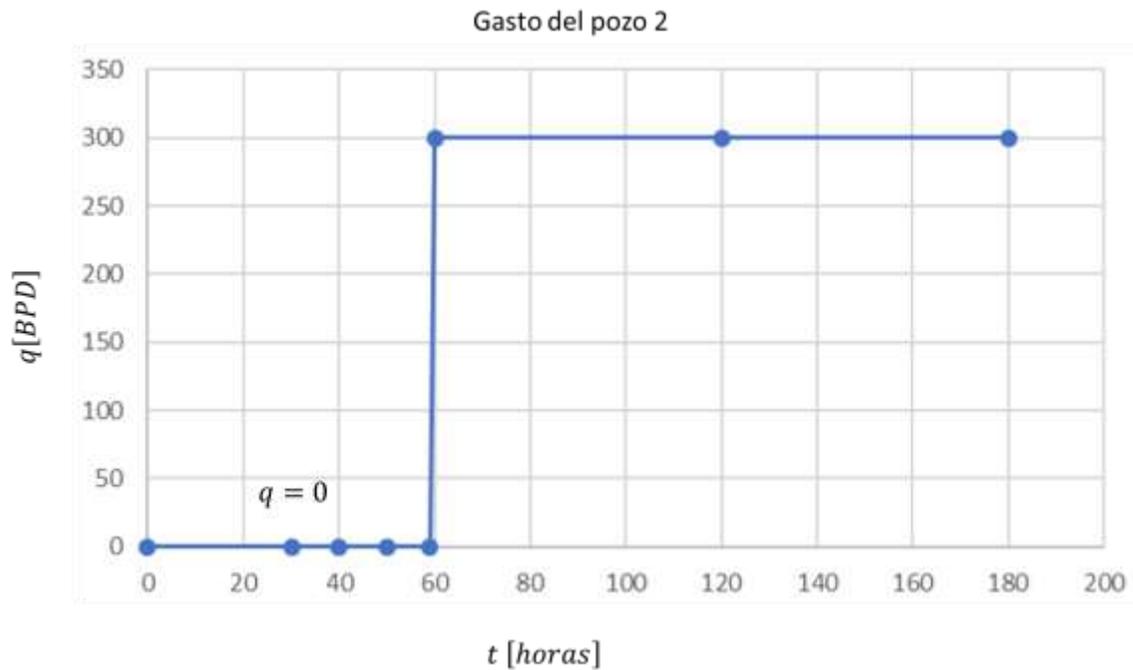


Figura 49 Gráfica del gasto del pozo 2.

La presión inicial es de 2500 [psi]. Calcular la presión en el pozo 1 a 10 días de haber abierto el pozo 2. A continuación, se muestran los datos del yacimiento y del fluido.

$$\phi = 0.16 \text{ [adim]}$$

$$h = 43 \text{ [ft]}$$

$$B_o = 1.32 \text{ [rb/SBT]}$$

$$C_t = 17 \times 10^{-6} \text{ [psi}^{-1}\text{]}$$

$$\mu = 0.8 \text{ [cp]}$$

$$k = 2 \text{ [md]}$$

Solución

Obtener la presión nos sirve para conocer la permeabilidad y el daño en el pozo, recuerda que el yacimiento se comporta con flujo radial, homogéneo e isotrópico, así que se comienza visualizando la distribución de pozo como en la **Figura 50**.

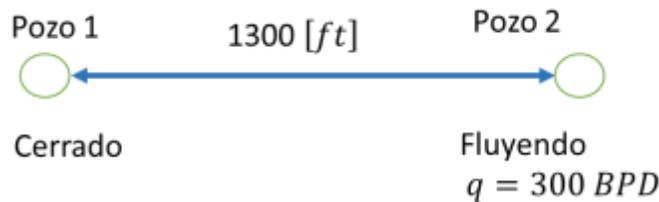


Figura 50 Esquema de la distribución de pozos.

Se utiliza la ecuación 2.3.13. también llamada ecuación de Theis, que está escrita en variables adimensionales como lo muestra la ecuación 2.7.

$$p_D = -\frac{1}{2} E_i \left[-\frac{r_D^2}{4t_D} \right]. \quad 2.7.$$

De la definición de presión adimensional p_D (ecuación 2.1.3) se muestra la ecuación 2.7.1., se despeja la presión Δp para obtener la ecuación 2.7.2 en variables reales.

$$p_D = \frac{kh\Delta p}{\alpha q B_o \mu}; \quad 2.7.1.$$

$$\Delta p = \frac{\alpha q B_o \mu}{kh} p_D. \quad 2.7.2.$$

Para este caso en particular se utiliza el gasto del pozo 2 como se muestra en la ecuación 2.7.3.

$$\Delta p_{1,2} = \frac{\alpha q_2 B_o \mu}{kh} p_D. \quad 2.7.3.$$

Se sustituye la presión adimensional 2.7., se tiene la ecuación 2.7.4., donde E_1 sólo considera números positivos.

$$\Delta p_{1,2} = \frac{\alpha q_2 B_o \mu}{kh} \left(\frac{1}{2} E_1 \left[\frac{r_D^2}{4t_D} \right] \right). \quad 2.7.4.$$

Y colocando las definiciones de todas las variables adimensionales de las ecuaciones 2.1.4. y 2.1.5, respectivamente, se tiene la ecuación 2.7.5 para obtener la presión en el pozo 1 respecto al pozo 2.

$$\Delta p_{1,2} = \frac{141.2 q_2 B_o \mu}{2kh} E_1 \left(\frac{\phi \mu C_t r^2}{4(2.637 \times 10^{-4})kt} \right). \quad 2.7.5.$$

Ahora se sustituyen los datos, recordando que el tiempo es de 10 días, pasándolo a horas se tiene $t = 240 \text{ hrs}$.

$$\Delta p_{1,2} = \frac{(141.2)(300)(1.32)(0.8)}{(2)(2)(43)} E_1 \left(\frac{(0.16)(0.8)(17 \times 10^{-6})(1300)^2}{4(2.637 \times 10^{-4})(2)(240)} \right)$$

Para la integral exponencial se puede utilizar la herramienta de **octave online** de la página <https://octave-online.net/>, que permite calcular este dato. El comando para llamarla es **expint()**.

En la literatura también existen tablas en las que se tienen diferentes resultados, ya que la integral exponencial no tiene solución analítica, hoy en día con la tecnología es mucho más fácil obtener una integral exponencial.

$$\Delta p_{1,2} = (260.7)E_1(7.2633) = (260.7)(8.5855 \times 10^{-5}) = \mathbf{0.02 \text{ psi}}$$

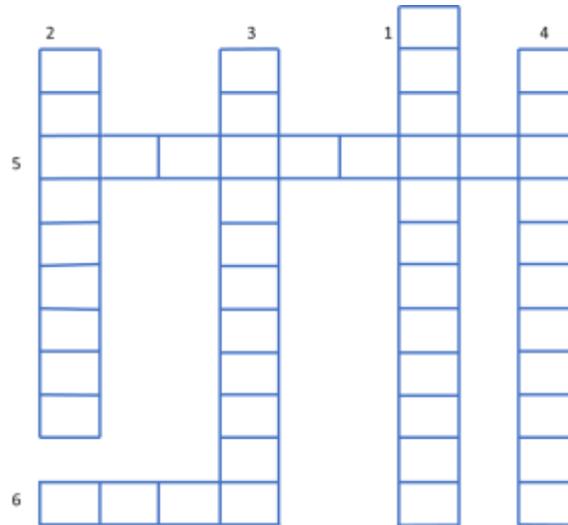
Para obtener la presión del pozo 1 es necesario la presión de fondo p_{wf} , que la obtenemos con la ecuación 2.7.6.

$$p_{wf} = p_i - \Delta p_{1,2}. \quad 2.7.6.$$

$$p_{wf} = 2500 - 0.02 = \mathbf{2499.98 \text{ psi}}$$

2.9. Ejercicio propuesto

Se propone un ejercicio en forma de crucigrama (**Figura 51**) para ampliar los conocimientos del capítulo 2.



Horizontal

5. Tipo de yacimiento común, donde las capas están encima de otra, en este pueden compartir fluidos a la hora de perforar verticalmente
6. Curva que representa el comportamiento de presión en términos de variables adimensionales y escalas logarítmicas, también permite analizar la totalidad de los datos de una prueba simultáneamente

Vertical

1. Tipo de flujo en donde la presión ha alcanzado las fronteras del yacimiento, sin embargo, la presión en dichas fronteras no manifiesta ningún cambio.
2. Tipo de yacimiento que describe un modelo ideal, donde la porosidad, permeabilidad, compresibilidad y demás propiedades del yacimiento son igual en cualquier punto.
3. Tipo de yacimiento en donde las propiedades como permeabilidad, porosidad y compresibilidad no son las mismas en todos los puntos.
4. Tipo de flujo que se presenta cuando las fronteras del yacimiento no han sido detectadas, por lo que se dice que el yacimiento actúa como infinito.

Figura 51 Ejercicio para resolver.

El crucigrama resuelto lo puedes encontrar escaneando el código QR



Solución 2

3. Pruebas de incremento de presión

Como ya se mencionó anteriormente, la prueba de incremento de presión es cuando el pozo ha estado produciendo a un gasto constante por cierto periodo de tiempo, posteriormente es cerrado y el incremento de presión es reportado, como se muestra en la **Figura 52**.

En la práctica la respuesta de presión se reporta y se puede afectar por las condiciones en las que se encuentre el pozo, o el radio de drenaje del yacimiento, esto ya sea a tiempos cortos o tiempos largos.

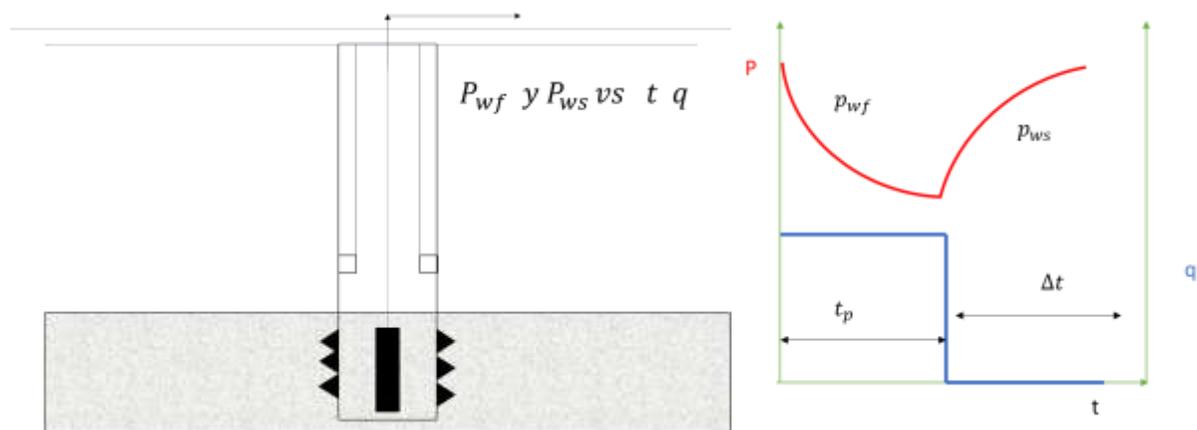


Figura 52 Esquema de un pozo en una prueba de incremento así como su comportamiento gráfico de presión y gasto respecto al tiempo (Modificada de López 2020).

Las pruebas de incremento de presión son de las principales herramientas usadas en la caracterización dinámica de yacimientos, una buena interpretación de éstas junto con información adicional logran una caracterización confiable. A continuación, se muestra un esquema general en la **Figura 53** del efecto de almacenamiento en una prueba de incremento.

La ecuación 3.1 ejemplifica la Figura 53 a medida que pasa el tiempo de producción (t), la presión de fondo p_{ws} aumentará debido a gasto de fluido. En el que se pueden observar los efectos de pozo de almacenamiento representado por la línea naranja punteada en un $\Delta t = 0$, en una prueba de incremento; la flecha verde indica donde se encuentra la p_{wf} .

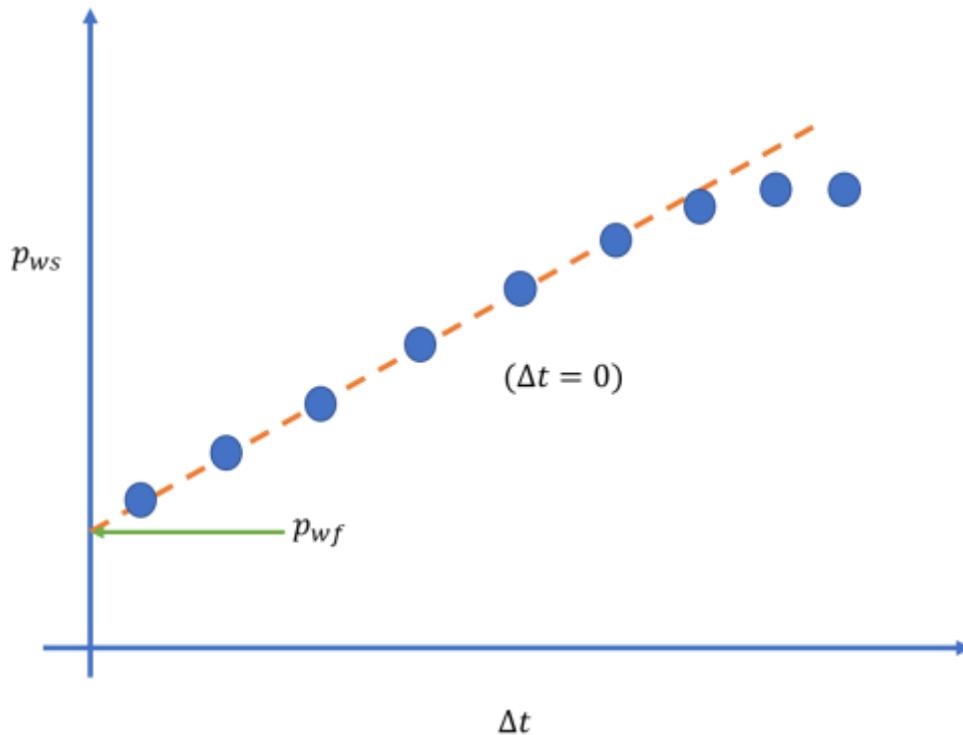


Figura 53 Esquema de los efectos de pozo de almacenamiento (Modificada de López 2020).

$$p_{ws} = p_{wf}(\Delta t = 0) + \frac{qB_o}{24C_s} t. \quad 3.1.$$

Donde p_{wf} representa la presión de fondo fluyendo, B_o representa el factor de volumen del aceite, q es el gasto del pozo, C_s es la compresibilidad de la formación, t es el tiempo y Δt es el incremento de tiempo.

3.1. Pruebas de incremento de presión para fluido ligeramente compresible

La solución línea fuente también se puede aplicar para el caso de pruebas de incremento siempre y cuando se haga uso del “principio de superposición en tiempo”, del cual resulta la ecuación 3.1.1. con comportamiento de una línea recta en un gráfico semilog de p_{wf} vs $\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$

$$p_{ws} = p_i - \frac{162.6 q B_o \mu}{kh} \log \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t}. \quad 3.1.1.$$

Los parámetros del yacimiento a partir de una prueba de incremento se calculan a partir de la ecuación 3.1.2.

$$k = - \frac{162.6 q B_o \mu}{mh}. \quad 3.1.2.$$

Donde p_i representa la presión inicial, B_o representa el factor de volumen del aceite, q es el gasto del pozo, μ es la viscosidad, h es el espesor del yacimiento, k representa la permeabilidad, m es la pendiente, t_p es el tiempo de producción y Δt es el incremento de tiempo.

Para los parámetros del daño se tiene la ecuación 3.1.3. y para un tiempo un específico se tiene la ecuación 3.1.4.

$$S = 1.51 \frac{p_{ws} - p_{wf}}{m} - \log \frac{k\Delta t}{\phi\mu c_t r_w^2} + 3.23 + \log \frac{t_p + \Delta t}{t_p}. \quad 3.1.3.$$

$$S = 1.51 \frac{(p_{1h} - p_{wf})}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 3.23. \quad 3.1.4.$$

Donde p_i representa la presión inicial, B_o representa el factor de volumen del aceite, q es el gasto del pozo, h es el espesor del yacimiento, k representa la permeabilidad, $\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t}$ es el tiempo de Horner, m es $\frac{p_{ws2} - p_{ws1}}{\text{ciclo}}$, p_{ws} representa la presión en superficie, p_{wf} es la presión de fondo, ϕ es la porosidad del yacimiento, μ representa la viscosidad, c_t es la compresibilidad total, r_w es el radio de pozo, Δt representa el tiempo y p_{1h} es la presión en superficie a una hora.

En la **Figura 54** se ejemplifica un tiempo cero de una prueba de incremento para un fluido ligeramente compresible.

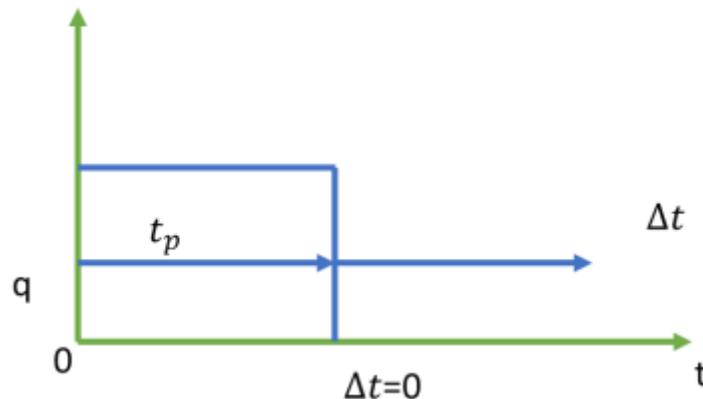


Figura 54 Representación del gasto en un tiempo cero, en una prueba de incremento para un fluido ligeramente compresible (Modificada de López 2020).

El comportamiento teórico de la prueba de incremento para un fluido ligeramente compresible se puede observar en la **Figura 55**, donde por un lado se tiene la presión de fondo fluyendo y por el otro el tiempo de Horner.

Prueba de incremento de un fluido ligeramente compresible

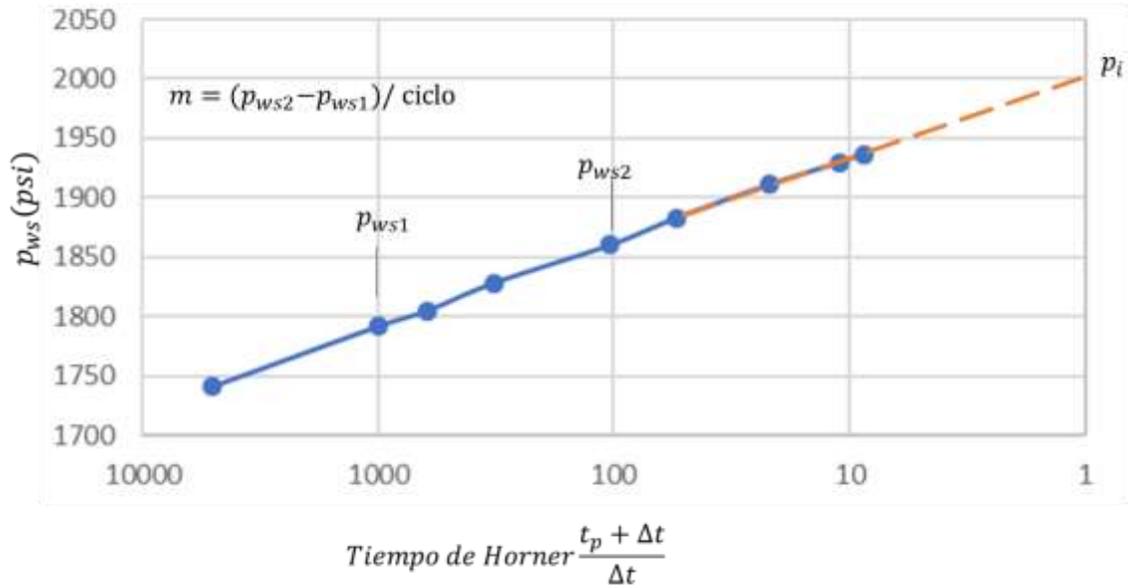


Figura 55 Comportamiento teórico de una prueba de incremento de presión de un fluido ligeramente compresible (Modificada de López 2020).

En la **Figura 56** se puede observar el comportamiento de la presión con respecto al radio en una prueba de incremento para un fluido ligeramente compresible.

Prueba de incremento de presión de un fluido ligeramente compresible

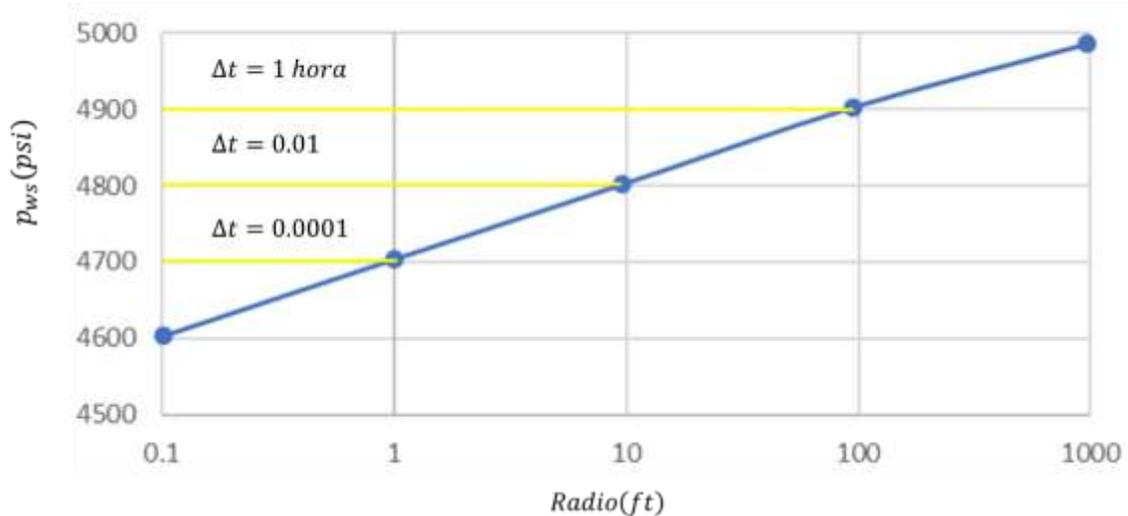


Figura 56 Comportamiento teórico semilog de una prueba de incremento de presión con respecto al radio de drenaje para un fluido ligeramente compresible donde la flecha azul señala la p_i , y las líneas amarillas muestran los valores de presión conforme te alejas del pozo (Modificada de López 2020).

Para cualquier prueba existen diferentes tiempos, cortos, intermedios y largos, en la **Figura 57** , se observa el comportamiento de estos en una prueba incremento de presión de un fluido ligeramente compresible.

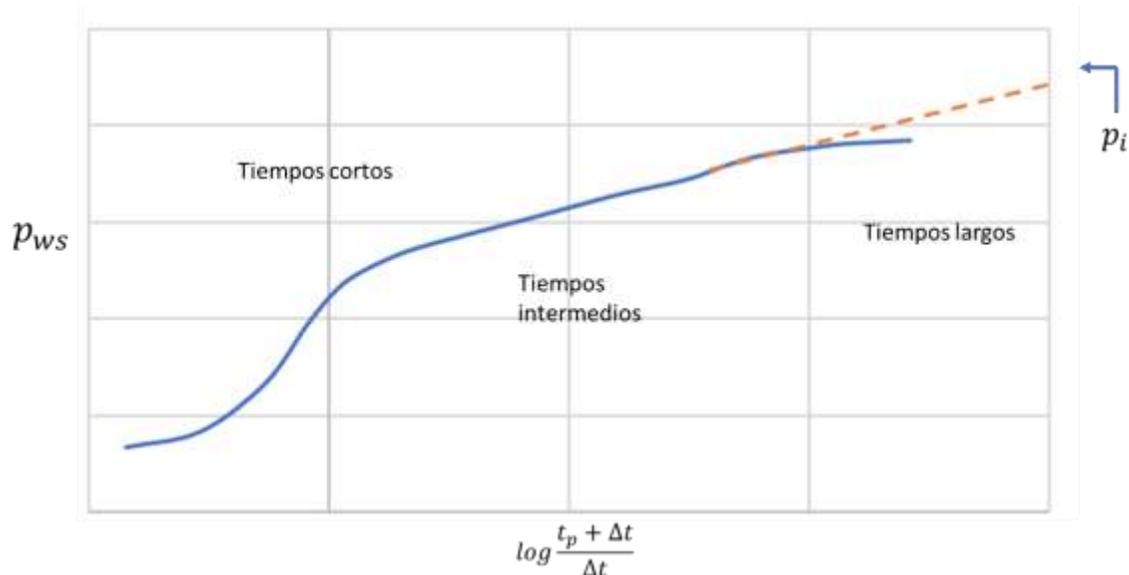


Figura 57 Representación de un flujo ligeramente compresible en donde se ve el comportamiento a diferentes etapas. (Modificada de López 2020).

En la **Figura 58**, muestra más a detalle cada uno de los flujos en los diferentes tiempos mencionados

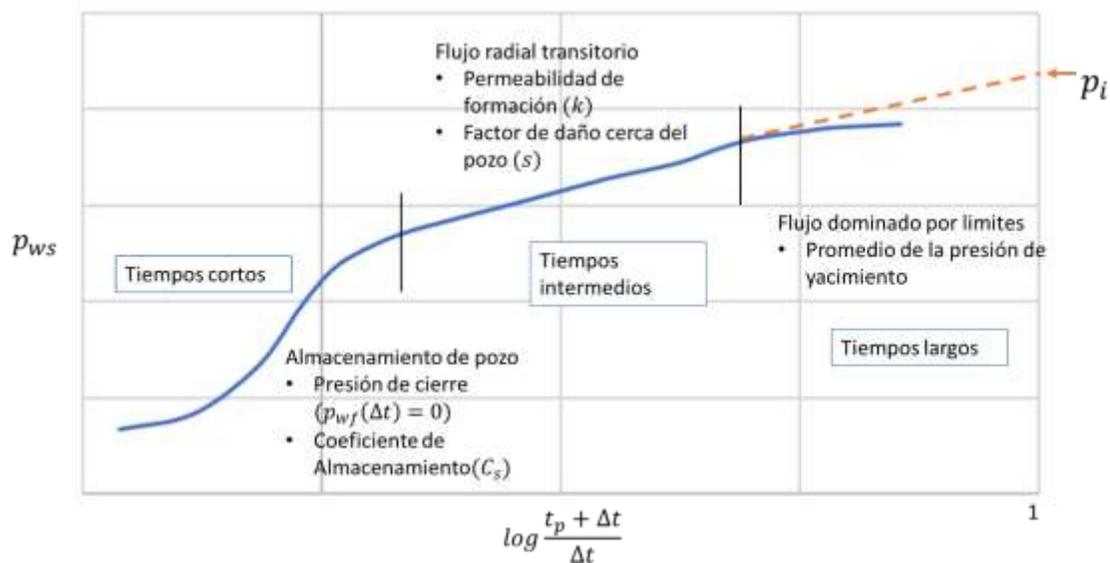


Figura 58 Tipo de flujo que se puede presentar la prueba de incremento de presión de un fluido ligeramente compresible (Modificada de López 2020).

3.2. Método de Horner

Este método se estableció para analizar datos de presión de una prueba de incremento, donde la presión se mide con el pozo cerrado, y el comportamiento de presión se representa por la ecuación 3.2., así mismo la **Figura 59** muestra una prueba de incremento de presión con la gráfica de Horner.

Ecuación de Horner

$$p_{ws} = p_i - 162.6 \frac{qB_o\mu}{kh} \log \left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right]. \quad 3.2.$$

Donde p_i representa la presión inicial, B_o representa el factor de volumen del aceite, q es el gasto del pozo, μ es la viscosidad, h es el espesor del yacimiento, k representa la permeabilidad, t_p es el tiempo de producción y Δt es el incremento de tiempo.

La ecuación cuenta con dos suposiciones importantes

- Flujo radial.
- No hay efecto de almacenamiento y daño.

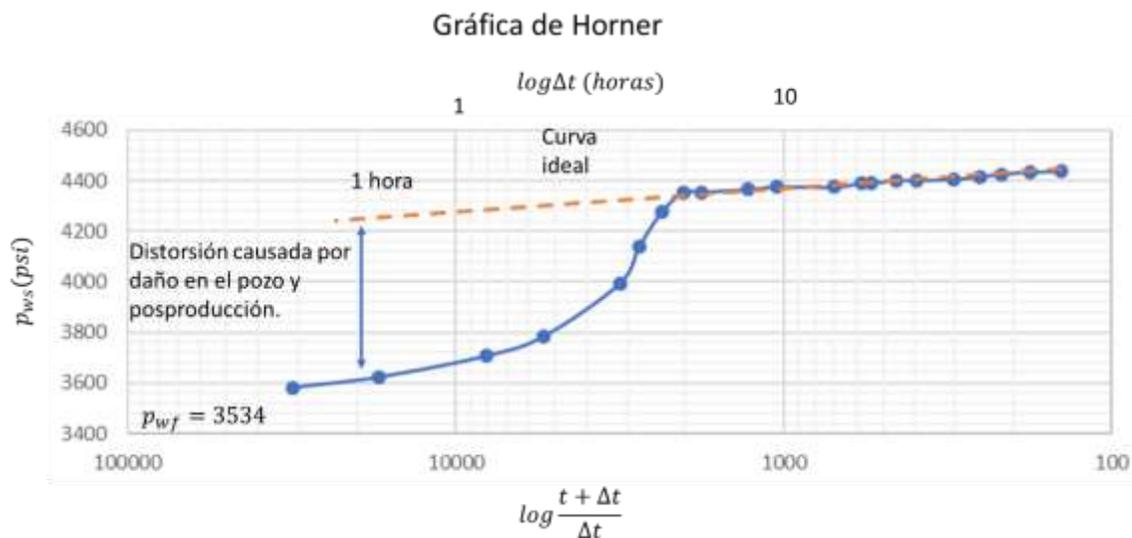


Figura 59 Prueba de incremento de presión, con la gráfica de Horner (Matthews y Russell, 1967).

En pruebas de incremento se utiliza el método de Horner para determinar la permeabilidad y el factor de daño de una prueba de presión, que emplea el principio de superposición.

Para utilizar este método se siguen los siguientes pasos:

1. Construir una gráfica de presión contra tiempo de Horner $\left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right]$.

2. Graficar la presión en el eje de las ordenadas y el logaritmo de $\left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right]$ en el eje de las abscisas. La gráfica resultante es la gráfica de Horner.
3. Determinar la línea recta correctamente como en la **Figura 60**.
4. Medir la pendiente de la línea recta.
5. Calcular la permeabilidad de la formación a partir de la pendiente con la ecuación 3.1.2.
6. Medir la presión 1 hora después del cierre, a partir de la línea recta, sustituir en la ecuación de daño 3.1.4. y calcularlo. Si el daño resulta positivo el pozo está dañado y si el daño resulta negativo el pozo está estimulado.
7. Extrapolar la línea recta hasta que $\log \left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right] = 1$. La intersección resultante se le denomina p_i del yacimiento a partir de la prueba. Este sería el valor de la presión promedio después de un tiempo infinito de cierre.

El tiempo de Horner es útil para el análisis semilogarítmico, sin embargo, para el caso de análisis log-log (curva tipo), su utilidad es limitada debido al hecho de que, para pruebas de decremento, el análisis de curva tipo esta dado para $\log(p_i - p_{wf})$ vs $\log \Delta t$.

Dicha limitante pudiera ser removida para el caso de pruebas de incremento si fuera posible obtener un gráfico de $\log [p_{ws}(\Delta t) - p_{wf}(t_p + \Delta t)]$. Sin embargo, esta última presión es desconocida.

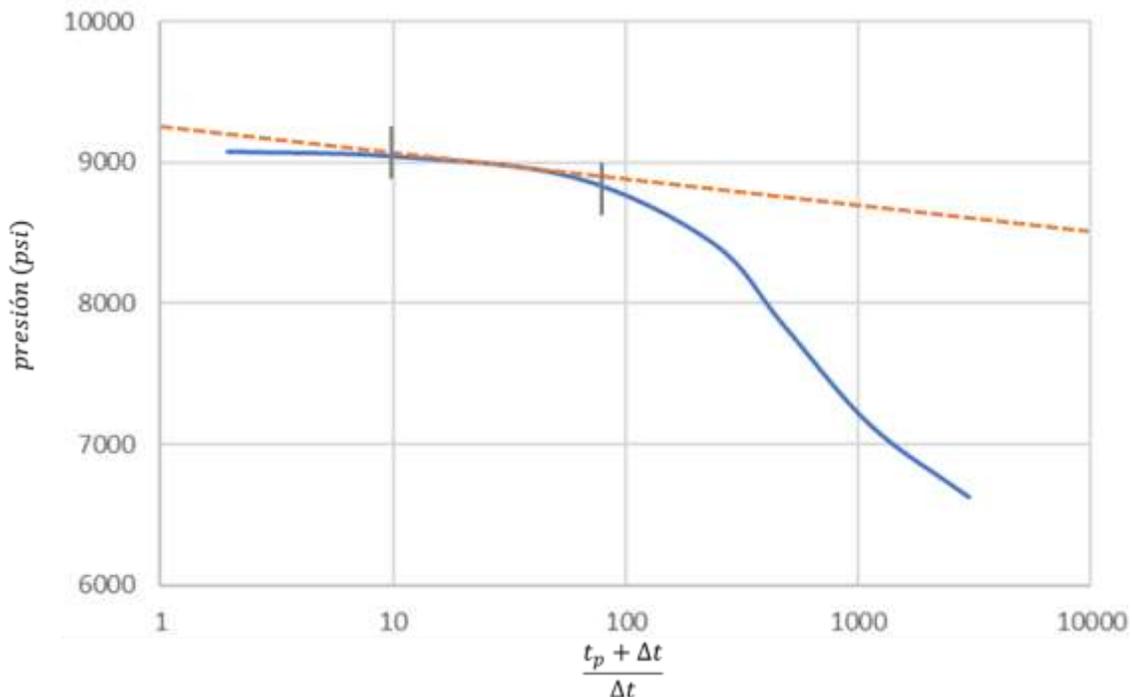


Figura 60 Gráfica del tiempo de Horner, es una gráfica semilog de p_{ws} vs. $\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$ (Modificada de López 2020).

La ecuación 3.2.1. representa la acumulación de presión para yacimiento desarrollado.

$$p_{ws} = p_i - m_{rf} \log \left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right]. \quad 3.2.1.$$

Donde p_i es la presión inicial, m_{rf} es la pendiente

En un pozo pueden presentarse diferentes tipos de geometrías de flujo durante una prueba de presión y para cada una hay un análisis de datos diferente para graficar, como se muestra en la **Tabla 6**.

Tabla 6 Análisis de datos que se realiza para cada tipo de geometría de flujo (Cinco, 1990).

Tipo de flujo	Análisis de datos gráficamente
Radial	$p_{ws} \text{ vs } \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$
Lineal	$p_{ws} \text{ vs } \sqrt{t_p + \Delta t} - \sqrt{\Delta t}$
Esférico	$p_{ws} \text{ vs } \frac{1}{\sqrt{\Delta t}} - 1 \sqrt{t_p + \Delta t}$

3.3. Método MDH (Método de Difusión Hiperbólica)

El método MDH se puede utilizar para analizar los datos de incremento de presión para obtener la permeabilidad y el factor de daño. Si el yacimiento es infinito y actúa durante los períodos de flujo e incremento, el método MDH también se puede utilizar para estimar la presión inicial del yacimiento, la **Figura 61** muestra una prueba de incremento de presión por el método MDH.

Así se puede aproximar a la ecuación 3.2.2.

$$p_{ws}(\Delta t) = p_i + \Delta p_{+q} + \Delta p_{-q}. \quad 3.2.2.$$

Donde p_i es la presión inicial, Δp_{+q} es la respuesta de presión causada por la producción a un gasto q a partir del momento $t = 0$, Δp_{-q} es la respuesta de presión causada por un cambio de gasto $-q$ que comienza en el momento $t = t_p$.

Escrita de una manera desarrollada se tiene la ecuación 3.2.3.

$$p_{ws}(\Delta t) = p_{wf} + \frac{162.6qB_o\mu}{kh} \left[\log(\Delta t) + \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869S \right]. \quad 3.2.3.$$

Donde p_{wf} se define como la presión de fondo al momento del cierre, B_o representa el factor de volumen del aceite, q es el gasto del pozo, μ es la viscosidad, h es el espesor del yacimiento, k representa la permeabilidad, t_p es el tiempo de producción, Δt es el incremento de tiempo, ϕ es la porosidad del yacimiento, c_t pertenece a la compresibilidad total, r_w es el radio de pozo y S es el factor de daño.

Comparando la expresión anterior con la ecuación de una recta $y = mx + b$ se tiene la ecuación de m dada por la ecuación 3.2.4. y una intersección b dada por la ecuación 3.2.5.

$$m = \frac{162.6qB\mu}{kh}. \quad 3.2.4.$$

$$b = p_{wf} + \frac{162.6qB_o\mu}{kh} \left[\log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869S \right]. \quad 3.2.5.$$

Donde $p_{1hr} = p_{wf}$ se define como la presión de fondo al momento del cierre, B_o representa el factor de volumen del aceite, q es el gasto del pozo, μ es la viscosidad, h es el espesor del yacimiento, k representa la permeabilidad, t_p es el tiempo de producción, Δt es el incremento de tiempo, ϕ es la porosidad del yacimiento, c_t pertenece a la compresibilidad total, r_w es el radio de pozo y S es el factor de daño.

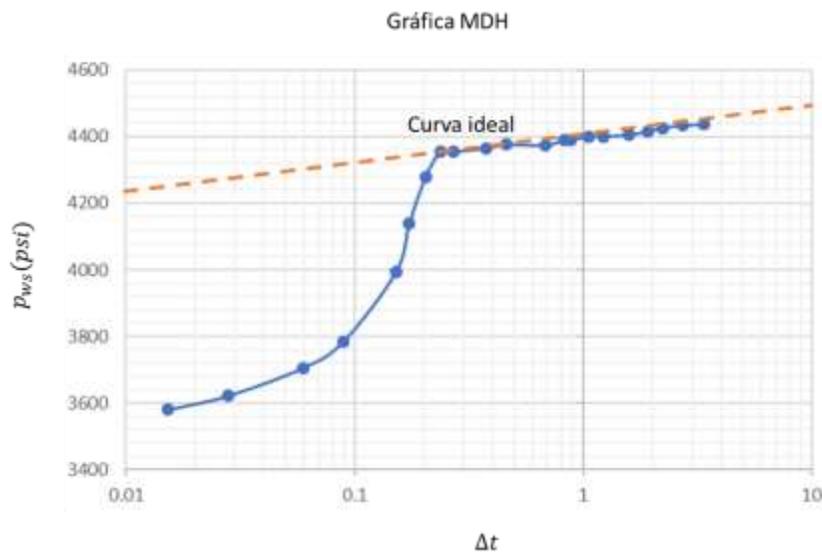


Figura 61 Gráfico semilog que muestra el comportamiento de una prueba de incremento por el método MDH de p_{ws} vs Δt (Elaboración propia).

Para utilizar este método se siguen los siguientes pasos:

1. Graficar la presión de cierre del fondo de pozo p_{ws} frente al tiempo de cierre Δt en una escala semilogarítmica. El resultado será el gráfico MDH y se muestra en la Figura 61
2. Identificar los datos que caen en una sola línea recta, exhibiendo IARF (índice de absorción de la roca de formación). En este método, sólo se pueden utilizar datos donde $\Delta t \ll t_p$.
3. Trazar la línea recta y determinar la pendiente $m = \frac{p_2 - p_1}{\log \Delta t_2 - \log \Delta t_1}$
4. Medir la presión 1 hora después del cierre p_{1hr} , a partir de la línea recta, o su extrapolación.
5. Calcular la permeabilidad a partir de la pendiente m como la ecuación 3.1.2.
6. Sustituir en la ecuación de daño 3.1.4. y calcularlo.

Si el yacimiento es infinito y actúa durante los períodos de flujo y de cierre, extrapolar la línea recta a un tiempo de cierre Δt igual al tiempo de producción t_p , para encontrar la presión inicial p_i . Si se logró un flujo en estado pseudo estacionario antes del cierre.

3.4. Método de tiempo equivalente de Agarwal

Agarwal introdujo en 1980 el tiempo equivalente t_e para su uso en el análisis de pruebas de incremento utilizando curvas tipo. Sin embargo, como señaló Agarwal, el tiempo equivalente también se puede utilizar para análisis semilogarítmicos como en la **Figura 62**. Se puede escribir la presión de fondo de pozo que fluye al final del período.

$$p_{ws}(\Delta t) = p_{wf} + \frac{162.6qB_o\mu}{kh} \left[\log(\Delta t_e) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.869S \right]. \quad 3.2.6.$$

Donde p_{wf} se define como la presión de fondo al momento del cierre, B_o representa el factor de volumen del aceite, q es el gasto del pozo, μ es la viscosidad, h es el espesor del yacimiento, k representa la permeabilidad, t_p es el tiempo de producción, ϕ es la porosidad del yacimiento, c_t pertenece a la compresibilidad total, r_w es el radio de pozo, S es el factor de daño y Δt_e corresponde al tiempo equivalente que se representa con la ecuación 3.2.7.

$$\Delta t_e = \frac{t_p \Delta t}{t_p + \Delta t}. \quad 3.2.7.$$

Donde t_p es el tiempo de producción y Δt es el incremento del tiempo.



Figura 62 Gráfico semilog del comportamiento de una prueba de incremento por el método de tiempo equivalente de Agarwal de p_{ws} vs t_e (Elaboración propia).

Para utilizar este método se siguen los siguientes pasos:

1. Graficar la presión de cierre de pozo p_{ws} vs el tiempo equivalente t_e , definido por la ecuación 3.2.7. en escala semilogarítmica
2. Identificar los datos que caen en una sola línea recta.
3. Trazar una línea recta a través de los datos seleccionados y encuentra la pendiente m con la ecuación $m = \frac{p_{ws2} - p_{ws1}}{\log \Delta t_2 - \log \Delta t_1}$
4. Calcular la permeabilidad a partir de la pendiente m como la ecuación 3.1.2.
5. Leer la p_{1hr} a partir de la línea recta o su extrapolación en un tiempo de cierre de 1 hora.
6. Sustituir en la ecuación de daño 3.1.4. y calcularlo.

3.5. Ejercicio de prueba de incremento

Se llevó a cabo una prueba de incremento de presión cuyos resultados se presentan en la **Tabla 7** con estos datos se realizó la **Figura 63**. La prueba se realizó en un pozo de aceite que produjo a un gasto de 500 BPD durante 3 días. La información del yacimiento se muestra a continuación.

$$h = 22 [ft]$$

$$\phi = 0.2 [adim]$$

$$B_o = 1.3 [r^b / S_{BT}]$$

$$\mu = 1 [cp]$$

$$C_t = 20 \times 10^{-6} [psi^{-1}]$$

$$r_w = 0.3 [ft]$$

Tabla 7 Datos de una prueba de incremento de presión.

p_{ws} (psi)	t (horas)
1150	0
1690	3
1794	6
1820	9
1870	18
1910	24
1990	48

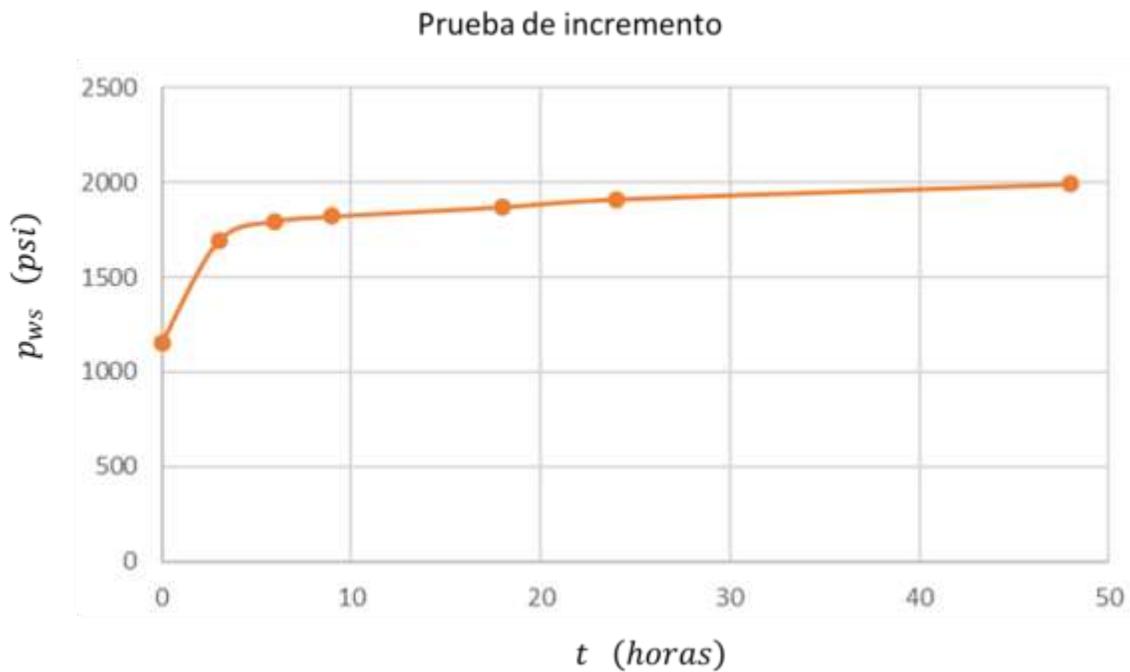


Figura 63 Comportamiento de la prueba de incremento de presión del ejercicio (Elaboración propia).

Estimar la permeabilidad (k), la presión inicial (p_i) y el factor de daño (S)

3.5.1. Solución por el método de Horner

La solución de este problema será por el método de Horner, así que aplicaremos los pasos del capítulo 3.2. Método de Horner

1. Construir una gráfica de presión contra tiempo de Horner $\left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right]$.

Para este paso se va a calcular el tiempo de Horner, el tiempo de producción t_p es de 3 días, realizando las conversiones de días a horas se tiene que $t_p = 72 \text{ horas}$ para cada una de las presiones y $\Delta t = t$ como se muestra en la **Tabla 8**.

Tabla 8 Resultados de tiempo de Horner para cada uno de los datos de presión.

p_{ws} (psi)	t (horas)	$\left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right]$
1150	0	0
1690	3	25
1794	6	13
1820	9	9
1870	18	5
1910	24	4
1990	48	2.5

2. Graficar la presión en el eje de las ordenadas y el logaritmo de $\left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right]$ en el eje de las abscisas. La gráfica resultante es la gráfica de Horner (**Figura 64**).

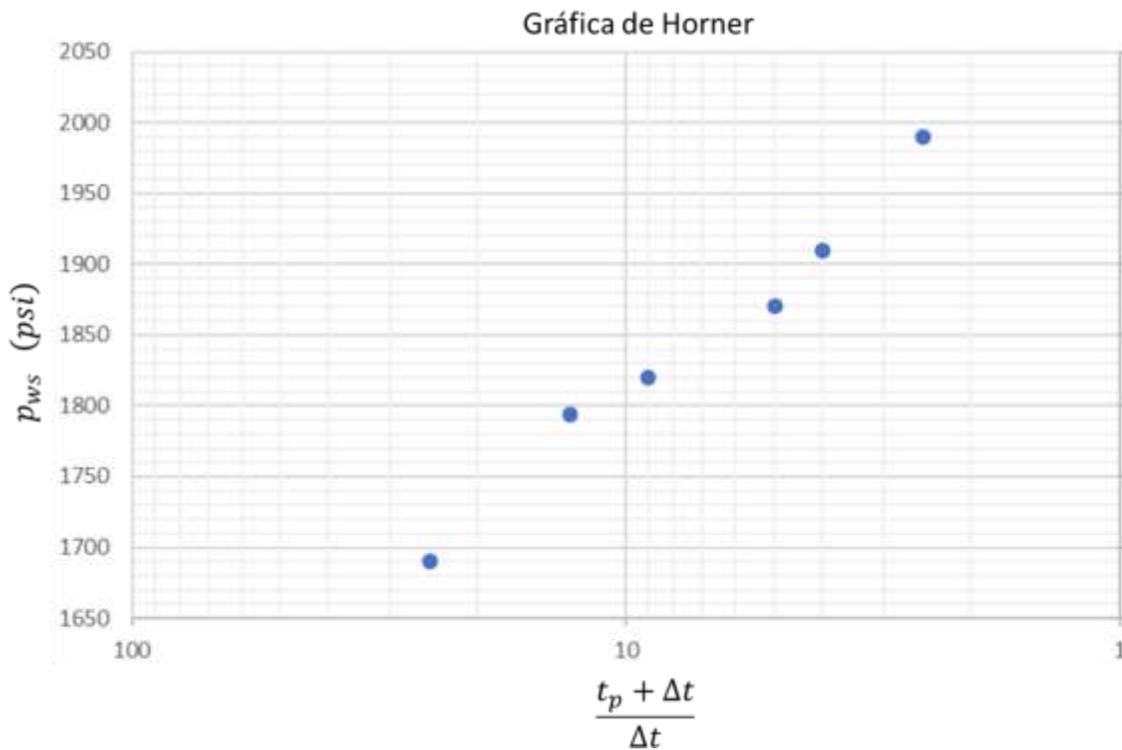


Figura 64 Gráfica del tiempo de Horner (Elaboración propia).

3. Determinar la línea recta correctamente.

Para el paso 3 se va a extrapolar una línea recta amarilla entre el punto 3 y 4 para poder medir la pendiente como se muestra en la **Figura 65**.

4. Medir la pendiente de la línea recta.

En este punto se debe tomar en cuenta la expresión $m = p_{ws1} - p_{ws2}$, donde p_{ws1} y p_{ws2} se obtienen de la **Figura 65** como lo muestran las líneas naranjas, recuerda que está es por ciclo.

$$m = \frac{1810 - 2000}{\log 10 - \log 1} = -190 \frac{\text{psi}}{\text{ciclo}}$$

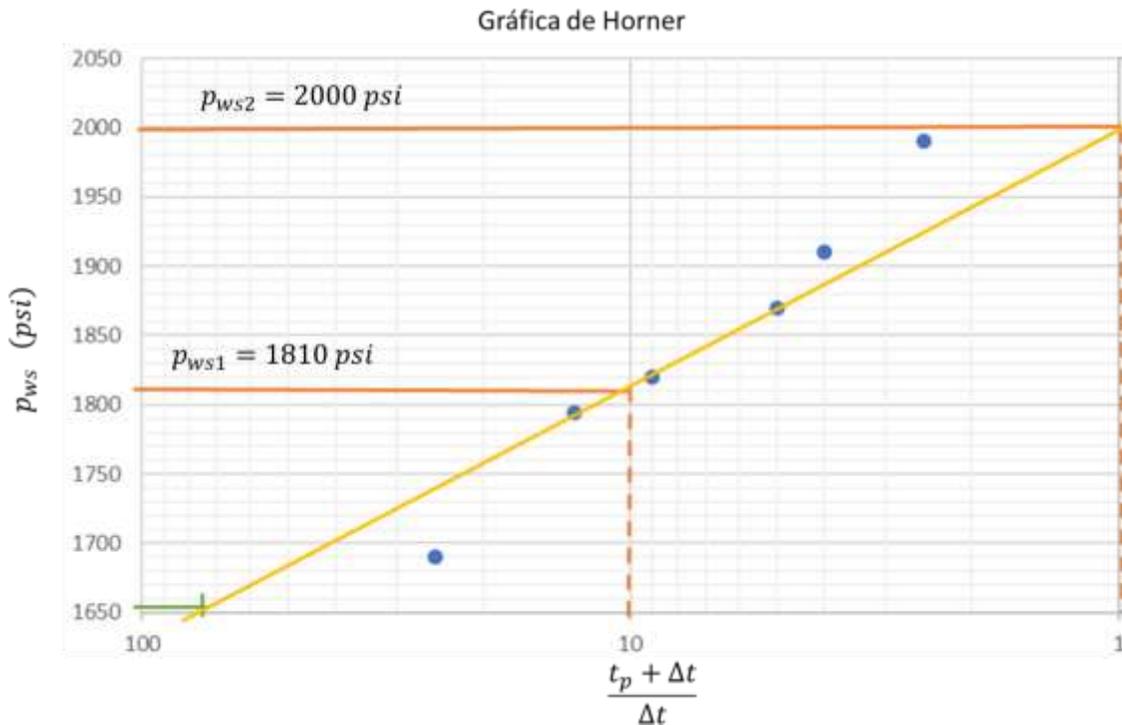


Figura 65 Gráfica semilogarítmica para la solución por el método de Horner (Elaboración propia).

5. Calcular la permeabilidad de la formación a partir de la pendiente.

En este paso se usa la fórmula 3.1.2. que dice como calcular la permeabilidad con la pendiente y se obtiene:

$$k = -\frac{162.6 (500)(1.3)(1)}{(-190)(22)} = 25.28 \text{ md}$$

Para estimar la p_i recuerda la Figura 60, extrapolando la línea recta hasta $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 1$, se puede leer de la **Figura 65** la p_i , se obtiene:

$$p_i = 2000 \text{ psi}$$

6. Medir la presión 1 hora después del cierre, a partir de la línea recta, sustituir en la ecuación 3.1.4. de factor de daño y calcularlo.

Como la prueba se realizó en un tiempo de producción $t_p = 72 \text{ horas}$, se calcula el tiempo de Horner a un tiempo $t = 1 \text{ hora}$, obteniendo

$$t_{1h} = \left[\frac{72 + 1}{1} \right] = 73 \text{ horas}$$

Con este valor entramos a la **Figura 65** como lo muestra la línea verde, se obtiene la presión a 1 hora después del cierre 1660 (psi)

$$S = 1.51 \frac{(1660 - 1150)}{190} - \log \left(\frac{25.28}{(0.2)(1)(20 \times 10^{-6})(0.3^2)} \right) + 3.23 = -7.023$$

Debido a que el daño es negativo, se considera que el pozo está estimulado, si el daño resultará positivo se considera que el pozo está dañado.

3.5.2. Solución por el método de MDH

La solución de este problema será por el método de MDH, así que aplicaremos los pasos del capítulo 3.3. Método MDH

1. Graficar la presión de cierre del fondo de pozo p_{ws} frente al tiempo de cierre Δt en una escala semilogarítmica como en la **Figura 66**.

Para este paso sólo se va a tomar los datos del tiempo que proporciona la **Tabla 7**.

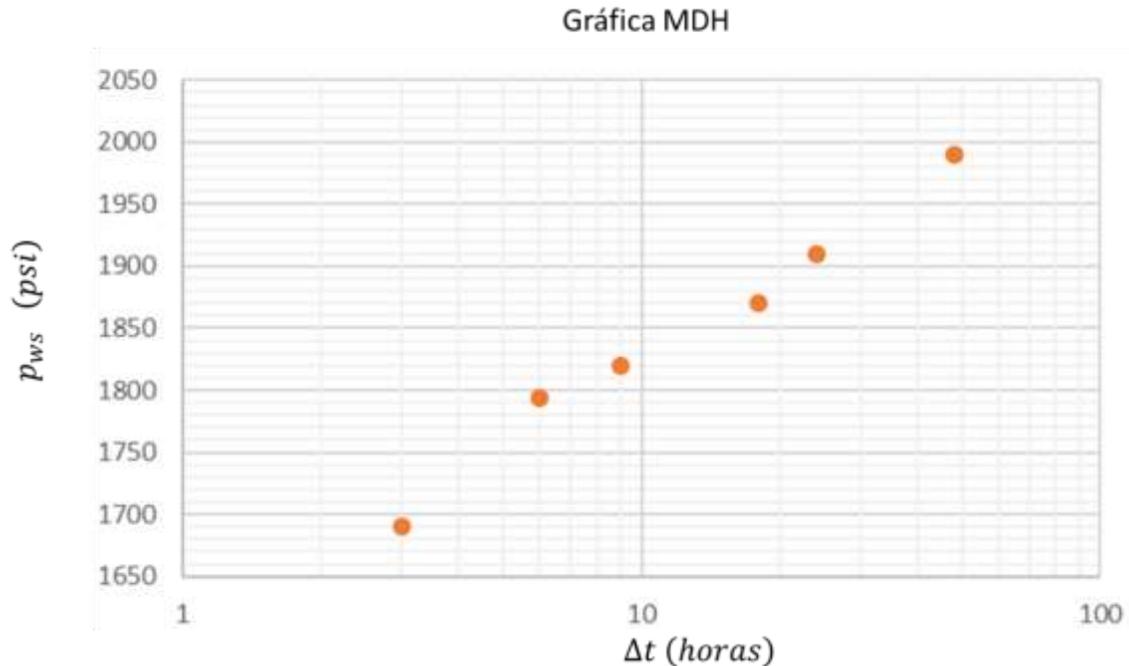


Figura 66 Gráfica del método MDH (Elaboración propia).

2. Identificar los datos que caen en una sola línea recta, exhibiendo IARF. En este método, sólo se pueden utilizar datos donde $\Delta t \ll t_p$.

3. Trazar la línea recta y determinar la pendiente $m = \frac{p_2 - p_1}{\log \Delta t_2 - \log \Delta t_1}$.

En este punto se va a extrapolar la línea amarilla para poder medir la pendiente, como se muestra en la **Figura 67**, las presiones que se utilizan son representadas por las líneas azules.

$$m = \frac{1980 - 1825}{\log(72) - \log(10)} = 180.79 \frac{\text{psi}}{\text{ciclo}}$$

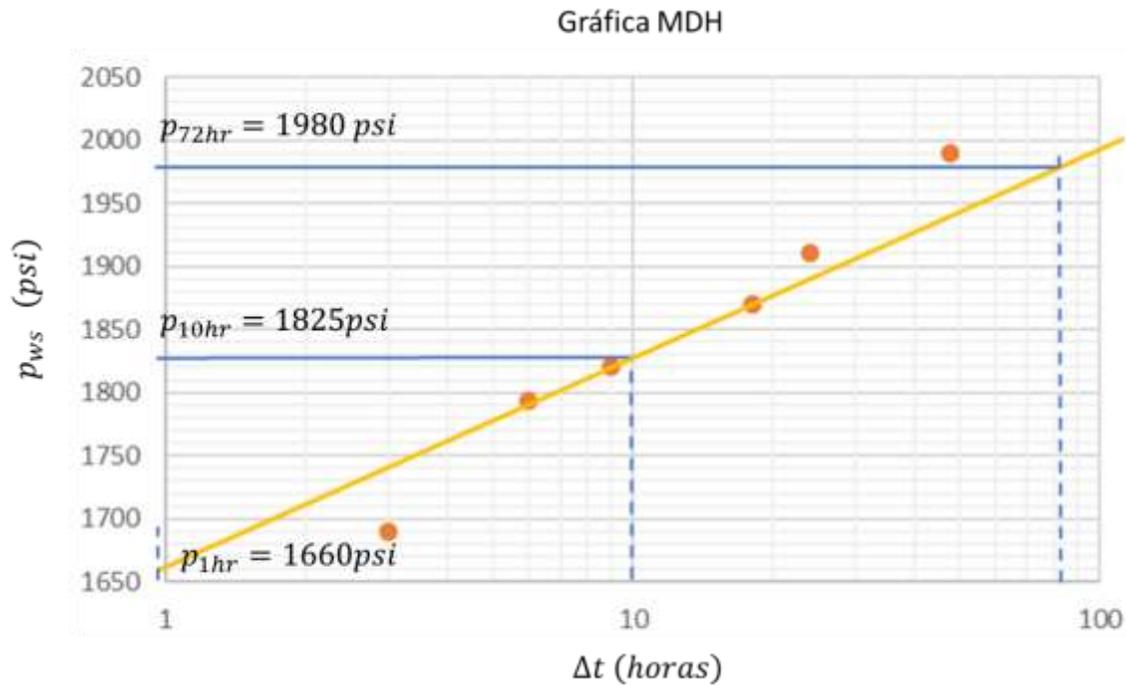


Figura 67 Gráfica semilogarítmica para la solución por el método MDH (Elaboración propia).

4. Medir la presión 1 hora después del cierre p_{1hr} , a partir de la línea recta, o su extrapolación, como lo muestra la línea azul punteada, la cual dice que la presión

$$p_{1hr} = 1660 \text{ psi}$$

5. Calcule la permeabilidad a partir de la pendiente m

En este paso usaremos la fórmula 3.1.2. que nos dice como calcular la permeabilidad con la pendiente y obtenemos:

$$k = \frac{(162.6)(500)(1.3)(1)}{(180.79)(22)} = 26.57 \text{ md}$$

6. Sustituir en la ecuación de daño 3.1.4. y calcularlo.

Para este paso se utiliza la ocasión del factor de daño, la p_{1hr} y la $p_{wf} = 1150 \text{ psi}$

$$S = 1.51 \frac{(1660 - 1150)}{(180.79)} - \log \left(\frac{26.57}{(0.2)(1)(20 \times 10^{-6})(0.3^2)} \right) + 3.23 = -12.49$$

3.5.3. Solución por el método de tiempo equivalente de Agarwal

La solución de este problema será por el método de tiempo equivalente de Agarwal, así que se aplica los pasos del capítulo 3.5.3. Solución por el método de tiempo equivalente de Agarwal

1. Graficar la presión de cierre de pozo p_{ws} vs el tiempo equivalente t_e , definido por la ecuación 3.2.7. en escala semilogarítmica

Para este paso se utiliza la ecuación $\Delta t_e = \frac{t_p \Delta t}{t_p + \Delta t}$ y calcular para cada Δt y no olvidar que se tiene un $t_p = 72$ horas para cada una de las presiones y $\Delta t = t$ como se muestra en la **Tabla 9**

Tabla 9 Resultados de tiempo equivalente para cada uno de los datos de presión.

p_{ws} (psi)	t (hrs)	$\Delta t_e = \frac{t_p \Delta t}{t_p + \Delta t}$
1150	0	0
1690	3	2.88
1794	6	5.53846154
1820	9	8
1870	18	14.4
1910	24	18
1990	48	28.8

Con los datos ahora si se puede graficar p_{ws} vs Δt_e en escala semilogarítmica, como lo muestra la **Figura 68**.

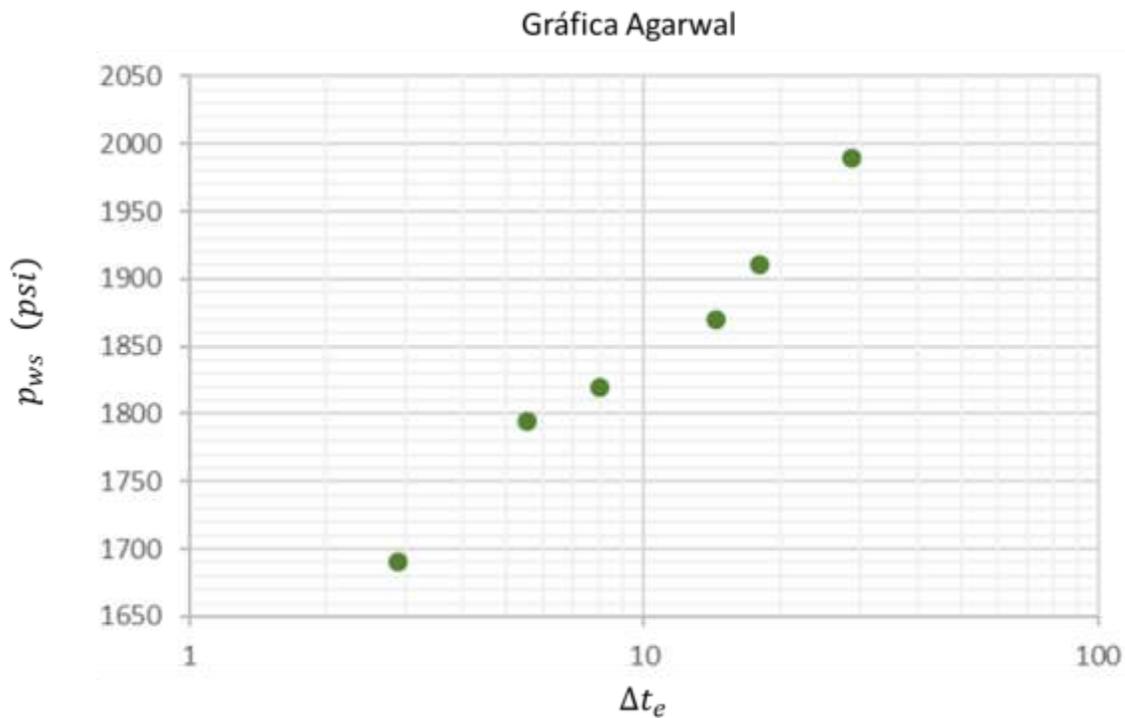


Figura 68 Gráfica del método de tiempo equivalente de Agarwal (Elaboración propia).

- Identificar los datos que caen en una sola línea recta, exhibiendo IARF

En este paso se identifican los datos con la línea amarilla de la **Figura 69**.

Trazar una línea recta a través de los datos seleccionados y encontrar la pendiente m

Para este punto debemos tomar en cuenta la expresión $m = \frac{p_{w2} - p_{w1}}{\log \Delta t_2 - \log \Delta t_1}$ donde p_{w2} y p_{w1} se obtienen de la **Figura 69** como lo muestran las líneas azules.

$$m = \frac{(1990 - 1840)}{\log(72) - (\log 10)} = 174.96 \frac{\text{psi}}{\text{ciclo}}$$

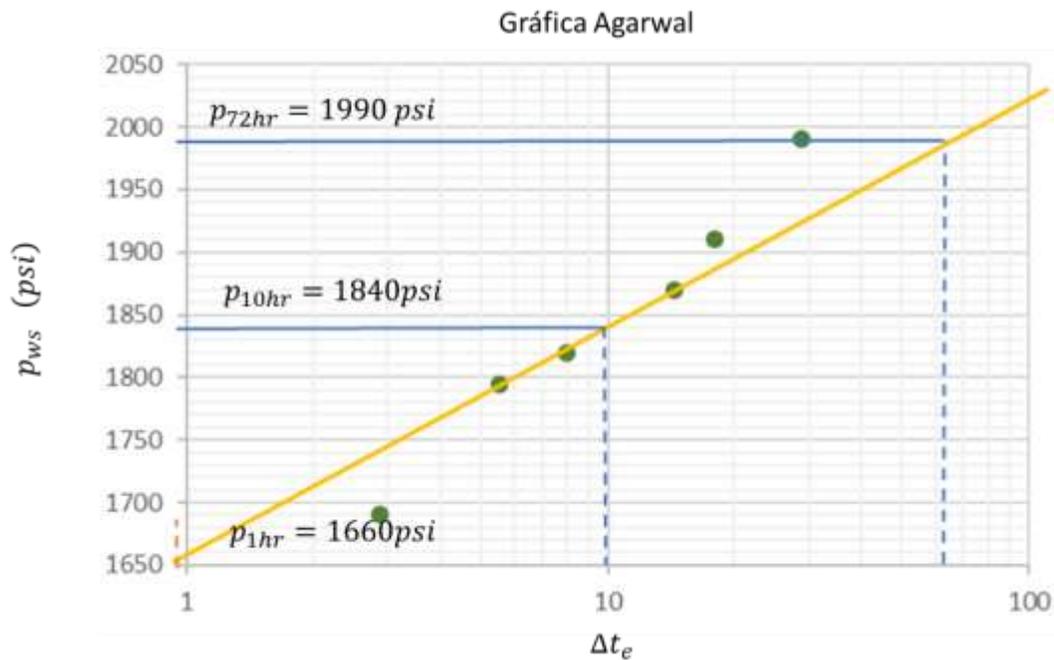


Figura 69 Gráfica semilogarítmica para la solución por el método de tiempo equivalente de Agarwal (Elaboración propia).

3. Calcular la permeabilidad a partir de la pendiente m

En este paso se utiliza la ecuación 3.1.2. para calcular la permeabilidad con la pendiente que se obtiene con la línea amarilla.

$$k = \frac{(162.6)(500)(1.3)(1)}{(174.96)(22)} = 27.45 \text{ md}$$

4. Leer la p_{1hr} a partir de la línea recta o su extrapolación en un tiempo de cierre de 1 hora

Con este valor se entra a la **Figura 69** como lo muestra la línea naranja punteada, se obtiene la presión 1 hora después del cierre $p_{1hr} = 1660 \text{ psi}$.

Y así se puede sustituir en la ecuación 3.1.4. para obtener el factor de daño, tomando en cuenta que $p_{wf} = 1150 \text{ psi}$.

$$S = 1.51 \frac{(1660 - 1150)}{(174.96)} - \log \left(\frac{27.45}{(0.2)(1)(20 \times 10^{-6})(0.3^2)} \right) + 3.23 = -6.71$$

3.6. Ejercicio de prueba de incremento de presión propuesto

Se tiene un reporte de prueba de presión de incremento de un yacimiento localizado en la zona de Veracruz. Los datos de la prueba se ven en la

Tabla 10, realizada en un periodo de 300 horas. En la **Figura 70** se muestra la gráfica de dicha prueba y a continuación los datos del yacimiento y fluido.

$$h = 200 [ft]$$

$$\phi = 0.8 [adim]$$

$$B_o = 1.4 [adim]$$

$$\mu = 0.8 [cp]$$

$$C_t = 1.8 \times 10^{-5} [psi^{-1}]$$

$$q = 261 [STB/día]$$

$$r_w = 0.3 [ft]$$

Tabla 10 Datos de una prueba de incremento de presión.

<i>t</i> (horas)	<i>p_{wf}</i> (psi)						
0.001	1538.5366	0.04367	1641.3445	1.90708	1771.0169	83.2822	1878.0117
0.00129	1543.4583	0.05617	1649.7096	2.45309	1779.6216	107.127	1881.8561
0.00166	1548.7059	0.07226	1658.1604	3.15544	1788.159	137.798	1885.164
0.00213	1554.2801	0.09294	1666.6831	4.05887	1796.6099	177.251	1887.9684
0.00274	1560.17	0.11956	1675.265	5.22096	1804.9503	228	1890.3138
0.00352	1566.366	0.15378	1683.9028	6.71578	1813.1516		
0.00453	1572.8546	0.19781	1692.571	8.63857	1821.1797		
0.00583	1579.6201	0.25445	1701.2726	11.1119	1828.9948		
0.0075	1586.6443	0.3273	1709.994	14.2933	1836.5516		
0.00964	1593.9081	0.42101	1718.7303	18.3856	1843.7998		
0.0124	1601.3896	0.54155	1727.4733	23.6496	1850.6862		
0.01595	1609.0688	0.6966	1736.2161	30.4208	1857.1569		
0.02052	1616.9236	0.89605	1744.9511	39.1305	1863.1616		
0.02639	1624.934	1.1526	1753.6696	50.334	1868.6572		
0.03395	1633.0803	1.4826	1762.3618	64.7451	1873.6126		

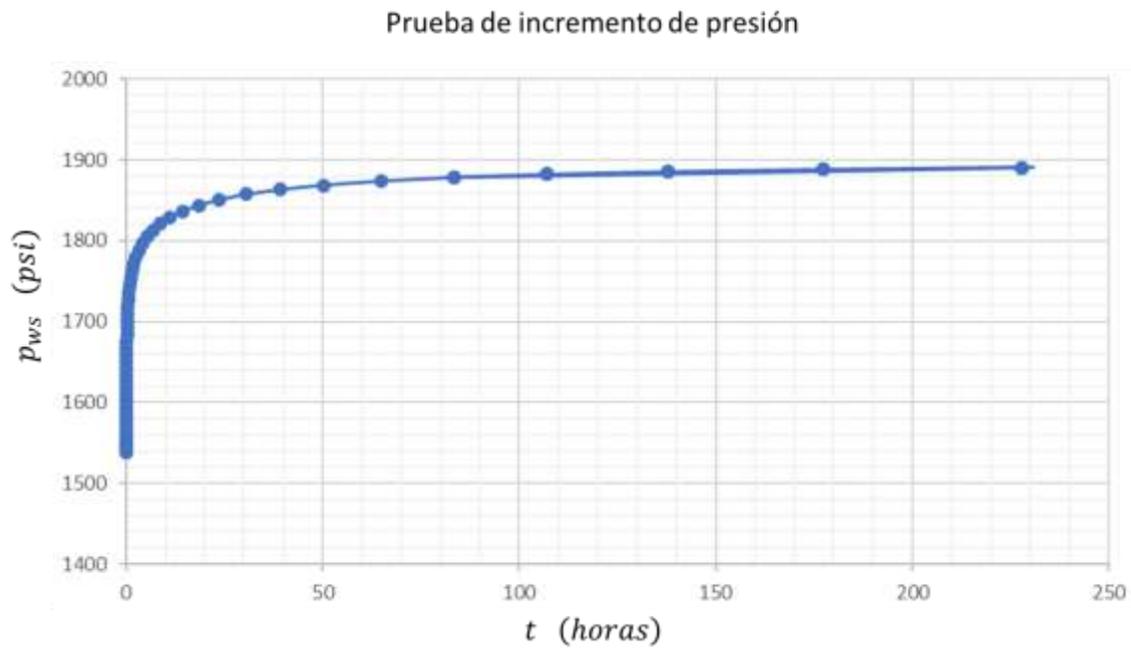


Figura 70 Gráfica del comportamiento de la prueba de incremento de presión ejercicio propuesto (Elaboración propia).

Estimar la permeabilidad (k), la presión inicial (p_i) y el factor de daño (S).

Para obtener los resultados y el procedimiento se puede escanear el código QR.



Solución 3

4. Pruebas de decremento de presión

La prueba de decremento de presión sucede cuando el yacimiento se encuentra a una presión estabilizada, es decir, el pozo se encuentra cerrado, posteriormente que el pozo es abierto a producción con un gasto constante, lo que la prueba registra es el abatimiento de presión mientras sucede esto. En la **Figura 71** se muestra un esquema de esta prueba así como su gráfica en donde se puede ver el comportamiento de la presión y el gasto con respecto al tiempo, mientras que la **Figura 72** muestra la respuesta de la presión de la prueba de decremento.

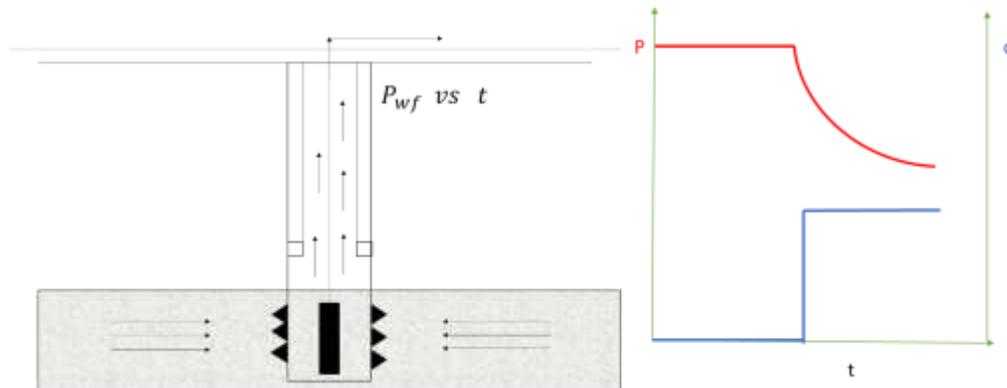


Figura 71 Representación esquemática de un pozo en una prueba de decremento (Modificada de López 2020).

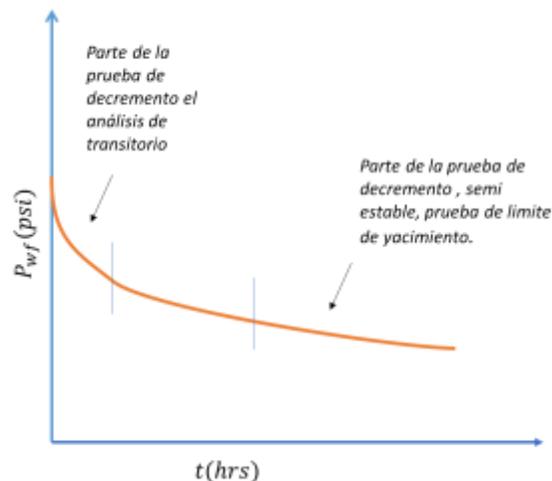


Figura 72 Respuesta esquemática de la prueba de decremento de presión (Matthews y Russell, 1967).

4.1. Pruebas de un solo gasto

En la práctica, una prueba de decremento a un sólo gasto podría tener ciertas dificultades para llevarse a cabo, ya que es difícil hacer que el pozo fluya a gasto constante, incluso después de haberse estabilizado, especialmente si fue recientemente perforado o ha sido puesto a fluir previamente. En la **Figura 73** se puede observar una prueba de decremento de presión vs el tiempo, y en la figura derecha el comportamiento del gasto a un flujo constante vs el tiempo a un solo gasto.

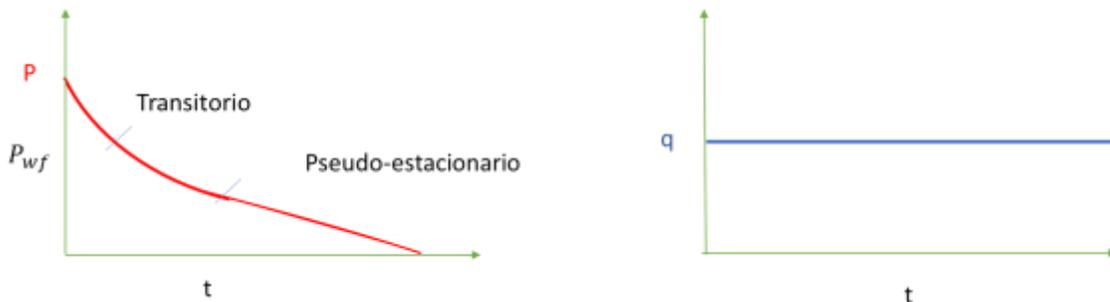


Figura 73 Prueba de decremento de presión a un solo gasto y el comportamiento de la presión (Modificada de López 2020).

4.2. Pruebas a gasto variable

Es un tipo de prueba de decremento en la cual el gasto se cambia a modo de intervalos, y la respuesta de la presión de fondo fluyendo se registra. Como ya se mencionó antes las pruebas de decremento presentan la desventaja de no siempre mantener un gasto constante a tiempos tan extensos, por lo que estas pruebas de gasto variable son ideales para obtener datos temporales, mientras la producción continúa. Esto lleva a minimizar los cambios en el coeficiente de almacenamiento y los efectos de segregación de fase.

Una prueba de gasto variable podría tener un rango de aplicación desde un gasto no controlado a un gasto variable hasta una serie de gastos constantes, para probar una presión de fondo fluyendo constante con un cambio de gasto continuo.

Las respuestas de la presión y del gasto de producción se pueden observar en la figura de la izquierda se puede observar el gasto vs el tiempo, y a la derecha la línea roja muestra la respuesta de la presión vs el tiempo, en la **Figura 74** y se pueden analizar para estimar la permeabilidad de la formación y el factor de daño.

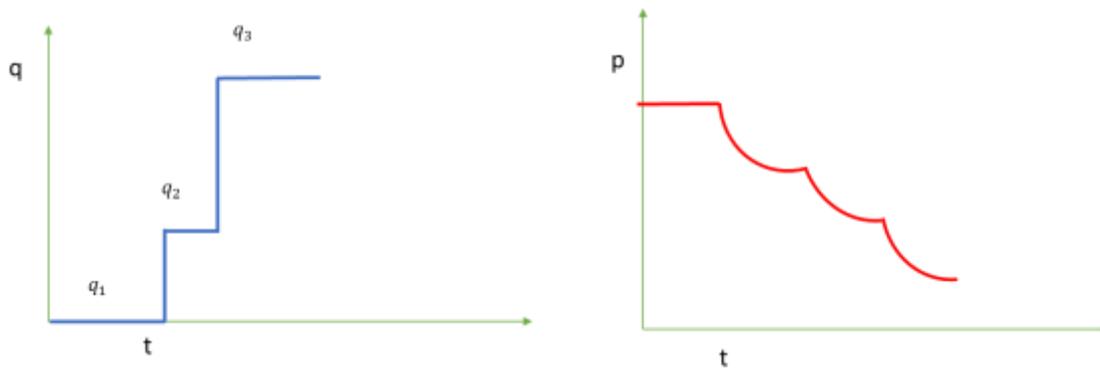


Figura 74 Prueba de decremento a gasto variable (Elaboración propia).

4.3. Pruebas de límite de yacimiento

Es un tipo de prueba de decremento, la cual consiste en una prueba que se lleva a cabo en un periodo largo de tiempo, en este, los cambios que operan en el gasto no son tan notables como tales tiempos grandes. La presión es afectada por las fronteras del yacimiento, y puede ser analizada para estimar el volumen de poros interconectados del yacimiento.

Esta prueba consiste en una serie de mediciones de presión de fondo durante un periodo de tiempo, con el pozo fluyendo a un gasto constante estabilizado. Generalmente, se hace un cierre previo para lograr que la presión en el área de drene del pozo se estabilice y sea uniforme. Se utiliza para hallar: permeabilidad promedio en el área de drene (k), efecto de daño (s), volumen poroso (V_p) de la región, presencia de Heterogeneidades (Fallas, contactos, barreras estratigráficas).

Estas pruebas son particularmente aplicables para:

- Pozos nuevos.
- Pozos que han sido cerrados el tiempo suficientemente para permitir que la presión se estabilice.
- Pozos en los que la pérdida de ingresos derivada de una prueba de presión sería difícil de aceptar.

Sus características principales se basan en la medición de la presión inicial de un pozo produciendo. Inicialmente el pozo es cerrado hasta alcanzar la presión estática del yacimiento antes de la prueba, durante un período suficientemente largo. La prueba se corre para producir el pozo a un gasto constante mientras se registra continuamente la presión en el fondo del pozo. La prueba puede durar desde unas pocas horas hasta varios días si es necesario.

4.4. Ejercicio de prueba de decremento de presión

Se realizó una prueba de decremento de presión en un pozo de aceite como se muestra en la **Tabla 11**, que produjo a un gasto de 100 BPD durante un periodo de 15 días. En la se muestra la información registrada.

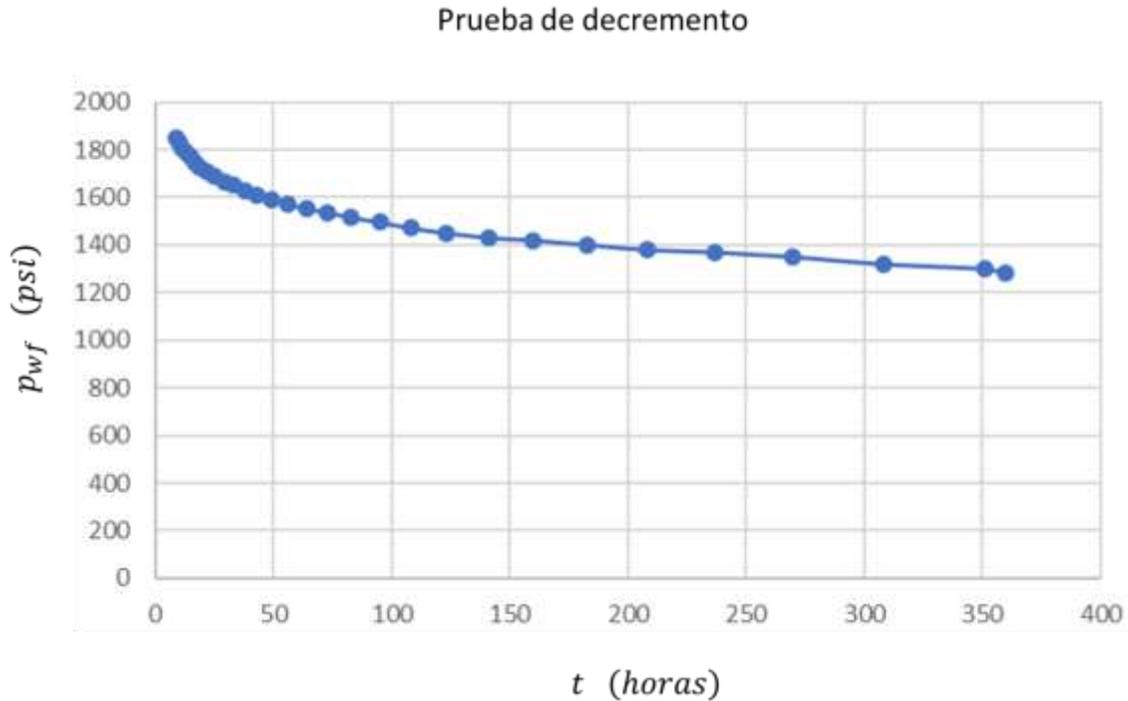


Figura 75 Información registrada al igual que los datos del yacimiento (Elaboración propia).

$$h = 50 \text{ [ft]}$$

$$\phi = 0.16 \text{ [adim]}$$

$$B_o = 1 \text{ [adim]}$$

$$\mu = 0.8 \text{ [cp]}$$

$$C_t = 1 \times 10^{-6} \text{ [psi}^{-1}\text{]}$$

$$r_w = 1 \text{ [ft]}$$

$$p_i = 2500 \text{ [psia]}$$

Tabla 11 Datos de una prueba de decremento de presión para ejercicio.

t (horas)	p_{wf} (psi)	t (horas)	p_{wf} (psi)
9	1851	64	1551
10	1829	73	1535
11	1808	83	1514
13	1786	95	1495
15	1766	108	1470
17	1745	123	1450
19	1725	141	1430
22	1705	160	1419
25	1686	183	1400
29	1666	208	1380
33	1650	237	1369
38	1627	270	1350
43	1608	308	1320
49	1589	351	1300
56	1570	360	1280

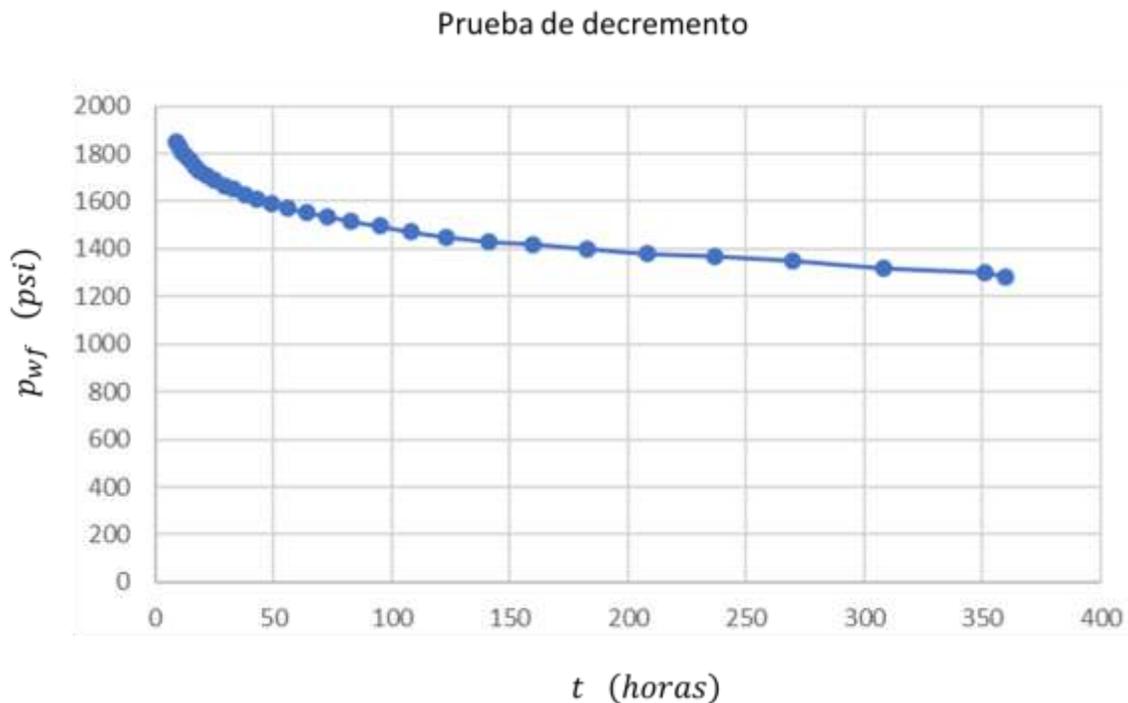


Figura 75 Gráfica del comportamiento de la prueba de decremento de presión para el ejercicio de pruebas de decremento (Elaboración propia).

Estimar la permeabilidad (k), el factor de daño (S).

Solución

Para el caso de pruebas de decremento de presión se utiliza un gráfico semilogarítmico de presión vs tiempo, como se muestra en la **Figura 76**.

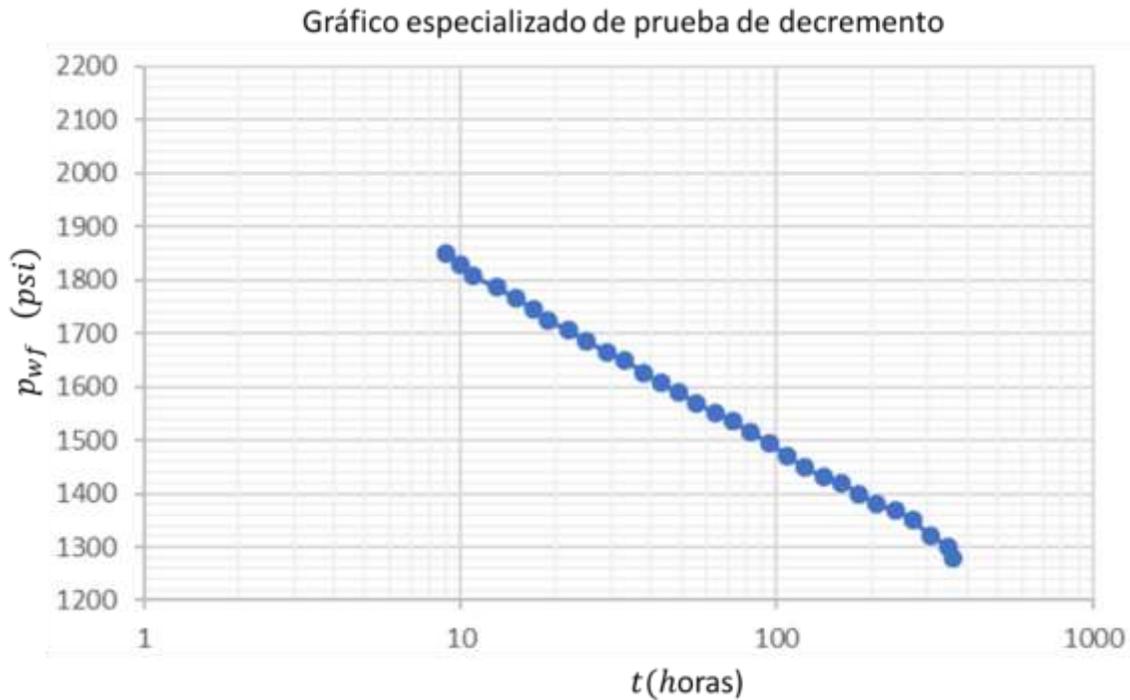


Figura 76 Gráfico especializado semilogarítmico de presión vs tiempo (Elaboración propia).

Para conocer la permeabilidad es necesario ir a la **Tabla 5** y utilizar la ecuación para un modelo radial ya que el gráfico semilogarítmico de presión vs tiempo cae en una línea recta.

$$m = -\frac{162.6qB\mu}{kh}$$

Haciendo un despeje se tiene que la permeabilidad $k = -\frac{162.6qB\mu}{mh}$, y para obtener la pendiente m , vamos a extrapolar la línea recta de color amarillo para poder medir la pendiente como se muestra en la **Figura 77**, las presiones que se utilizan son representadas por las líneas naranjas.

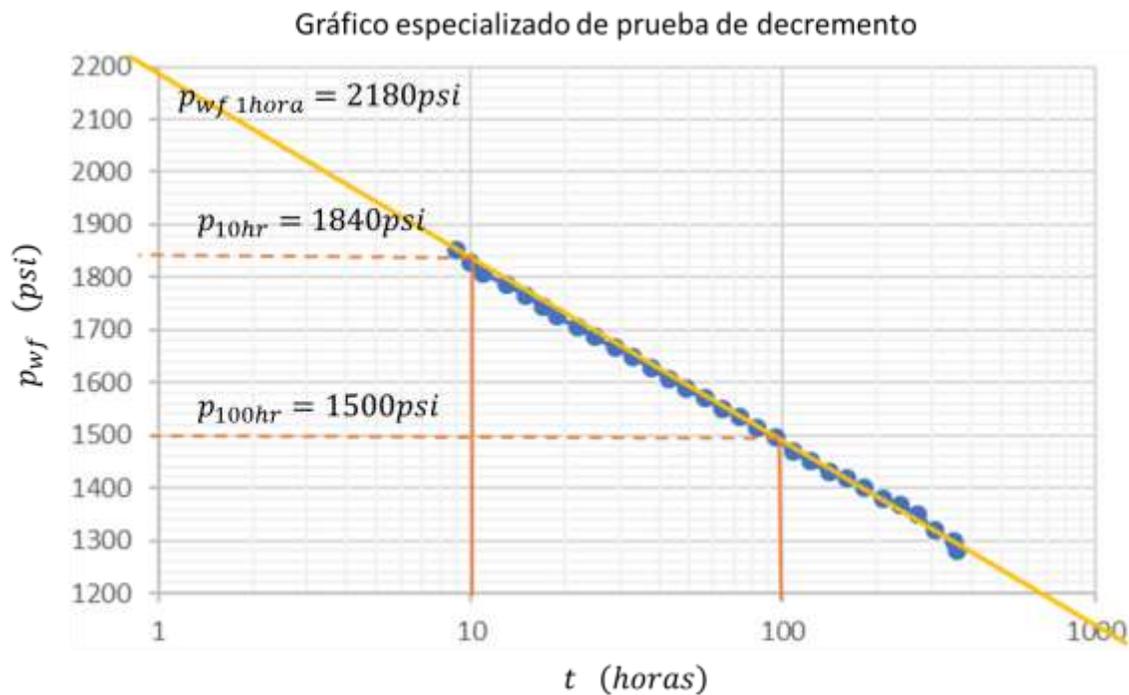


Figura 77 Gráfico especializado semilogarítmico para prueba de decremento de presión (Elaboración propia).

Por lo tanto m se calcula con la ecuación de la pendiente $m = \frac{p_2 - p_1}{1 \text{ ciclo}}$,

$$m = -\frac{1840 - 1500}{1 \text{ ciclo}} = -340 \frac{\text{psi}}{\text{ciclo}}$$

Ahora si se puede obtener la permeabilidad a partir de la pendiente $k = -\frac{162.6qB\mu}{mh}$, se obtiene que

$$k = -\frac{162.6 (100)(1)(0.8)}{(-340)(50)} = 0.76 \text{ mD}$$

Por último se calcula el factor de daño, se utiliza con la ecuación 3.1.4, la cual considera valor de la pendiente del gráfico de la interpretación de una prueba de presión, la presión inicial $p_i = 2500 \text{ psia}$ y $p_{wf1hora}$ se obtiene de la **Figura 78** ejemplificada por la línea verde.

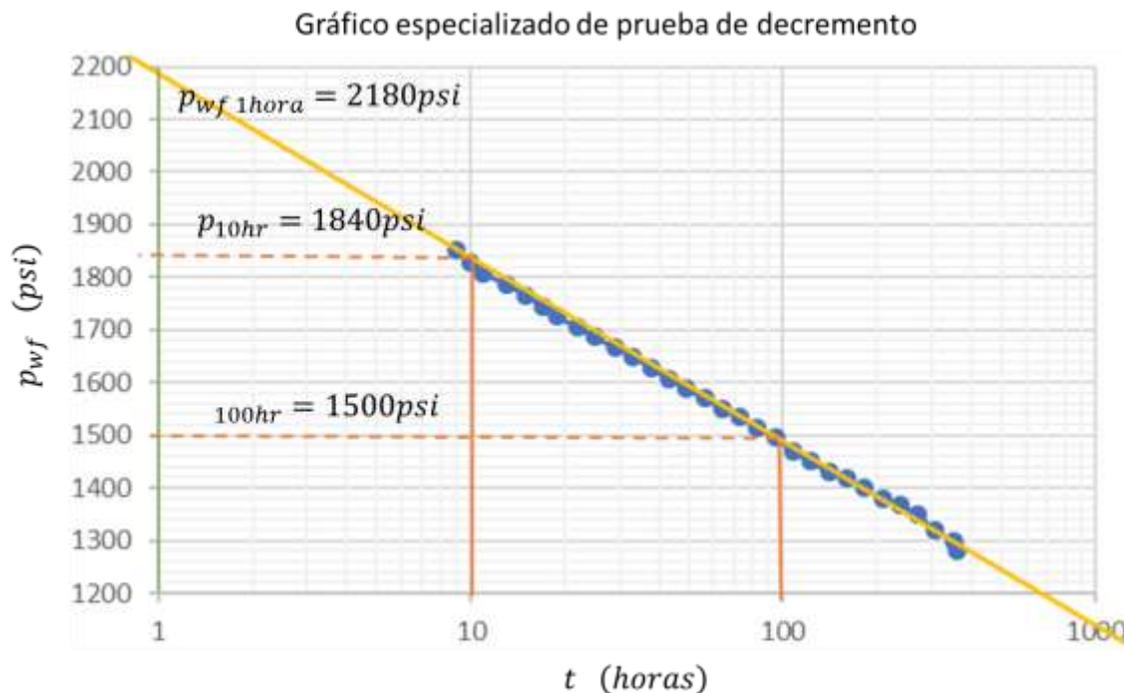


Figura 78 Gráfico especializado semilogarítmico para prueba de decremento de presión (Elaboración propia).

Sustituyendo todos los datos de dicha fórmula se tiene la siguiente ecuación con el siguiente resultado.

$$S = 1.151 \left[\frac{2500 - 2180}{340} - \log_{10} \left(\frac{0.76}{(0.16)(0.8)(1 \times 10^{-6})(1)^2} \right) + 3.23 \right] = -1.84$$

4.5. Ejercicio propuesto de prueba de decremento de presión.

En el pozo MEC 110 de aceite se realizó una prueba de decremento de presión, como se muestra en la **Figura 79**, y se produjo un gasto de 569 BPD por un periodo 7 días. En la **Figura 80** se muestra la gráfica semilogarítmica de dicha prueba de decremento, al igual que los datos del yacimiento.

$$h = 50 [ft]$$

$$\phi = 0.15 [adim]$$

$$B_o = 1.25 [adim]$$

$$\mu = 1.2 [cp]$$

$$C_t = 2 \times 10^{-5} [psi^{-1}]$$

$$r_w = 0.29 [ft]$$

$$p_i = 2550 [psi]$$

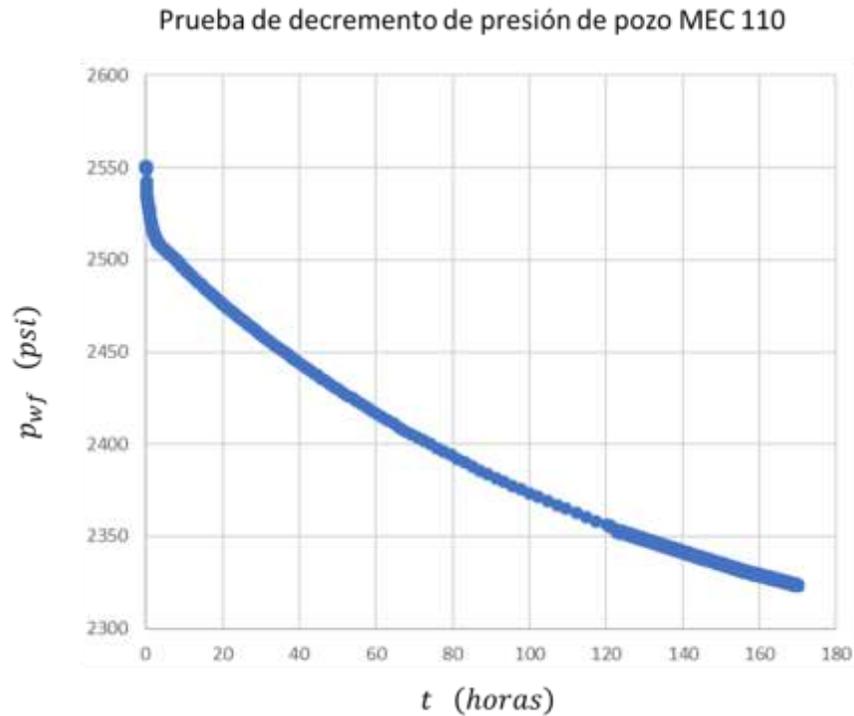


Figura 79 Gráfica de la prueba de decremento de presión MEC 110 (Elaboración propia).

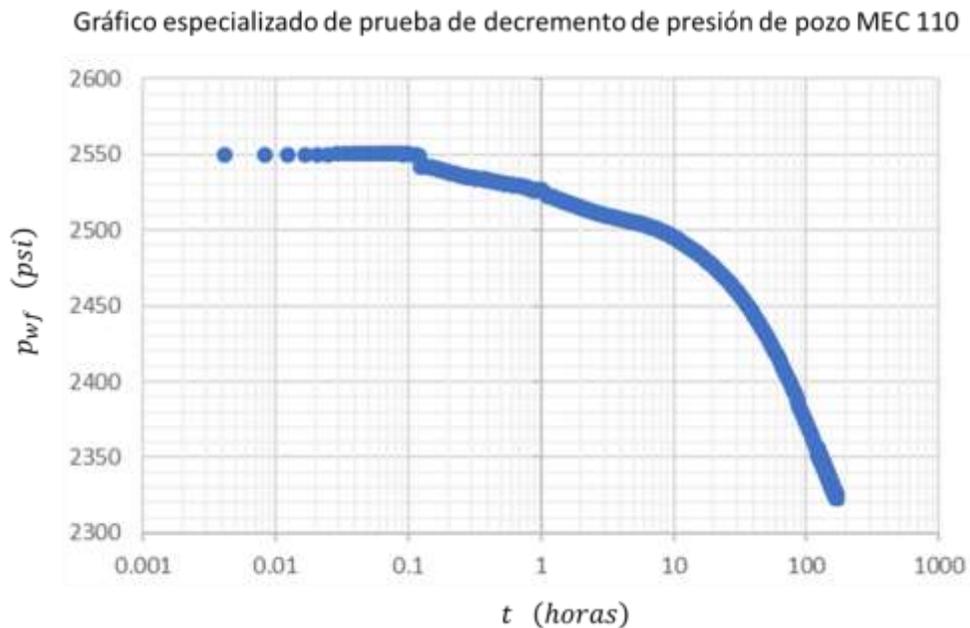


Figura 80 Gráfica semilogarítmica que muestra la prueba de decremento de presión MEC 110 (Elaboración propia).

Estimar la permeabilidad (k), el factor de daño (S).

Los resultados y el procedimiento se pueden encontrar en el siguiente código QR



Solución 4

En la interpretación de pruebas es muy complicado saber se está colocando de la mejor manera la línea recta para calcular la pendiente, así que se usa el método de función derivada de presión, que se presenta en el tema 2.6. para saber el método que más puede ayudar a estimar la permeabilidad (k), el factor de daño (S).

Con los mismos datos de la prueba de presión en el pozo MEC 110 de aceite del problema propuesto, se grafica la presión de fondo fluyendo (p_{wf}) vs el logaritmo de tiempo (t), así como la derivada de presión (p_{wf}') vs el logaritmo de tiempo (t), como se muestra en la **Figura 81**

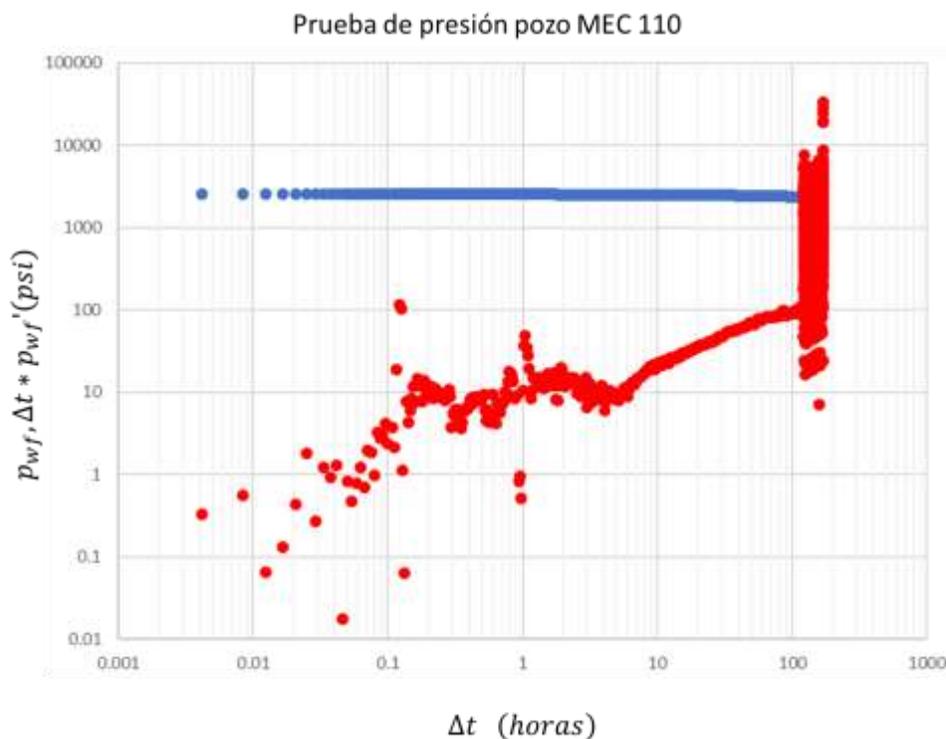


Figura 81 Gráfico de la derivada de presión, para el pozo MEC 110 (Elaboración propia).

Como se vio en el capítulo 2.7. en la **Figura 46**, se observa que el flujo radial en la derivada se puede ver como una línea recta, así que para esta interpretación se utiliza ese parámetro, y se delimita la línea recta, como se muestra en la **Figura 82** con la línea verde el flujo radial.

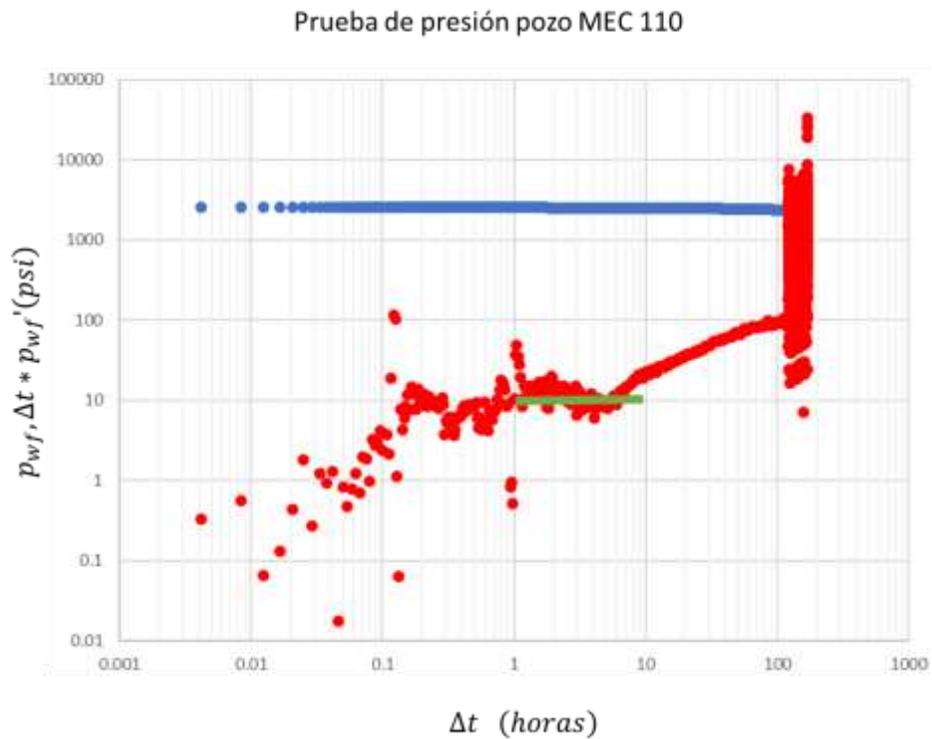


Figura 82 Gráfico de la derivada de presión, para el pozo MEC 110 (Elaboración propia).

Teniendo la interpretación de donde está el flujo radial, se lee que se encuentra de 1 a 10 horas, con esto se infiere que se colocó bien la recta en el problema resultó y que nuestra permeabilidad (k) y factor de daño (S) están bien.

5. Pruebas de variación de presión en pozos fracturados hidráulicamente

5.1. Pozos fracturados hidráulicamente

En la **Figura 83** se muestra el esquema de una fractura vertical, mostrando los elementos principales de esta, en donde x_{hf} es la mitad de la longitud de fractura o también llamada ala de la fractura, r_w el radio del pozo, h el espesor.

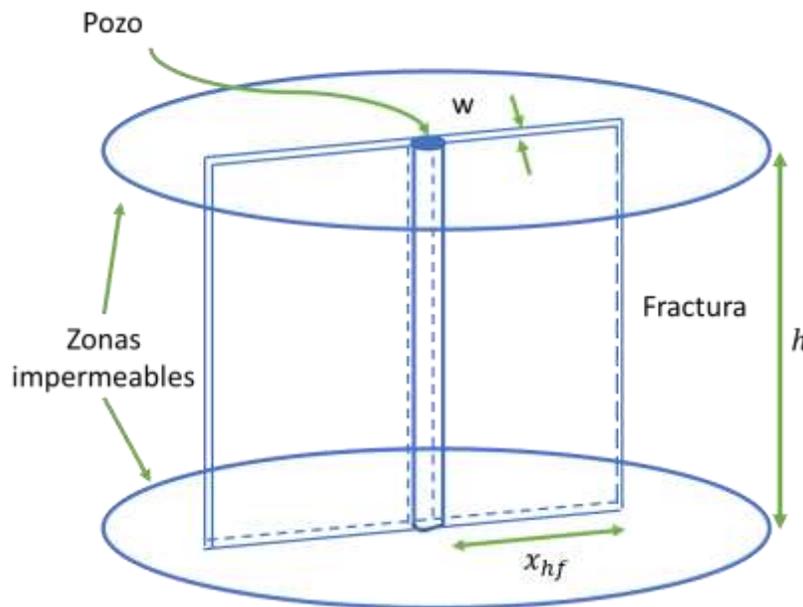


Figura 83 Representación esquemática de una fractura vertical (Modificada de Gilles, 1998).

Las pruebas en pozos fracturados hidráulicamente generalmente se realizan para tener datos característicos y específicos de la fractura, estas ayudan a incrementar la productividad ya que esta práctica sólo se realiza para yacimientos de baja permeabilidad, en la ecuación 5.1. se muestra como calcular la longitud media de la fractura (ala de la fractura).

$$x_{hf} = \frac{4.064qB_o}{m_{Lf}h} \sqrt{\frac{\mu}{k\phi c_t}}. \quad 5.1.$$

Donde q es el gasto del pozo, B_o representa el factor de volumen del aceite, μ corresponde a la viscosidad del aceite, ϕ es la porosidad del yacimiento, c_t es la compresibilidad total, k es la permeabilidad de la formación, h es el espesor y m_{Lf} es la pendiente de flujo lineal como se muestra en la **Figura 84**.

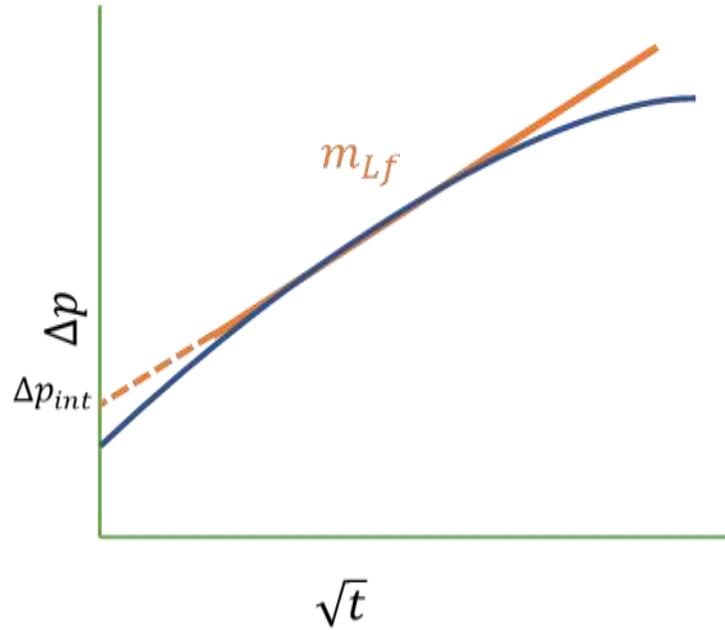


Figura 84 Representación gráfica Δp vs \sqrt{t} para obtener la pendiente m (Modificada de López 2020).

Como se muestra en la Figura 83, w_f es el ancho de la fractura y está dada por la ecuación 5.1.1.

$$w_f = \frac{8.128qB_o}{m_{Lf}h} \sqrt{\frac{\mu}{k\phi c_t}} \quad 5.1.1.$$

Para el daño a la fractura se representa por la ecuación 5.1.2.

$$S_f = \frac{\Delta p_{int}kh}{141.2qB_o\mu} \quad 5.1.2.$$

Donde Δp_{int} es la intersección de la línea en $\sqrt{t} = 0$ como se observa en la Figura 84, q es el gasto del pozo, B_o representa el factor de volumen del aceite, μ corresponde a la viscosidad del aceite, ϕ es la porosidad del yacimiento, c_t pertenece a la compresibilidad total, k es la permeabilidad de la formación.

La conductividad adimensional de la fractura se representa por la ecuación 5.1.3.

$$F_{CD} = \frac{k_f w_f}{k x_{hf}} \quad 5.1.3.$$

Donde k_f representa la permeabilidad de la fractura, w_f es el ancho de la fractura, k es la permeabilidad del yacimiento y x_{hf} es la longitud media de la fractura (ala de la fractura).

El tiempo adimensional es representada por la ecuación 5.1.4. y 5.1.5.

$$t_{Dxhf} = \frac{2.637 \times 10^{-4} kt}{\phi \mu c_t x_{hf}^2}. \quad 5.1.4.$$

Donde x_{hf} es la longitud media de fractura (ala de la fractura), k es la permeabilidad, t representa el tiempo, ϕ hace referencia a la porosidad, c_t es la compresibilidad total del sistema, μ es la viscosidad.

$$t_{Dxhf} = t_D \frac{r_w^2}{x_{hf}^2}. \quad 5.1.5.$$

Donde t_D representa el tiempo adimensional para flujo radial, r_w se refiere al radio del pozo, w_f es el ancho de la fractura, x_{hf} es la longitud media de fractura.

5.1.1. Análisis de pruebas de presión en la fractura

Las pruebas de presión en pozos fracturados son utilizadas para evaluar la efectividad del fracturamiento hidráulico, así como la determinación de parámetros de fractura: longitud, conductividad, y la permeabilidad de la formación.

Los regímenes de flujo que existen durante la prueba son determinados por la conductividad de la fractura y la duración de la prueba.

5.2. Regímenes de flujo en pozos fracturados hidráulicamente

El flujo de fluidos en pozos verticales fracturados hidráulicamente puede estar representado por los siguientes regímenes de flujo:

- a. Flujo lineal en la fractura
- b. Flujo bilineal
- c. Flujo lineal en la formación,
- d. Flujo pseudo-radial

Dichos regímenes son representados esquemáticamente por la **Figura 85** donde el inciso a) representa un flujo lineal en la fractura, mientras que el inciso b) representa un flujo bilineal, en la **Figura 86** el inciso c) representa un flujo lineal en formación, mientras que el inciso d) representa un flujo pseudo- radial.

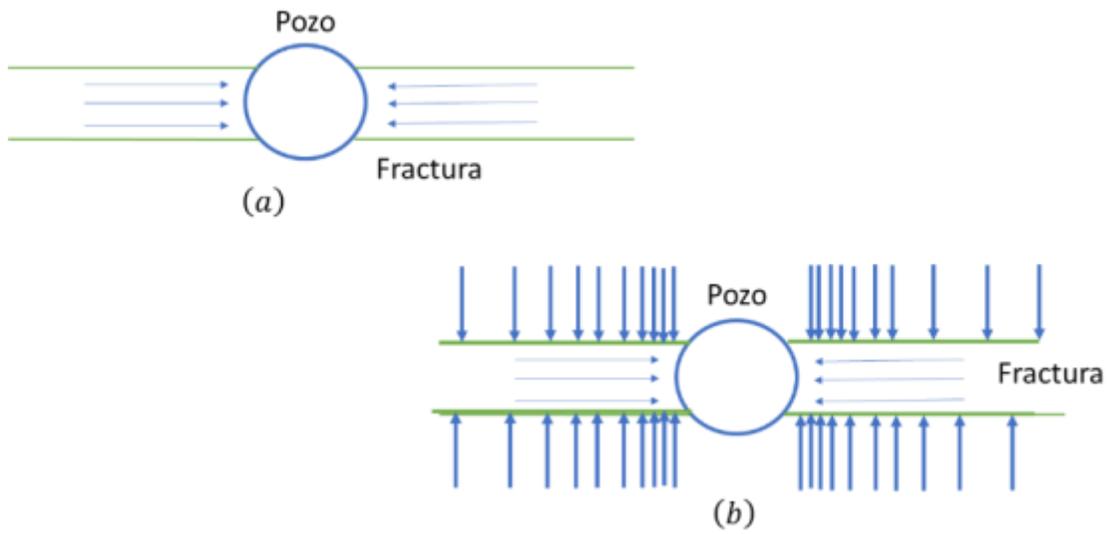


Figura 85 Representación de los regímenes de flujo en un pozo fracturado (Modificada de López 2020).

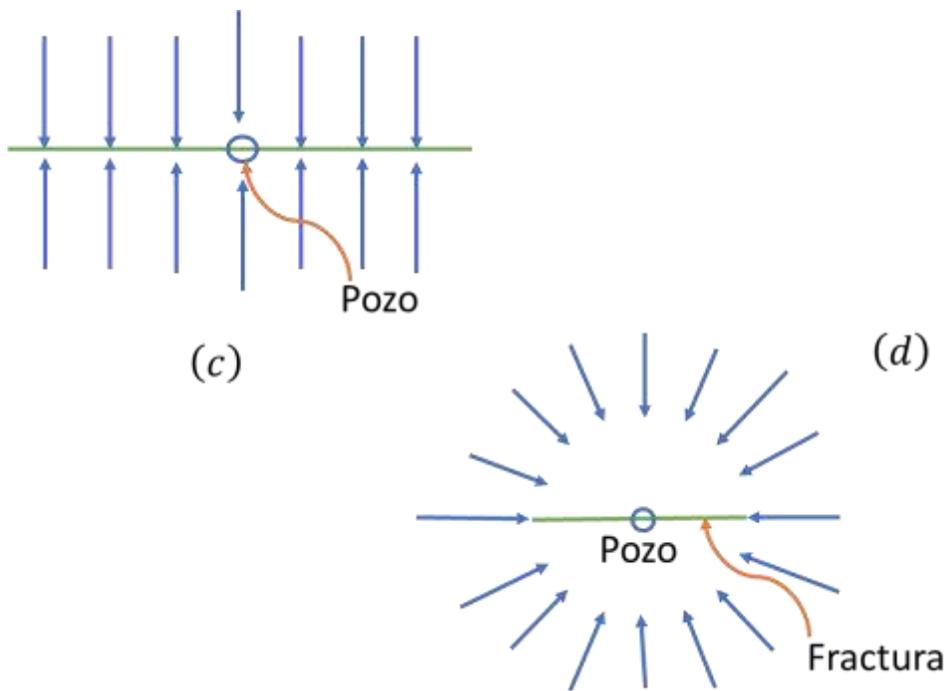


Figura 86 Representación de los regímenes de flujo en un pozo fracturado (Modificada de López 2020).

a) Flujo lineal en la fractura

Generalmente es el flujo inicial en un pozo fracturado hidráulicamente y es dominado por el flujo lineal dentro de la fractura hidráulica. El fluido que va hacia el pozo generalmente ocurre por la expansión del fluido dentro de la fractura hidráulica como se observa en la Figura 85. Este tipo de flujo es de corta duración y puede parecerse al almacenamiento.

El final del flujo lineal dentro de la fractura puede ser estimado por las ecuaciones 5.2, 5.2.1., 5.2.2.

$$t_{D_elf} = \frac{0.01F_{CD}^2}{\eta_{fD}^2}, \quad 5.2$$

$$\eta_{fD} = \frac{K_f \phi C_t}{k \phi_2 C_{tf}}, \quad 5.2.1.$$

$$F_{CD} = \frac{k_f w_f}{k x_{hf}}. \quad 5.2.2.$$

Donde F_{CD} es la conductividad adimensional de la fractura, K_f es la permeabilidad de la fractura, c_t es la compresibilidad total así como C_{tf} es la compresibilidad de la fractura, w_f es el ancho de la fractura.

b) Flujo Bilineal

Este flujo se describe como bilineal porque dos flujos lineales ocurren al mismo tiempo, como se muestra en el inciso b de la Figura 85.

1. Flujo lineal en la fractura.
2. Flujo lineal en la formación.

Durante esta geometría de flujo, gran parte del fluido que entra al pozo proviene de la formación hasta que los efectos de las fracturas comienzan a afectar el comportamiento de la producción.

El final del flujo bilineal depende de la F_{CD} de la fractura, por lo que para varios rangos de F_{CD} se tiene los siguientes tiempos adimensionales ($t_{D's}$), junto con sus parámetros como se muestra en las ecuaciones 5.2.3., 5.2.4. y 5.2.5.

$$t_{D_ebf} = \left[\frac{4.55}{\sqrt{F_{CD}}} - 2.5 \right]^{-4} \text{ para un } F_{CD} < 1.6. \quad 5.2.3.$$

$$t_{D_ebf} = 0.0205[F_{CD} - 1.5]^{-1.53} \text{ para un } 1.6 < F_{CD} < 3. \quad 5.2.4.$$

$$t_{D_ebf} = \frac{0.01}{F_{CD}^2} ; F_{CD} > 3. \quad 5.2.5.$$

Donde t_{D_ebf} es el fin del tiempo adimensional del flujo bilineal de la fractura y F_{CD} es la conductividad adimensional de la fractura.

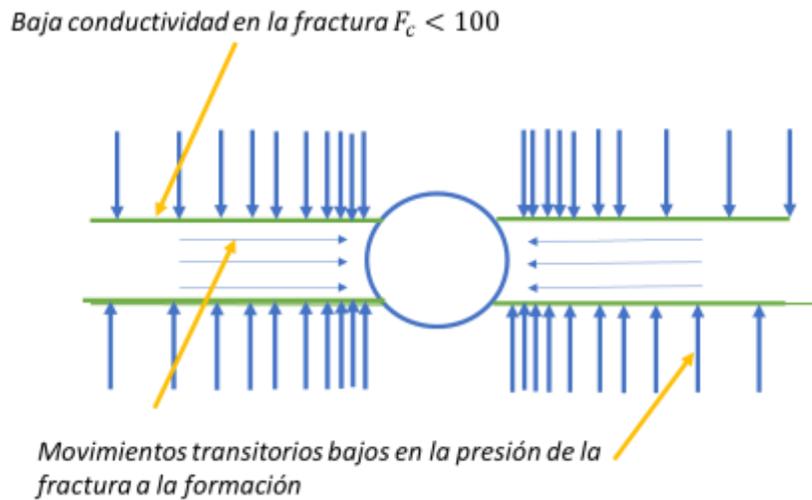


Figura 87 Esquema de baja conductividad en la fractura de un régimen de flujo bilineal (Modificada de López 2020).

c) Flujo Lineal de formación

En las fracturas altamente conductivas se presenta este tipo de flujo lineal de formación el cual se caracteriza por una relación directamente proporcional entre la presión y el gasto, sin presentar flujo bilineal (Figura 86). Este tipo de flujo ocurre cuando la permeabilidad es alta lo que hace que el flujo avance por la fractura de manera uniforme. Los tiempos de inicio y fin del flujo lineal de la formación están estimados por las ecuaciones 5.2.6. y 5.2.7.

$$t_{D_blf} \approx \frac{100}{F_{CD}^2} \quad \text{Inicio} \quad 5.2.6.$$

$$t_{D_blf} \approx 0.016 \quad \text{Fin} \quad 5.2.7.$$

Donde F_{CD} es la conductividad adimensional de la fractura.

d) Flujo Pseudo-radial

Los pozos fracturados hidráulicamente exhiben este régimen de flujo siempre y cuando el periodo de flujo sea lo suficientemente grande, y que la fractura penetre al menos un tercio del área de drene del pozo. El rango de tiempo adimensional para comenzar el flujo pseudo-radial dependiendo la F_{CD} está dado por los siguientes rangos

$$1 \leq t_{D_{bprf}} \leq 5 \quad \text{para un } 0.1 < F_{CD} < 300$$

$$t_{D_{bprf}} \approx 5 \quad \text{para un } F_{CD} > 300$$

Donde $t_{D_{bprf}}$ es inicio del tiempo adimensional del flujo pseudo-radial de la fractura y F_{CD} es la conductividad adimensional de la fractura.

5.3. Modelos de flujo para pozos fracturados hidráulicamente

Existen tres modelos de flujo principales para representar a los pozos fracturados:

- Fractura de conductividad finita.
- Fractura de conductividad infinita.
- Fractura de flujo uniforme.

5.3.1. Fractura de conductividad finita

La conductividad finita resulta de la baja capacidad de flujo. Se consideran fracturas de conductividad finita a aquellas con $F_{CD} < 300$. Es una fractura con caída de presión diferente de cero en la producción.

Estas fracturas exhiben los cuatro regímenes de flujo, aunque generalmente transitan entre un flujo bilineal a un periodo de flujo pseudo-radial, con un flujo lineal de formación que no se desarrolla completamente.

A tiempos cortos, existe flujo lineal dentro de la fractura y flujo lineal de la formación a la fractura (flujo bilineal). Esta parte de la respuesta de la presión adimensional se caracteriza por una línea recta con pendiente de $\frac{1}{4}$ en un gráfico log-log de Δp vs t como lo muestra la **Figura 88** y está dada por la ecuación 5.3. que para obtener sus parámetros se tiene la ecuación 5.3.1., 5.3.2.

$$p_D = \frac{2.45}{\sqrt{k_{fD} w_{fD}}} t_D x_{hf}^{1/4}, \quad 5.3.$$

$$k_{fD} = \frac{k_f}{k}, \quad 5.3.1.$$

$$w_{fD} = \frac{w_f}{x_{hf}}. \quad 5.3.2.$$

Donde w_f es el ancho (apertura) de la fractura y w_{fD} es el ancho adimensional de la fractura, k_{fD} es la permeabilidad adimensional, $t_D x_{hf}$ es el tiempo adimensional, k_f es la permeabilidad de la fractura, k corresponde a la permeabilidad de la formación y x_{hf} es la longitud media de la fractura.

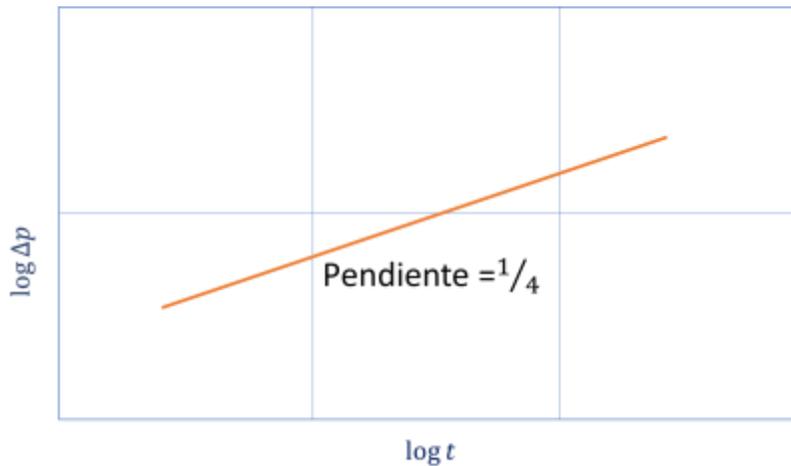


Figura 88 Respuesta de la presión del flujo lineal dentro de la fractura y flujo lineal de la formación a la fractura, se caracteriza por una línea recta con pendiente de $\frac{1}{4}$ (Modificada de López 2020).

Posteriormente al flujo bilineal, existe una tendencia hacia flujo lineal, sin embargo, en practica, es muy difícil que este flujo se desarrolle a excepción de las fracturas de conductividad infinita como se muestra en la **Figura 89**. Para el caso de fracturas de conductividad finita, la respuesta de p generalmente entra a un periodo de transición después del flujo lineal hasta alcanzar el flujo pseudo-radial a un tiempo estimado como se muestra en la **Figura 90** y el tiempo está dado por la ecuación 5.3.3.

$$t_{D_brf} \approx 5e^{[-0.5(F_{CD})^{-0.6}]}. \quad 5.3.3.$$

Donde t_{D_brf} es inicio del tiempo adimensional del flujo pseudo-radial de la fractura y F_{CD} es la conductividad adimensional de la fractura.

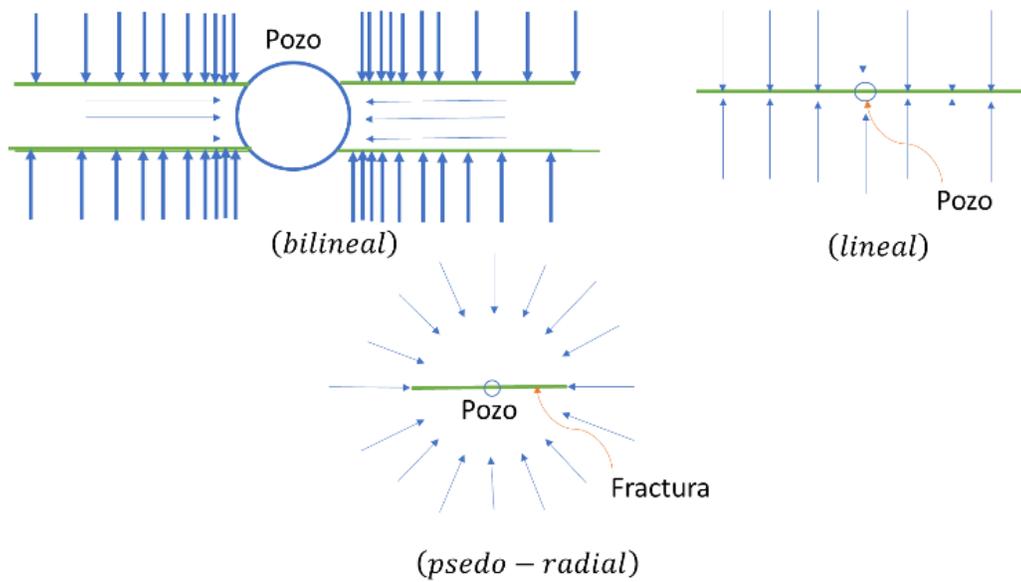


Figura 89 Representa pozos fracturados con una fractura de conductividad finita (Modificada de López 2020).

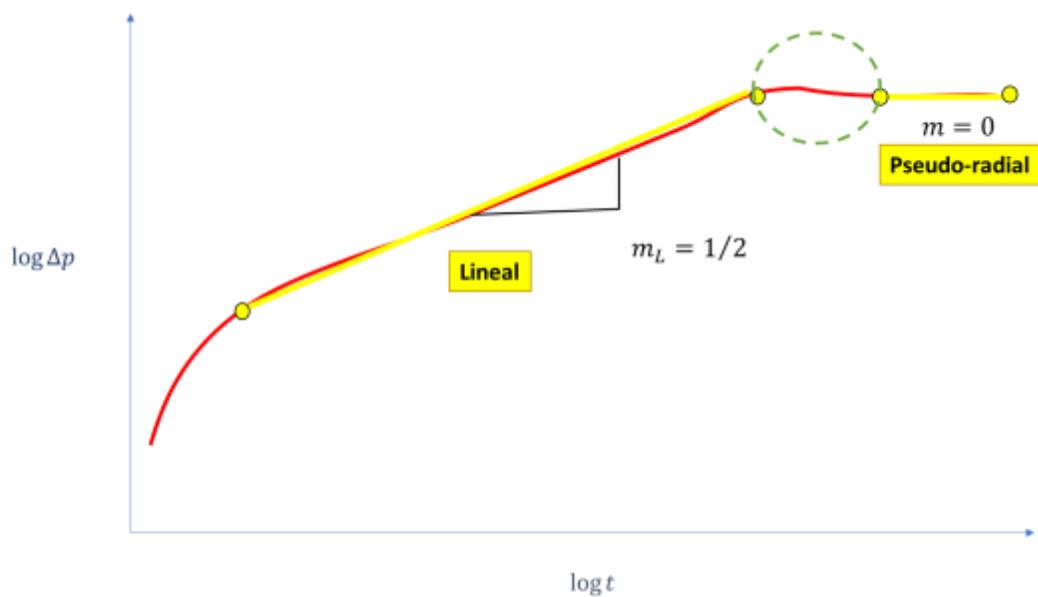


Figura 90 Respuesta de presión cuando entra a un periodo de transición del flujo lineal, hasta alcanzar el flujo pseudo-radial a un tiempo estimado (Modificada de López 2020).

como se muestra en el círculo verde después

La ecuación para la caída de presión en variables reales está dada por la ecuación 5.3.4.

$$\Delta p = \frac{44.1qB_o\mu}{h(k_f w_f)^{1/2}(\phi\mu c_t k)^{1/4}} t^{1/4}. \quad 5.3.4.$$

Donde k_f es la permeabilidad de la fractura, w_f es el ancho de la fractura, B_o representa el factor de volumen del aceite, q es el gasto del pozo, h es el espesor del yacimiento, k representa la permeabilidad, ϕ es la porosidad, c_t corresponde a la compresibilidad total, t es el tiempo.

por lo que para una conductividad de fractura está dada por la ecuación 5.3.5.

$$F_C = k_f w_f = \left(\frac{44.1 q B_o \mu}{m_{bf} h} \right)^2 \left(\frac{1}{\phi \mu c_t k} \right)^{1/2} \quad 5.3.5.$$

Donde F_C corresponde a la conductividad de la fractura, k_f es la permeabilidad de la fractura, w_f es el ancho de la fractura, B_o representa el factor de volumen del aceite, q es el gasto del pozo, h es el espesor del yacimiento, μ es la viscosidad del aceite, k representa la permeabilidad, m_{bf} representa la pendiente con respecto a la fractura para un flujo bilineal, ϕ es la porosidad, c_t corresponde a la compresibilidad total.

En la **Figura 91** y **Figura 92** se muestra el comportamiento de la caída de presión para una fractura de conductividad finita.

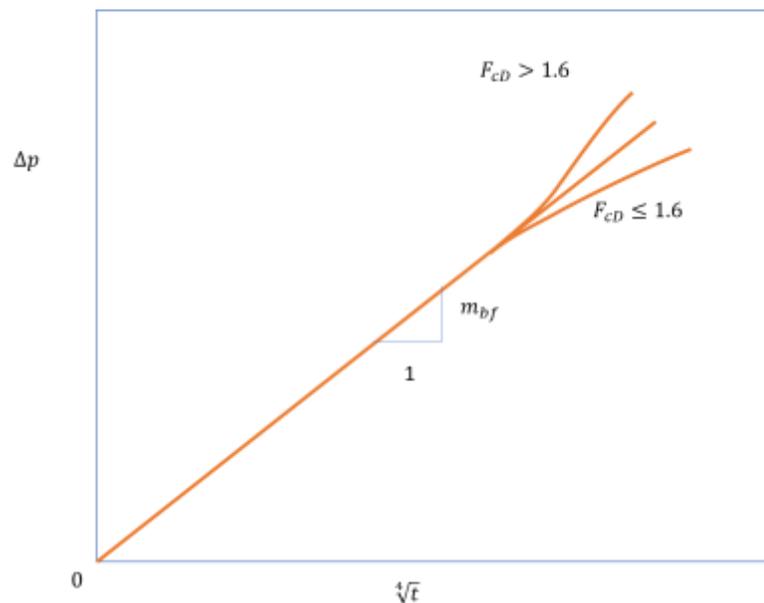


Figura 91 Caída de presión para pozos fracturados de una fractura de conductividad finita (Modificada de López 2020).

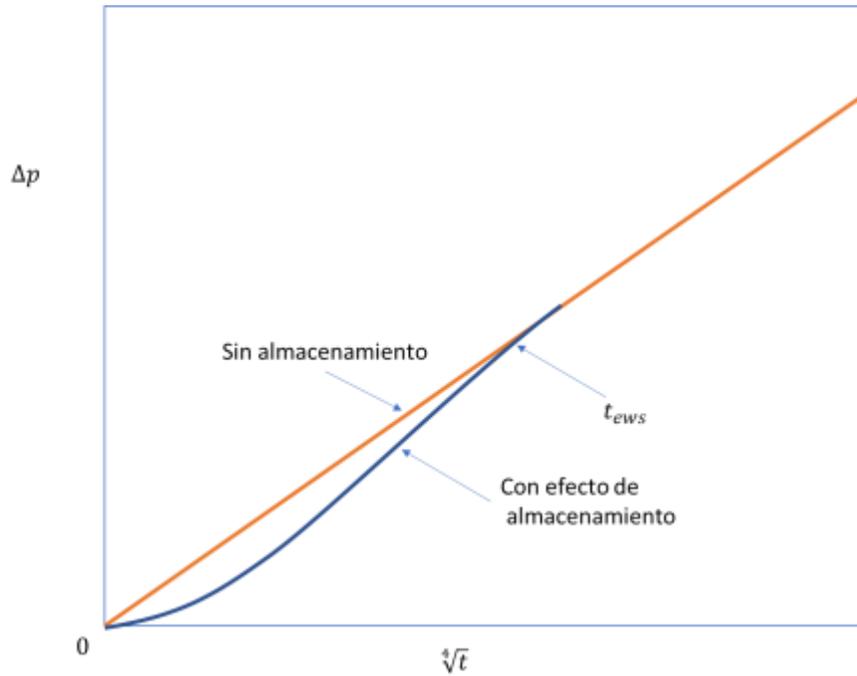


Figura 92 Fractura de conductividad finita con flujo bilineal y almacenamiento (Modificada de López 2020).

El método de análisis de flujo bilineal presenta las siguientes limitaciones:

- No estima la longitud de la fractura (x_{hf}).
- En pozos con fracturas de bajas conductividades, el almacenamiento frecuentemente distorsiona los datos a tiempos tempranos por un tiempo considerable haciendo que la pendiente de $\frac{1}{4}$ característica del flujo bilineal no aparezca en un gráfico log-log.
- Un estimado de k a través de métodos independientes es requerido.

Daño de fractura

En este tipo de fracturas en el pozo, donde la conductividad es finita también existe la fractura con daño, que son: daño de fractura estrangulada y daño en la cara de la fractura.

1. Daño de fractura estrangulada

La fractura presenta una permeabilidad reducida en la vecindad inmediata al pozo. En este caso, k_f representa la permeabilidad en la porción de la fractura con apuntalante lejana al pozo, y k_s se refiere a la permeabilidad reducida cerca del pozo hasta una cierta longitud L_s en la fractura, como se muestra en la ecuación 5.3.6. y la Figura 93.

$$S_f = \frac{\pi k L_s}{k_f w_f}. \quad 5.3.6.$$

Donde L_s es la longitud donde se presenta la permeabilidad reducida k_s como se muestra en la **Figura 93**, k_f corresponde a la permeabilidad de la fractura y w_f es el ancho de la fractura, k es la permeabilidad.

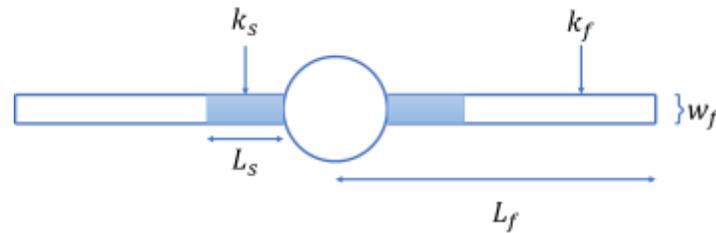


Figura 93 Influencia del daño (Modificada de López 2020).

Daño en la cara de la fractura

Este daño se refiere a una reducción de la permeabilidad alrededor del perímetro de la fractura, usualmente causada por la invasión del fluido fracturante en la formación o debido a una reacción adversa con el fluido de fracturamiento, como se muestra en la ecuación 5.3.7. y en la **Figura 94** donde k_f representa la permeabilidad en la porción de la fractura lejana al pozo, y k_s se refiere a la permeabilidad cerca del pozo, mientras que w_f se refiere al ancho de la fractura, por otra parte w_s hace referencia al ancho del daño provocado alrededor de la fractura.

$$S_f = \frac{\pi w_s}{2x_{hf}} \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right). \quad 5.3.7.$$

Donde w_s es el ancho de la cara de la fractura, k es la permeabilidad, k_s se refiere a la permeabilidad cerca del pozo.

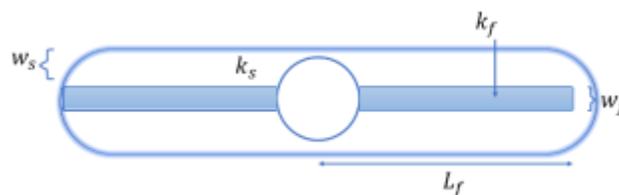


Figura 94 Fractura con daño en la cara (Modificada de López 2020).

Por otro lado, la fractura de conductividad finita con daño como se muestra en la **Figura 95**, también se puede representar con flujo bilineal, está muestra una caída de presión adimensional gráficamente se muestra en la **Figura 96** y la ecuación 5.3.8. debido a una restricción en la fractura y el daño es representado por la ecuación 5.3.9.

$$p_D = \frac{2.45}{\sqrt{k_{fD} w_{fD}}} t_{Dxf}^{1/4} + S_f. \quad 5.3.8.$$

Donde k_{fD} es la permeabilidad de la fractura adimensional, w_{fD} es el ancho adimensional de la fractura y S_f es el daño de la fractura.

$$S_f = \frac{kh}{qB\mu}(p_i - p_o). \quad 5.3.9.$$

B representa el factor de volumen del aceite, q es el gasto del pozo, h es el espesor del yacimiento, k representa la permeabilidad, μ representa la viscosidad del aceite.

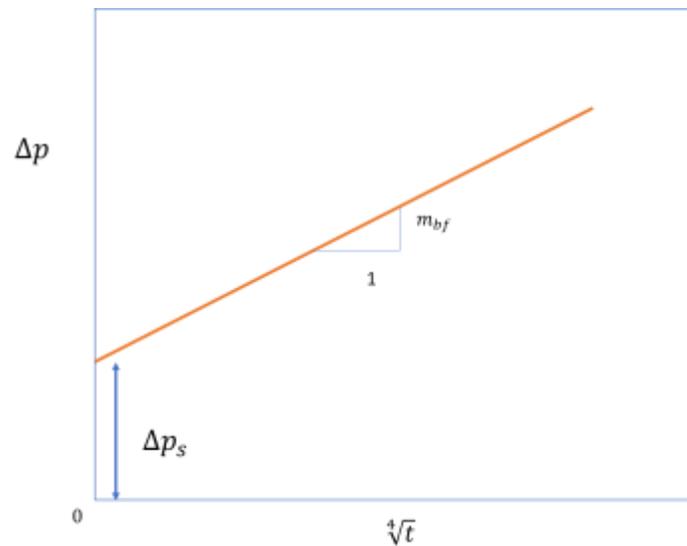


Figura 95 Comportamiento de una fractura de conductividad finita en un flujo bilineal con daño, la flecha azul representa la caída de presión adicional debido a una restricción (daño) en la fractura (Modificada de López 2020).

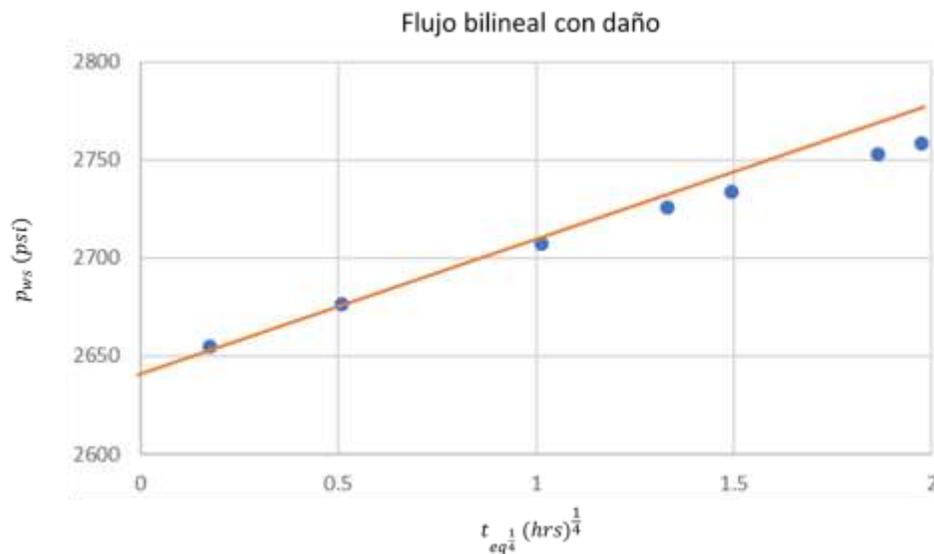


Figura 96 Caída de presión adimensional debido a una restricción en la fractura (Modificada de López 2020).

5.3.2. Fractura de conductividad infinita

Fractura con caída de presión a lo largo de la longitud de fractura igual a cero o despreciable durante la producción. La conductividad infinita es de altas capacidades de flujo. Se consideran fracturas de conductividad infinita a aquellas con $F_{CD} > 300$.

Como en este tipo de fracturas, el flujo bilineal no está presente, entonces, la respuesta de la presión se caracteriza por una línea recta con pendiente de $\frac{1}{2}$ (flujo lineal) en un gráfico log-log de Δp vs. t , como se muestra en la **Figura 97** y está dada por la ecuación 5.3.10.

$$p_D = (\pi t_{Dxh_f})^{1/2}. \quad 5.3.10.$$

Estas fracturas no exhiben el régimen de flujo bilineal. Los regímenes de flujo que ocurren en este tipo de fracturas son el flujo lineal de formación seguido por un flujo pseudo-radial como se observa en la **Figura 98**.

Posterior al periodo de flujo lineal, la respuesta de p pasa a través de una transición y luego al IARF (comportamiento de línea recta semilog), el cual se alcanza a un t_D de aproximadamente.

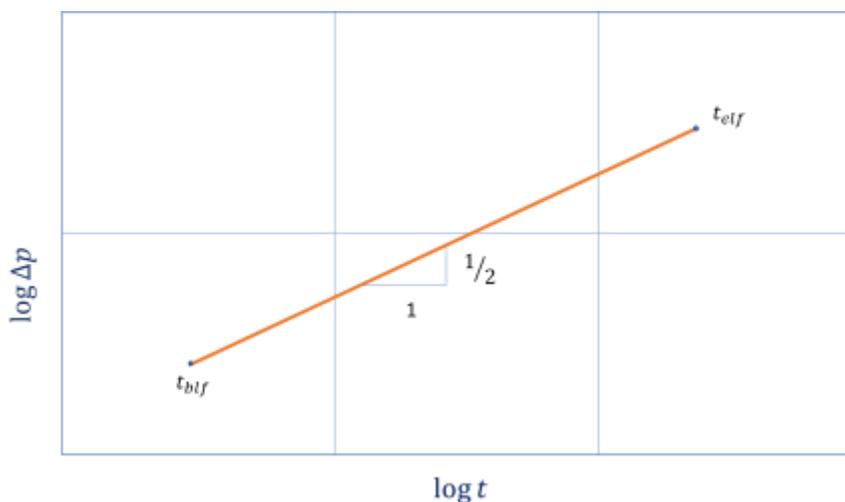


Figura 97 Representación de pozos fracturados en una fractura de conductividad Infinita (Modificada de López 2020).

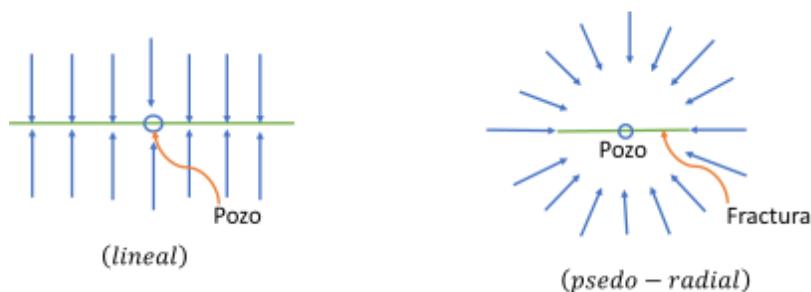


Figura 98 Representación de pozos fracturados con fractura de conductividad infinita (Modificada de López 2020).

La caída de presión en variables reales es representada por la ecuación 5.3.11.

$$\Delta p = \frac{4.064qB}{hx_{hf}} \sqrt{\frac{\mu t}{k\phi c_t}}. \quad 5.3.11.$$

Por lo que

$$x_{hf} = \frac{4.064qB}{hm_{lf}} \sqrt{\frac{\mu}{k\phi c_t}}. \quad 5.3.12.$$

Donde h es la altura, x_{hf} el ala de la fractura, k representa la permeabilidad, m_{lf} representa la pendiente con respecto a la fractura como lo muestra la **Figura 99**, ϕ es la porosidad, c_t corresponde a la compresibilidad total, μ representa la viscosidad del aceite.

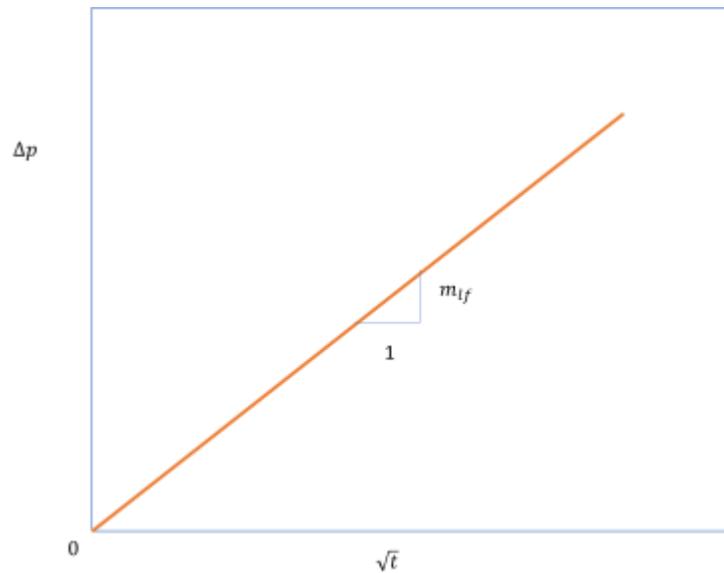


Figura 99 Esquema de presión vs \sqrt{t} en una fractura de conductividad infinita que muestra la pendiente m_{lf} con respecto a la fractura (Modificada de López 2020).

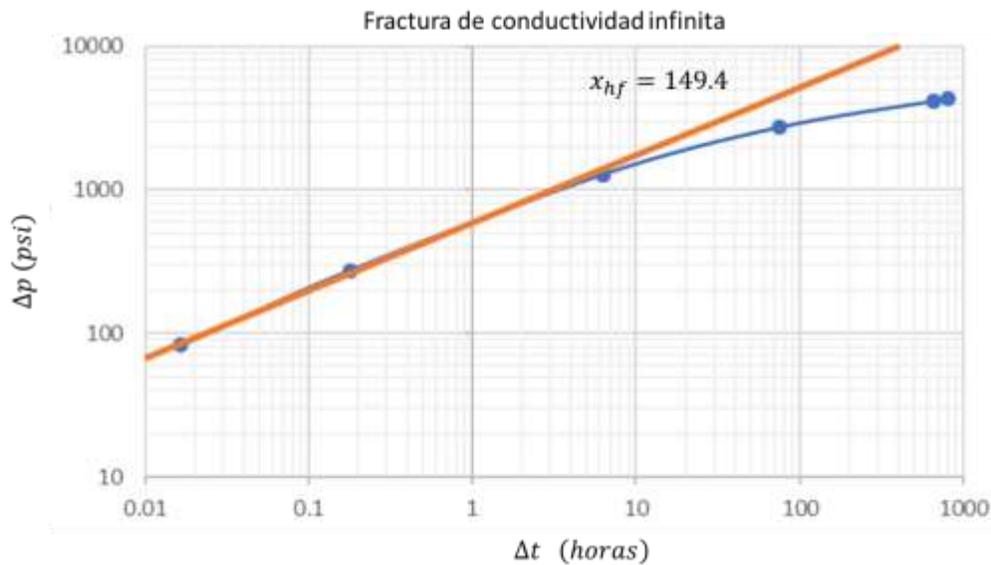


Figura 100 Gráfico con la caída de presión debido a una restricción en una fractura de conductividad infinita (Modificada de López 2020).

Flujo Lineal

El método de análisis de flujo lineal se comporta gráficamente como la **Figura 101** y presenta las siguientes limitaciones,

- Solamente para fracturas de alta conductividad.
- Parte de la información a tiempos tempranos puede estar distorsionada por el almacenamiento, lo cual limita la información disponible para el análisis de flujo lineal.
- Estimación de x_{hf} requiere de un estimado de k a través de métodos independientes.

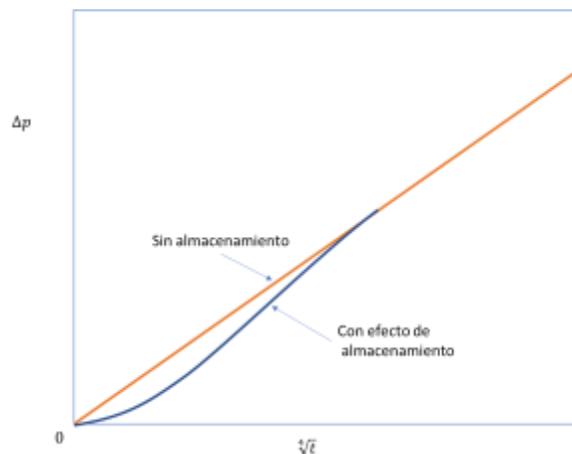


Figura 101 Fractura de conductividad Infinita en flujo Lineal, como se vería con efecto de almacenamiento sin él sólo es una línea recta (Modificada de López 2020).

$$p_D = (\pi t_{Dxf})^{1/2} + S_f. \quad 5.3.14.$$

Donde t_{Dxf} es el tiempo adimensional de la fractura y S_f es el daño en la fractura y se representa por la ecuación 5.3.15.

$$S_f = \frac{kh}{qB\mu} (p_i - p_o). \quad 5.3.15.$$

Donde B representa el factor de volumen del aceite, q es el gasto del pozo, h es el espesor del yacimiento, k representa la permeabilidad.

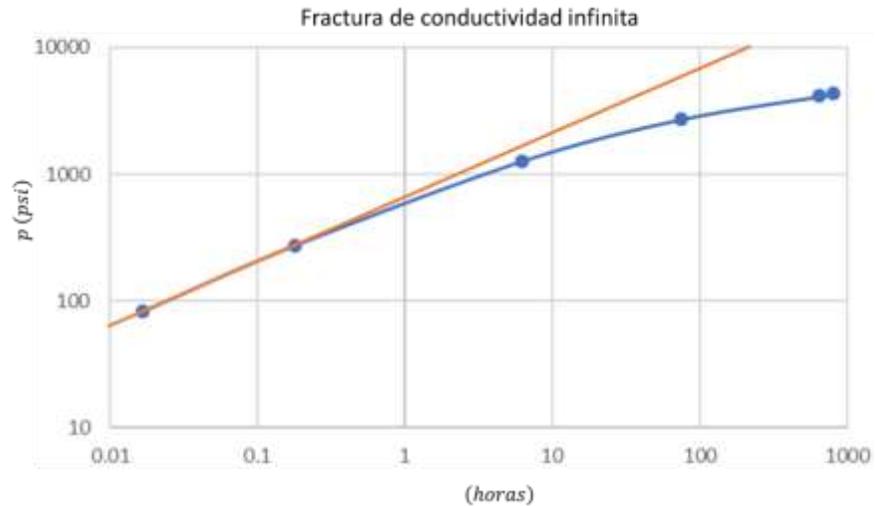


Figura 102 Gráfica de la caída de presión debido a una restricción en la fractura de conductividad infinita (Modificada de López 2020).

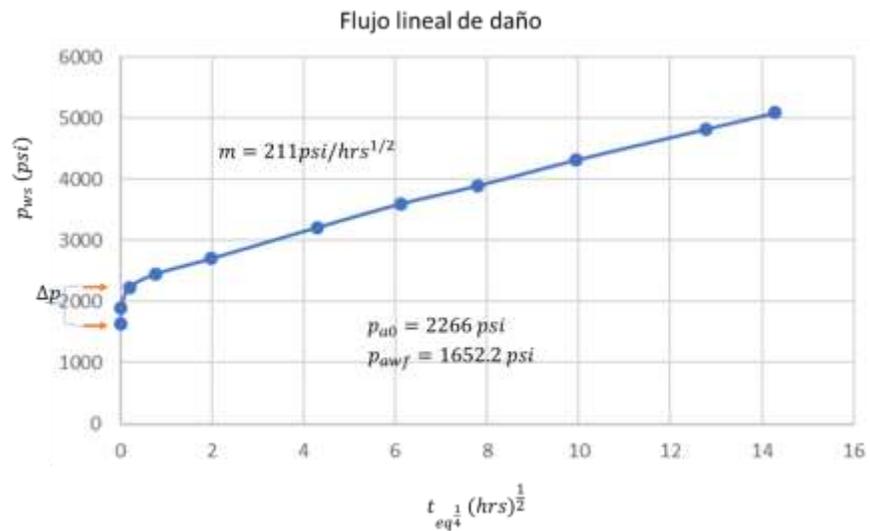


Figura 103 Caída de presión en una fractura de conductividad infinita con daño indicado en las flechas naranjas (Modificada de López 2020).

Flujo Pseudo-Radial

El método de análisis de flujo pseudo-radial se representa por la **Figura 104** que muestra la caída de presión debido a una fractura de conductividad infinita y presenta las siguientes limitaciones,

- Las condiciones más favorables para este flujo son fracturas cortas, altamente conductivas en formaciones de alta permeabilidad, sin embargo, estas formaciones raramente son fracturas hidráulicamente.
- Para fracturas de conductividad baja, x_{hf} calculado en este periodo usando el factor de daño es muy bajo, como se muestra en la ecuación 5.3.16.

$$x_{hf} = 2r_w e^{-s}. \quad 5.3.16.$$

Donde r_w es el radio del pozo y s es el daño

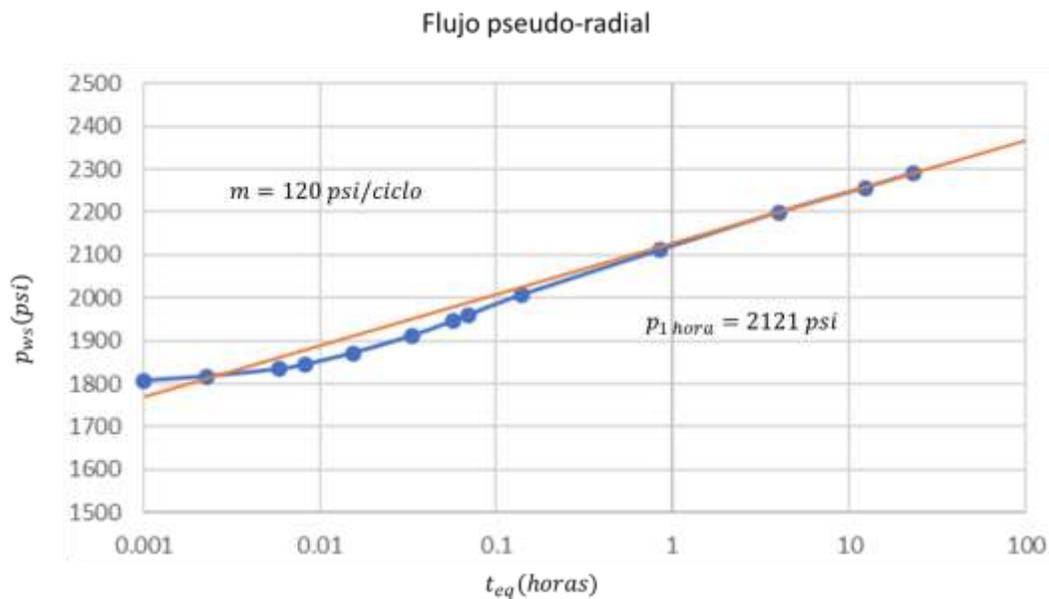


Figura 104 Caída de presión debido a una fractura de conductividad infinita, de un flujo pseudo-radial (Modificada de López 2020).

5.3.3. Fractura de flujo uniforme

Dentro de la fractura se asume que existe flujo uniforme a lo largo de su longitud (Gringarten et al., 1972), sin embargo, se sabe que dicha condición es muy difícil de presentarse.

Flujo uniforme a la fractura se refiere a un mismo gasto de la formación por unidad de área transversal de la fractura entrando en todos los puntos a lo largo de la fractura y se puede observar en la **Figura 105**.

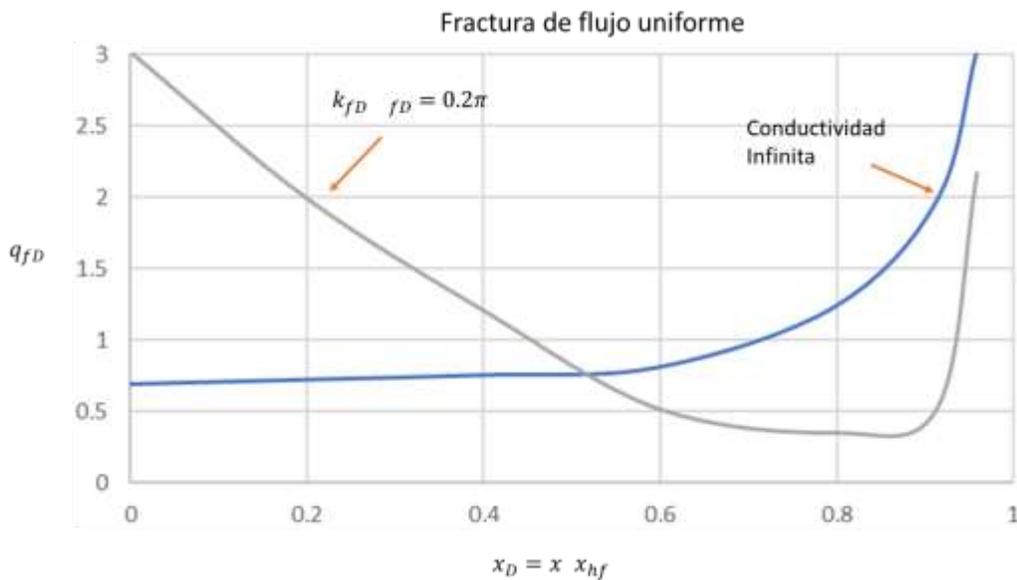


Figura 105 Gráfica un mismo gasto de la formación, entrando en todos los puntos a lo largo de la fractura (Modificada de López 2020).

Cuando existe daño causado por una región de baja permeabilidad entre la fractura y el yacimiento, la distribución de flujo en la fractura se puede considerar uniforme (Cinco-Ley y Samaniego, 1981).

Las fracturas de flujo uniforme son similares a las de conductividad infinita en términos de comportamiento de flujo, las dos exhiben solamente flujo lineal de formación y flujo pseudo-radial. Existe una ligera diferencia en la respuesta de presión entre estos dos modelos de fracturas.

5.4. Interpretación de pruebas de presión en pozos hidráulicamente fracturados

Es muy importante la validación de los resultados obtenidos de los métodos lineales, por lo que el uso de curvas tipo toma gran relevancia. El análisis de la curva tipo implica los siguientes pasos:

- Identificación del modelo de interpretación.
- Cálculo de parámetros a partir del modelo interpretado.
- Validación de resultados del modelo interpretado.

Generalmente, el objetivo de la interpretación de pruebas de presión de pozos fracturados hidráulicamente es evaluar el tratamiento de estimulación como ejemplo de estas curvas tipo está la **Figura 106** y se puede estimar con las ecuaciones 5.3.17., 5.3.18., 5.3.19., 5.3.20., 5.3.21.

$$x_{hf} = \sqrt{\left(\frac{0.0002637k}{\phi C_t \mu}\right) \left(\frac{\Delta t}{t_{Dlf}}\right)_M}; \quad 5.3.17.$$

$$k_f w_f = F_{CD} k x_{hf}; \quad 5.3.18.$$

$$k = \frac{141.2 q B \mu (p_D)_M}{h \Delta p_M}; \quad 5.3.19.$$

$$\Delta p_s = \frac{141.2 q B \mu}{k h} S_f; \quad 5.3.20.$$

$$C = \frac{\phi C_t h x_{fh}^2}{0.8936} C_{D-xhf}. \quad 5.3.21.$$

Donde w_f es el ancho (apertura) de la fractura y w_{fD} es el ancho adimensional de la fractura, F_{CD} es la conductividad adimensional de la fractura, t_{Dlf} es el tiempo adimensional, k_f es la permeabilidad de la fractura, k corresponde a la permeabilidad de la formación, S_f es el daño en la fractura y x_{hf} es la longitud media de la fractura.

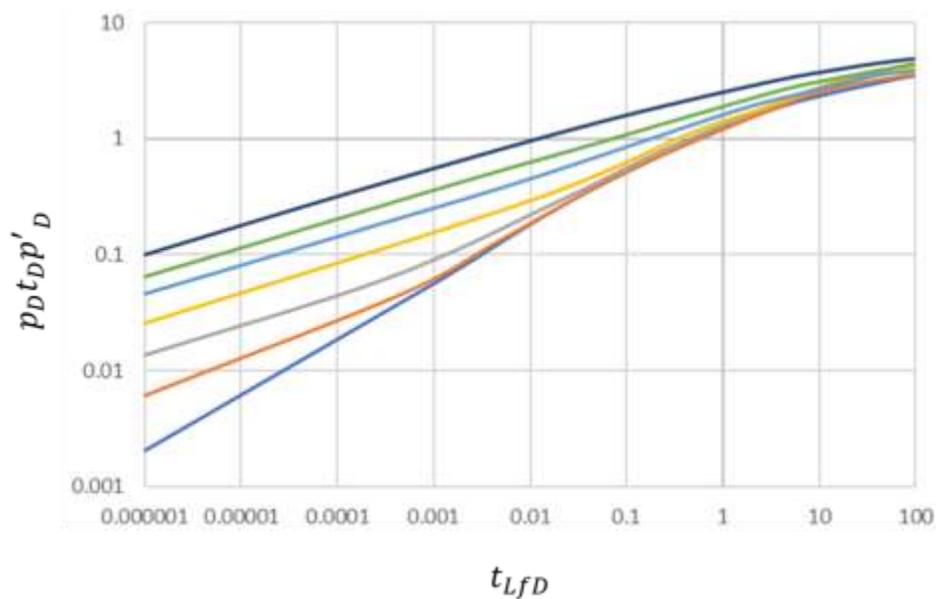


Figura 106 Curvas Tipo Para Pozos Fracturados de conductividad finita (Cinco Ley y Samaniego, 1981).

5.5 Ejercicio de pruebas de variación en pozos fracturados hidráulicamente

Se tiene el reporte de prueba de presión de un yacimiento con baja permeabilidad encontrado en la zona de Veracruz. En la **Figura 107** se muestra la gráfica de dicha prueba también, se muestran los siguientes datos del yacimiento y fluido.

$$h = 209 [ft]$$

$$\phi = 0.54 [adim]$$

$$B_o = 1.2446 [adim]$$

$$\mu = 0.8 [cp]$$

$$C_t = 1.76 \times 10^{-5} [psi^{-1}]$$

$$q = 261 [STB/día]$$

$$r_w = 0.3 [ft]$$

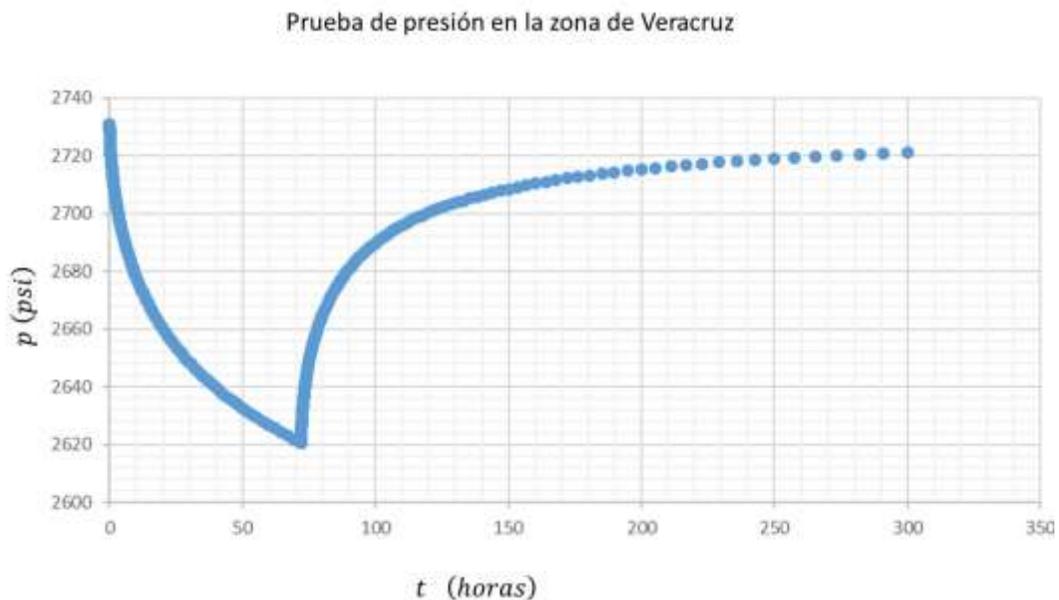


Figura 107 Prueba de presión realizada en uno de los pozos de Veracruz (Elaboración propia).

Estimar la permeabilidad (k), el ala de la fractura (x_{hf}) y el daño a la fractura (S_f).

Solución

Para solucionar este ejercicio, lo primero que se sabe es que tenemos dos pruebas en esta prueba de presión, primero se tiene una prueba de decremento que va del tiempo 0 a las 72 horas, y después se tiene una prueba de incremento que va de 72 a 300 horas.

Así que se comienza resolviendo la prueba de decremento, comenzando por conocer la permeabilidad como se resolvió en el capítulo 4.4. Ejercicio de prueba de decremento de presión.

Utilizaremos un gráfico semilogarítmico de presión vs tiempo, como se muestra en la **Figura 108**.

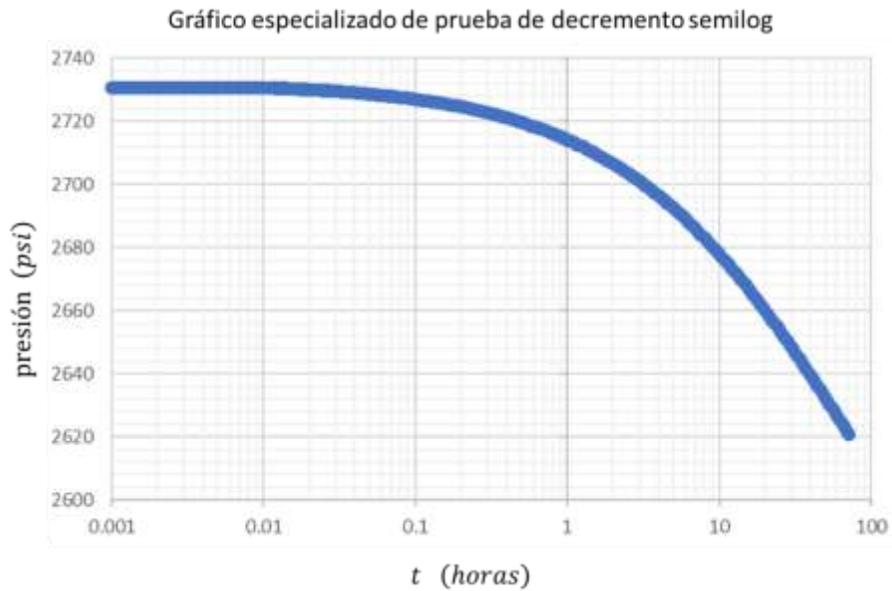


Figura 108 Gráfico especializado semilogarítmico de presión vs tiempo (Elaboración propia).

Para conocer la permeabilidad es necesario ir a la **Tabla 5** y utilizar la ecuación para un modelo radial ya que el gráfico semilogarítmico de presión vs tiempo cae en una línea recta.

$$m = \frac{162.6qB\mu}{kh}$$

Haciendo un despeje se tiene que la permeabilidad $k = \frac{162.6qB\mu}{mh}$, y para obtener la pendiente m , se extrapola la línea recta de color amarillo para poder medir la pendiente como se muestra en la **Figura 109**, las presiones que se utilizan son representadas por las líneas naranjas punteadas.

Gráfico especializado de prueba de decremento semilog

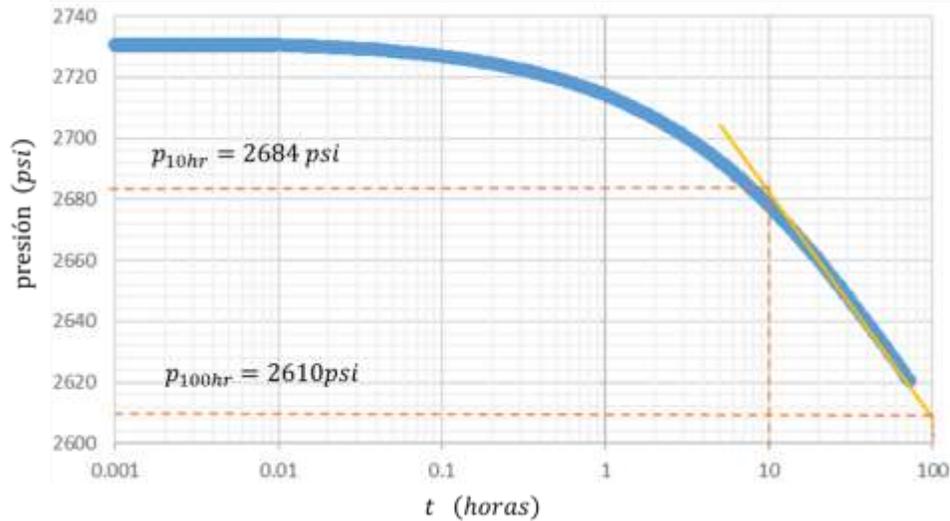


Figura 109 Gráfico especializado semilogarítmico de presión vs tiempo que muestra la pendiente (Elaboración propia).

Por lo tanto m será calculada con la ecuación de la pendiente $m = \frac{p_2 - p_1}{1 \text{ ciclo}}$;

$$m = \frac{2610 - 2684}{1 \text{ ciclo}} = -74 \frac{\text{psi}}{\text{ciclo}}$$

Ahora si se puede obtener la permeabilidad a partir de la pendiente $k = \frac{162.6qB\mu}{mh}$, sé tiene que

$$k = -\frac{162.6 (261)(1.2446)(0.8)}{(74)(209)} = 2.733 \text{ mD}$$

Recordemos en el capítulo 5.1. Pozos fracturados hidráulicamente en la **Figura 84** como se puede obtener la pendiente de flujo lineal, ya que este flujo se presenta a tiempos cortos, como en una fractura, graficamos los datos de Δp vs \sqrt{t} , obteniendo la **Figura 110**.

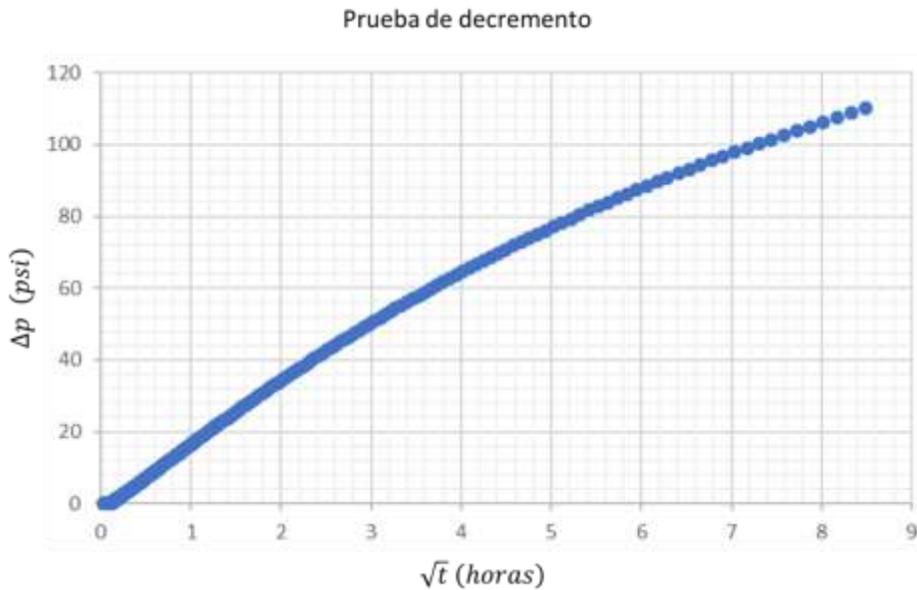


Figura 110 Prueba de decremento de presión, Δp vs \sqrt{t} (Elaboración propia).

Para obtener la pendiente m_{Lf} , vamos a colocar una línea recta de color naranja para poder medir la pendiente como se muestra en la **Figura 111**, las presiones que se utilizan son representadas por las líneas verdes punteadas.

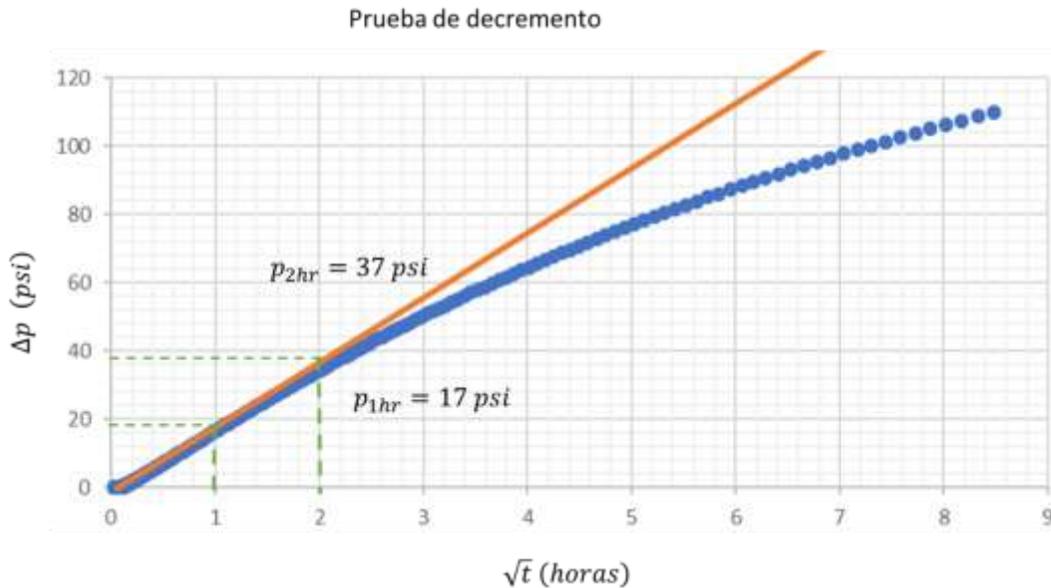


Figura 111 Prueba de decremento de presión, Δp vs \sqrt{t} con la pendiente (Elaboración propia)

Por lo tanto m será calculada con la ecuación de la pendiente $m = \frac{p_2 - p_1}{\sqrt{t_2} - \sqrt{t_1}}$

$$m_{Lf} = \frac{37 - 17}{2 - 1} = 20 \frac{\text{psi}}{\text{horas}}$$

Conociendo la permeabilidad y la pendiente m_{L_f} ahora si se puede conocer el ala de la fractura (x_{hf}) sustituyendo todos los datos de yacimiento fluido en la ecuación 5.1.

$$x_{hf} = \frac{4.064(261)(1.2446)}{(20)(209)} \sqrt{\frac{0.8}{(2.73)(0.054)(1.76 \times 10^{-5})}} = 175.37 \text{ ft}$$

Por último para conocer el daño a la fractura (S_f), se calcula con la ecuación 5.1.2., la cual considera valor de la pendiente del grafico de la interpretación de una prueba de presión en la **Figura 84**, por lo tanto $p_{int} = 0$ y se obtiene de la **Figura 112** ejemplificada por el punto amarillo.

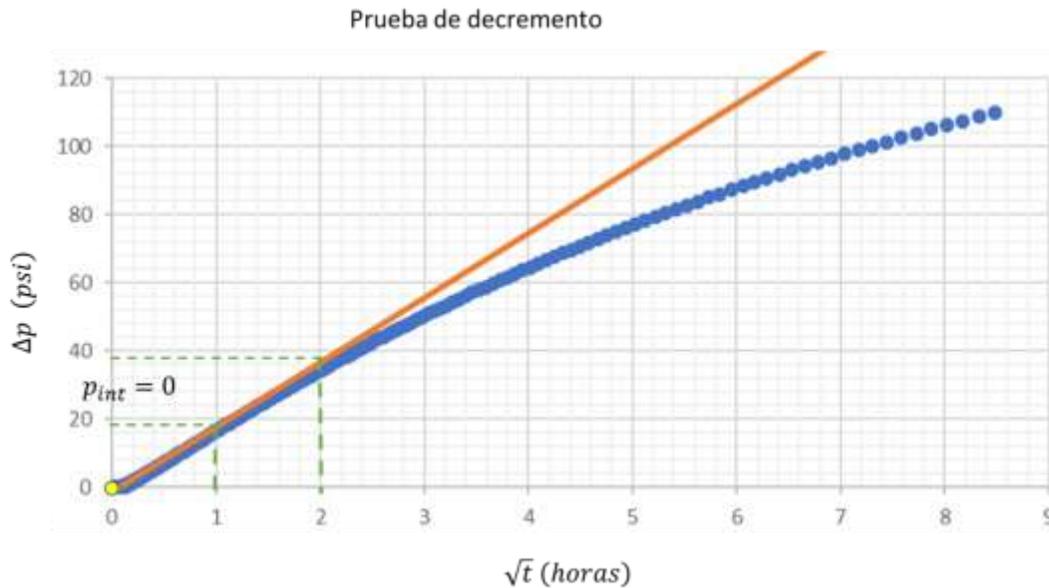


Figura 112 Prueba de decremento de presión, Δp vs \sqrt{t} que muestra la Δp_{int} (Elaboración propia).

Si se sustituyen los valores en la ecuación 5.1.2. tenemos

$$S_f = \frac{(0)(2.73)(209)}{141.2(261)(1.2446)(0.8)} = 0$$

Como anteriormente se planteó ya se resolvió la prueba de decremento, ahora se continua con la prueba de incremento.

Lo primero será conocer la permeabilidad con ayuda del método de Horner (3.2. Método de Horner), en dónde se realiza una gráfica de p_{ws} vs $\log \left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right]$, como se muestra en la **Figura 113**.

Interpretación del periodo de cierre

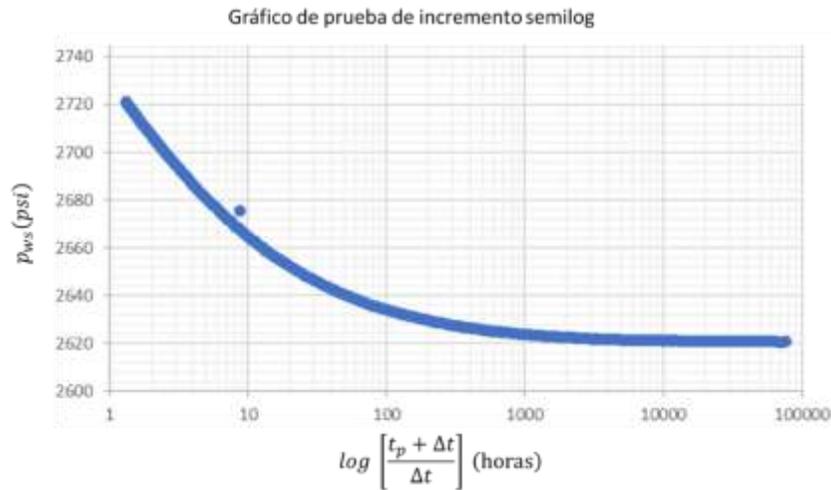


Figura 113 Gráfico de tiempo de Horner para ejercicio de hidráulicamente fracturados (Elaboración propia).

Para conocer la permeabilidad es necesario ir a la **Tabla 5** y utilizar la ecuación para un modelo radial ya que el gráfico semilogarítmico de presión vs tiempo.

$$m = \frac{162.6qB\mu}{kh}$$

Haciendo un despeje se tiene que la permeabilidad $k = -\frac{162.6qB\mu}{mh}$, y para obtener la pendiente m , se extrapola la línea recta de color naranja para poder medir la pendiente como se muestra en la **Figura 114**, las presiones que se utilizan son representadas por las líneas verdes punteadas.



Figura 114 Gráfico semilogarítmico de presión vs tiempo de Horner de la pendiente para ejercicio (Elaboración propia).

Por lo tanto m se calcula con la ecuación de la pendiente $m = \frac{p_2 - p_1}{1 \text{ ciclo}}$

$$m = \frac{2652 - 2728}{1 \text{ ciclo}} = -76 \frac{\text{psi}}{\text{ciclo}}$$

Ahora si ya se puede obtener la permeabilidad a partir de la pendiente $k = \frac{162.6qB\mu}{mh}$, se obtiene que

$$k = -\frac{162.6 (261)(1.2446)(0.8)}{(76)(209)} = 2.66 \text{ mD}$$

Para está prueba se tiene que tener en cuenta que encontramos flujo lineal, por tiempos cortos ya que se va a conocer el ala de la fractura, así que se utiliza el análisis de una prueba de incremento con un tipo de geometría de flujo lineal de la **Tabla 6** en el 3.2. Método de Horner.

Realizando la gráfica con el análisis mencionado se tiene la **Figura 115**.

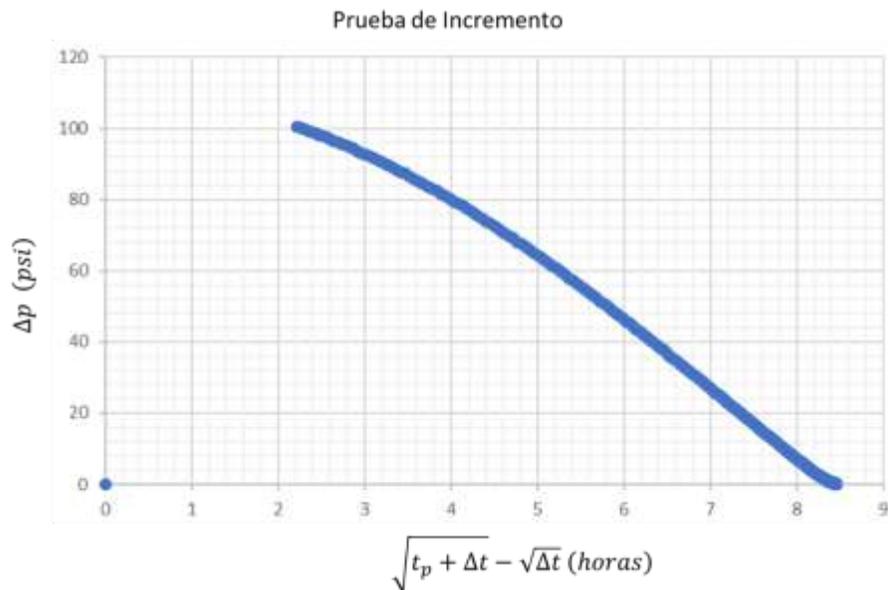


Figura 115 Prueba de incremento de presión, Δp vs $\sqrt{t_p + \Delta t} - \sqrt{\Delta t}$ (Elaboración propia).

Para obtener la pendiente $m_{L,f}$, se coloca una línea recta de color naranja para poder medir la pendiente como se muestra en la **Figura 116**, las presiones que se utilizan son representadas por las líneas verdes punteadas.

Prueba de Incremento

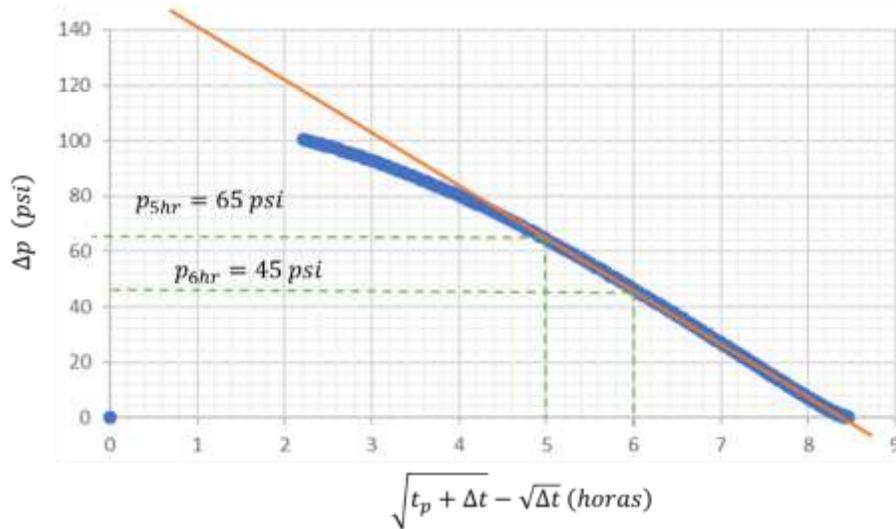


Figura 116 Prueba de incremento de presión, Δp vs $\sqrt{t_p + \Delta t} - \sqrt{\Delta t}$ de la pendiente (Elaboración propia).

Por lo tanto m_{Lf} se calcula con la ecuación de la pendiente $m = \frac{p_2 - p_1}{\sqrt{t_2} - \sqrt{t_1}}$

$$m_{Lf} = \frac{65 - 45}{5 - 6} = 20 \frac{\text{psi}}{\text{horas}}$$

Conociendo la permeabilidad y la pendiente m_{Lf} ahora si se puede conocer el ala de la fractura (x_{hf}) sustituyendo todos los datos de yacimiento fluido en la ecuación 5.1.

$$x_{hf} = \frac{4.064(261)(1.2446)}{(20)(209)} \sqrt{\frac{0.8}{(2.66)(0.054)(1.76 \times 10^{-5})}} = 177.66 \text{ ft}$$

Para ver los datos completos, al igual que la realización de las fórmulas, escanea el código QR que aparece aquí



Solución 5

6. Yacimientos naturalmente fracturados

6.1. Modelos propuestos para yacimientos naturalmente fracturados

En este apartado se presentan algunos de los modelos para YNF (Yacimientos Naturalmente Fracturados) como Warren y Root, Adams et. al, Kazemi, Streltsova y módelo de doble porosidad.

6.1.1. Modelo de Warren y Root

El modelo de Warren y Root se conoce como el modelo del estado pseudo-estacionario el cual se establece en la matriz en respuestas de cambios de presión en las fracturas.

Dado que existen dos medios interconectados, se deben definir propiedades para cada uno de ellos,

1. Matriz; k_m, ϕ_m, C_{tm}
2. Fractura; k_2, ϕ_2, C_{tf}

En sistemas fracturados ϕ_2 es la porosidad de la fractura, puede ser muy baja dado que el volumen de las fracturas es usualmente una parte muy pequeña con respecto al volumen total. Por otra parte, C_{tf} el coeficiente de transferencia es frecuentemente grande debido a lo sensible que son las fracturas a los cambios de presión.

Los Yacimientos Naturalmente Fracturados están caracterizados por dos parámetros,

1. Coeficiente de flujo interporoso (λ). El flujo interporoso es el intercambio de fluidos entre dos medios (matriz y fracturas) que constituyen un sistema de doble porosidad. Por lo tanto, (λ) es una medida de que tan fácil los fluidos fluyen de la matriz a la fractura.
2. Capacidad de almacenamiento de las fracturas (ω). Es la cantidad de flujo que puede almacenar temporalmente la fractura.

En yacimientos de doble porosidad, (λ) se define como una relación de permeabilidades de la matriz (k_m) a la correspondiente de la fractura (k_2), como se muestra en la ecuación 6.1.

$$\lambda = \sigma \frac{k_m}{k_2} r_w^2. \quad 6.1.$$

Donde σ es un factor geométrico conocido como “factor de forma” que considera la forma de los bloques de matriz. λ es el coeficiente de flujo interporoso, k_m es la permeabilidad en la matriz, k_2 permeabilidad en la fractura y r_w es el radio del pozo.

El σ puede considerar las siguientes geometrías de los bloques de matriz: bloques horizontales, columnas y cubos, como en la **Figura 117**.

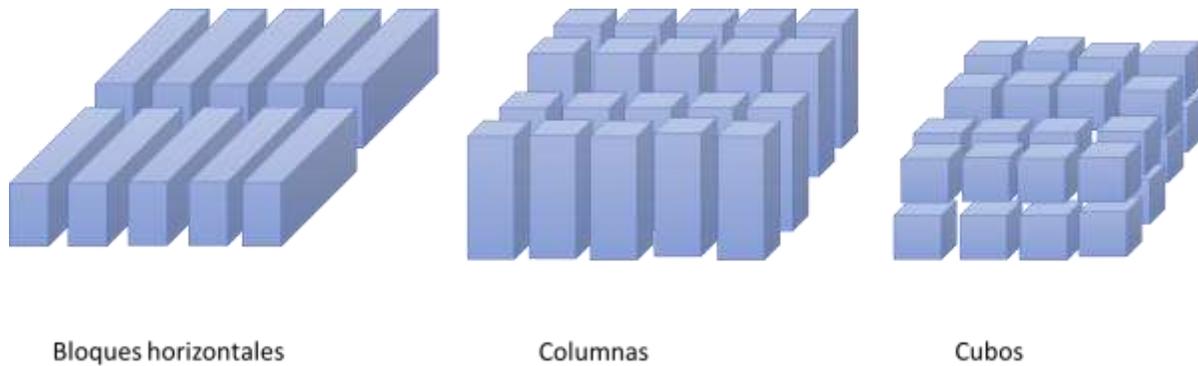


Figura 117 Representación gráfica de las geometrías de los bloques de la matriz (Modificada de López 2020).

El σ factor de forma depende de la geometría del flujo interporoso entre la matriz y las fracturas, como se muestra en la ecuación 6.1.1.

$$\sigma = \frac{A}{xV}. \quad 6.1.1.$$

Donde A es el área superficial del bloque de matriz, V es el volumen de la matriz, y x es una longitud característica.

Para bloques de matriz en forma de cubos o esferas, el flujo interporoso, λ , está dado por la ecuación 6.1.2.

$$\lambda = \frac{60}{x_m^2} \frac{k_m}{k_2} r_w^2. \quad 6.1.2.$$

Para bloques de matriz en forma de cilindros, el flujo interporoso, λ , está dado por la ecuación 6.1.3.

$$\lambda = \frac{32}{x_m^2} \frac{k_m}{k_2} r_w^2. \quad 6.1.3.$$

Para bloques de matriz en forma de bloques horizontales alineados separados por fracturas, el flujo interporoso, λ , está dado por la ecuación 6.1.4.

$$\lambda = \frac{12}{h_f^2} \frac{k_m}{k_2} r_w^2. \quad 6.1.4.$$

Donde h_f es el espesor del bloque, x_m es la longitud del cubo, o el diámetro de la esfera, k_m permeabilidades de la matriz, k_2 correspondiente de la fractura y r_w es el radio del pozo.

En yacimientos de doble porosidad, ω se define como la fracción del volumen poroso total asociado con uno de los medios porosos. Para el caso yacimientos naturalmente fracturados

(YNF) hace referencia al volumen de reservas contenidas dentro de las fracturas como lo muestra la fórmula 6.1.5.

$$\omega = \frac{\phi_2 C_f}{\phi_2 C_f + \phi_m C_m}. \quad 6.1.5.$$

Aunque los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) están compuestos de fracturas irregulares, a diferentes escalas, no uniformemente distribuidas, y no todas interconectadas; los YNF pueden ser representados por dos sistemas porosos homogéneos como se muestran en la **Figura 118** y **Figura 119**.

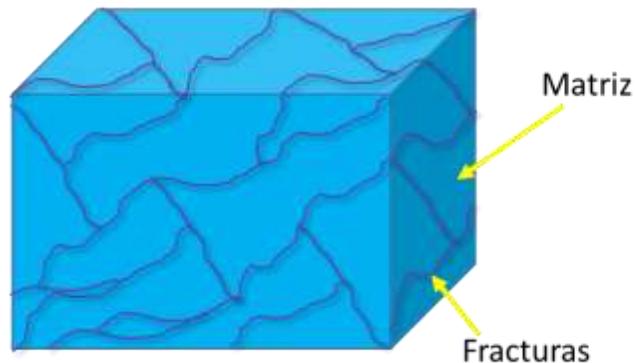


Figura 118 Idealización de un yacimiento Naturalmente Fracturado Modelo de Warren Root (Modificada de López 2020).

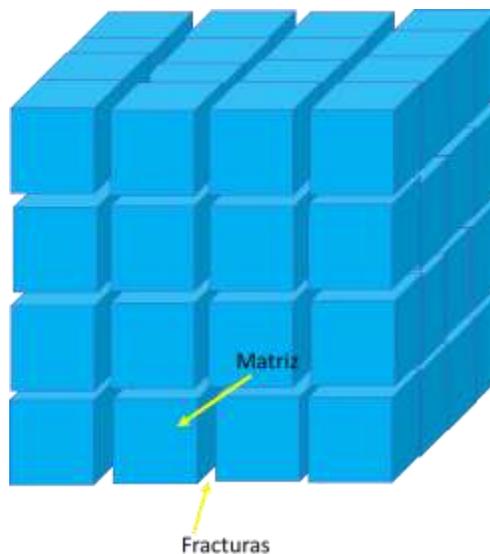


Figura 119 Idealización de un yacimiento Naturalmente Fracturado de un modelo de doble porosidad (Modificada de López 2020).

Se habla de dos sistemas porosos: matriz y fracturas, sin embargo, estos dos sistemas porosos pueden ser de cualquier índole, por ejemplo, la presencia de secuencias estratigráficas de diferentes permeabilidades también puede dar como resultado efectos de doble porosidad.

6.1.2. Modelo De Adams et al.

Este modelo está basado en asumir que las fracturas son el conducto por el que el fluido del yacimiento fluye hacia el pozo. Así que el pozo se comunica con el yacimiento vía matriz – fractura. Esto es razonable cuando la permeabilidad de la matriz es muy baja.

Adams et. al consideró que el pozo está produciendo en dos regiones concéntricas, circulares y cilíndricas, como se muestra en la **Figura 120** según el modelo, se tiene una región interna simulando la matriz con radio r_m y permeabilidad k_m y la otra región se considera como matriz y fractura donde domina la permeabilidad de la fractura $k_m \ll k_f$.

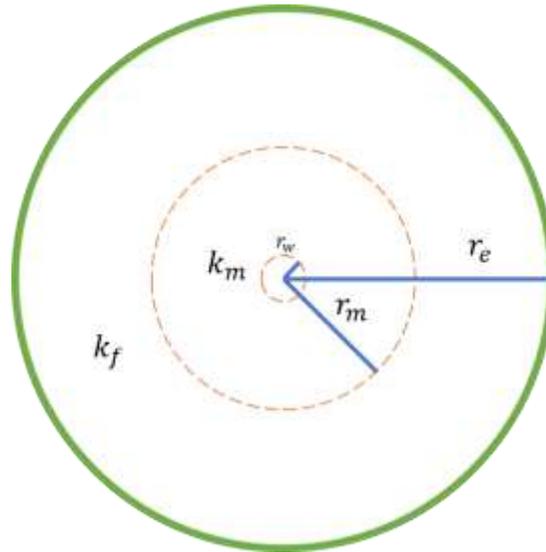


Figura 120 Diagrama de un yacimiento Naturalmente Fracturado (Modificada de López 2020).

La porosidad y almacenamiento de ambas regiones son igual al pozo produciendo de radio r_w el cual está localizado al centro del cilindro.

La caída de presión $\Delta p = p_i - p_{wf}$ que se observa en un pozo productor en periodo transitorio produciendo a gasto constante para un yacimiento como el de la Figura 120, está dada por la ecuación 6.1.6.

$$p_i - p_{wf} = \frac{70.6qB\mu}{k_m h} \left\{ -E_i \left(-\frac{948\phi\mu C_t r_w^2}{k_m t} \right) + E_i \left(-\frac{948\phi\mu C_t r_m^2}{k_m t} \right) - \frac{k_m}{k_f} \left(-\frac{948\phi\mu C_t r_m^2}{k_f t} \right) + 2S \right\} \quad 6.1.6.$$

Donde B representa el factor de volumen del aceite, q es el gasto del pozo, h es el espesor del yacimiento, μ es la viscosidad del aceite, k_m representa la permeabilidad en la matriz, k_f es la permeabilidad en la fractura, ϕ es la porosidad, C_t corresponde a la compresibilidad total, S es el daño, mientras que r_m es el radio de la matriz y r_w es el radio del pozo.

6.1.3. Modelo De Kazemi

Presentó un modelo para el análisis de presión transitoria en yacimientos naturalmente fracturados con distribución de fractura uniforme. El autor idealizó el yacimiento fracturado, el cual consiste en un conjunto de capas de matriz horizontalmente espaciadas y uniformes, así como un conjunto de fracturas espaciadas.

Este sistema se muestra en la **Figura 121**, donde existe un contraste de las permeabilidades entre las capas de matriz y fracturas en donde la matriz contribuye al flujo dentro del pozo.

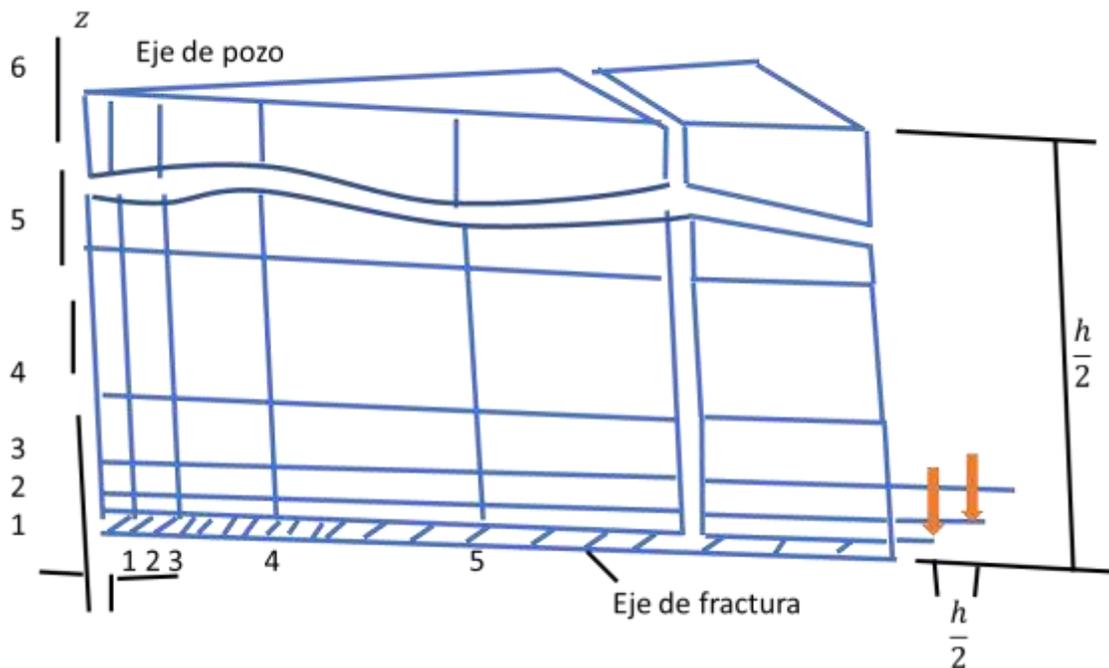


Figura 121 Idealización de un Yacimiento Fracturado hecha por Kazemi, en la cual se muestra una sección representada del yacimiento (Modificada de López 2020).

6.1.4. Modelo De Streltsova

Esta autora considera que el gasto de flujo de la matriz a la fractura es proporcional al promedio de gradiente de presión a través de la matriz y que el flujo de matriz a la fractura es vertical. El gradiente de presión está dado por $\frac{\partial^2 \Delta p_m}{\partial z^2}$, así como el flujo es una función de $\frac{\partial \Delta p}{\partial t}$, por lo tanto, la distribución de la presión de la matriz está dada por la ecuación 6.1.7

$$\frac{\partial^2 \Delta p_m}{\partial z^2} = \frac{1}{\eta_m} \frac{\partial \Delta p}{\partial t} \quad 6.1.7.$$

Apoyada también con las ecuaciones Warren y Root se tiene la ecuación 6.1.8.

$$\frac{\partial^2 \Delta p_f}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \Delta p_f}{\partial t} + \frac{V_m}{T} \quad 6.1.8.$$

La ecuación 6.1.8. es una ecuación diferencial y describe el flujo radial a través de las fracturas argumentada por el flujo de la matriz, donde V_m es $V_m = \frac{k_m}{\mu} \frac{\partial \Delta p}{\partial z}$ Para $z=0$.

Basándonos en la solución de la ecuación diferencial, la autora concluye que se puede dar una curva para p_{wf} contra tiempo en una gráfica semi-log siendo esta una línea recta de pendiente "m" en un pozo productor de un Yacimiento Naturalmente Fracturado a gasto constante

$$m = \frac{162.6qB\mu}{k_f h_t} \quad 6.1.9.$$

Donde q es el gasto, B es el factor de volumen del aceite, μ es la viscosidad, k_f representa la permeabilidad de la fractura y h_t es el espesor

Cinco Ley y Samaniego, suponen que el fluido se transfiere solo a través de la red de fracturas, y que este flujo obedece a la Ley de Darcy, así como que los gradientes de presión son pequeños y los efectos de gravedad son despreciables. Dichos autores concluyeron que el uso del modelo de Warren y Root se justifica considerando una zona dañada entre los bloques de matriz y las fracturas. Estos autores concluyeron también que el comportamiento de un pozo en un sistema de tamaño de bloque múltiple presenta el comportamiento clásico de doble porosidad.

6.1.5. Modelo de doble porosidad

Un modelo muy común para los yacimientos naturalmente fracturados es el que asocia el almacenamiento de fluidos en tanto fracturas (porosidad secundaria) como en la matriz (porosidad primaria), pero supone que el transporte de fluidos se da principalmente en las fracturas. A este modelo se le conoce como modelo de doble porosidad, una permeabilidad.

En dicho modelo, el fluido hacia el pozo se da únicamente en las fracturas, mientras que la matriz solo aporta fluidos a las fracturas mas no al pozo.



Sin embargo, es posible tener un modelo en el cual tanto la matriz como las fracturas contribuyan no solo con el almacenamiento sino también con el transporte de fluidos. A este modelo se le conoce como modelo de doble porosidad, doble permeabilidad. Se le llama de doble permeabilidad porque existe flujo de fluidos dentro del sistema poroso matricial y aporte de esta al pozo, como se muestra en las **Figura 122, Figura 123 y Figura 124.**

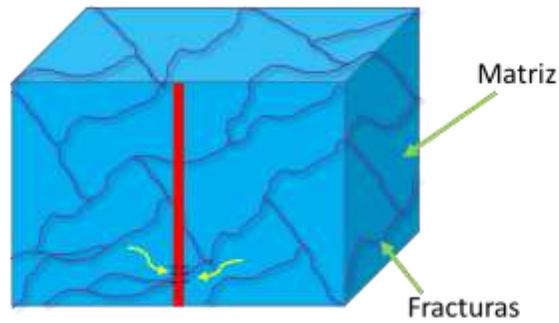


Figura 122 Representación gráfica del modelo de una porosidad – una permeabilidad las flechas amarillas muestran que en algunos casos el flujo puede venir de la matriz.

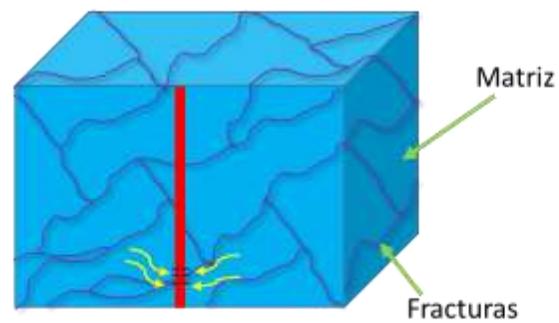


Figura 123 Representación gráfica del modelo de doble porosidad- una permeabilidad las flechas amarillas muestran que en algunos casos el flujo puede venir de la matriz y de las fracturas.

La ecuación del flujo en la fractura se representa con la ecuación 6.1.10.

$$\nabla \frac{k_{f,eff}}{\mu} \nabla p_f - \tau + \widehat{q}_f = (\phi C_t)_f \frac{\delta p_f}{\delta t}. \quad 6.1.10$$

La ecuación de transferencia se puede escribir con la ecuación 6.1.11.

$$\tau = \sigma \frac{k_m}{\mu} (p_f - p_m). \quad 6.1.11.$$

Por otro lado, la ecuación de la matriz la obtenemos de la ecuación 6.1.12.

$$\tau = \sigma \frac{k_m}{\mu} (p_f - p_m) = (\phi C_t)_f \frac{\delta p_f}{\delta t}. \quad 6.1.12.$$

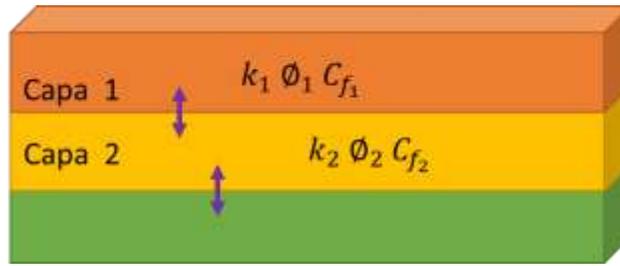


Figura 124 Representación gráfica del modelo de doble porosidad – Doble permeabilidad (Elaboración propia).

Para yacimientos naturalmente fracturados de doble porosidad y doble permeabilidad existen otros parámetros y aplicaciones de los modelos de flujo como se muestra la **Tabla 12**.

Tabla 12 Otros parámetros y aplicaciones de los modelos de flujo para yacimientos naturalmente fracturados (Modificada de López 2020).

MODELO	PARAMETROS	APLICACIONES
Homogéneo	kh y s	Alta fractura en el yacimiento o baja permeabilidad en la matriz
Yacimiento compuesto	$(kh)_1$ y $(kh)_2$, s	Fractura regional en el yacimiento
Anisotrópico	k_{max} y k_{min}	Orientación de fracturas
Fractura singular	F_{CD} , S_f , d_f , k_f y s	Yacimiento con fractura dominante o pozo cercano con permeabilidad en la falla
Doble porosidad	$(kh)_f$, S , λ y ω	Fractura en el yacimiento con permeabilidad intermitente en la matriz

En sistemas de doble porosidad, las fracturas naturales tienen una permeabilidad mucho mayor a la de la matriz. Cuando el pozo comienza a producir, los fluidos viajan de las fracturas naturales de alta permeabilidad al pozo, y dichos fluidos son producidos rápidamente.

Una vez que las fracturas han sido drenadas, el volumen contenido dentro de la matriz comienza a fluir hacia las fracturas, las cuales transportan todo el fluido al pozo, como se observa en el modelo de flujo de doble porosidad en la **Figura 125** se observan dos líneas rectas paralelas, la primera línea recta se observa a tiempos tempranos y representa el flujo radial conforme el fluido inicialmente en las fracturas viaja hacia el pozo. La segunda línea recta ocurre cuando las fracturas entregan fluidos al pozo proveniente de la matriz.

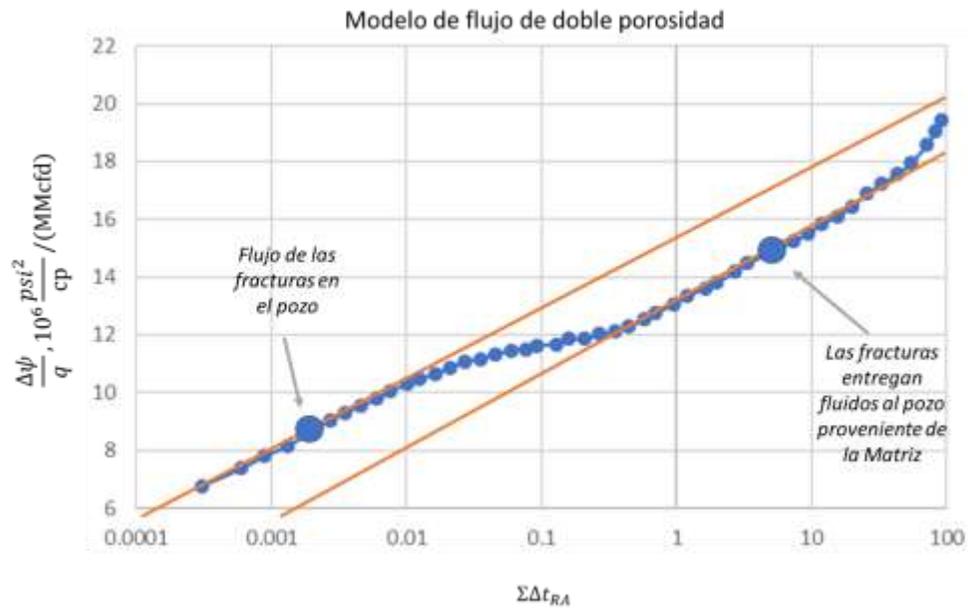


Figura 125 Modelo de flujo de doble porosidad (Modificada de López 2020).

Existe un periodo de transición y un aspecto a considerar, la transición entre ambas rectas ocurre el fluido comienza a fluir de la matriz a las fracturas, pero no ha alcanzado un estado de equilibrio. El aspecto para considerar es que la primera línea recta puede no ser visible debido a los efectos de almacenamiento pudieran afectar los datos de la prueba. En la **Figura 126** se muestra una gráfica de presión vs tiempo en la cual ocurre la transición entre la matriz y la fractura depende de (λ) coeficiente de flujo interporoso

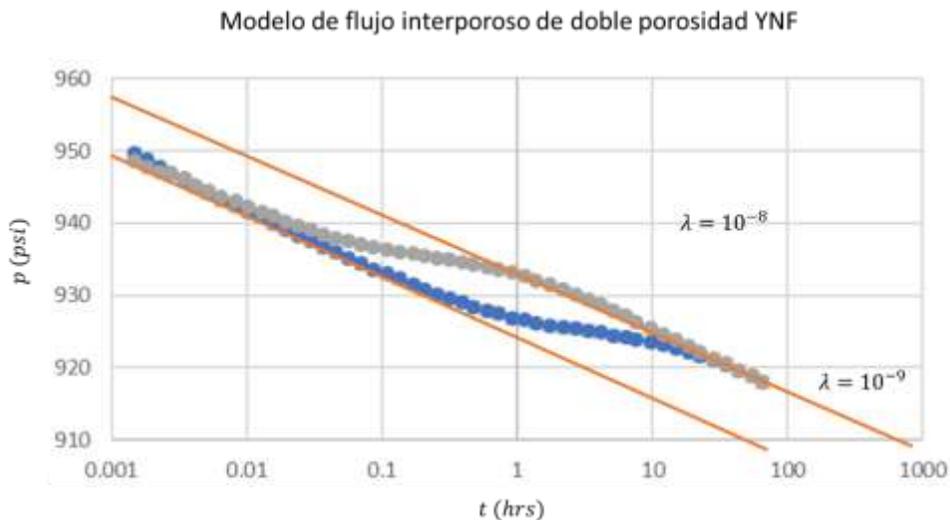


Figura 126 Gráfica de la presión vs tiempo en la cual ocurre la transición entre la matriz y la fractura y depende de λ (Miller-Dyes Hutchinson, 1955).

Conforme λ disminuye, la zona de transición entre la matriz y la fractura se retrasa. Entre mayor sea la permeabilidad de las fracturas en comparación con la de la matriz, mayor será el tiempo que tendrán disponible las fracturas para drenar antes de que el aporte de la matriz sea significativo.

6.2. Interpretación de pruebas de presión para yacimientos naturalmente fracturados

Cabe señalar que el análisis e interpretación de una prueba de presión consiste en ajustar los datos reales a un modelo teórico seleccionado, en el momento que ajustan los datos reales con la respuesta teórica del modelo dentro de un intervalo. Se obtienen los parámetros del sistema.

La secuencia de análisis e interpretación de una prueba de presión se resume en los siguientes pasos:

1. Revisión de la información de tiempo y presión registrada durante la prueba, esta información se visualiza en una gráfica cartesiana de presión contra tiempo.
2. En una gráfica de diagnóstico doble logarítmica de caída de presión y derivada, se selecciona el modelo teórico de análisis de acuerdo con el comportamiento de la función derivada.
3. Realizar el ajuste de los datos reales con el modelo teórico seleccionado en la gráfica de diagnóstico doble logarítmica. Este ajuste es por medio de curvas tipo representativas del modelo teórico o bien, por medio de software especializado de análisis de pruebas de presión asistido por computadora.
4. Del ajuste realizado en el paso anterior, obtener los parámetros característicos del yacimiento como son, permeabilidad y daño.
5. Finalmente incorporar los resultados a los estudios de caracterización de yacimientos, productividad de pozos o bien a los estudios de simulación numérica.

Un dato importante que aportan las pruebas de presión para la característica del medio poroso y para la simulación numérica de yacimientos es el cálculo o determinación del tamaño de bloque, este se determina de manera aproximada con el modelo de Warren y Root.

Del análisis de una prueba de presión en yacimientos fracturados se obtiene la permeabilidad del medio que se asocia a la permeabilidad de fractura k_2 , y el valor de lambda (λ) cuya expresión se presenta en la ecuación 6.2.

$$\lambda = \sigma \frac{k_m}{k_2} r_w^2. \quad 6.2.$$

Donde λ es el coeficiente de flujo interporoso, k_m corresponde a la permeabilidad en la matriz, k_2 es la permeabilidad en la fractura y r_w es el radio del pozo.

Con los valores de k_2 y λ se obtiene L o tamaño de bloque, además a sigma (σ) se le asocia un valor establecido dependiendo de la geometría del bloque de matriz, que pueden ser cubos, paralelepípedos por ejemplo que es representada por la ecuación 6.2.1., de la expresión de lambda

$$L = \sqrt{\frac{\lambda k_2}{v k_m}}. \quad 6.2.1.$$

Donde L es el tamaño del bloque de la matriz, donde λ es el coeficiente de flujo interporoso, k_m corresponde a la permeabilidad en la matriz, k_2 es la permeabilidad en la fractura.

Lo más importante de una prueba de presión en yacimientos naturalmente fracturados es que puede dar un panorama mayor sobre la conectividad de las fracturas con la matriz, al igual que la densidad o frecuencia del fracturamiento.

6.3. Ejercicio de yacimientos naturalmente fracturados

Se tiene el reporte de prueba de presión de un yacimiento encontrado en la zona de Campeche. En la **Figura 127** se muestra la gráfica de dicha prueba también, se muestran los siguientes datos del yacimiento y fluido.

$$h = 800 [ft]$$

$$\phi = 0.6 [adim]$$

$$B_o = 1.27 [adim]$$

$$\mu = 0.5 [cp]$$

$$c_t = 3 \times 10^{-5} [psi^{-1}]$$

$$q = 7760 [STB/día]$$

$$r_w = 0.33 [ft]$$

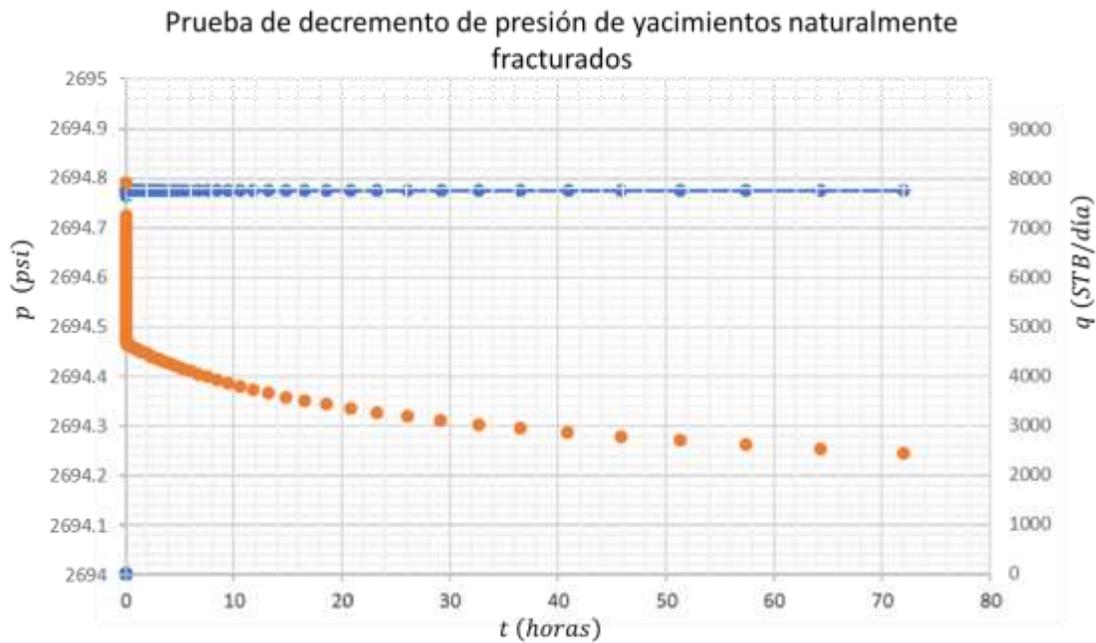


Figura 127 Gráfica de la presión vs tiempo para una prueba de decremento de presión para el ejercicio de yacimientos naturalmente fracturados en donde la presión es representada de color naranja, y una gráfica de gasto vs tiempo representada de color azul (Elaboración propia).

Estimar la permeabilidad (k), coeficiente de flujo interporoso (λ), y la capacidad de almacenamiento de las fracturas (ω).

Solución

Siguiendo los pasos del capítulo 6.2. y con ayuda de un software especializado se graficó y se añadieron los datos tanto de fluido como de formación.

1. Revisión de la información de tiempo y presión registrada durante la prueba, esta información se visualiza en una gráfica cartesiana de presión contra tiempo, como se muestra en la **Figura 128**.

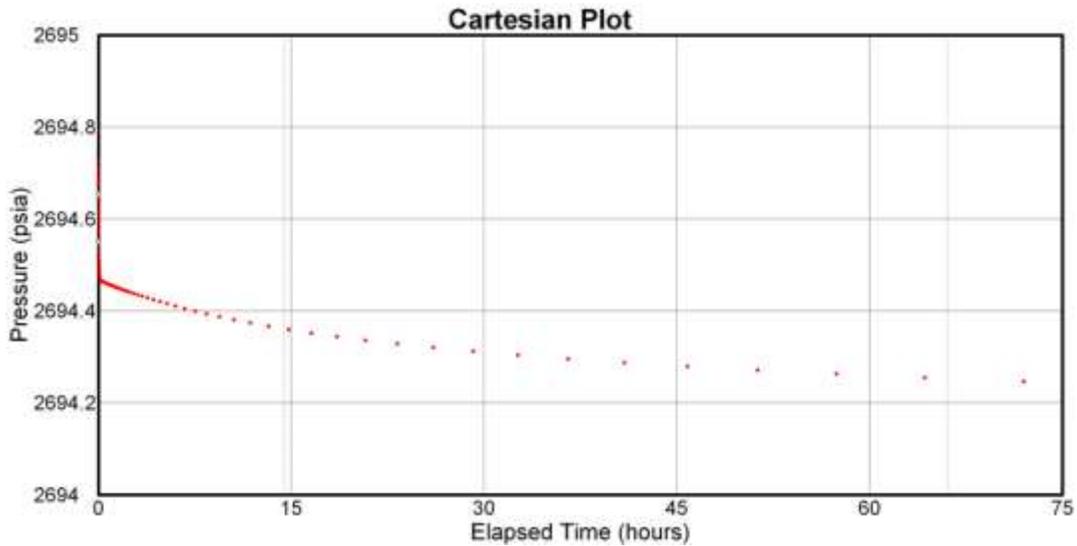


Figura 128 Gráfica de la presión vs tiempo representada de color rojo, para la una prueba de decremento de presión (Elaboración propia con software).

2. En una gráfica de diagnóstico doble logarítmica de caída de presión y derivada, se selecciona el modelo teórico de análisis de acuerdo con el comportamiento de la función derivada (**Figura 129**).

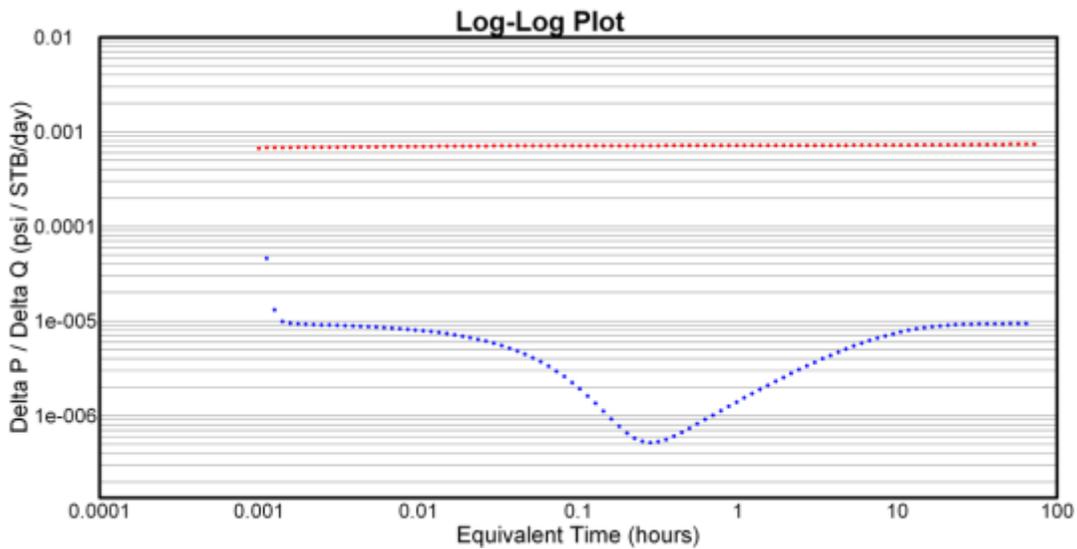


Figura 129 Gráfica de la presión vs tiempo logarítmica donde la gráfica roja es la derivada (Elaboración propia con software).

Lo que se puede interpretar de la Figura 129 es un valle que se observa entre el tiempo 0.1 y 1, en donde se infiere que está el coeficiente de flujo interporoso (λ), y la capacidad de almacenamiento de la fractura (ω).

3. Realizar el ajuste de los datos reales con el modelo teórico seleccionado en la gráfica de diagnóstico doble logarítmica (**Figura 130**). Este ajuste es por medio de curvas tipo representativas del modelo teórico o bien, por medio de software especializado de análisis de pruebas de presión asistido por computadora.

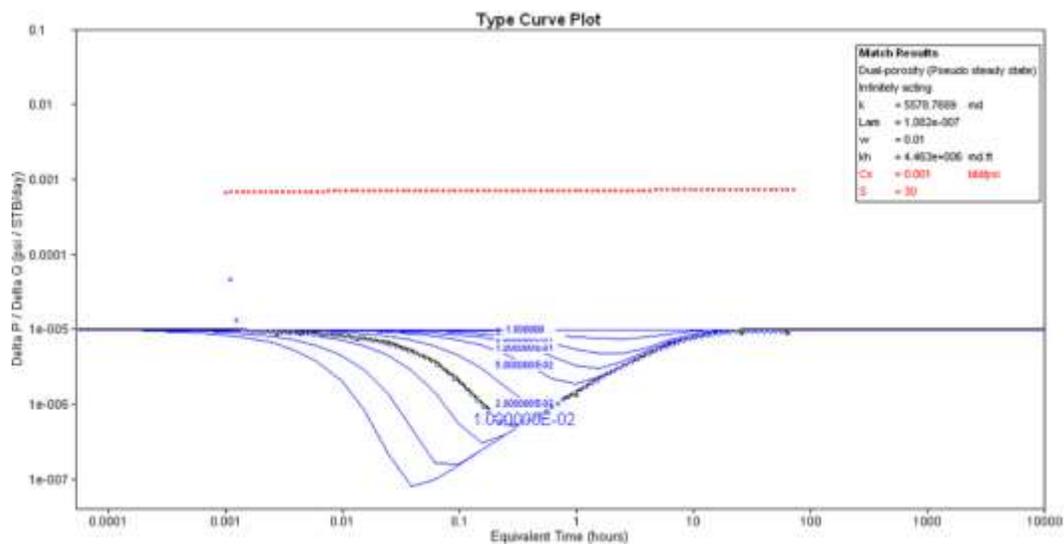


Figura 130 Gráfica logarítmica de la presión vs tiempo, ajustándose por una curva tipo (Elaboración propia software).

Como se observa en la Figura 130 la curva tipo que se ajusta mejor es la No. 4, teniendo los resultados de la **Figura 131**.

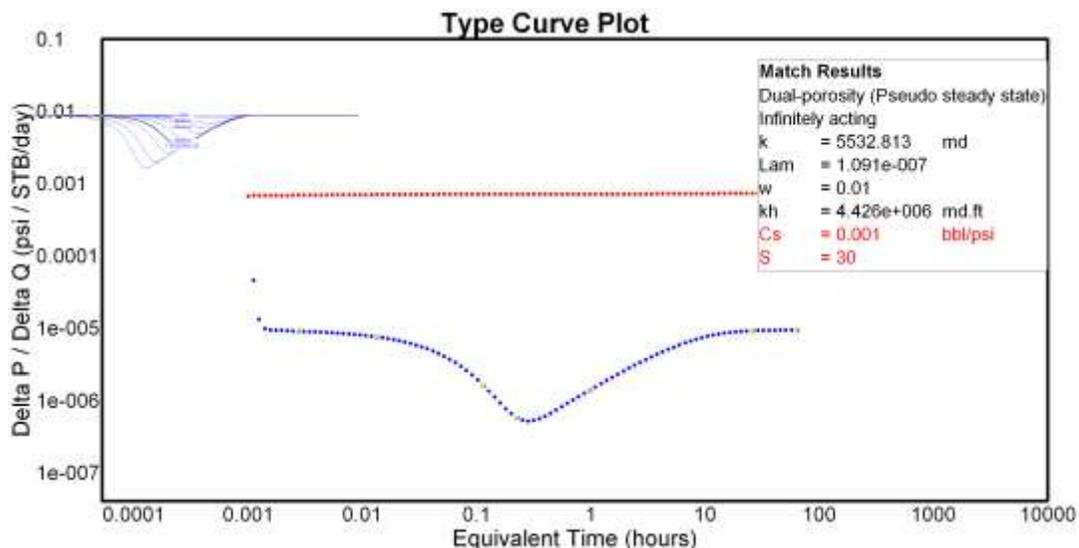


Figura 131 Gráfica logarítmica de la presión vs tiempo de una prueba de incremento un yacimiento naturalmente fracturado (Elaboración propia software).

4. Del ajuste realizado en el paso anterior, obtener los parámetros característicos del yacimiento como son, permeabilidad y daño.

Como se observa en la **Figura 131**, se tiene una permeabilidad $k = 5532.813 \text{ md}$ un coeficiente de flujo interporoso $\lambda = 1.09 \times 10^{-007}$, la capacidad de almacenamiento de la fractura $\omega = 0.01$, y el daño $S = 30$.

5. Finalmente incorporar los resultados a los estudios de caracterización de yacimientos, productividad de pozos o bien a los estudios de simulación numérica.

7. Análisis de datos de producción

7.1. Ecuación empírica de ARPS

Con el fin de realizar el análisis de las curvas de declinación sólo es necesario conocer el historial de producción del pozo o yacimiento. Para este tipo de estudio fueron desarrollados distintos métodos, dentro de los que destaca el descrito por ARPS en el que define tres tipos de declinación:

- Exponencial.
- Hiperbólica
- Armónica

Estos tipos de declinación son dependientes de un exponente que varía de 0 a 1, definiendo así el tipo de declinación.

En su trabajo ARPS propone distintas formas para analizar las curvas uno de ellos es el método estadístico en donde se busca una constante que permita realizar la predicción correspondiente, otro es un método de prueba y error en el que busca una constante que permita representar la curva de declinación como una línea recta y uno gráfico basado en curvas tipo dependientes de dos variables:

- El ritmo
- El exponente de declinación

7.2. Curva tipo Fetkovich

Fetkovich realizó la comprobación matemática, utilizando soluciones analíticas para la presión en el fondo del pozo, ecuaciones simples de balance de materia y ecuaciones de gasto en estado pseudo-estacionario para pozos de aceite y gas; proporcionando así, el sustento teórico de las ecuaciones propuestas por Arps. En estos estudios, Fetkovich también mostró las circunstancias bajo las cuales se pueden tomar ciertos valores de la constante de la declinación hiperbólica, basándose en el mecanismo de empuje predominante en el yacimiento.

Este método permite determinar de una manera más fácil los diferentes tipos de declinación presentes en el yacimiento. A través de la aplicación del método de curvas tipo Fetkovich se pueden analizar las declinaciones del comportamiento de los pozos individualmente, identificando así el tipo de curva de declinación mediante el cotejo de la producción.

Es importante mencionar que los gráficos del Logaritmo del gasto de gas con respecto al Logaritmo del tiempo para cada uno de los pozos se realizan con la finalidad de cotejar los datos

de producción que mejor se ajusten a la curva Tipo Fetkovich y así determinar el tipo de declinación presente en cada uno de ellos. En la **Figura 132** se muestra un gráfico de esta curva tipo.

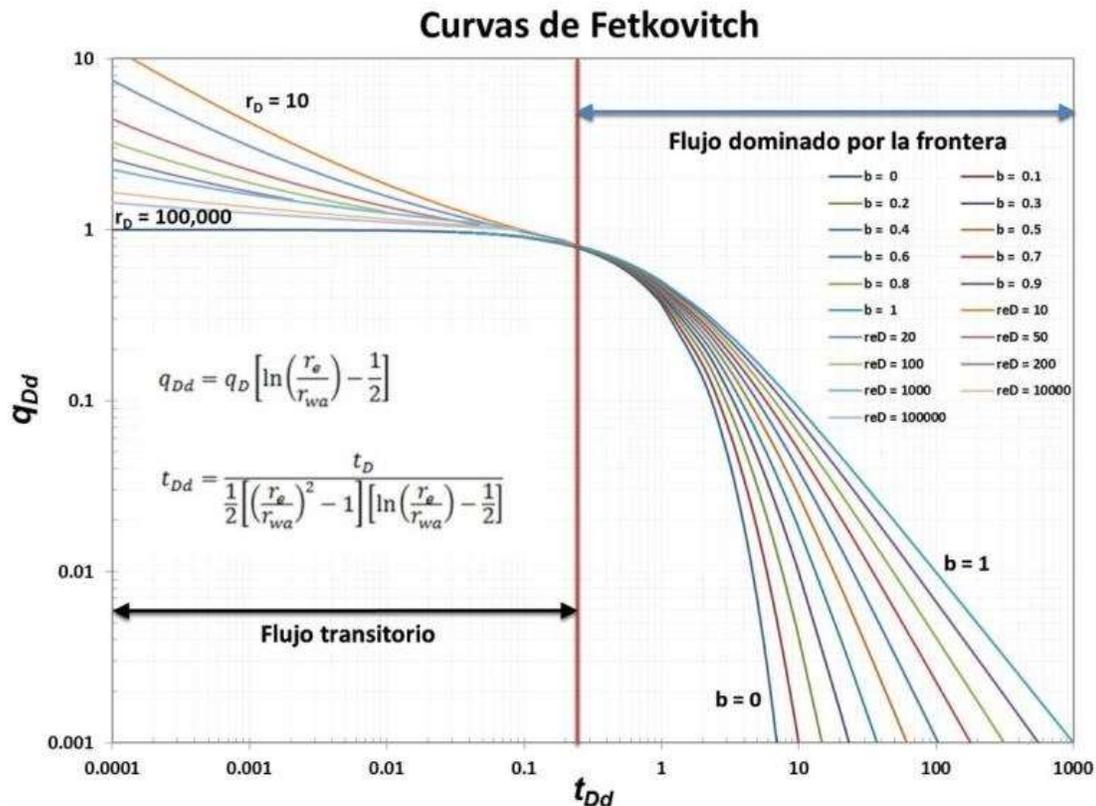


Figura 132 Curva Tipo Fetkovich (Fetkovich 2023)

7.3. Curva tipo Blasingame

En 1989 Blasingame presentó el uso de la integral de presión normalizada (Normalized Pressure Integral – NPI), con el fin de mejorar la interpretación de datos de presión que presenten mucho ruido. La integración de estos datos permitió suavizar su comportamiento disperso, derivándolos posteriormente para utilizarlos en el proceso de ajuste a curvas tipo.

Posteriormente Palacio y Blasingame en 1993 demostraron matemáticamente que era posible el análisis de producción a presión o caudal variable utilizando los conceptos de tiempo de balance de materia y caudal normalizado. Adicionalmente presentaron un conjunto de curvas tipo que permiten determinar el volumen de hidrocarburo in-situ, permeabilidad y daño de pozo, bajo condiciones de operación variable. (**Figura 133**).

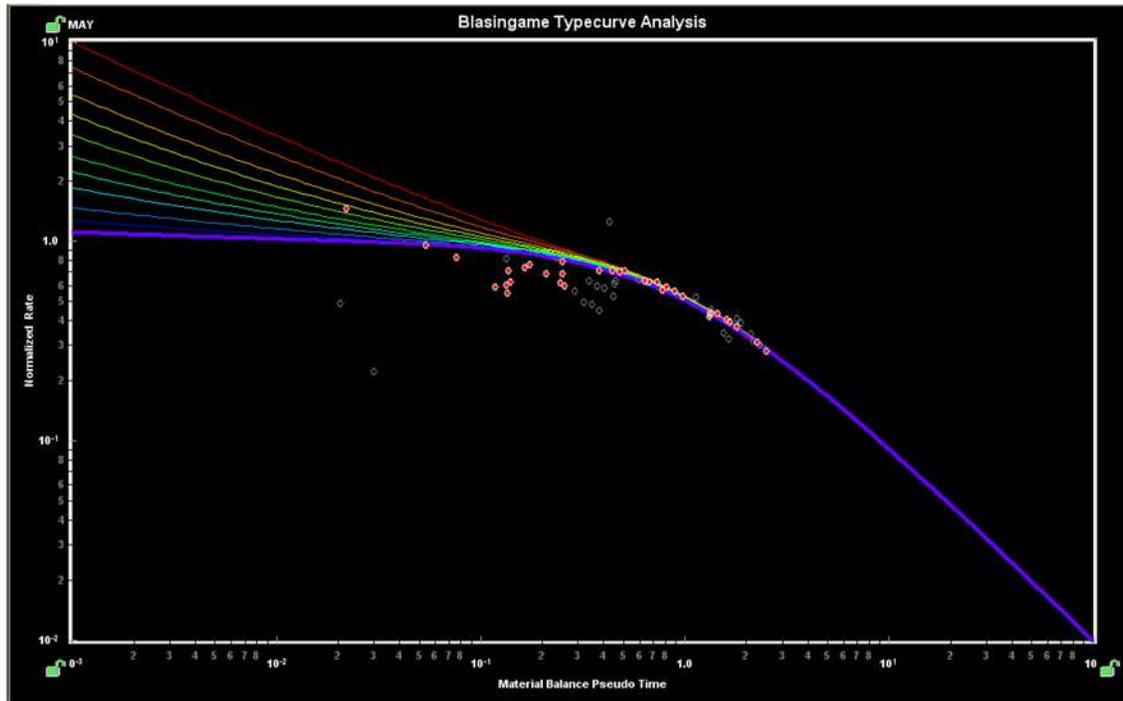


Figura 133 Curva tipo Blasingame Aragón-Aguilar (Israel, 2010).

7.4. Curva tipo Agarwal

Agarwal en 1999 con el fin de confirmar lo expuesto por Palacio y Blasingame, propusieron un método análogo utilizando presiones normalizadas a ser ajustadas con la inversa de la presión adimensional $\frac{1}{p_D}$ y su derivada, s diferencia de los anteriores autores, este método permite determinar fácilmente el momento en que se inicia el régimen de flujo pseudo-estacionario. Adicionalmente se podría confirmar si los datos analizados están bajo la influencia de efectos de pozo, tales como segregación de fases, para ser descartados.

Básicamente propone una gráfica doble logarítmica (ver **Figura 134**), donde se presentaba una presión y tiempo adimensionales, las curvas teóricas podían ajustarse a una curva de comportamiento real, así se podían obtener variaciones de almacenamiento y daño.

Sus desventajas eran las diversas curvas para ajustarse, por lo que se presentabas problemas de unicidad, no se ajustaban sólo a una si no a varias, había mucha incertidumbre en la respuesta.

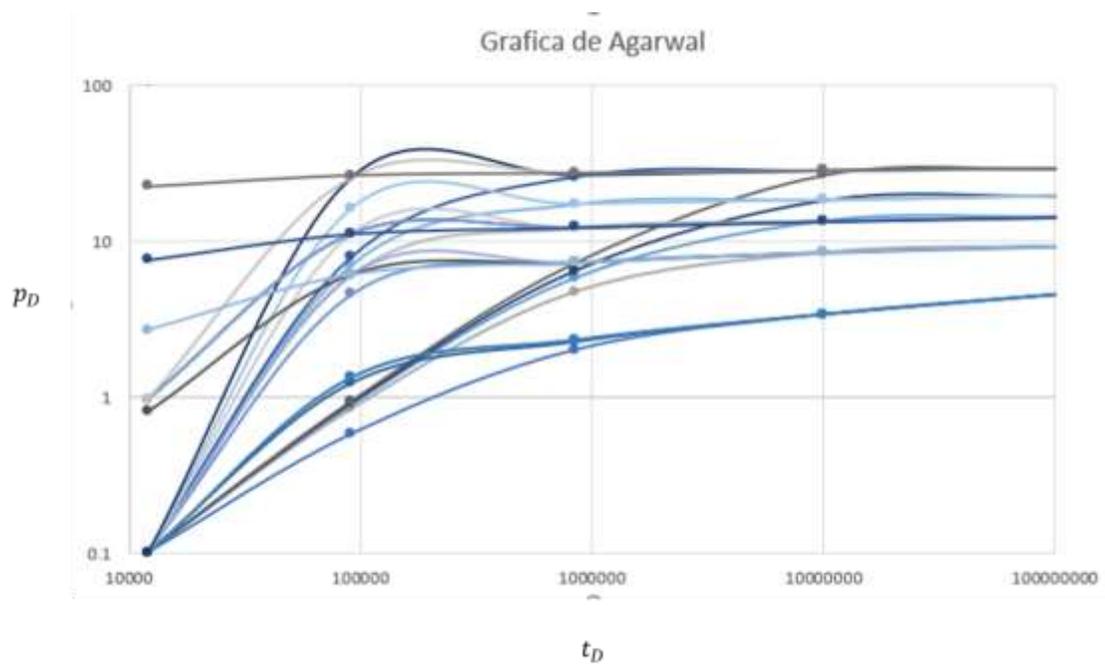


Figura 134 Curva Tipo Agarwal (Modificada de López 2020).

8. Conclusiones

En resumen, a lo largo de este proceso he comprendido la importancia de reforzar continuamente los conocimientos adquiridos, reconociendo que cada persona aprende de manera distinta. Entre los aspectos más relevantes que he identificado, destacan los siguientes:

- **Relevancia de la práctica constante:** Es crucial realizar tanto ejercicios sencillos como complejos, ya que ambos contribuyen de manera significativa a un aprendizaje más sólido.
- **Verificación de resultados:** La validación de los datos obtenidos es esencial. Al resolver todos los problemas propuestos en este trabajo utilizando software especializado, confirmé que los resultados eran consistentes, lo cual refuerza la fiabilidad de los métodos empleados.
- **Importancia de los conceptos básicos:** Los fundamentos teóricos me han permitido abordar con mayor comprensión temas más complejos, como los yacimientos de doble porosidad con intercambio de fluidos.
- **Transmisión del conocimiento:** Aprendí la importancia de saber explicar de manera clara lo que ya he comprendido, lo cual facilita tanto el aprendizaje propio como el de los demás.
- **Uso de diagramas en el aprendizaje:** La elaboración de diagramas ha demostrado ser una herramienta eficaz para simplificar la retención de conceptos, como se evidenció en el estudio de la teoría de señales.
- **Impacto de los colores en la memoria visual:** Los colores con alta saturación, como el rojo, azul, amarillo y verde, son especialmente efectivos para ayudar al cerebro a recordar información presentada en gráficos y figuras.
- **Organización de la información:** Estructurar la información en tablas facilita una mejor comprensión y retención de conceptos, lo que hace el aprendizaje más accesible.
- **Potencial como material de apoyo:** Este trabajo podría servir como una guía o recurso de apoyo para futuras generaciones de estudiantes, ayudando a consolidar conocimientos clave en el área.

9. Unidades utilizadas

A A_w	$[ft^2]$ $[ft^2]$	$(\text{libras/pulgada}^2)^2$
B_o	$[adim]$	adimensional
C	$[ft^3/psi]$	$\text{pies}^3/\text{libras/pulgada}^2$
c_t	$[psi^{-1}]$	$(\text{libras/pulgada}^2)^{-1}$
F_C	$[adim]$	adimensional
F_{CD}	$[adim]$	adimensional
h	$[ft]$	pies
k k_f	$[md]$	milidarcy
m	$[psi/ciclo]$	$\frac{\text{libras}}{\text{pulgada}^2}/\text{ciclo}$
m_{Lf}	$[psi/ciclo]$	
p p_i p_{ws} p_{wf}	$[psi]$	libras/pulgada^2
q q_w q_{sf}	$[STB/día]$	Barriles estandar/día
r r_e r_w	$[ft]$	pies
S S_f	$[adim]$	adimensional
t t_e t_p	$[horas]$	horas
$t_{D_{xhf}}$ $t_{D_{ebf}}$ $t_{D_{blf}}$ $t_{D_{brf}}$	$[adim]$	adimensional
V_w	$[ft^3/psi]$	$\text{pies}^3/\text{libras/pulgada}^2$
w_f	$[adim]$	adimensional
x_{hf}	$[ft]$	pies

\emptyset	[<i>adim</i>]	<i>adimensional</i>
λ	[<i>adim</i>]	<i>adimensional</i>
μ	[<i>cp</i>]	<i>centipoise</i>
ρ	[<i>lb_m/ft³</i>]	<i>libras/pies³</i>

10. Bibliografía

Libros:

Cinco Ley, H., Samaniego V., F., & Viturat, D. (1985). *Pressure transient analysis for high-permeability reservoirs*. Society of Petroleum Engineers (SPE), Las Vegas, 22-25.

Matthews, C. S., & Russell, D. G. (1967). *Pressure buildup and flow test in well* (Monograph Series). Society of Petroleum Engineers (SPE), Richardson.

Spivey, J. P., & Lee, W. J. (2013). *Applied well test interpretation*. 57-72, 162-169.

Artículos en revistas:

Bourdet, D. (2002). Well test analysis: The use of advanced interpretation models. *SPE Journal*, 36-39, 155-160.

Kazemi, H. (1969). Pressure transient analysis of naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution. *SPE Journal*, 451-462.

Najurieta, H. L. (1980). A theory for pressure transient analysis in naturally fractured reservoirs. *SPE Journal*, 1241-1250.

Streltsova, T. D. (1983). Well pressure behavior of a naturally fractured reservoir. *SPE Journal*, 769-780.

Warren, J. E., & Root, P. J. (1963). The behavior of naturally fractured reservoirs. *SPE Journal*, 245-255.

Tesis, Cuadernos y Notas:

Cinco Ley, H. (1990). Nuevos conceptos en el diseño, conducción e interpretación de pruebas de incremento de presión. *Revista de la Universidad de Ingeniería*, 23-24.

López Jiménez, B. A. (2020). *Notas de caracterización dinámica de yacimientos*.

Martínez Meneses, J. E. (2018). *Cuaderno de ejercicios para caracterización dinámica de yacimientos: flujo en medios porosos*, 44-50, 115.