



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**CONCEPTOS BÁSICOS DE
CARACTERIZACIÓN DINÁMICA
DE YACIMIENTOS**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P R E S E N T A:

BOBADILLA GARCÍA GASTÓN ENRIQUE

DIRECTOR DE TESIS: ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

MÉXICO D. F. CD. UNIVERSITARIA, AGOSTO 2012



Í N D I C E

	Página
RESUMEN	i
CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES	
1.1. Definición y Antecedentes de la Caracterización Dinámica	1
1.2. Caracterizaciones Estática y Dinámica	1
1.2.1. Caracterización Estática	1
1.2.2. Caracterización Dinámica	2
1.3. Herramientas de la Caracterización Dinámica	4
1.3.1. Datos históricos de producción (agua, aceite y gas)	4
1.3.2. Pruebas de variación de presión	6
1.3.3. Registros de presión de fondo fluyendo y cerrado	10
1.3.4. Registros de molinete hidráulico y temperatura	15
1.3.5. Trazadores radiactivos (prueba de trazadores)	21
1.3.6. Datos de comportamiento del yacimiento	26
1.4. Ejemplos de la Caracterización Dinámica	37
CAPÍTULO 2. ANTECEDENTES DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN	
2.1. Conceptos básicos del flujo de fluidos en medios porosos	45
2.1.1. Elementos que controlan el flujo de fluidos en un yacimiento	46
2.1.2. Ecuación de difusión y soluciones	47
2.1.3. Ecuación de difusión para coordenadas radiales y coordenadas cartesianas	50
2.1.4. Condiciones iniciales y de frontera	51
2.1.5. Geometría de flujo en yacimientos	53
2.1.6. Variables adimensionales	54
2.1.7. Soluciones de la ecuación de difusión	56
2.1.8. Flujo lineal	57
2.1.9. Flujo radial	64
2.1.9.1. Soluciones para el flujo radial considerando que el pozo produce a gasto constante	65
2.1.9.2. Validez de la solución de “Fuente lineal”	66
2.1.9.3. Yacimiento finito cerrado (frontera externa impermeable)	68

2.1.9.4. Flujo pseudo-estacionario	71
2.1.9.5. Estimación de parámetros	67
2.1.9.6. Yacimiento finito con frontera a presión constante	72
2.1.9.7. Solución para el flujo radial considerando que el pozo produce a presión de fondo constante	72
2.1.10. Flujo esférico	74
Solución para flujo esférico considerando que el pozo produce a gasto constante	75
2.1.11. Cambio de presión en el pozo	76
2.2. Definición de modelos de flujo	77
2.2.1. Tipos de flujo en un yacimiento	77
2.3. Tipos de Registros de Presión en Pozos	77
2.3.1. Introducción: Importancia y principales tipos de registros de presión en fondo	77
2.3.2. Registros de presión de fondo cerrado y fluyendo	78
2.3.3. Pruebas de decremento	78
2.3.4. Pruebas de incremento	78
2.3.5. Pruebas de interferencia	79
2.3.5.1. Pruebas de interferencia vertical (un solo pozo)	80
2.3.5.2. Prueba de pulso	81
2.3.5.3. Prueba de inyección	82
2.3.5.4. Prueba de cierre en pozos inyectores (fall-off)	83
2.4. Principio de superposición.	83
2.4.1. Principio de superposición en espacio	84
2.4.2. Principio de superposición en tiempo	84

CAPÍTULO 3. PRINCIPALES PRUEBAS DE PRESIÓN

3.1. Pruebas de decremento de presión (Drawdown tests)	86
Análisis de pruebas de decremento	83
3.1.1. Análisis para el periodo transitorio (yacimiento infinito) y flujo radial	87
3.1.2. Cálculo de volumen poroso y área de drene	
Prueba de límite de yacimiento (Análisis para el periodo de flujo Pseudo-Estacionario)	88
3.1.3. Ejemplos de aplicación	89
3.2. Pruebas de incremento de presión (Buildup tests)	95
3.2.1. Análisis de pruebas de incremento	96

3.3.	Pruebas de interferencia	97
3.3.1.	Análisis de Pruebas de interferencia, técnica semi-log	97
3.3.2.	Análisis de pruebas de interferencia mediante curva tipo	99
3.4	Función de derivada y sus aplicaciones	105
3.4.1.	Diagnóstico de flujo	105
3.4.2.	Geometrías de flujo en el yacimiento	111
3.4.3.	Suavizamiento y normalización de datos	111

CAPÍTULO 4. EFECTO DE ALMACENAMIENTO Y DAÑO EN EL POZO

4.1.	Almacenamiento	114
4.2.	Evaluación	117
4.3.	Definición de daño	118
4.3.1.	Daño total	119
4.3.2.	Factor de daño real de la formación	119
4.4.	Factores de pseudo-daño	121
4.4.1.	Daño total	126

CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE DATOS DE PRODUCCIÓN

5.1.	Importancia de los datos de producción	127
5.2.	Tipos de Declinación	127
5.2.1.	Declinación transitoria	127
5.2.2.	Declinación en estado pseudo-estacionario	129
5.2.3.	Declinación exponencial	129
5.2.4.	Declinación Hiperbólica	135
5.2.5.	Declinación Armónica	137
5.3.	Ajuste por Curvas Tipo	139

CAPÍTULO 6. ANÁLISIS INTEGRAL DE LA INFORMACIÓN

	Integración de los registros de presión y producción por pozo	146
6.1.	Definición de la escala única de tiempo	146
6.2.	Integración y sincronización de datos	148
6.3.	Delimitación de periodos de flujo	148
6.4.	Validación de datos de presión y de producción	149

6.5. Diagnóstico de geometrías de flujo y de heterogeneidades	149
6.6. Integración y definición del modelo de flujo	151
6.7. Estimación de parámetros	151
6.8. Diagnóstico y evaluación de mecanismos de producción	152
6.9. Diagnóstico y evaluación de interferencia de producción	154
CONCLUSIONES	156
BIBLIOGRAFÍA	157

R E S U M E N

El presente trabajo tiene como objetivo principal proporcionar a los alumnos de la Carrera de Ingeniería Petrolera una fuente de información clara y concreta relacionada con los conceptos y temas contenidos en la asignatura “**Caracterización Dinámica de Yacimientos** que actualmente se imparte en la Facultad de Ingeniería, UNAM. Así mismo, el presente trabajo tiene la finalidad de servir como manual de consulta a los profesionistas relacionados con la industria petrolera. Cabe mencionar, que los temas tratados en este trabajo se encuentran en forma dispersa en la literatura técnica, lo cual provoca en la mayoría de los casos, no tener acceso inmediato a la información requerida. Por tal motivo, se consideró pertinente elaborar la Tesis Profesional denominada “**Conceptos Básicos de Caracterización Dinámica de Yacimientos**”. No obstante, si el lector requiriera de mayor información, al final del trabajo se enlista todas las referencias empleadas para el desarrollo del mismo. Esperando de antemano que dicho trabajo cumpla con los objetivos para el cual fue elaborado, a continuación se da una breve descripción de su contenido.

1. Antecedentes
2. Antecedentes de las pruebas de presión
3. Principales pruebas de presión
4. Efecto de almacenamiento y daño en el pozo
5. Análisis de datos de producción
6. Análisis integral de la información

El Capítulo 1 de Antecedentes de este trabajo se discute el concepto de caracterización dinámica de yacimientos a través del análisis de información de pruebas de presión, datos de producción, datos de molinete hidráulico, registro de temperatura, pruebas de trazadores y comportamientos del yacimiento. La caracterización dinámica toma en consideración los datos aportados por el proceso de caracterización estática, obtenida mediante la integración de información geológica, geofísica, registros de pozos, petrofísica y pVT.

En el Capítulo 2 Antecedentes de las pruebas de presión se estudian las bases de la interpretación de pruebas de presión y para esto es conveniente primero conocer la naturaleza del flujo en los yacimientos, las bases matemáticas, así como las suposiciones involucradas en cada modelo. Por otro lado, la geometría de flujo en el yacimiento puede seguir diversos modelos: lineal, radial, esférico, elíptico, etc., dependiendo la manera en que esté terminado el pozo, de los elementos que limiten al medio poroso y de las heterogeneidades presentes.

Por lo anterior, es necesario tener en mente que la suposición generalizada de que se tiene flujo radial cilíndrico bajo condiciones de una sola fase no siempre es válida, lo que hace indispensable contar con herramientas de diagnóstico y con información adicional para seleccionar el modelo de flujo correcto y así poder lograr una interpretación confiable de una prueba de presión.

En el Capítulo 3 Principales pruebas de presión se describe como se realizan la interpretación de una prueba de decremento a gasto constante y la de una prueba de incremento, ya que esta última es más utilizada en la industria petrolera y se diseñan secuencialmente con las pruebas de decremento, con lo que se logran perturbaciones de presión importantes en el medio poroso.

En el Capítulo 4 Efectos de almacenamiento y daño en el pozo se define el concepto de almacenamiento y daño, ya que algunas veces el almacenamiento de pozos es referido como una post-producción o una descarga. La post-producción se refiere al flujo a través de la cara de la formación durante las condiciones de cierre, mientras que la descarga se refiere a una liberación del fluido durante el decremento. Y por otra parte las causas que ocasionan a una formación productora de hidrocarburos la pérdida de productividad o inyectabilidad, llamada daño.

En el Capítulo 5 Análisis de datos de producción se analizan algunos conceptos del análisis de la declinación de la producción por pozo y por yacimiento. Se analizan herramientas como curva tipo para obtener parámetros característicos del yacimiento. De igual forma, se estudian los diferentes tipos de declinaciones: exponencial, hiperbólica y armónica.

En el Capítulo 6 Análisis integral de la información se presenta una descripción general del proceso de sincronización de datos de presión tales como: registros de presión de fondo cerrado, fluyentes, pruebas de incremento y decremento en conjunto con los datos históricos de producción por pozo; lo anterior para ajustar la historia de presión mediante el análisis integral de las presiones, técnica que permite validar parámetros del yacimiento y modelo de flujo.

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES

La optimización de la explotación de un campo tiene como objetivo maximizar el valor económico del recurso a través de la implantación de tecnología desde y durante las recuperaciones primaria, secundaria, mejorada, terminación de pozos y de sistemas artificiales de bombeo. Este proceso de optimización se debe basar en la simulación de escenarios del comportamiento del **yacimiento-pozo-sistema** superficial para seleccionar la mejor opción de explotación, sin olvidar el punto de vista económico. Una simulación confiable requiere un conocimiento de las propiedades de roca y del movimiento de fluidos del yacimiento, tanto en el sentido areal como en el vertical.

Tradicionalmente, la caracterización de yacimientos se ha basado en información sísmica, geológica, de núcleos y de registros de pozos. A este tipo de proceso se le conoce como caracterización “estática” de yacimientos ya que los resultados son independientes de los procesos que ocurren durante la explotación de un yacimiento.

El objetivo del presente trabajo es discutir el concepto de caracterización dinámica de yacimientos y su aplicación en la caracterización de yacimientos a través del análisis de datos de campo, haciendo énfasis en que ésta debe ser considerada como un insumo para la simulación numérica de yacimientos.

1.1. DEFINICIÓN Y ANTECEDENTES DE LA CARACTERIZACIÓN DINÁMICA

Se puede definir como el proceso mediante el cual se identifican y evalúan los elementos que afectan la explotación de un yacimiento a través del análisis de variables que indican el comportamiento del sistema, tales como presión, temperatura, flujo y trazadores entre otros elementos.

1.1.1. Antecedentes

La confiabilidad de la simulación numérica de un yacimiento depende de su eficacia para representar los fenómenos que ocurren durante su explotación y de la información que se suministre al modelo de simulación, por lo cual, la caracterización dinámica debe de ser considerada como un estudio previo a la simulación numérica y no solo considerar el modelo estático como única fuente de información.

1.2. CARACTERIZACIONES ESTÁTICA Y DINÁMICA

1.2.1. Caracterización Estática

La caracterización estática de un yacimiento se lleva a cabo mediante la aplicación de distintas disciplinas tales como la geología, geofísica, petrofísica, etc. con el fin de conocer los tipos de roca que constituyen el yacimiento así como su tamaño y forma. Para detectar y evaluar los elementos que constituyen un yacimiento se disponen de ciertas herramientas, las cuales se ilustran en la **Figura 1.1.**, y son:

- Datos Geofísicos
- Datos Geológicos
- Registros de Pozos
- Datos de Laboratorio

Los métodos de exploración geológica son muy útiles para hacer predicciones, que permiten conocer los sitios más favorables para perforar pozos exploratorios.

La geología subsuperficial proporciona mayor información acerca de las estructuras geológicas existentes con lo cual se construyen y configuran mapas, éstos pueden ser:

- a) Mapas de cimas y bases del yacimiento
- b) Mapas de isopacas o isoespesores de la estructura geológica almacenadora.
- c) Secciones transversales (representación de la geometría, espesor y litología de los estratos en forma vertical).



Figura 1.1.- Herramientas de la Caracterización Estática

1.2.2. Caracterización Dinámica

Se puede definir como el proceso mediante el cual se identifican y evalúan los elementos que afectan la explotación de un yacimiento a través del análisis de variables que indican el comportamiento del sistema, tales como presión, temperatura, flujo y trazadores entre otros elementos.

Su Objetivo es la detección y evaluación de los elementos que afectan los procesos de flujo presentes durante la explotación de un yacimiento, tales como fallas geológicas, acuíferos, estratificación, discordancias, doble porosidad, doble permeabilidad y fracturas entre otros, tal como se muestra en la **Figura 1.2**.

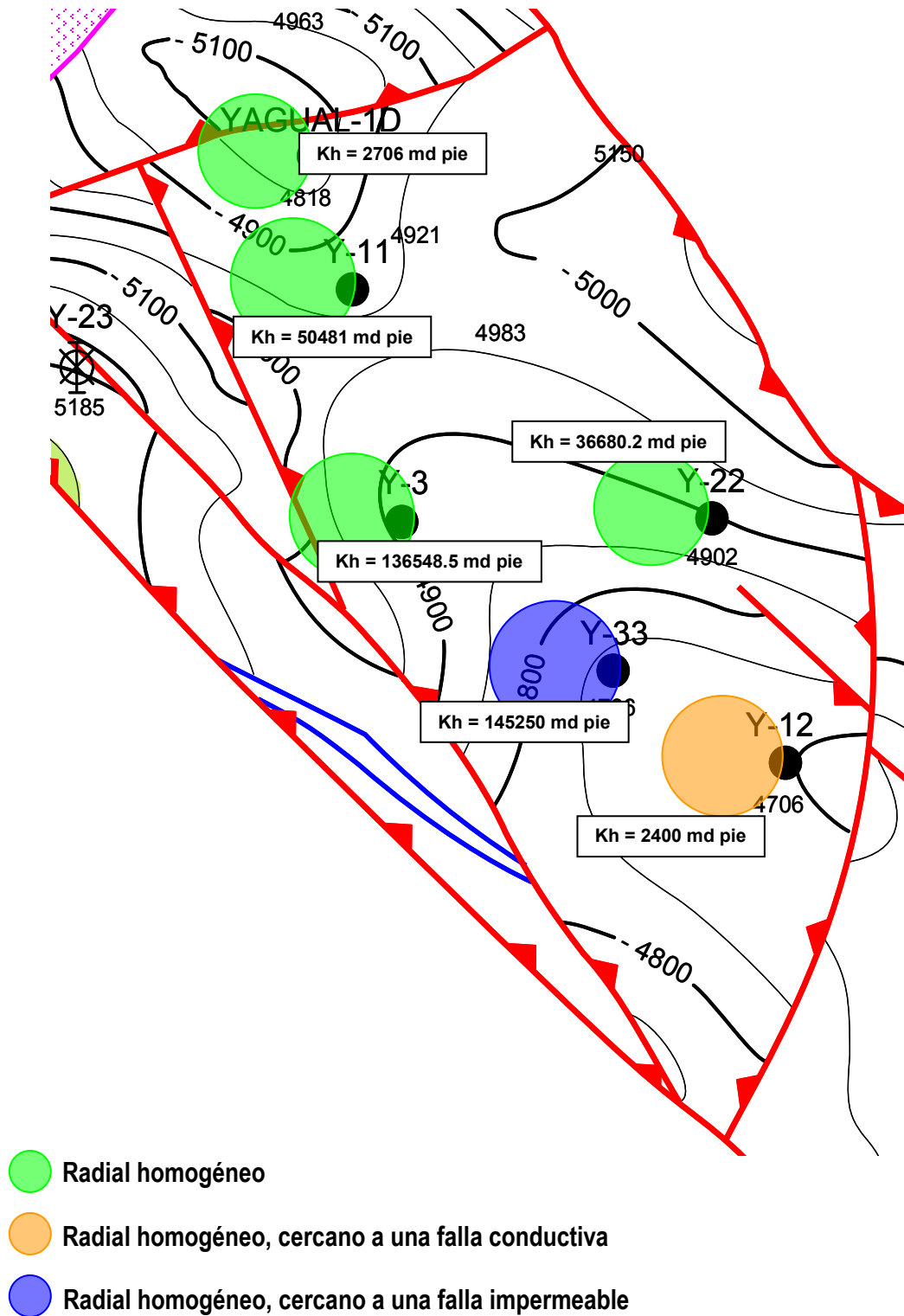


Figura 1.2.- Información obtenida mediante Caracterización Dinámica

1.3. HERRAMIENTAS DE LA CARACTERIZACIÓN DINÁMICA

Las herramientas utilizadas para la Caracterización Dinámica del yacimiento son:

1.3.1. Datos históricos de producción (agua, aceite y gas)

1.3.2. Pruebas de variación de presión

1.3.3. Registros de presión de fondo fluyendo y cerrado

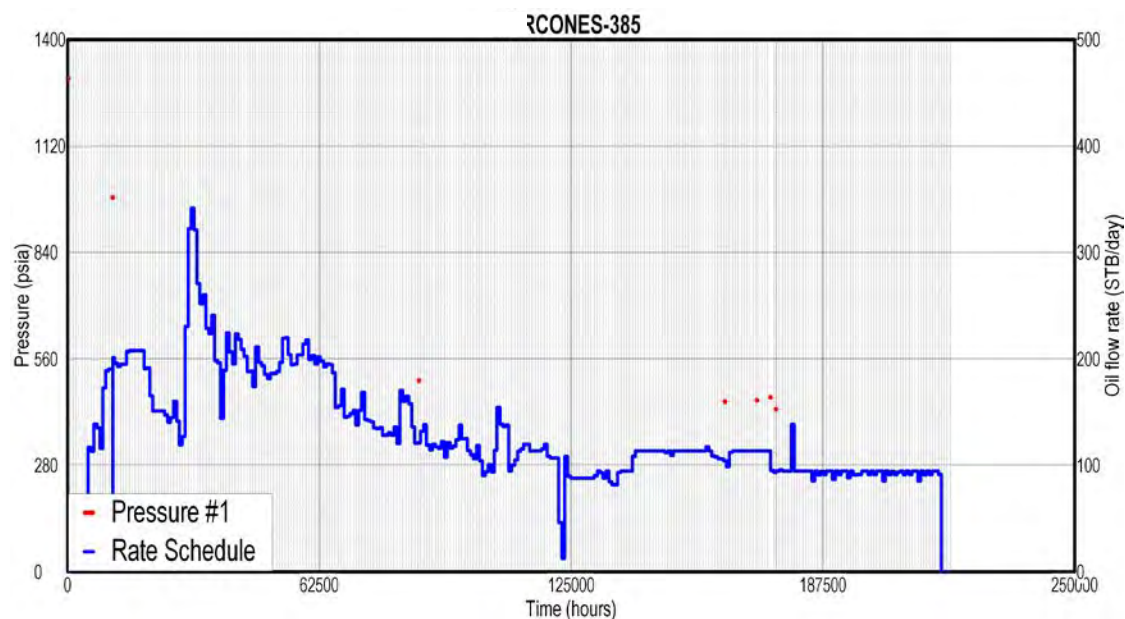
1.3.4. Registros de molinete hidráulico y temperatura

1.3.5. Pruebas de trazadores

1.3.6. Datos de comportamiento del yacimiento

1.3.1. Datos históricos de producción (agua, aceite y gas)

El análisis de datos de producción de un pozo (**Figura 1.3.**); no sólo permite determinar el tipo de declinación sino que también puede proporcionar información sobre el volumen poroso de drenaje, los patrones de flujo y las fronteras que lo limitan, así como también en algunos casos calcular la permeabilidad (**k**) y el daño (**s**). La historia de producción de un pozo (o de un yacimiento) puede considerarse como una prueba de decremento con gasto variable. El análisis de la producción total de un campo y de su historia de presión de fondo fluyente y estática puede ser utilizada para obtener como resultado la evaluación del volumen original de hidrocarburos, así como el modelo de entrada de agua. El análisis puede ser mediante el uso de curvas tipo: **Fetkovich (Figura 1.4.)**, Blasingame, etc.



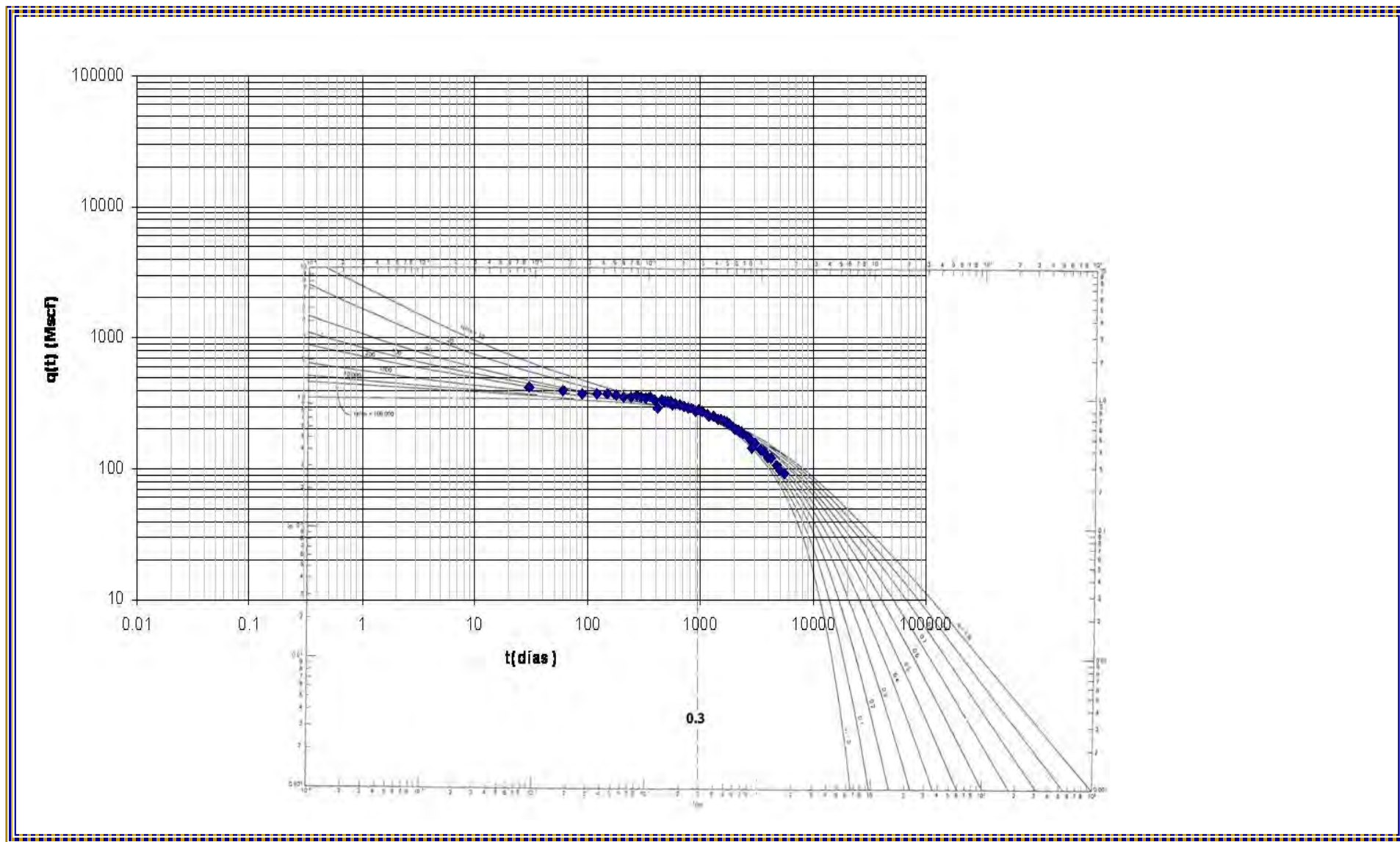


Figura 1.4.- Curvas Tipo Fetkovich

1.3.2. Pruebas de variación de presión

Entre las herramientas mencionadas, las que destacan por su versatilidad y capacidad de análisis del yacimiento son las pruebas de presión (**Figura 1.5**) y los datos de producción. En este caso es posible evaluar con un alto grado de certidumbre la permeabilidad, anisotropía, volumen poroso, compresibilidad total del sistema, doble porosidad, doble permeabilidad, fallas geológicas, discordancias, fracturas, acuñamientos, entrada de agua, presencia de casquete de gas, etc.

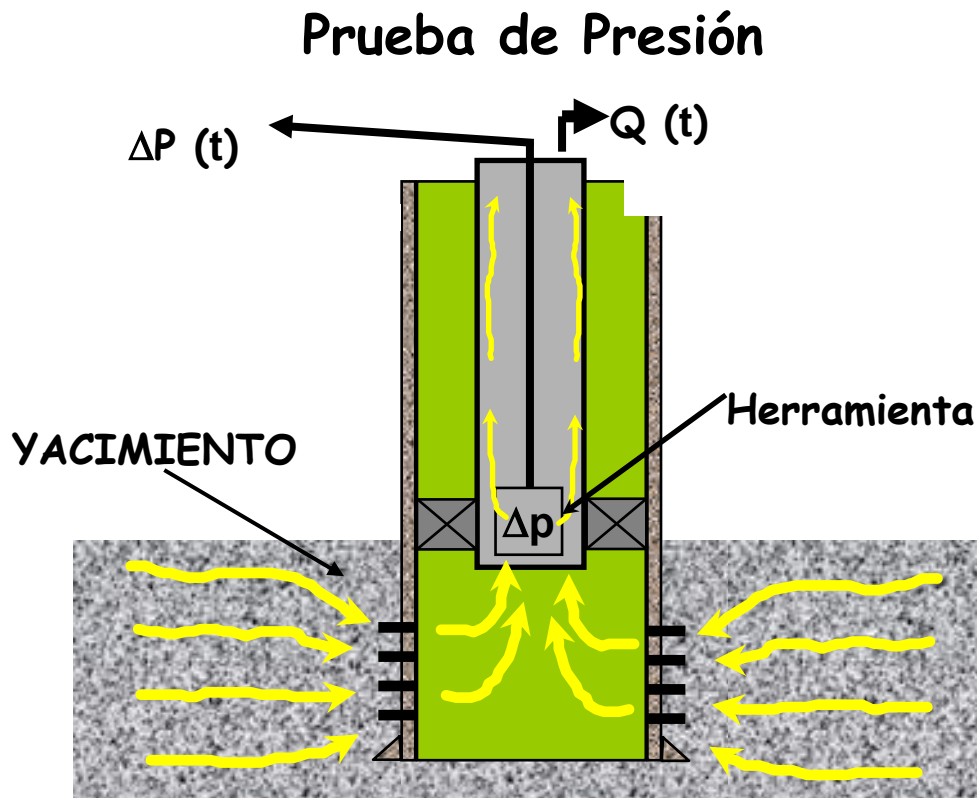


Figura 1.5.- Diagrama de la toma de información de una prueba de presión

Las pruebas de un solo pozo (decremento, incremento, inyección, decaimiento y gasto variable, **Figura 1.6.**) permiten evaluar el modelo de flujo del yacimiento hacia el pozo y los parámetros asociados al modelo, así como las condiciones de la eficiencia de la terminación del pozo (factor de daño). Por otro lado, las pruebas multipozos (interferencia, pulsos, **Figura 1.7.**) proporcionan información sobre el grado de conectividad entre diversas partes del yacimiento y sobre la capacidad de almacenamiento de la formación.

PRUEBA EN UN SOLO POZO

Se define como la medición continua del cambio de presión en el fondo del pozo debido a un cambio en las condiciones de producción o inyección en el mismo pozo.

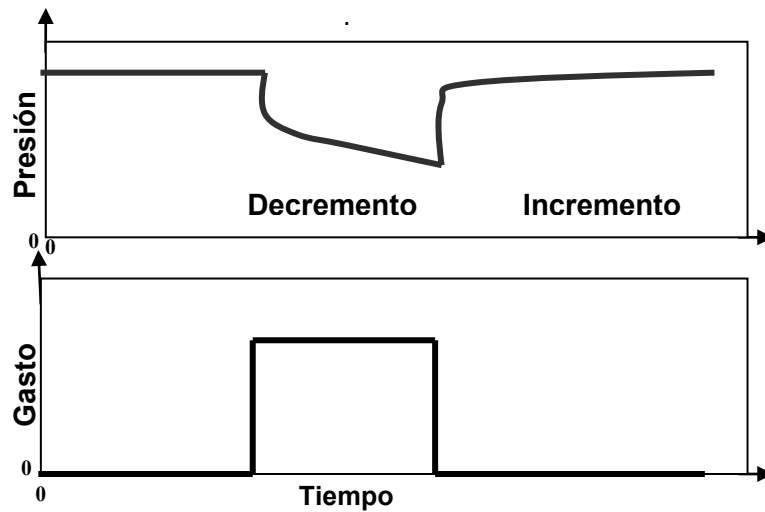


Figura 1.6.- Prueba en un solo pozo

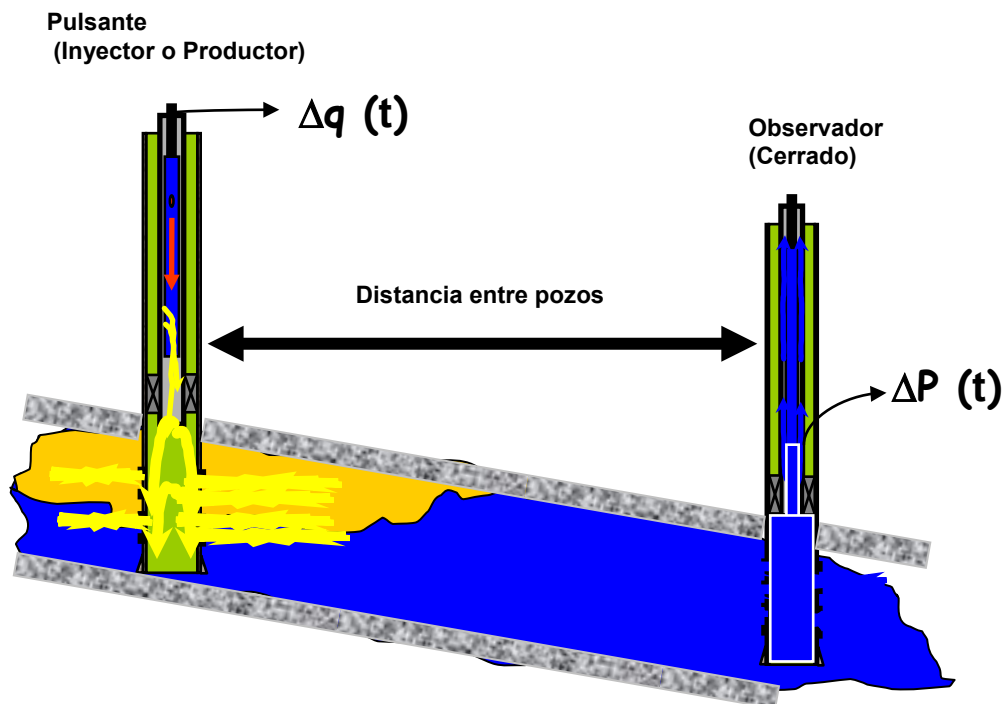


Figura 1.7.- Prueba en multi-pozo (Dos pozos)

PRUEBA DE INTERFERENCIA

Medición continua en un pozo de observación de la respuesta de presión causada por un cambio del gasto (caudal) en otro pozo (activo). El análisis de la información $\Delta P(t)$ puede realizarse mediante curvas tipo, tal como lo muestra la **Figura 1.8**.

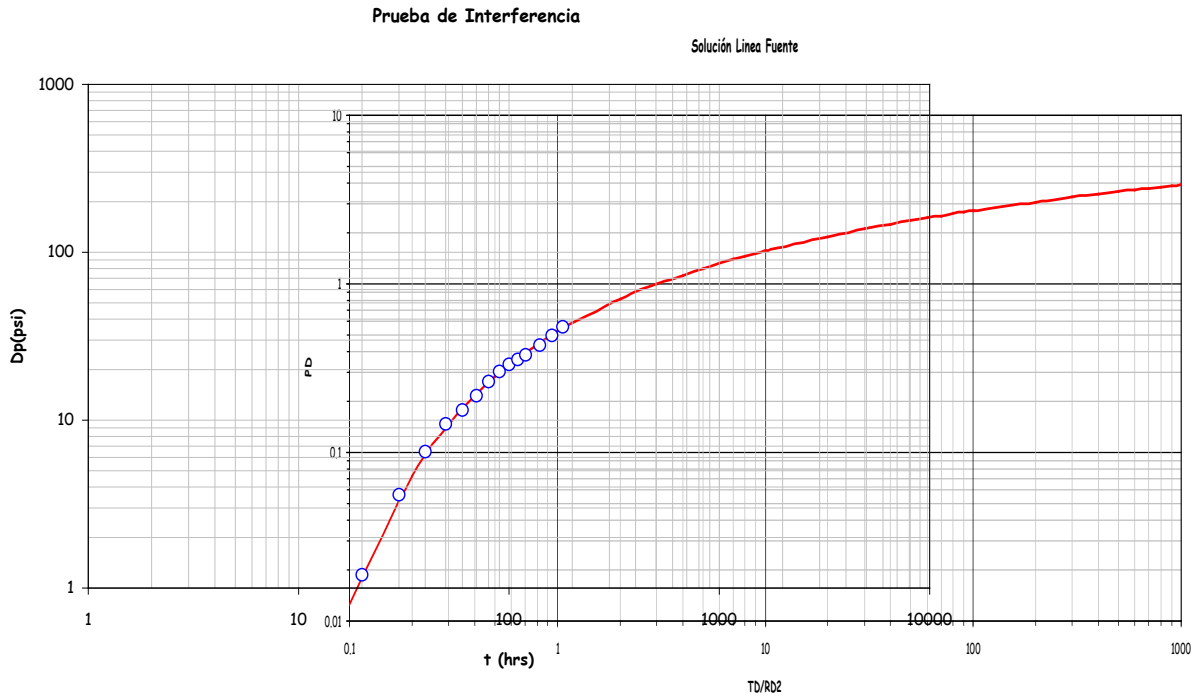


Figura 1.8.- Ajuste de la respuesta de presión en el pozo observador “Prueba Multipozo”

Tabla I.I.- Ventajas y desventajas de las pruebas de presión VS datos de producción.

	Análisis de Datos de Presión	Análisis de Producción
Bases Teóricas.	Mismas ecuaciones, superposición, modelo analítico y numérico.	Mismas ecuaciones, superposición, modelo analítico y numérico.
Rango de Tiempo.	Horas, días, en ocasiones semanas.	Semanas, meses, años.
Períodos de Interés.	Normalmente aperturas, poca variación del gasto. Pozo cerrado y/o pozo fluyendo.	Pozo fluyendo.
Fuentes de Información.	Mediciones de presión de fondo. Pruebas de formación.	Datos históricos de producción y presiones de fondo.
Áreas de Interés del Yacimiento.	Variable pero pequeño.	Áreas de drene grande de un grupo de pozos o del pozo.
Primeras gráficas de interpretación.	MDH, Horner.	Arps.
Primeras curvas tipo	McKinley, Gringarten.	Fetkovitch.
Gráficas modernas de diagnóstico.	Log-log con función de derivada de Bourdet.	Log-log y Blasingame con derivativa de Bourdet.
Principal Régimen de flujo de interés.	Flujo infinito; radial, Kh & skin.	Estado Pseudo-Estacionario (PSS), área de drene y factor de forma.
Capacidad de diagnóstico a tiempos cortos.	De alta a muy alta.	De media a baja.
Capacidad de diagnóstico a tiempos grandes.	De media a baja.	De alta a muy alta.

1.3.3. Registros de presión de fondo fluyendo y cerrado

Medición de presión de fondo fluyendo en pozos (también denominado como RPF)

Dicha medición se toma a diferentes profundidades, denominadas estaciones, siendo la estación inicial el nivel correspondiente al árbol de válvulas. Las estaciones subsecuentes deberán ser tales que los datos medidos permitan ajustar un modelo de simulación de flujo de fluidos a cada uno de los elementos de flujo dentro del pozo (tuberías, válvulas, reducciones, expansiones, etc.). La estación final registrada será por lo menos a la profundidad correspondiente al extremo inferior de la tubería de producción, o en el caso de pozos terminados sin esta, la profundidad mínima de la estación final de la herramienta será de 100 metros verticales arriba de la cima del intervalo abierto productor más somero.

La utilidad de éste registro para la caracterización dinámica requiere que la medición de la presión de fondo de la estación final, sea referenciada a el nivel medio de los disparos si el análisis es por pozo o referenciado a un plano de referencia si el análisis es por yacimiento. Es importante mencionar que se debe de medir el gasto del pozo y anotar la fecha y hora del registro ya que esta información será de vital importancia en la caracterización dinámica.

Modelo de simulación de flujo, es la descripción matemática del comportamiento del flujo de fluidos dentro de un pozo. Dicha descripción puede realizarse mediante la aplicación de correlaciones de flujo multifásico o modelos mecánicos, a través de software técnico especializado.

Precisión.- Error que existe entre la lectura de la herramienta y el valor de su calibración maestra.

Resolución.- Es el cambio más pequeño detectable donde una propiedad empieza a ser medida por una herramienta.

Planeación de la medición

1. La Coordinación de Diseño de cada Activo de Explotación deberá ingresar su programa anual de RPF en el sistema que la Subdirección de la Coordinación de Explotación, a través de la Gerencia de Información Técnica de Explotación proporcione para tal fin.
2. La Coordinación de Diseño de cada Activo de Explotación, deberá gestionar que en la fecha en que se realice la medición de RPF para un pozo dado, se realice también su aforo.

Frecuencia de la medición

1. Como medida mínima general, se recomienda tomar al menos un RPF cada trimestre en cada pozo clasificado como pozo operando, esto es en base a las necesidades de información para realizar la caracterización dinámica.
2. Son casos de excepción, al numeral anterior, los siguientes:
 - a) Pozos que requieran de la utilización de un barco o chalán para tal fin; la frecuencia será de al menos un RPF por cada dos años.
 - b) Pozos con sistemas de bombeo mecánico, eléctrico-sumergible, bombeo neumático intermitente, hidráulico, de cavidades progresivas, o con tubería flexible. .
 - c) Pozos que por encontrarse ubicados junto a viviendas o en zonas pobladas no sea factible el acceso e instalación de equipos.
 - d) Pozos cuyo árbol se encuentre inundado, en el cauce de un río o que se encuentre inaccesible debido al desgajamiento o colapso del terreno en donde se encuentre localizado el pozo.
 - e) Pozos cuya localización se encuentre en zonas afectadas por conflictos sociales.

- f) Pozos cuyo estado mecánico presente obstrucciones, incrustaciones, colapso o rotura de la tubería de producción u otra causa mecánica, que impida el paso de las herramientas de medición de presión y temperatura, y que se encuentren a profundidades menores que el 80% de la profundidad vertical de la cima del intervalo abierto productor más somero.
- g) Pozos cuya temperatura, a profundidades menores que el 80% de la profundidad vertical de la cima del intervalo abierto productor más somero, exceda la temperatura promedio máxima de operación de las herramientas estándar de medición de presión y temperatura.
- h) Pozos fluentes con registradores de fondo permanentes; la frecuencia será de al menos un RPF por cada dos años.

Calidad de los RPF

1. La validación de los datos obtenidos de la medición de la presión de fondo fluyendo en pozos consistirá en lo siguiente:
 - a) Verificar el llenado completo del reporte de la medición: revisar que contenga el nombre del campo y el número del pozo; fecha y hora de la medición; número de serie de la herramienta con la que se realizó la medición; cima y base de los intervalos abiertos; profundidad interior del pozo; diámetro nominal, peso y profundidad de las tuberías de producción y de revestimiento que estén expuestas al flujo; datos de las estaciones (profundidad, presión y temperatura); bitácora de la operación.
 - b) Verificar los datos de las estaciones: utilizando un modelo de simulación de flujo en pozo, determinar si los valores de presión y temperatura de cada una de las estaciones son del orden esperado.
 - c) Calcular la presión y temperatura de fondo fluyendo a la profundidad media de los intervalos abiertos.
2. Con respecto a la selección de la herramienta para realizar la medición, se presentan tablas con valores típicos en cuanto a precisión y resolución tanto de temperatura como de presión, de acuerdo con el principio de funcionamiento de la herramienta. Para pruebas cortas se recomienda utilizar la herramienta de zafiro, debido a que su deriva es mayor. Para pruebas con periodos prolongados se recomienda utilizar herramientas de cuarzo.

Herramientas de cuarzo

Precisión de presión	± 1.2 a ± 4 lb/pg ² ; $\pm 0.01\%$ de lectura
Resolución de presión	0.035 lb/pg ² a una frecuencia de muestreo de 3 seg. 0.01 lb/pg ² a una frecuencia de muestreo de 1 seg.
Rango de presión máxima	15,000 – 25,000 lb/pg ²
Precisión de temperatura	± 0.9 °F (± 0.5 °C)
Resolución de temperatura	0.002 °F (0.001 °C) a ± 0.25 °F (0.139 °C)
Rango de temperatura máxima	150°F a 400 °F (65 °C a 204 °C)

Herramientas de zafiro

Precisión de presión	± 5 lb/pg ² (máximo 347°F [175°C]) ± 10 lb/pg ² (máximo 375°F [190°C])
Resolución de presión	0.05 a 0.15 lb/pg ² a una frecuencia de muestreo de 1 seg. 0.03 lb/pg ² a una frecuencia de muestreo de 10 seg.
Rango de presión máxima	10,000 – 20,000 lb/pg ²
Precisión de temperatura	± 0.5 °F (± 0.3 °C) a ± 0.9 °F (± 0.5 °C)
Resolución de temperatura	0.002 °F (0.001 °C)
Rango de temperatura máxima	150°F – 400°F (65 °C a 204 °C)

Herramientas de capacitancia

Precisión de presión	0.02%
Resolución de presión	No disponible
Rango de presión máxima	5000 lb/pg ²
Precisión de temperatura	± 0.1 °F a ± 0.5 °F (± 0.06 °C a ± 0.28 °C)
Resolución de temperatura	± 0.01 °F (± 0.006 °C)
Rango de temperatura máxima	302 °F (150 °C)

Herramientas de pulso sónico

Precisión de presión	No disponible
Resolución de presión	2.44 lb/pg ²
Rango de presión máxima	10,000 lb/pg ²
Precisión de temperatura	No disponible
Resolución de temperatura	± 1 °F (± 0.56 °C)
Rango de temperatura máxima	257 °F (125 °C)

Medición de presión de fondo en pozos cerrados (también denominada por las siglas RPFC)

Es la medición de la **presión y la temperatura** en un pozo cerrado. Dicha medición se toma a diferentes profundidades, denominadas estaciones, siendo la estación inicial el nivel correspondiente al árbol de válvulas. Las estaciones subsecuentes deberán ser tales que permitan calcular la profundidad de los diferentes contactos de fluidos; el gradiente de presión que permita extrapolar el valor de la presión y la temperatura del pozo a otras profundidades. La estación final registrada será por lo menos a la profundidad correspondiente al extremo inferior de la tubería de producción, o en el caso de pozos terminados sin esta, la profundidad mínima de la estación final será de 100 metros verticales arriba de la cima del intervalo abierto productor más somero. Se deberá considerar, para la definición del tiempo de cierre del pozo, el comportamiento de pruebas de incremento de presión tomadas en el campo, cuando estas existan.

Precisión.- Error que existe entre la lectura de la herramienta y el valor de su calibración maestra.

Resolución.- Es el cambio más pequeño detectable donde una propiedad empieza a ser medida por una herramienta.

Planeación de la medición

1. Los programas anuales de RPFC se deberán ingresar en el sistema que la Subdirección de la Coordinación de Explotación, a través de la Gerencia de Información Técnica de Explotación proporcione para tal fin.
2. Con el objeto de no afectar los programas de entrega de hidrocarburos, se deberá considerar la producción diferida, ocasionada por el cierre de pozos para efectuar los RPFC, en la elaboración de los programas operacionales (POA, POT, POM, etc.).
3. Para diseñar el tiempo de cierre del pozo, se deberá considerar como criterio fundamental, el comportamiento de pruebas de incremento de presión tomadas con anterioridad en el campo o realizar un diseño con datos de otros pozos.

Frecuencia de la medición

1. Como medida mínima general, se recomienda tomar un RPFC cada año en los pozos que pertenezcan a las siguientes clasificaciones: pozo productor operando; pozo cerrado con posibilidades de explotación; pozo cerrado sin posibilidades de explotación. Ésta recomendación es en base a las necesidades de información para realizar caracterización dinámica. Se podrá sustituir el RPFC cuando al pozo se le realice una prueba de incremento de presión.
2. Son casos de excepción, al numeral anterior, los siguientes:
 - a) Pozos que requieran de la utilización de un barco o chalán para tal fin; la frecuencia será de un RPFC por cada tres años.
 - b) Pozos terminados en dos o más yacimientos.
 - c) Pozos con sistemas de bombeo mecánico, eléctrico-sumergible, hidráulico, cavidades progresivas o con tubería flexible (sarta de velocidad).
 - d) Pozos que por el mal estado de su árbol de válvulas, la operación de cierre represente una situación de riesgo para el personal, instalaciones, población y medio ambiente.

- e) Pozos que por el mal estado de sus tuberías de revestimiento, la operación de cierre pudiera ocasionar una fuga superficial de hidrocarburos.
 - f) Pozos que por encontrarse ubicados junto a viviendas o en zonas pobladas no sea factible el acceso e instalación de equipos.
 - g) Pozos cuyo árbol se encuentre inundado, en el cauce de un río o que se encuentre inaccesible debido al desgajamiento o colapso del terreno en donde se encuentre.
 - h) Pozos cuya localización se encuentre en zonas afectadas por conflictos sociales.
 - i) Pozos cuyo estado mecánico presente obstrucciones, incrustaciones, colapso o rotura de la tubería de producción u otra causa mecánica, que impida el paso de las herramientas de medición de presión y temperatura, y que se encuentren a profundidades menores que el 80% de la profundidad vertical de la cima del intervalo abierto productor más somero.
 - j) Pozos cuya temperatura, a profundidades menores que el 80 por ciento de la profundidad vertical de la cima del intervalo abierto productor más somero, exceda la temperatura promedio máxima de operación de las herramientas estándar de medición de presión y temperatura. En este caso no se tomarán RPFC.
3. Para cada campo, el programa anual de RPFC deberá incluir al menos el 50 por ciento de los pozos clasificados como operando, cerrados sin posibilidades de explotación o cerrados con posibilidades de explotación. En el caso de que por alguna de las razones especificadas en el numeral dos de este apartado, un pozo no pueda ser medido, la medición correspondiente a este se deberá compensar con la medición en otro pozo del mismo campo, preferentemente de la misma área, bloque, arena o yacimiento. En el caso de que no exista otro pozo en la misma área, bloque, arena o yacimiento, la medición se realizará en cualquier otro pozo del mismo campo. La compensación se realizará hasta que la frecuencia de la medición del conjunto de pozos, fuera de los casos de excepción, sea de una medición por pozo por año.

Calidad de los RPFC

1. La validación de los datos obtenidos de la medición de la presión de fondo cerrado del pozo consistirá en lo siguiente:

Completo del reporte de la medición: revisar que contenga el nombre del campo y el número del pozo; fecha de la medición; número de serie de la herramienta con la que se realizó la medición; cima y base de los intervalos abiertos; profundidad interior del pozo; diámetro(s) nominal(es), peso(s) y profundidad(es) de la(s) tubería(s) de producción y de revestimiento que estén expuestas al flujo; datos de las estaciones (profundidad, presión y temperatura); bitácora de la operación.

- b) Verificar el tiempo de cierre del pozo: de acuerdo con el reporte de la Coordinación de Operación y de la bitácora de los trabajos realizados para efectuar la medición, determinar si el tiempo de cierre del pozo se realizó según el programa enviado por la Coordinación de Diseño. En el caso de que el tiempo de cierre haya sido menor que el del programa, deberá existir una justificación técnica o de seguridad por la cual no se haya cumplido con el tiempo programado. Esta condición deberá registrarse en el área de comentarios generales del formato de registro de la medición. En el caso de que la calidad y representatividad de los datos recuperados durante la medición no sean adecuadas, la medición de RPFC deberá repetirse.

- c) Verificar los datos de las estaciones: determinar si los valores de presión y temperatura de cada una de las estaciones son del orden esperado. En el caso de no ser así, se deberá solicitar la repetición de la medición y la revisión de la herramienta utilizada durante la medición fallida.
 - d) Calcular los niveles de fluidos: calcular la profundidad de los niveles de aceite y agua o determinar su ausencia. Revisar que los cálculos obtenidos concuerden con el tipo y volumen de los fluidos producidos por el pozo.
 - e) Si de acuerdo con los resultados de los incisos b, c y d, de este numeral, los datos de las estaciones son correctos, calcular la presión y temperatura de fondo cerrado al nivel medio de los disparos y al nivel de referencia del yacimiento, de acuerdo con las técnicas de ingeniería de yacimientos.
2. En el aspecto de selección de la herramienta para realizar la medición, se presentan tablas con valores típicos en cuanto a precisión y resolución tanto de temperatura como de presión, de acuerdo con el principio de funcionamiento de la herramienta. Para pruebas cortas se recomienda utilizar la herramienta de zafiro, debido a que su deriva es mayor. Para pruebas con periodos prolongados se recomienda utilizar herramientas de cuarzo.

1.3.4. Registros de molinete hidráulico y temperatura

Los registros de temperatura y de molinete hidráulico (**Figura 1.9**), también aportan información importante durante el proceso de caracterización dinámica de yacimientos. Estas herramientas se utilizan para determinar entre otros aspectos, la aportación de cada uno de los intervalos abiertos a producción o inyección; también es posible hallar mediante el uso del gradiomanómetro la distribución vertical de la naturaleza del fluido producido por un pozo.

Herramienta PLT

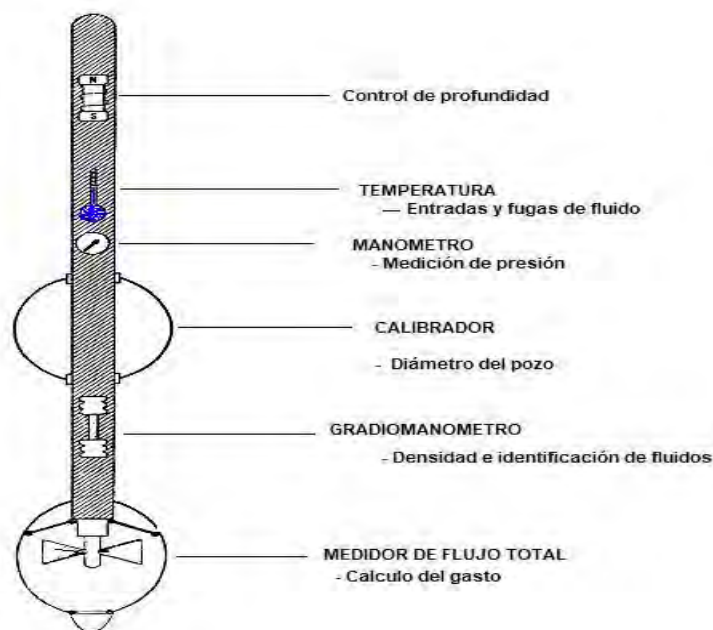


Figura 1.9.- Herramienta típica de un PLT "Production Logging Tool" (Herramienta de registro de producción)

Gradiomanómetro:

Este sensor forma parte de la herramienta **PLT** y básicamente mide la diferencia de presión entre dos sensores (manómetros **Figura 1.10.**) separados por una distancia de 2 pies, lo que permite derivar la densidad del fluido en el pozo.

$$\Delta P = \Delta P \text{ hidrostática} - \Delta P \text{ fricción.}$$

$$p = \rho h / 10 \tag{1.1}$$

Donde:

- p(kg/cm²) presión en un punto cualquiera dentro del pozo.
- ρ (g/cm³) densidad del fluido dentro del pozo.
- h (m)

El gradiomanómetro está graduado en unidades de densidad [gr/cm³] y es calibrado en superficie, con agua y aire, para valores de 1.0 [gr/cm³] y 0 [gr/cm³], respectivamente (**Figura 1.11.**).

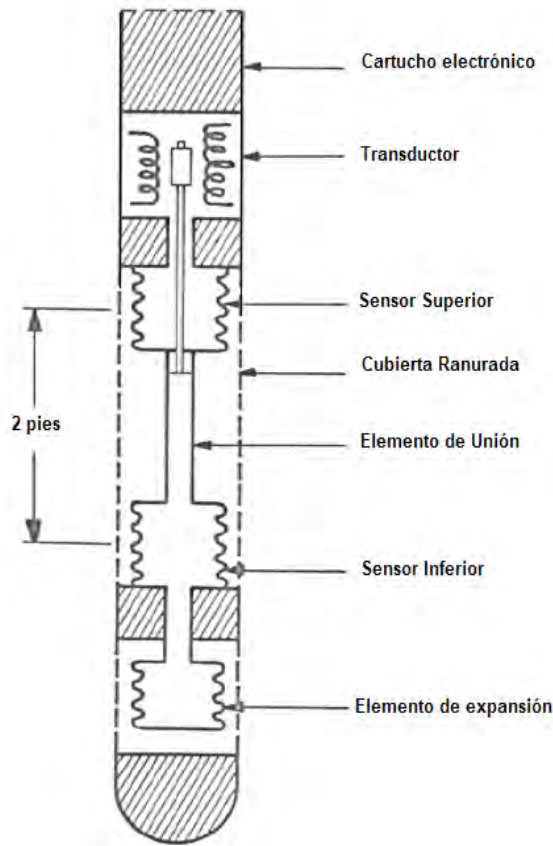


Figura 1.10.- Esquema típico del gradiomanómetro

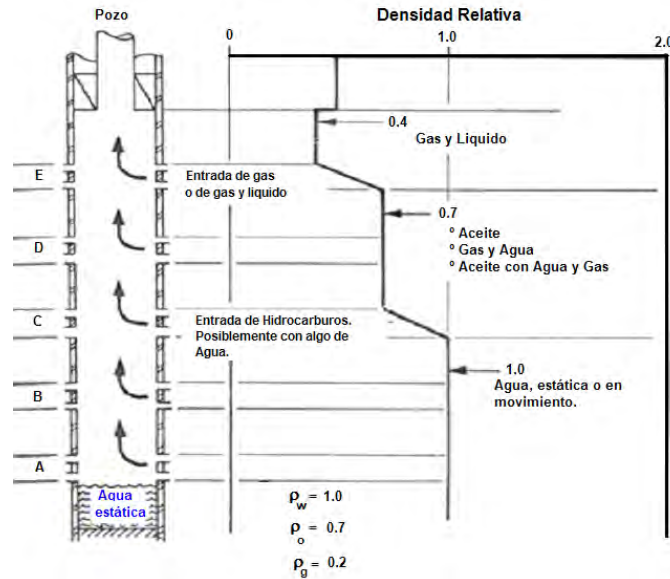


Figura 1.11.- Uso del gradiomanómetro

TIPOS DE MEDIDORES DE FLUJO

1. **Medidor Flujo Continuo:** Buen resultado para flujo en una fase y altos gastos (Figura 1.12.).
2. **Medidor con empacador Inflable:** Flujo multifásico, caudales, alto y bajo gasto. Solo es afectado por la viscosidad (Figura 1.12.).
3. **Medidor de Flujo de Caudal Total:** Buen resultado en flujo multifásico, bajo y alto gasto y gran rango de viscosidades (Figura 1.12.).

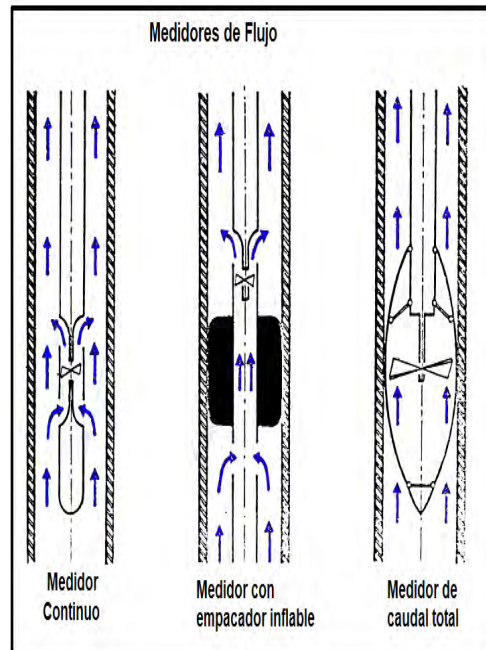


Figura 1.12.- Medidores de flujo

MOLINETE

Es un velocímetro tipo hélice (molinete, **Figura 1.15.**) que se utiliza para medir la velocidad de los fluidos en el fondo del pozo; la velocidad de la hélice está en función de la velocidad del fluido producido o inyectado; previamente a la operación de ésta herramienta se debe de realizar varias corridas de calibración (**Figura 1.13.**), con la finalidad de que la herramienta opere en condiciones óptimas (**Figura 1.14.**).

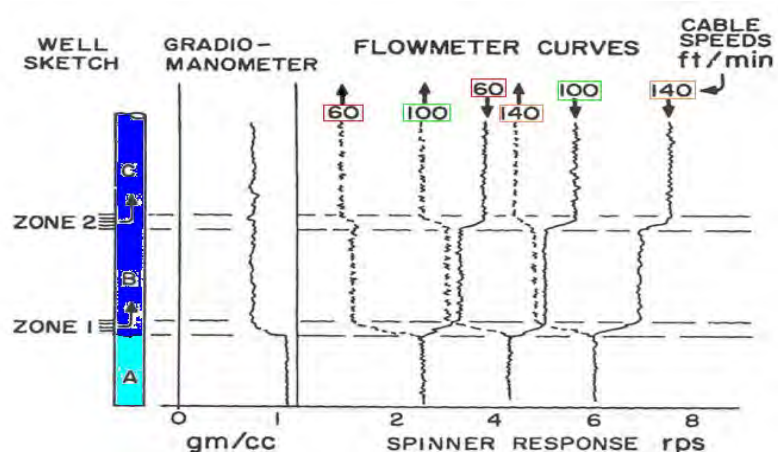


Figura 1.13.- Calibración del Molinete

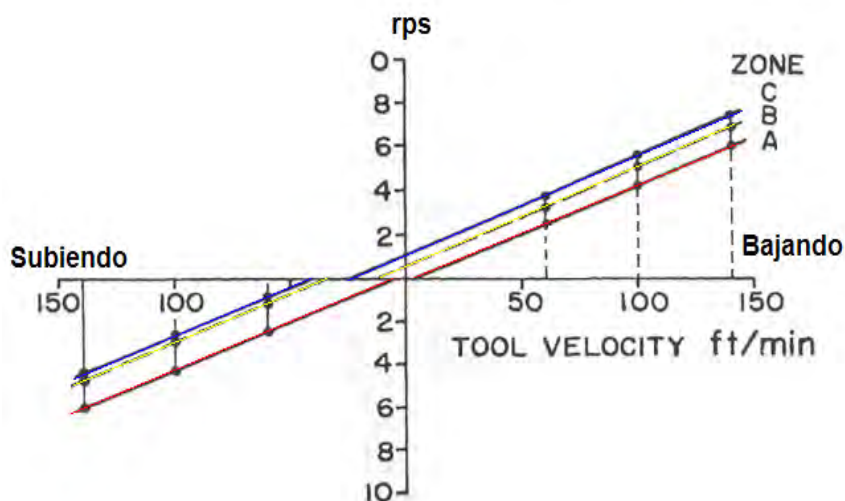


Figura 1.14.- Grafica típica de calibración



Figura 1.15.- Imagen real de molinete

PRINCIPIO BÁSICO DE FUNCIONAMIENTO:

Mediante la velocidad del fluido y la sección transversal al flujo se determina el gasto de fondo:

$$\text{Gasto} = (0.83) * \text{Velocidad (L/t)} * \text{Área (L2)}$$

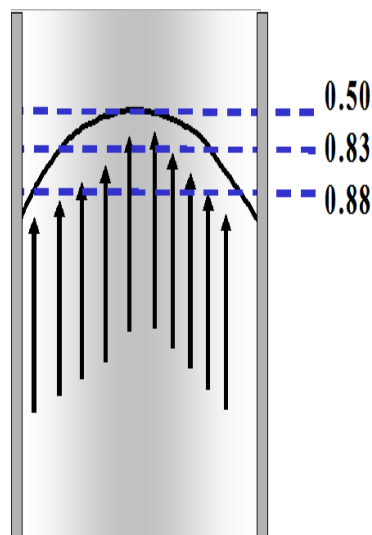


Figura 1.16.- Perfil de velocidades dentro de la herramienta y factores de corrección para el molinete hidráulico

En el perfil de velocidades del fluido dentro del revestimiento, la velocidad es mayor en la parte central de la tubería (**Figura 1.17. y Figura 1.18.**), que cerca de la pared. Sin embargo la velocidad medida por el sensor corresponde a una velocidad promedio del fluido. Por lo tanto se acostumbra aplicar un factor de corrección de **velocidad de flujo de 0.83** (**Figura 1.16.**), que corresponde a los resultados obtenidos en una gran cantidad de registros de pozo y de mediciones en el laboratorio. El factor de corrección es válido únicamente en el caso común de una hélice centralizada (**Figura 1.19.**).

APLICACIONES DE MEDIDORES DE FLUJO

A)

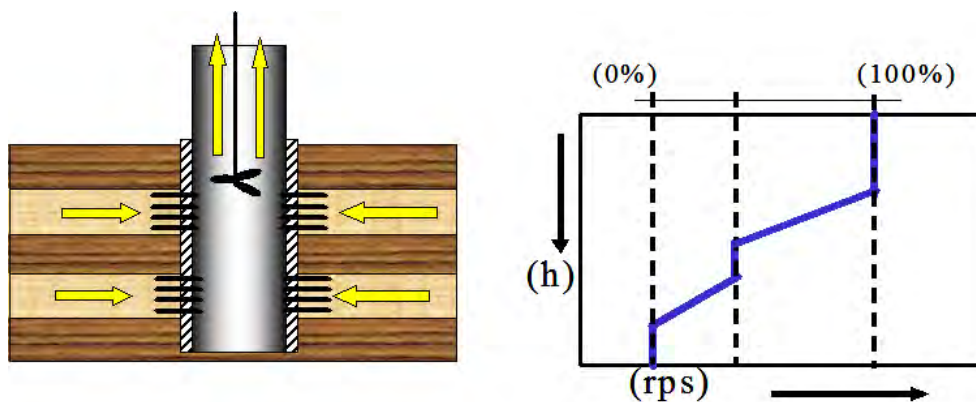


Figura 1.17.- Evaluación de perfiles de producción

B)

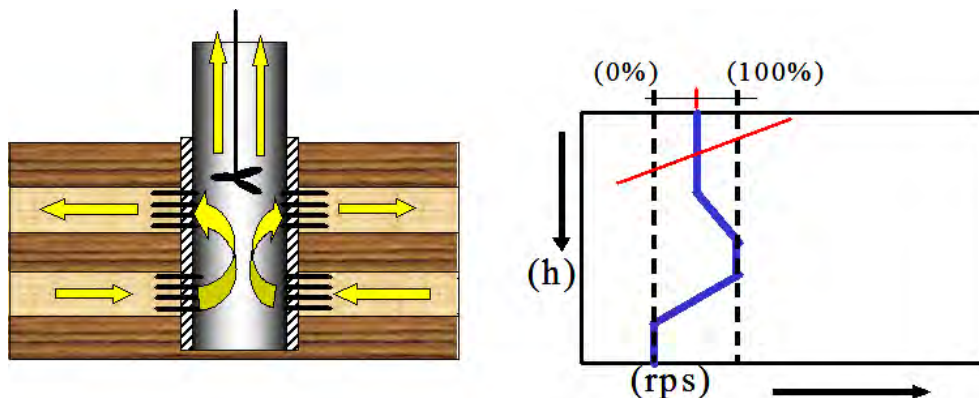


Figura 1.18.- Determinación de flujo cruzado

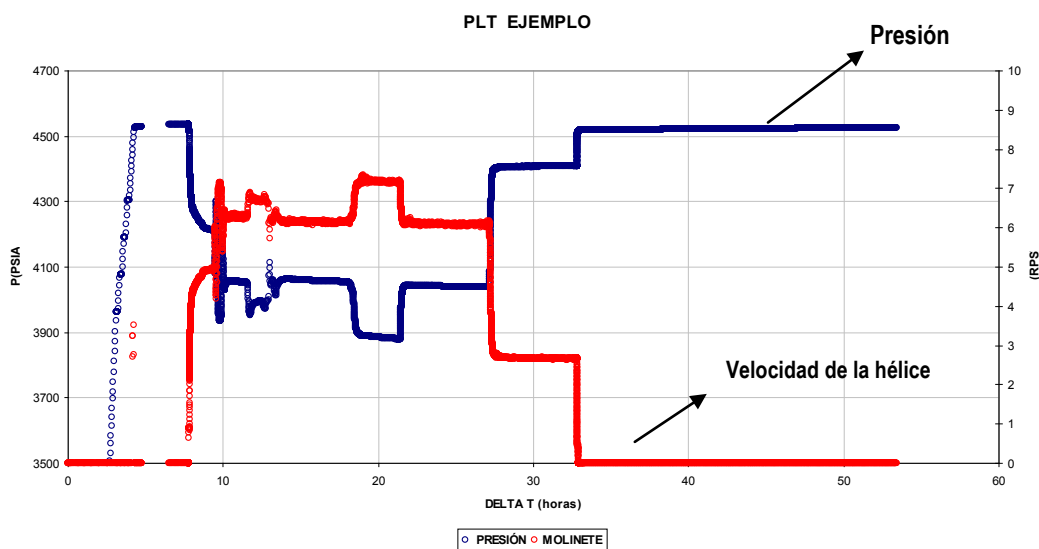


Figura 1.19.- Datos de presión y velocidad de la hélice de un PLT

1.3.5. Trazadores radiactivos (prueba de trazadores)

Trazador.- Sustancia química o radioactiva, que se agrega a los fluidos inyectados, o que está naturalmente presente en estos fluidos, con el propósito de identificar sus direcciones de flujo entre los pozos inyectores y los productores que son utilizados en los procesos de inyección de algún fluido en los yacimientos petroleros.

Muestreo.- Actividad de campo que consiste en coleccionar muestras de fluidos producidos en los pozos productores durante la duración de la prueba de inyección de trazadores.

Dilución.- Disminución de la concentración del material trazante (soluta) en la corriente del fluido inyectado, debida a un incremento en la cantidad de solvente donde esta disuelto.

Adsorción.- Proceso mediante el cual una cierta cantidad del trazador se adhiere a la superficie de las rocas con las que se pone en contacto durante su flujo a través del yacimiento.

Tiempo de tránsito.- Tiempo en el que tarda el trazador en viajar de un punto a otro del yacimiento.

Las pruebas de trazadores proporcionan información sobre los canales de flujo que ocurren en el yacimiento en un proceso de inyección de fluidos tanto en el sentido vertical como horizontal.

Por definición los trazadores son compuestos agregados a los fluidos inyectados a los yacimientos para seguir su movimiento a través de las formaciones productoras, de acuerdo a su interacción con los fluidos o la roca, y se dividen en dos tipos:

Pasivos.- Se mueven a la velocidad del fluido con el que se inyectan sin interacciones con rocas o fluidos del yacimiento
Figura 1.20.

Activos.- Interactúan con rocas o fluidos del yacimiento y experimentan partición en la interfase crudo/agua **Figura 1.20.**

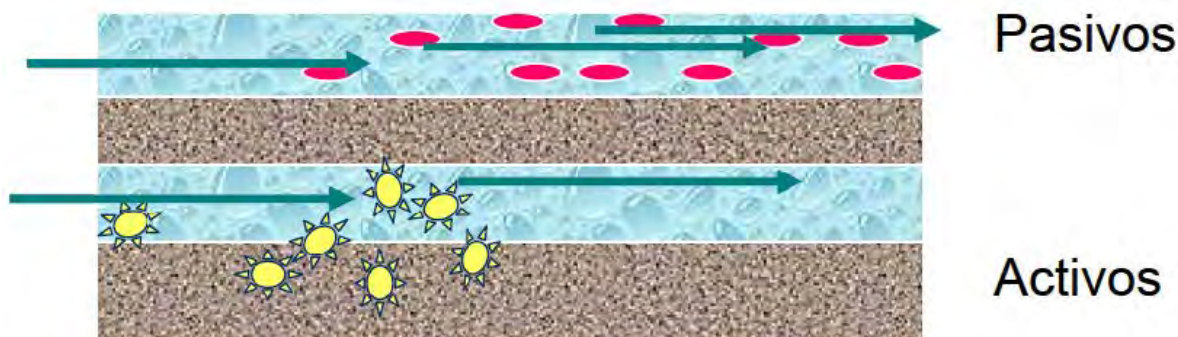


Figura 1.20.- Comportamiento de los trazadores en el medio poroso

Los trazadores gaseosos que son solubles en las fases agua o aceite del yacimiento son denominados trazadores con partición, estos al fluir y repartirse en la fase oleosa del yacimiento, sufren un retraso en el tiempo de tránsito, esta repartición entre las fases se representa por medio del coeficiente de partición K_p o K_c . El coeficiente de partición se puede definir como una relación molar o una relación de concentraciones y se puede obtener por medio de correlaciones para determinar K_p a partir del concepto de presión de convergencia o por medio de la fugacidad calculada mediante la ecuación de estado

Las pruebas con trazadores han sido una herramienta importante para el estudio del movimiento de los fluidos dentro de los yacimientos petroleros.

Existen dos tipos de pruebas de trazadores:

- **Pruebas de un solo pozo.**-Generalmente se inyectan en un pozo invadido de agua dos trazadores uno que se disuelve con el agua inyectada y otro que no tiene interacción con ésta, de acuerdo a la diferencia de tiempos de respuesta en el pozo activo se puede estimar la saturación residual de aceite y de aquí la eficiencia de un proceso de inyección de agua. Otros objetivos de este tipo de pruebas pueden ser por ejemplo: a).-Evaluación de fracturas, y b).-Detección de zonas de alta transmisibilidad.
- **Pruebas entre pozos.**- En estas pruebas, una cierta cantidad de trazador el cual puede ser líquido o gaseoso, es inyectado dentro del yacimiento a través de un pozo inyector mientras que el muestreo del fluido se realiza comúnmente en los pozos productores para detectar su presencia. De acuerdo al tiempo de arribo del trazador y de su curva característica (variaciones en la concentración del trazador en los fluidos producidos), en principio es posible determinar la siguiente información para caracterizar el yacimiento:
 - a) Presencia de anisotropías como canales o barreras al flujo,
 - b) Comunicación preferencial,
 - c) Compartimentalización en los yacimientos con múltiples bloques,
 - d) Saturación residual de aceite (en el caso de emplear trazadores con partición). Por otro lado a partir de un monitoreo adecuado y con suficiente duración del proceso de inyección de trazadores se pueden obtener otros factores como: I. Grado de comunicación entre los pozos productores e inyectores involucrados en la prueba, II. Identificación de la fuente (pozo inyector) de la que proviene el trazador detectado en el pozo productor (en caso de haber inyectado diferentes trazadores en cada uno de los pozos inyectores), III. Tiempo de irrupción de los trazadores en los diferentes pozos productores, lo que proporciona un indicio de las velocidades relativas con las que viajaron en el yacimiento y son proporcionales a la permeabilidad, IV. Avance del fluido inyectado y

- V. En el caso de tratarse de arreglos regulares, es posible calcular la eficiencia de barrido, en arreglos irregulares de pozos es posible estimar la magnitud del volumen del yacimiento comprendido entre el inyector y productor comunicados, que ha sido contactado por los fluidos inyectados.

El tiempo normal para realizar una prueba con trazadores puede ser del orden de meses; aunque en algunas ocasiones dicho tiempo puede reducirse a días.

Selección de Trazadores

Para realizar una prueba de trazadores es necesario definir los objetivos que se desean alcanzar con la inyección de trazadores ya que con base a ellos se debe seleccionar el tipo de trazador a inyectar y realizar tanto el diseño de la prueba como el esquema de monitoreo.

En general para seleccionar un trazador (o trazadores) se busca uno o varios que posean las siguientes características

- No debe existir en el yacimiento o estar en concentraciones mínimas.
- La velocidad del trazador debe ser la misma que la velocidad del fluido en el que se ha disuelto, sin reaccionar o interferir con él o con la roca o fluidos presentes en el yacimiento.
- Debe ser fácil de inyectar y presentar seguridad en su manejo.
- Debe presentar una adsorción mínima en las paredes de la roca y no reaccionar con ella.
- Dado que estará sujeto a una amplia dilución durante su flujo a través del espacio poroso, su presencia deberá poder detectarse en concentraciones sumamente bajas, a través de métodos no muy sofisticados y de bajo costo.
- Los costos del trazador, su muestreo y posterior análisis deben ser justificables, considerando el beneficio que su uso producirá en la reducción de la incertidumbre de los parámetros del yacimiento.

Tipos de Trazadores.

Los trazadores se pueden dividir de acuerdo a sus características en tres tipos:

a).- Trazadores naturales (sustancias naturalmente presentes en el agua inyectada como ciertos cationes o aniones, o bien ciertos isótopos estables), **b).**- Radioactivos y **c).**- Químicos, a continuación se proporcionan algunas breves características de cada uno de ellos:

a) Trazadores naturales (relación isótopos estables).- Se busca utilizar la característica propia de los fluidos de producción e inyección es decir, su composición química o la relación de ciertos isótopos estables presentes tanto en el agua inyectada como en el agua congénita, con la finalidad de definir un patrón típico para el fluido posterior a la inyección y otro para el fluido producido previo a la inyección, para lo cual inicialmente se debe establecer la composición química de los fluidos del yacimiento y la relación de ciertos isótopos estables, para definir una línea base de los mismos originalmente presentes en el yacimiento, y así posteriormente establecer los cambios, ya sea en composición o en la magnitud de los índices de isótopos estables, según sea el caso, que se hayan realizado y que puedan ser atribuibles al efecto inyección. Las relaciones de isótopos estables más común son: H/D, δ ($^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$), δ ($^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$).

b) Trazadores radiactivos.- Los trazadores radiactivos han sido probados con éxito en proyectos de campo, dentro de los cuales pueden mencionarse los siguientes: los gases hidrocarburos tritiados como por ejemplo el metano tritiado CH_4T^* y etano tritiado $\text{C}_2\text{H}_6\text{T}^*$, Tritio (3H), Carbono 14 (^{14}C) y Kriptón 85 (Welge, 1995), (Godwin y Cols, 1967), Xenón-133 (Amstrong y Cols, 1960), otros trazadores son ^{14}C , ^{22}Na , ^{131}I . El tritio tiene un coeficiente de partición más bajo (0.24) que el del Kriptón 85 (0.39) y que el del agua tritiada.

Estos trazadores deben tener las siguientes características:

- Estables a condiciones de yacimiento
- Comportamiento similar al fluido marcado
- Mínima o ninguna presencia en fluidos de yacimientos
- Poca o ninguna reacción con rocas y/o fluidos yacimiento
- Detectables a bajas concentraciones (disponibles)
- Ambientalmente Seguros
- Disponibilidad comercial a un costo razonable

c) Trazadores químicos.- Los trazadores químicos son compuestos que se agregan a los fluidos inyectados para seguir su trayectoria en la formación productora y deben tener las siguientes características:

- Deben ser estables a condiciones de yacimiento
- Su comportamiento tiene que ser similar al fluido marcado
- Deben tener presencia mínima o ninguna en los fluidos del yacimiento.
- Su reacción con las rocas y/o fluidos del yacimiento debe ser muy pequeña o de preferencia ninguna.
- Deben ser detectables a muy bajas concentraciones.
- Ser ambientalmente seguros
- Deben estar disponibles comercialmente a un costo razonable

Los trazadores químicos se utilizan en la industria petrolera pertenecen a las siguientes clases:

➤ Aniones

- Halógenos
- Tiocianatos
- Nitratos

➤ Cationes

- Tendencia a ser retenidos en la roca son poco utilizados.

➤ Moléculas neutras

- Compuestos Perfluorocarbonados (PFC) CF₄ y C₂F₆ con pesos moleculares 88 y 138, respectivamente, PMCH, PMCP, PDMCB, 1,3PDMCH, con pesos moleculares de 300 a 450, Exafluoruro de azufre (SF₆).
- Ácidos Benzoicos Polifluorinados (FBA). Sus principales características son:
 - Térmicamente Estables (250 - 350 °F) (2FBA, 4FBA).
 - Comportamiento Similar a HTP (Agua tritiada).
 - Probados exitosamente en Campo
- Alcoholes, Estéres, Tintes
- Freones (CCI₃F, CCI₂F₂, CCI₃F)
- Nitrato de sodio, cloruro de sodio, amonio y bromuro de sodio.

Diseño de la Prueba con Trazadores

Para el diseño de la prueba con trazadores se deben considerar los siguientes aspectos:

- Con el trazador seleccionado para cumplir con el objetivo, definir el esquema óptimo para su inyección.
- Contar con el modelo estático del campo lo suficientemente establecido.
- Haber identificado previamente rasgos estructurales (fallas, barreras al flujo) y/o estratigráficos mediante la caracterización dinámica del campo los cuales se desea confirmar o mejorar su ubicación y características,
- Contar con suficiente información del campo bien establecida y validada, tal como historias de presión a nivel de pozo y yacimiento, historia de producción de aceite, gas y agua a nivel de pozo y yacimiento, análisis PVT, información de núcleos y análisis de aguas de formación, entre otros
- Realizar predicciones del movimiento del trazador en el yacimiento mediante la aplicación de modelos analíticos, semi-analíticos o simuladores.
- Revisar los estados que guardan los pozos productores e inyectores tal como su estado mecánico, registro de cementación, y la posible conexión que tengan con otros posibles pozos productores e inyectores.
- Seleccionar los pozos observadores tomando en cuenta los siguientes factores:

- ✚ La composición del trazador y su movimiento en el yacimiento.
- ✚ La respuesta de presión de los pozos.
- ✚ La posición estructural.
- ✚ Los intervalos disparados.
- ✚ Las distancias al pozo inyector.
- ✚ Las profundidades.
- ✚ Las condiciones mecánicas.
- ✚ Producciones de los pozos.

Otros factores que se deben tomar en cuenta al planear una prueba de trazadores son los siguientes:

- Realizar el análisis para asegurar que no vaya a existir interferencia en el laboratorio entre trazadores similares.
- Justificar la selección de los trazadores de acuerdo a las propiedades del trazador y características del campo donde se va a realizar la prueba.
- Describir los procedimientos que se utilizaron para establecer el volumen y la forma de la inyección de los trazadores. Conocer las principales propiedades de los trazadores a utilizar, las cuales deben ser proporcionadas por la compañía que va a realizar la prueba de trazadores, así como las concentraciones en las cuales se va inyectar además y los niveles de detección para cada trazador.

En la determinación de la cantidad de trazador a inyectar se deben considerar dos situaciones, una relacionada con una concentración media adecuada de inyección, y otra que contemple la dilución que los trazadores sufrirán en su recorrido entre el pozo inyector y los productores, asegurándose de aplicar un factor de seguridad en el cálculo de la cantidad de trazador a inyectar, que permita tener confianza en que aún con los procesos de dilución que tendrá el trazador en su camino entre los puntos de inyección y muestreo, arribará con una concentración bastante superior al nivel mínimo de detección del trazador, las determinaciones analíticas y el instrumental utilizado en su detección

En la **Tabla I.II.** se muestra los límites de detección de algunos trazadores químicos y radioactivos.

Tabla I.II.- Límites de detección de algunos trazadores químicos y radioactivos

Trazador	Límite de Detección en partes por billón (ppb)
Radioactivos	-----
F13B1, Bromo-trifluoro-metano	0.05
F12, Dicloro-difluoro-metano	0.02
Químicos	-----
Perfluorocarbonos	0.5
SF6, Exafluoruro de azufre	0.02

Programa de muestreo

Para el programa de muestreo se debe considerar lo siguiente:

En el diseño de inyección de trazadores naturales es necesario establecer las condiciones iniciales de la presencia del compuesto requerido dentro de los fluidos producidos, previo al inicio de la inyección, para establecer una línea base previo a la inyección de los trazadores para lo cual se requiere tomar muestras del aceite, agua y/o gas en cada uno de los pozos observadores seleccionados. La diferencia entre la línea base y la cantidad incremental de trazador inyectado será la respuesta que se tenga de la presencia del trazador en el yacimiento.

Para definir en forma adecuada la presencia del trazador inyectado se requiere contar con muestras tomadas en pozos convenientemente esparcidos en el área de la prueba, y analizar su comportamiento conforme vaya apareciendo el trazador en los pozos, siendo necesario tomar muestras a intervalos predeterminados, analizándolas en busca de los trazadores inyectados.

1.3.6. Datos de comportamiento del yacimiento

Procesos de desplazamiento, Mecanismos de empuje, Mecanismos redespazamientos de los fluidos en los yacimientos

La recuperación del aceite se obtiene mediante un proceso de desplazamiento. El gradiente de presión obliga al aceite a fluir hacia los pozos, pero ese movimiento se verifica solamente si otro material llena el espacio desocupado por el aceite y mantiene, en dicho espacio, la presión requerida para continuar el movimiento de los fluidos. En cierto modo el aceite no fluye del yacimiento, sino que es expulsado mediante un proceso de desplazamiento, siendo los principales agentes desplazantes el gas y el agua. Para entender el comportamiento y predecir el futuro del yacimiento, es necesario tener el conocimiento de los mecanismos de desplazamiento que denominan el comportamiento de los fluidos del yacimiento. El funcionamiento general del yacimiento es determinado por la energía natural y los mecanismos de empuje disponible para el movimiento de los hidrocarburos hacia el pozo..

Los procesos de desplazamiento que proveen energía natural necesaria para la recuperación de hidrocarburos son:

1. Expansión de la roca y los líquidos

Este proceso de desplazamiento ocurre en los yacimientos bajo saturados, hasta que se alcanza la presión de saturación. La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema. El aceite, el agua congénita y la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento. El desplazamiento del aceite hacia los pozos productores se debe a la expansión del sistema roca-fluidos y debido a la baja compresibilidad de dicho sistema la presión del yacimiento tiende a declinar muy rápidamente al extraer el aceite del yacimiento y por consecuencia la presión de saturación se alcanzara también rápidamente.

2. Empuje por gas disuelto liberado

Una vez iniciada en el yacimiento la liberación del gas disuelto en el aceite, al alcanzarse la presión de saturación, el mecanismo de desplazamiento del aceite se deberá, primordialmente, al empuje de gas disuelto liberado; ya que si es cierto que tanto el agua intersticial y la roca continuaran expandiéndose, su efecto resulta despreciable, puesto que la compresibilidad (o expansionabilidad) del gas es mucho mayor que la de los otros componentes de la formación.

El gas liberado no fluye inicialmente hacia los pozos, sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales por motivo de la declinación de la presión, llegan a formar posteriormente una fase continua, que permitirá el flujo de gas hacia los pozos, como se muestra en la **Figura 1.21**.

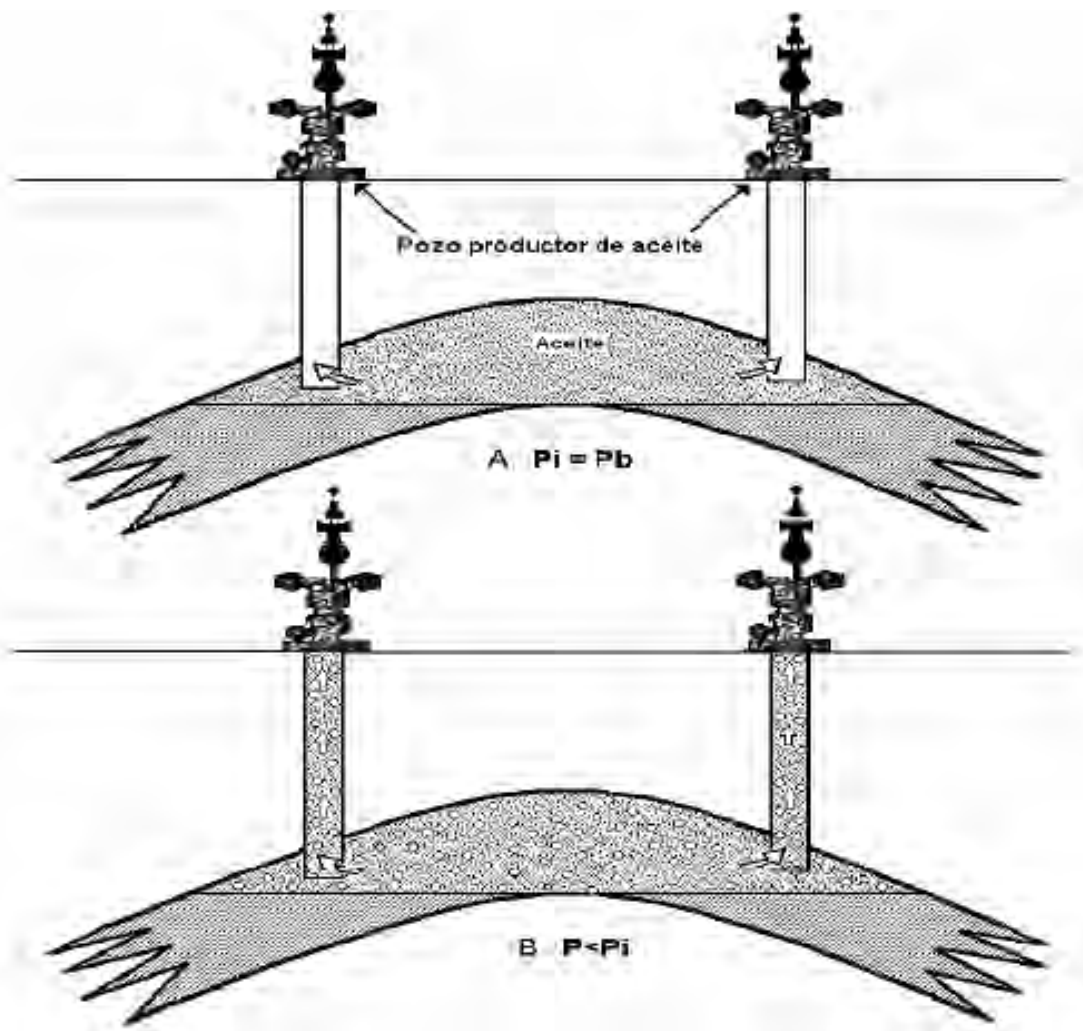


Figura 1.21.-Empuje de aceite por gas disuelto liberado

3. Empuje por casquete de gas

El empuje por capa de gas consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores como se muestra en la **Figura 1.22**.

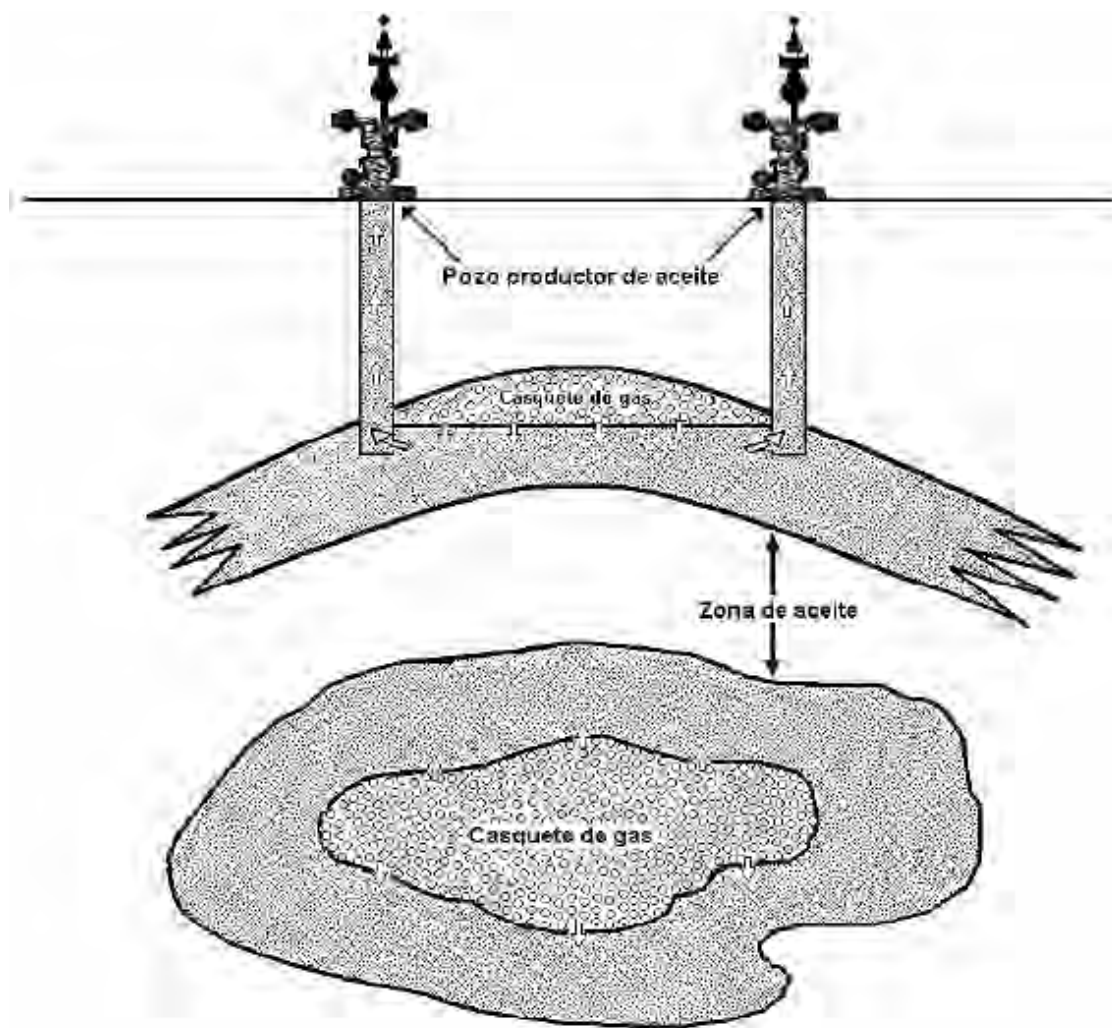


Figura 1.22.- Mecanismo de empuje en un yacimiento con casquete de gas.

Los requerimientos básicos son:

- I. Que la parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas
- II. Que exista un continuo crecimiento o agrandamiento de la zona ocupada por el casquete de gas.

El casquete de gas puede presentarse debido a:

- i. Que exista originalmente.
- ii. Que bajo ciertas condiciones el casquete se forme debido a la segregación gravitacional, normalmente la relación $k_v/k_h > 0.5$ para que el fenómeno se presente o el echado de la formación debe de ser grande o ambas cosas.
- iii. El casquete de gas puede ser creado por la inyección de gas en la parte superior del yacimiento.

La expansión del casquete de gas esta limitada por el nivel de presión deseado en el yacimiento y por la producción de gas una vez que este se conifica y empieza a producirse.

Por esto la terminación de pozos debe planearse en una posición adecuada de tal suerte que el gas libre del casquete sirva para desplazar el aceite.

4. Empuje Hidráulico ó empuje por entrada de agua

Un yacimiento que produce por empuje Hidráulico es aquel que tiene una conexión hidráulica entre el yacimiento y la roca saturada 100% con agua, que recibe el nombre de acuífero y que se encuentra por debajo del yacimiento y puede abarcarlo total o parcialmente, como se muestra en la figura



Figura 1.23.- Representación de conexión hidráulica por debajo del yacimiento

El desplazamiento por invasión de agua es en muchos sentidos similar al de casquete de gas. El desplazamiento de los hidrocarburos tiene lugar en este caso atrás y en la interfase agua-aceite móvil. En este proceso el agua invade y desplaza al aceite, **progresivamente**, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir sólo un ligero abatimiento de alta, entonces el aceite será casi totalmente recuperado por desplazamiento con agua, puesto que no habrá liberación de presión de gas en solución o dicha liberación de presión será pequeña y asimismo el desplazamiento que ocasione.

Los requerimientos básicos para este proceso son:

- I. En primer lugar una fuente adecuada que suministre agua en forma accesible al yacimiento.
- II. En segundo término una presión diferencial entre la zona de aceite (yacimiento) y la zona de agua (acuífero), que induzca y mantenga la invasión. El empuje hidráulico puede ser natural o artificial.

La formación acuífera puede algunas veces alcanzar la superficie. En este caso la fuente de agua de invasión podrá disponerse a través del agua superficial por el afloramiento como se muestra en la **Figura 1.24**, la cual no es muy común. La invasión de agua tiene lugar por la expansión de la roca y el agua en el acuífero, como resultado de la declinación de presión transmitida desde el yacimiento. Debido a que las compresibilidades de la roca y el agua son muy pequeñas, un empuje hidráulico regular requerirá de un acuífero extenso y grande, muchas veces mayor que el yacimiento.

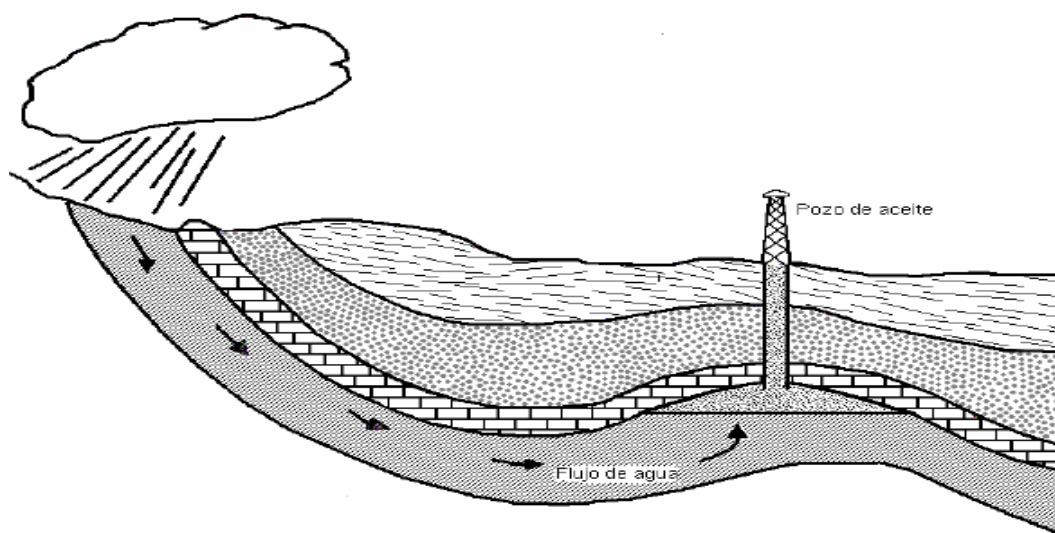


Figura 1.24.- Representación del empuje de aceite por un acuífero natural que tiene afloramiento.

5. Desplazamiento por segregación gravitacional

La segregación gravitacional o drene por gravedad, puede clasificarse como un mecanismo de empuje; sin embargo, se considera más bien como una modificación de los demás. La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades como se muestra en la **Figura 1.25**. El drene por la gravedad puede participar activamente en la recuperación del aceite; por ejemplo, en un yacimiento bajo condiciones favorables de segregación, gran parte del gas liberado fluiría a la parte superior del yacimiento, en vez de ser arrastrado hacia los pozos por la fuerza de la presión, contribuyendo así a la formación o agrandamiento del casquete de gas y aumentando la eficiencia total del desplazamiento.

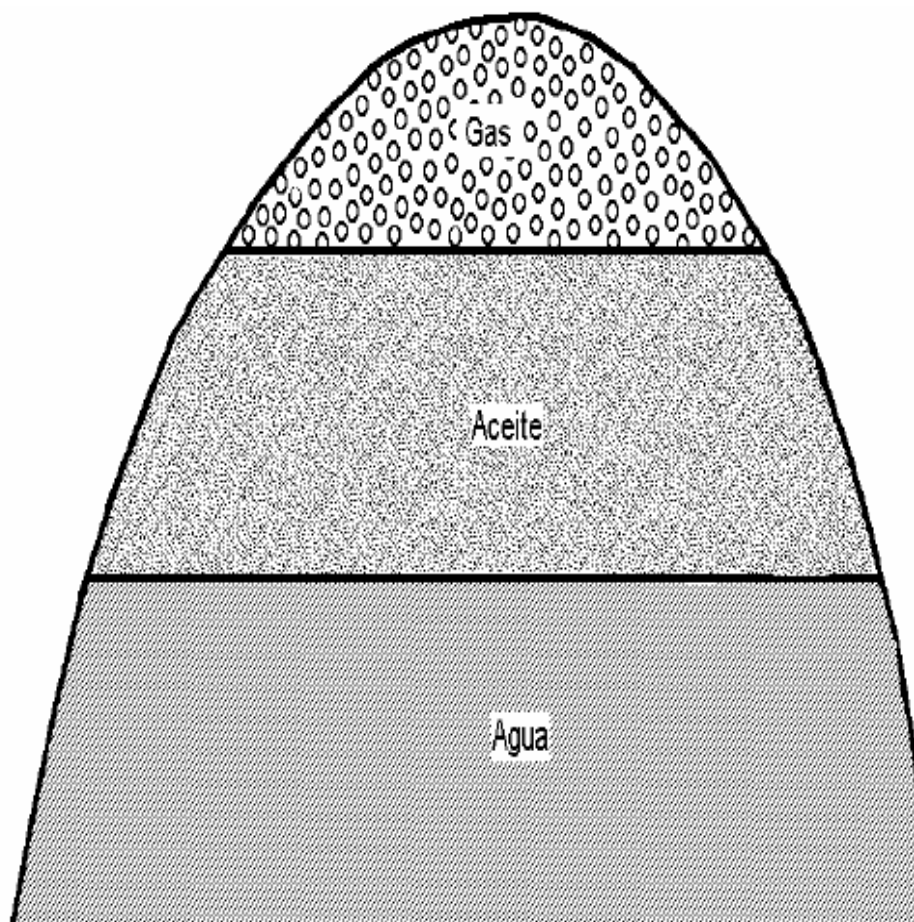


Figura 1.25.- Distribución inicial de los fluidos en un yacimiento de hidrocarburos

6. Otros tipos de empuje, incluyendo empujes combinados

Se han descrito los diferentes mecanismos de desplazamiento que pueden actuar en un yacimiento, de los cuales ocasionalmente está presente uno de ellos, ya que la mayoría de los yacimientos quedan sometidos a más de uno de los mecanismos de desplazamiento explicados. Por ejemplo, un yacimiento muy grande puede producir inicialmente por expansión del sistema de roca-fluidos. Después, a partir de la presión de saturación puede comportarse como productor por empuje de gas disuelto liberado. Posteriormente, después de cierta extracción, la presión disminuirá lo suficiente para permitir la entrada de agua del acuífero al yacimiento, de tal forma que el empuje hidráulico sea un mecanismo importante en el desplazamiento del aceite como se muestra en la **Figura 1.26**.

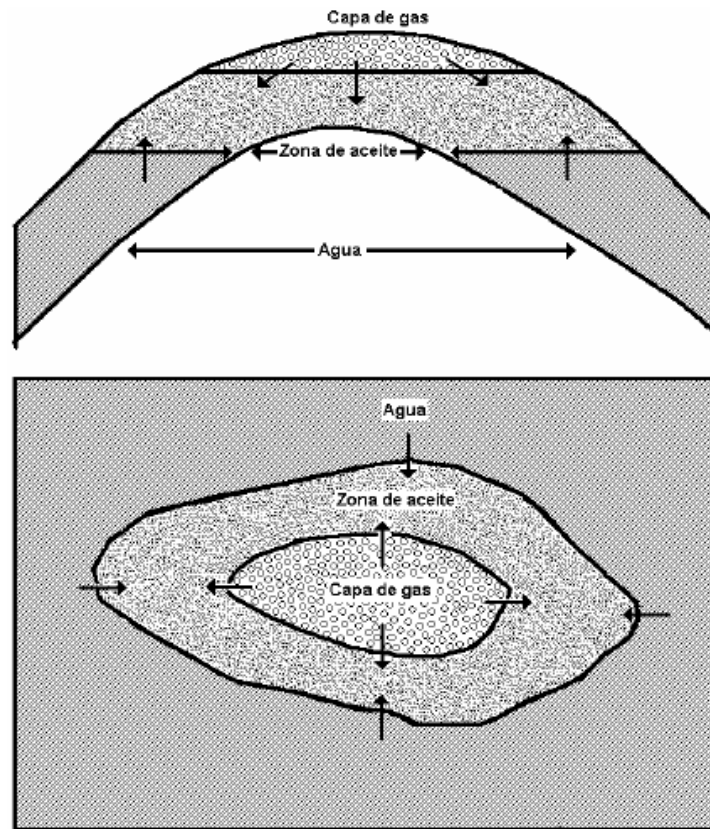


Figura 1.26.- Combinación de empujes en un yacimiento de hidrocarburos

Dos combinaciones de fuerzas pueden estar presentes en la combinación de empuje en los yacimientos. Estas son (1) el empuje por agotamiento y un menor empuje de agua y (2) el empuje por agotamiento con una parte pequeña de casquete de gas y mínimo empuje de agua. Entonces, naturalmente, la segregación de la gravedad puede jugar un papel importante en cualquiera de los empujes mencionados

ELEMENTOS QUE AFECTAN EL FLUJO EN EL YACIMIENTO

Los elementos de un yacimiento que afectan drásticamente su comportamiento son los siguientes:

- ✚ **Distribución y niveles de permeabilidad, anisotropía y porosidad**
- ✚ **Estratificación**
- ✚ **Fracturamiento**
- ✚ **Afallamiento**
- ✚ **Compartimentalización**
- ✚ **Daño en la formación**
- ✚ **Segregación y distribución de fluidos**
- ✚ **Presencia de acuífero y/o casquete de gas**

La estratificación de una formación afecta severamente el comportamiento de un yacimiento en las etapas de recuperación primaria, secundaria y mejorada. Normalmente los hidrocarburos fluyen hacia el pozo a través de los estratos de alta permeabilidad; estos estratos permiten drenar en algunos casos las zonas de baja permeabilidad. En el caso de procesos de entrada lateral de agua o de recuperación secundaria y mejorada, el agua o el agente desplazante se canaliza hacia los pozos productores a través de los estratos de alta permeabilidad. El molinete hidráulico y las pruebas de interferencia vertical con las herramientas disponibles para evaluar la estratificación de un yacimiento.

Los yacimientos más prolíferos en el mundo producen de rocas naturalmente fracturadas. En estos casos las fracturas proveen la permeabilidad de la roca y los hidrocarburos se encuentran almacenados principalmente en la matriz. A este tipo de yacimientos se les conoce como de doble porosidad. El estudio del comportamiento de este tipo de sistemas requiere la evaluación de la interacción matriz-fracturas. Las pruebas de presión permiten, bajo ciertas circunstancias la estimación de los parámetros de doble porosidad.

Las fallas geológicas son probablemente uno de los elementos que mayor influencia tienen sobre el comportamiento de un yacimiento. Dependiendo de su naturaleza y posición dentro del yacimiento, las fallas pueden beneficiar o perjudicar el proceso de explotación. De acuerdo a la experiencia, las fallas pueden ser impermeables, semipermeables o conductivas; en el primer caso las fallas no permiten el flujo a través de ellas representando barreras al flujo, en el segundo caso las fallas ofrecen cierta resistencia al flujo por lo que las interacciones entre los bloques que separa se da en forma retrasada y en el tercer caso las fallas no sólo permiten el flujo a través de ellas sino también a lo largo de ellas. La detección y evaluación oportuna de fallas geológicas puede evitar situaciones desastrosas en proyectos de inyección y en casos de entrada de agua. Las únicas herramientas disponibles en la actualidad para la evaluación dinámica de fallas geológicas son las pruebas de presión (**Figura 1.29.**).

ELEMENTOS QUE CONTROLAN EL FLUJO DE FLUIDOS EN UN YACIMIENTO

Tabla I.III.- Elementos que controlan el flujo de fluidos en un yacimiento

Microscópico	Macroscópico	Megascópico
<ul style="list-style-type: none"> • Distribución del tamaño de poro 	<ul style="list-style-type: none"> • Estratificación 	<ul style="list-style-type: none"> • Geometría del yacimiento
<ul style="list-style-type: none"> • Geometría del poro 	<ul style="list-style-type: none"> • Variación de la permeabilidad 	<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas de fracturas y fallas
<ul style="list-style-type: none"> • Espacio poroso comunicado 	<ul style="list-style-type: none"> • Distribución de fracturas 	
<ul style="list-style-type: none"> • Microfracturas 		

En el nivel microscópico las partículas que se integran incluye magnitudes extensivas (volumen, longitud, masa) tendrán una distribución del tamaño del poro, geometría del poro espacio poros y microfracturas así mismo ocurren fenómenos que a escalas no visibles a simple vista son relevantes como se observa la **Figura 1.27.** y **Figura 1.28.**

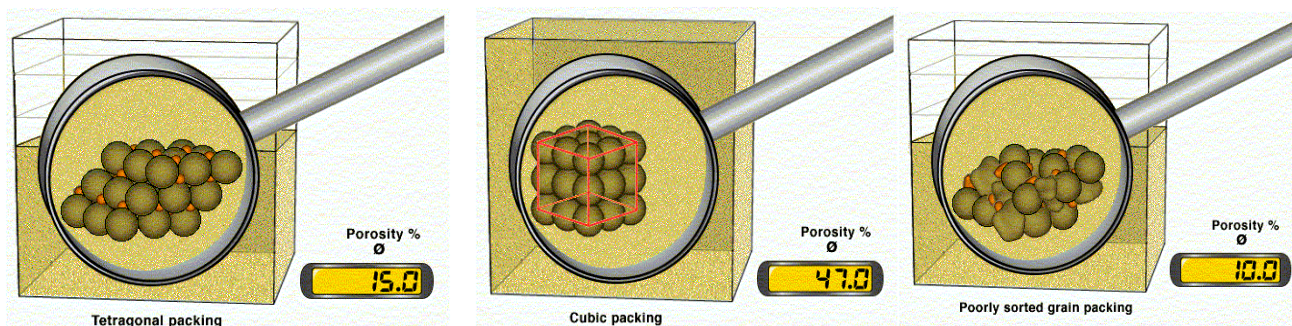
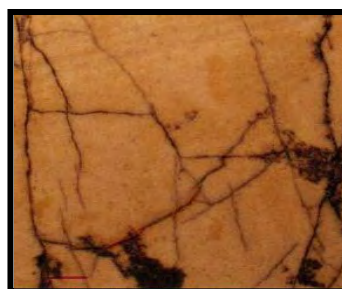


Figura 1.27.- Nivel microscópico.

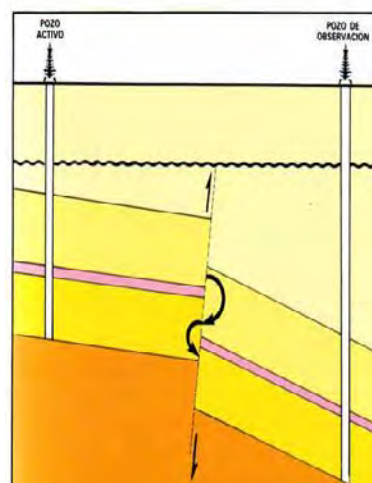
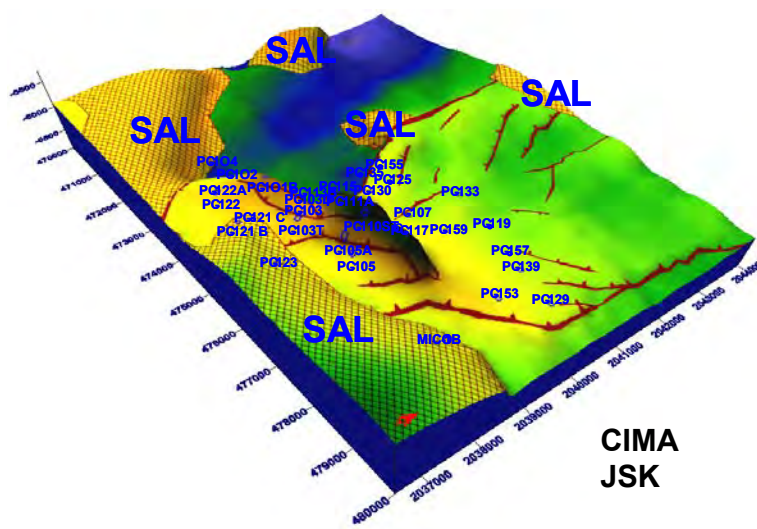


Wackestone con desarrollo de cavidades de disolución y fracturas también con disolución.



Mudstone con fracturas selladas por hidrocarburos e impregnación selectiva.

Figura 1.28.- Nivel macroscópico



Comunicación de yacimientos a través de un plano de falla.

Figura 1.29.- Nivel Megascópico

Para evaluar dinámicamente un yacimiento es necesario considerar las mediciones como un experimento llevado a cabo bajo condiciones de explotación de tal forma que es posible, mediante mediciones de ciertos parámetros, la determinación del estado del sistema en el momento de la medición.

Debe enfatizarse que la caracterización dinámica toma como base la información obtenida en la caracterización estática del yacimiento. Lo anterior para minimizar el problema de unicidad que frecuentemente se presenta en este proceso.

DEFINICIONES BÁSICAS PARA EL ESTUDIO DE LA CARACTERIZACIÓN DINÁMICA

❖ Permeabilidad k (md)

La permeabilidad es la propiedad que controla la rapidez a la que un yacimiento puede producirse y su distribución afecta la eficiencia de un proceso de recuperación secundaria o mejorada. Probablemente esta propiedad es la que más variación exhibe tanto areal como verticalmente. En la práctica esta variable se estima de núcleos en el laboratorio o de pruebas de presión. Otra fuente de evaluación son los registros a través de correlaciones con la porosidad, sin embargo, en el caso de carbonatos la correlación es pobre dando por consiguiente un amplio margen de error. Asociada a la permeabilidad está el concepto de anisotropía horizontal, el cual indica la magnitud y las direcciones preferenciales de flujo en un yacimiento (**Figura 1.30**).; para este caso, las pruebas de interferencia resultan ser la herramienta ideal de detección y evaluación.

DEFINICIÓN

Medida de la facilidad con que una roca permite el flujo de fluidos (Gas, Agua, Aceite) a través de sus poros interconectados, obviamente la permeabilidad depende de la porosidad efectiva, y por lo tanto, depende de la forma (**Figura 1.30**), tamaño y distribución del grano de la roca así como del grado de consolidación y cementación. La permeabilidad es afectada por el tipo de arcilla presente, especialmente cuando el agua está presente. Algunas arcillas, particularmente smectitas (bentonitas) y montmorillonitas, se hinchan con el agua y pueden bloquear completamente los poros.

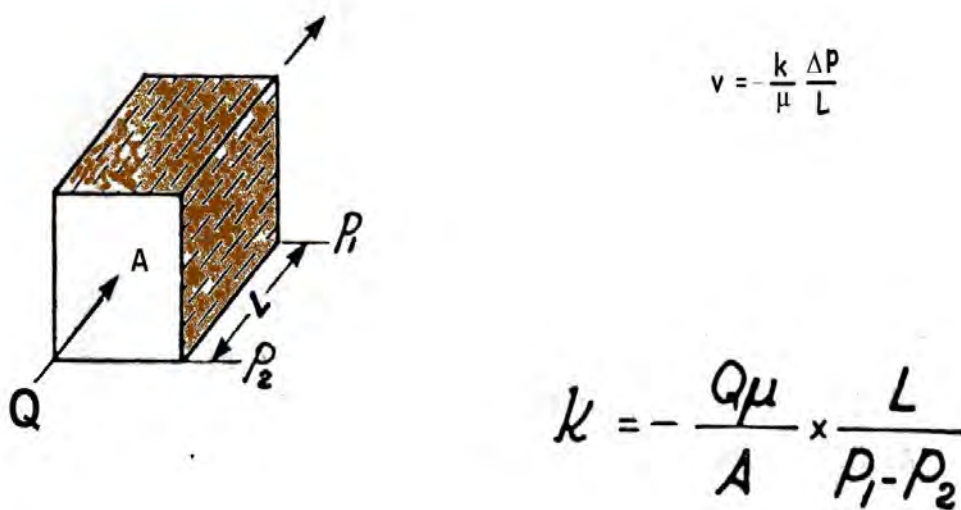


Figura 1.30.- Definición de Darcy

❖ Tipos de Permeabilidad

- **Absoluta (K_{abs}):** Medio poroso que está completamente saturado (100 por ciento) con el fluido que se mueve a través de los canales porosos
- **Efectiva (K_{efec}):** Facilidad con que una roca permite el flujo de un fluido, en presencia de otro u otros fluidos.

$$K_{efec} < K_{abs}.$$

NOTA: La suma de las permeabilidades efectivas es siempre menor que la absoluta

- **Relativa:** Cociente entre la permeabilidad efectiva a un fluido y una permeabilidad base.

❖ Porosidad Φ (% , fracción)

Definición: Es una medida del espacio disponible que tiene la roca para almacenar fluidos.

La porosidad es la propiedad que probablemente menos varía en el yacimiento y su evaluación se logra a través de registros y de núcleos. Desde el punto de vista de explotación de un yacimiento es de primordial importancia la evaluación del espacio poroso interconectado, ya que el volumen de hidrocarburos aquí contenido es el que se producirá; por consiguiente, las reservas deben evaluarse tomando en cuenta este concepto. En el pasado se ha pretendido evaluar el volumen poroso del yacimiento a través de pruebas de límite de yacimiento, pero se ha observado en la práctica que únicamente es posible aplicar esta técnica cuando la prueba se lleva a cabo en pozos que drenan un volumen poroso pequeño. Por otro lado las pruebas de presión se han utilizado para estimar la capacidad de almacenamiento de la porosidad secundaria en yacimientos de doble porosidad.

❖ Tipos de porosidad

- Porosidad Original
- Porosidad Inducida o secundaria
- Porosidad Total
- Porosidad efectiva Φ_e

❖ Viscosidad

Medida de la resistencia ofrecida por las moléculas de una sustancia a fluir.

- La viscosidad de los crudos depende de:
 - Composición
 - Presión
 - Gas en Solución
- Viscosidad del agua
 - A condiciones de yacimiento es baja (< 1 cp)
 - Disminuye con temperatura y aumenta con presión y salinidad

❖ **Movilidad $\lambda_f = (k / \mu_f)$**

Es específica para cada fluido que satura el medio poroso, es una medida de la capacidad que tiene un fluido de moverse en el sistema, así podemos hablar de la movilidad del aceite, del gas, del agua o cualquier otro fluido extraño al yacimiento. En términos generales para las mismas condiciones de presión y temperatura la movilidad del gas es más grande que la movilidad del aceite

❖ **Compresibilidad Total (C_T)**

La compresibilidad total del yacimiento controla la variación de la presión media durante la explotación del yacimiento, por lo que su evaluación resulta ser indispensable para llevar a cabo un estudio de comportamiento **Figura 1.31**. Una estimación errónea de esta variable puede introducir graves errores en el cálculo del volumen original de hidrocarburos. La componente que más incertidumbre presenta es la compresibilidad de la roca, especialmente en carbonatos, puesto que su correlación con la porosidad es pobre. La prueba de interferencia es la única herramienta confiable para estimar in-situ la compresibilidad total del yacimiento.

Se expresa como la suma ponderada de las compresibilidades de los componentes del sistema, en base a una comparación del volumen de cada uno de los componentes con el volumen de poros de la formación.

$$c_T = c_w S_w + c_o S_o + c_g S_g + c_f \qquad c_f = c_s \frac{V_s}{V_p}$$

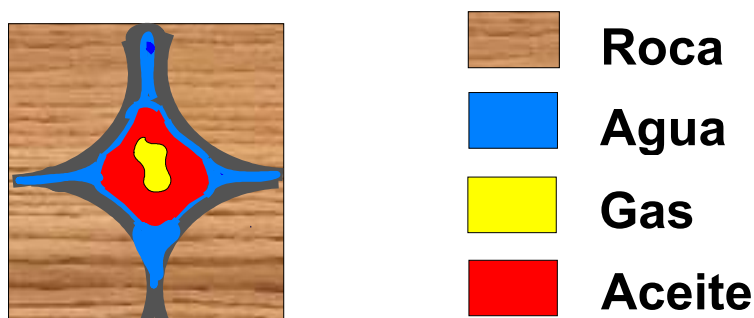


Figura 1.25.- Componentes del sistema, compresibilidad

1.4. EJEMPLOS DE LA CARACTERIZACIÓN DINÁMICA

A continuación se presentan los resultados obtenidos en varios casos de campo a través del análisis integral de la información proporcionada por las herramientas de la Caracterización Dinámica tales como pruebas de presión, RPFC, RPFF, etc.

CASO 1 EVALUACIÓN DE CAPACIDAD DE FLUJO Y DE FRACTURA HIDRÁULICA.

Se llevó a cabo una prueba de incremento en un pozo de gas con una duración de 81 horas antes de un fracturamiento hidráulico. La grafica de diagnóstico se presenta en la **Figura 1.32.** en donde se observa que los efectos de almacenamiento desaparecen en 16 horas y la curva de derivada sigue posteriormente a una línea recta horizontal indicando flujo radial en medio homogéneo. Los resultados del ajuste de la prueba indican que el yacimiento posee una permeabilidad horizontal de 0.115 milidarcys, el pozo exhibe un daño de 1.8 y la presión inicial de la formación es de 8647.77 lb/pg². es importante señalar que el valor de la permeabilidad se estimó considerando un espesor de 62.3 pies y en caso de que este valor no sea confiable entonces los resultados se expresarán en términos de Kh.

Posteriormente al fracturamiento hidráulico se llevó a cabo otra prueba de incremento para su evaluación. La **Figura 1.33.** presenta la grafica de diagnóstico y de evaluación. Podemos observar que este caso presenta el comportamiento típico de un pozo con fractura de conductividad finita (la derivada con pendiente 1/4) y el ajuste de la prueba se lleva a cabo con los valores siguientes: permeabilidad $k = 0.14$ md, longitud de ala de fractura $X_f = 6645$ pies y conductividad adimensional $FCD = 22$. Lo anterior indica que después del fracturamiento la formación exhibe un valor de kh mayor que antes de fracturar, señalando que hubo una comunicación vertical con otros estratos.

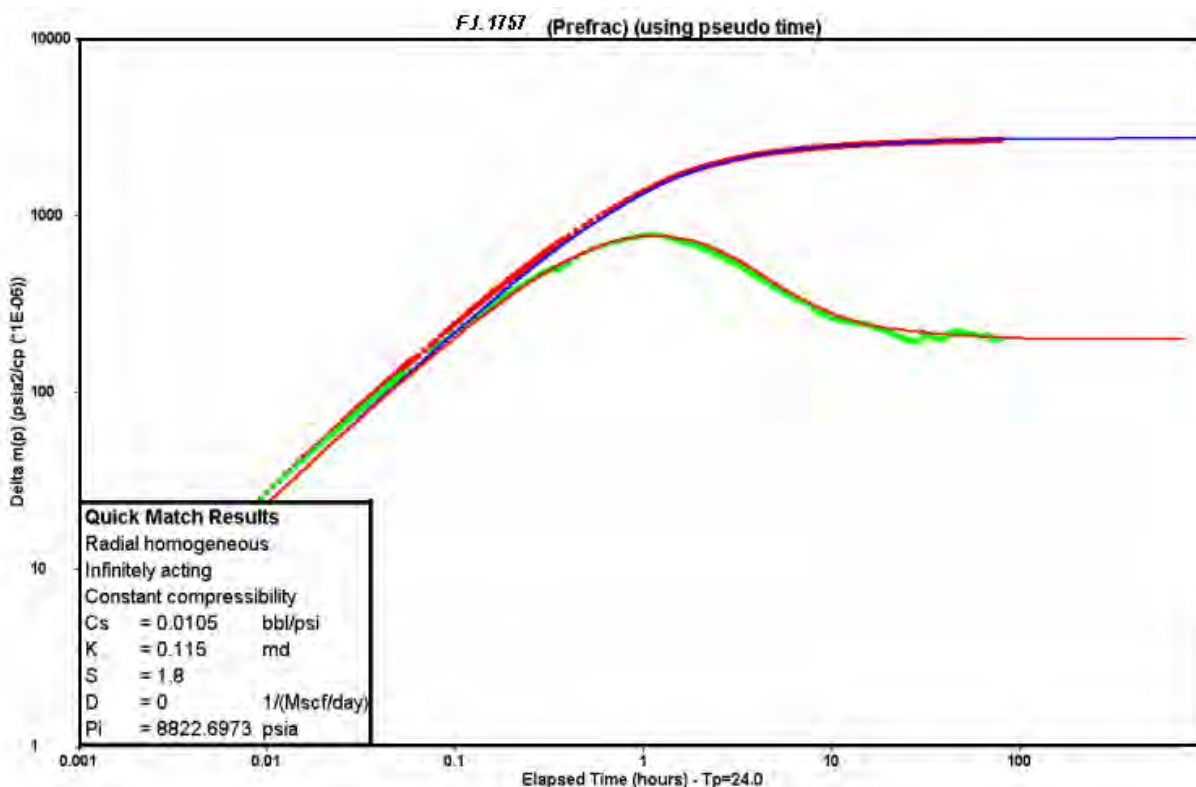


Figura 1.32.- Evaluación de la capacidad de flujo

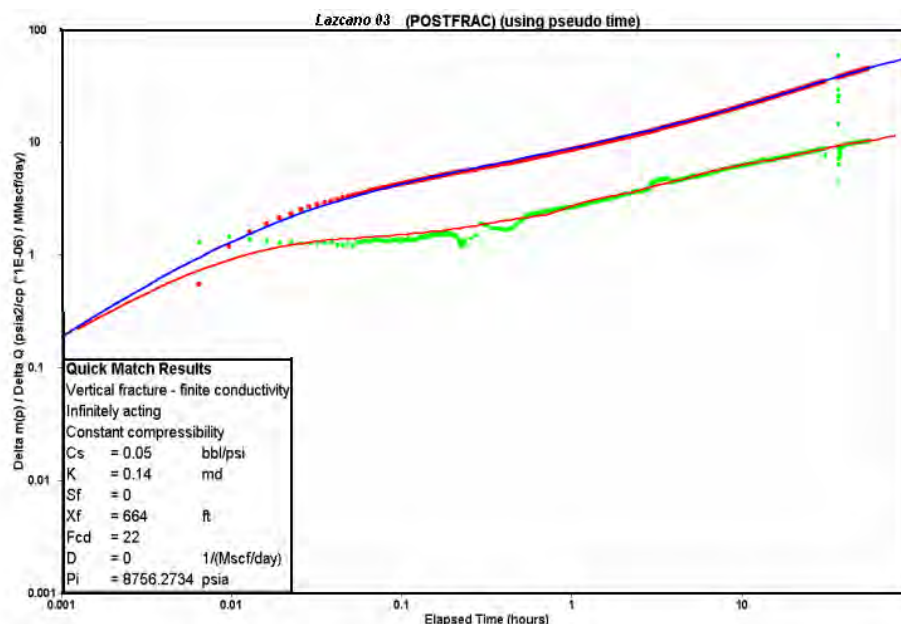


Figura 1.33.- Evaluación de un fracturamiento

CASO 2. FALLA CONDUCTIVA

La **Figura 1.34** presenta el caso de una prueba de incremento en un pozo de gas con una duración de 24 horas. La curva de derivada muestra inicialmente una pendiente unitaria característica del efecto de almacenamiento, posteriormente la curva se aproxima a una horizontal indicando flujo radial, en seguida los datos exhiben una pendiente -1 característica de una frontera a presión constante y finalmente se alcanza una recta de pendiente 1/4 señalando la existencia de flujo bilineal. El modelo de ajuste de la prueba es el correspondiente a un pozo en un yacimiento homogéneo con flujo radial cercano a una falla conductiva. Es conveniente señalar que la prueba no puede indicar la orientación de la falla.

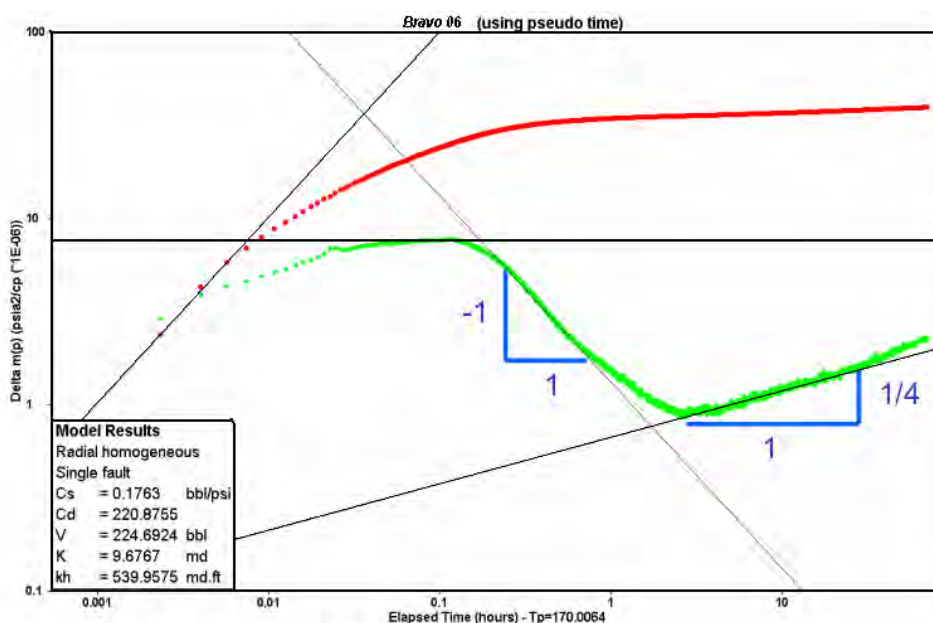


Figura 1.34.- Detección de falla conductiva

CASO 3. LIMITE DE YACIMIENTO

La **Figura 1.35.** presenta la grafica de diagnóstico y de ajuste para una prueba de limite de yacimiento para un pozo de gas con una duración de 45 horas. Los datos de la derivada siguen primero a una horizontal indicando flujo radial, posteriormente muestra una transición seguida de una recta de pendiente unitaria señalando flujo pseudo-estacionario característico de un yacimiento cerrado. El ajuste de la prueba se logra con los siguientes parámetros: permeabilidad $K = 14$ md, daño $s = -1$ y área de drenaje de un cuadrado de 724 pies de lado. En conclusión la prueba mostró que el pozo drena un área de drenaje pequeña.

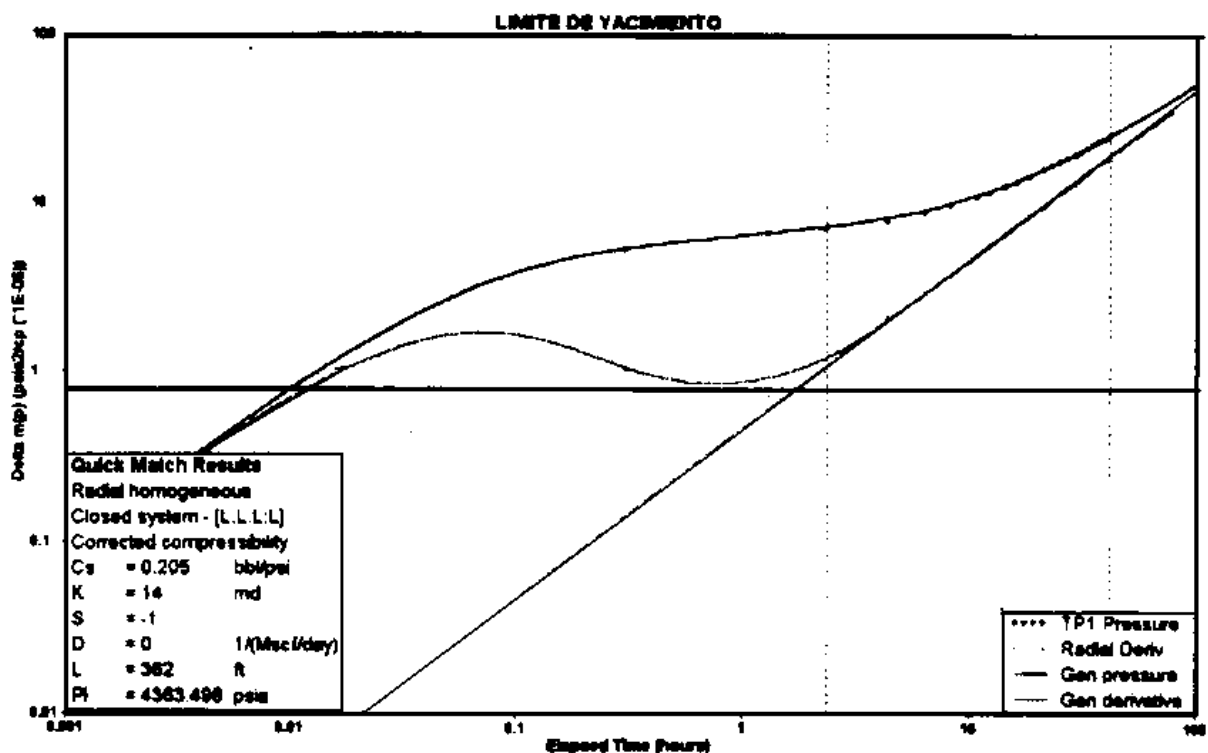


Figura 1.35.- Prueba de limite de yacimiento

CASO 4. ACUÍFERO

En este caso se cuenta con la historia de 27 años de producción de un pozo y datos de 7 pruebas de incremento de presión. La **Figura 1.36.** muestra la información disponible reproducción y pruebas. El diagnostico de flujo indica que todas las pruebas de incremento pueden ajustarse con el modelo de flujo radial en yacimiento homogéneo con diferentes valores de coeficientes de almacenamiento y daño tal como lo indica la **Figura 1.37.** Lo anterior señala que el factor de daño ha variado a través del tiempo debido al aumento de la saturación de gas en las vecindades del pozo. La **Figura 1.38.** muestra el ajuste de las presiones medidas tomado en consideración la historia de producción, nótese que las presiones de cierre se calculan correctamente; sin embargo, el ajuste en las presiones de fondo fluyendo es pobre debido a la variación del factor de daño. Este ajuste fue logrado considerando un área de drene rectangular con dimensiones de 4,420 pies de ancho y de 22,100 pies de largo. Las enormes dimensiones del área de drene resultan del efecto de un acuífero asociado al yacimiento.

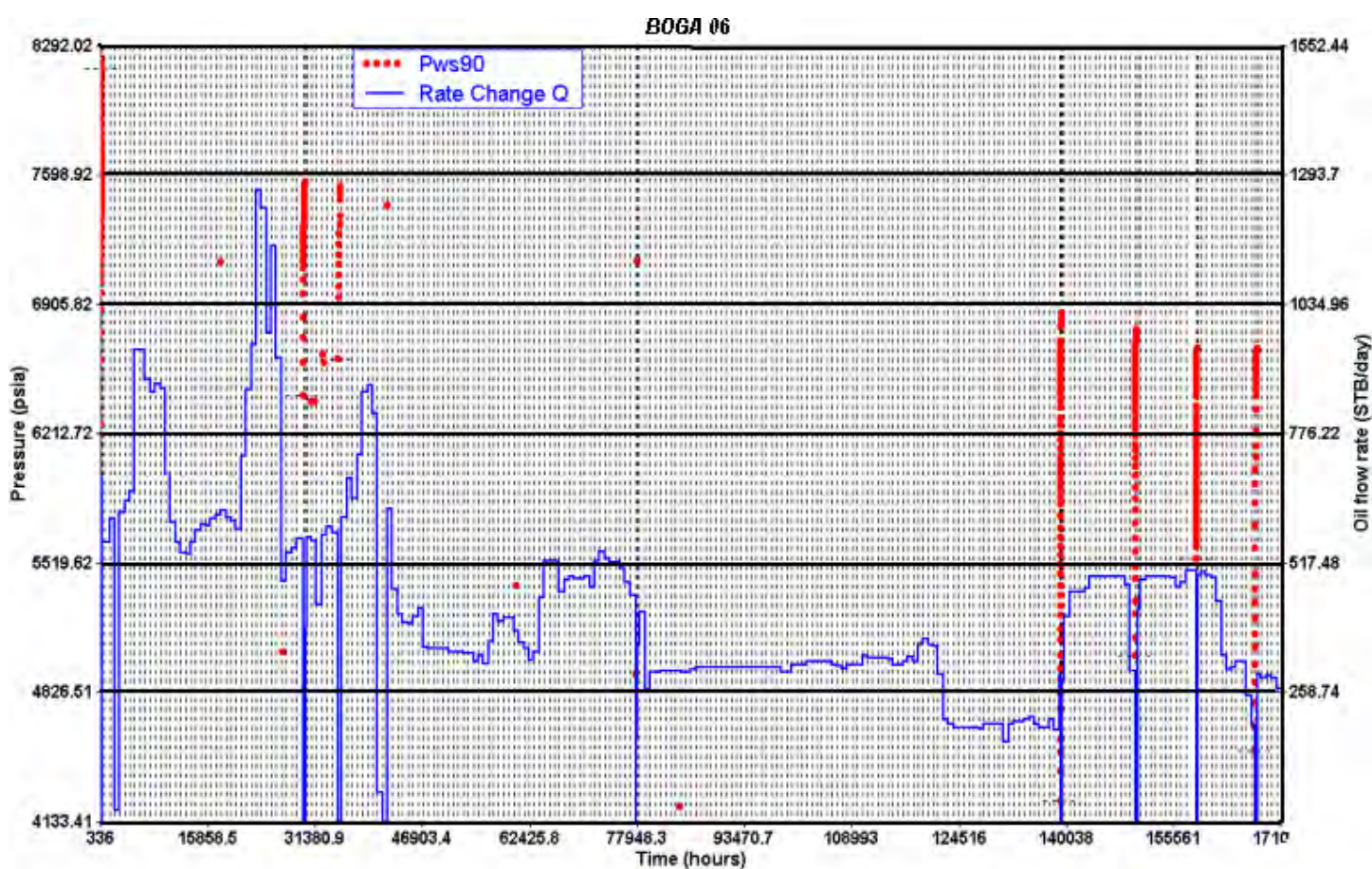


Figura 1.36.- Historia de producción y presiones medidas

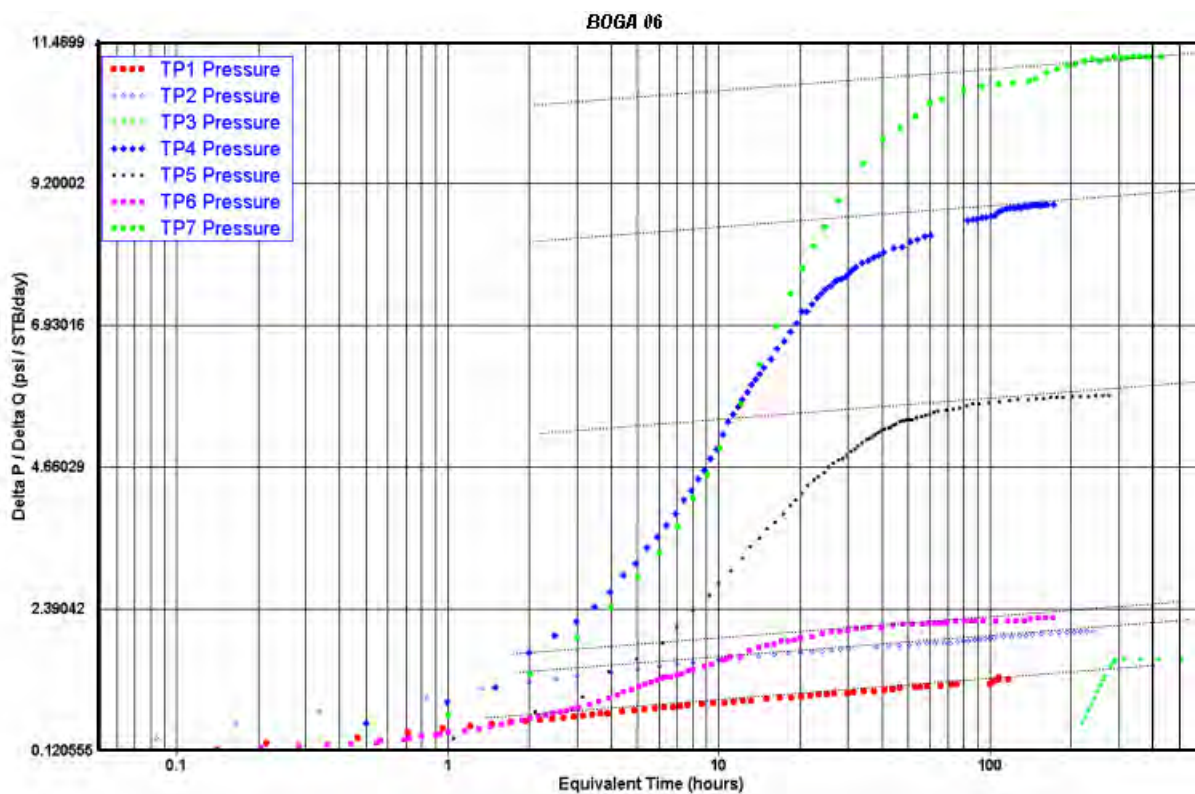


Figura 1.37.- Grafica semi-logaritmica

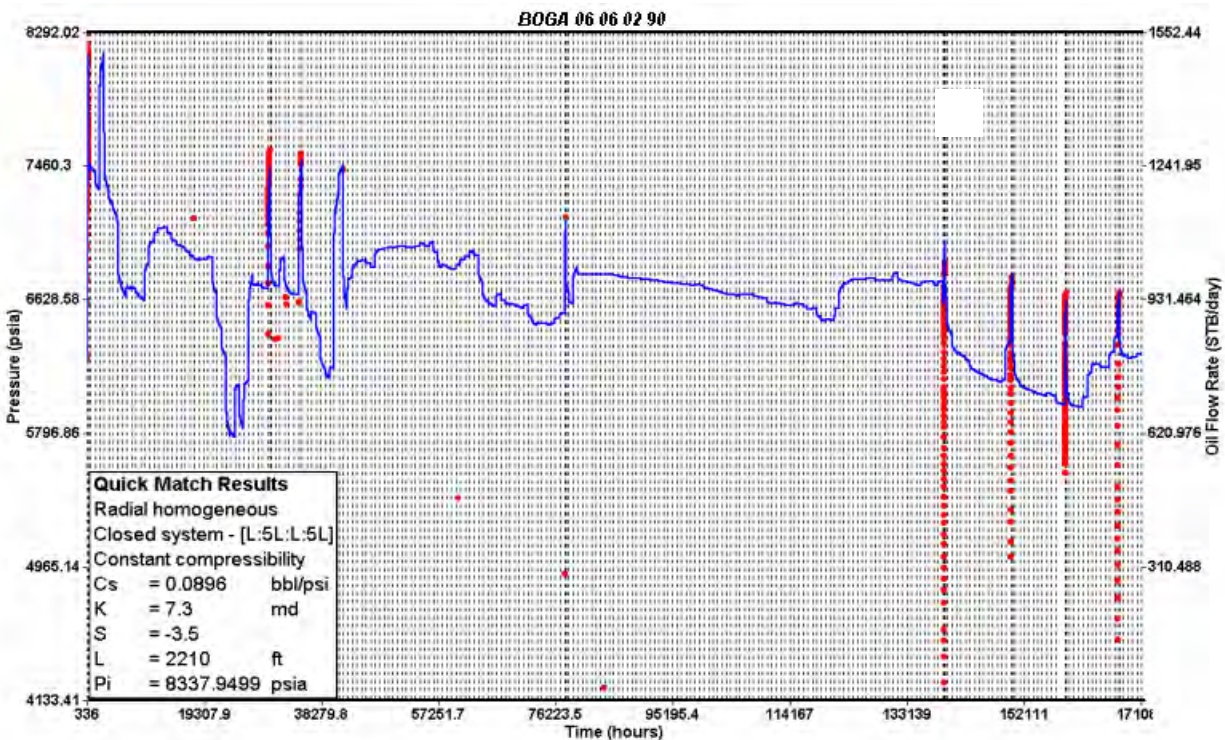


Figura 1.38.- Ajuste de datos medidos

CASO 5. YACIMIENTO NATURALMANTE FRACTURADO

La **Figura 1.39.** presenta la integración de la información obtenida del análisis de datos de presión para un yacimiento naturalmente fracturado. El mapa indica que en las diferentes áreas del yacimiento el proceso de flujo está representado por diversos modelos. Así, se puede observar que en algunas regiones el sistema puede ser representado por el modelo de flujo radial homogéneo indicando un fracturamiento intenso, en otras zonas el modelo válido es el de doble porosidad indicando que la interacción entre la matriz y las fracturas requiere de cierto tiempo. Otras zonas exhiben el comportamiento del modelo radial compuesto señalado que varía la intensidad de fracturamiento.

De particular interés es el hecho de que algunas zonas existe la presencia reflujo lineal o bi lineal. Esto indica proximidad a una falla de naturaleza conductiva en concordancia con datos geológicos y geofísicos del yacimiento. De lo anterior se puede afirmar que un pozo en un yacimiento naturalmente fracturado se comporta de acuerdo a una diversidad de modelos de flujo.

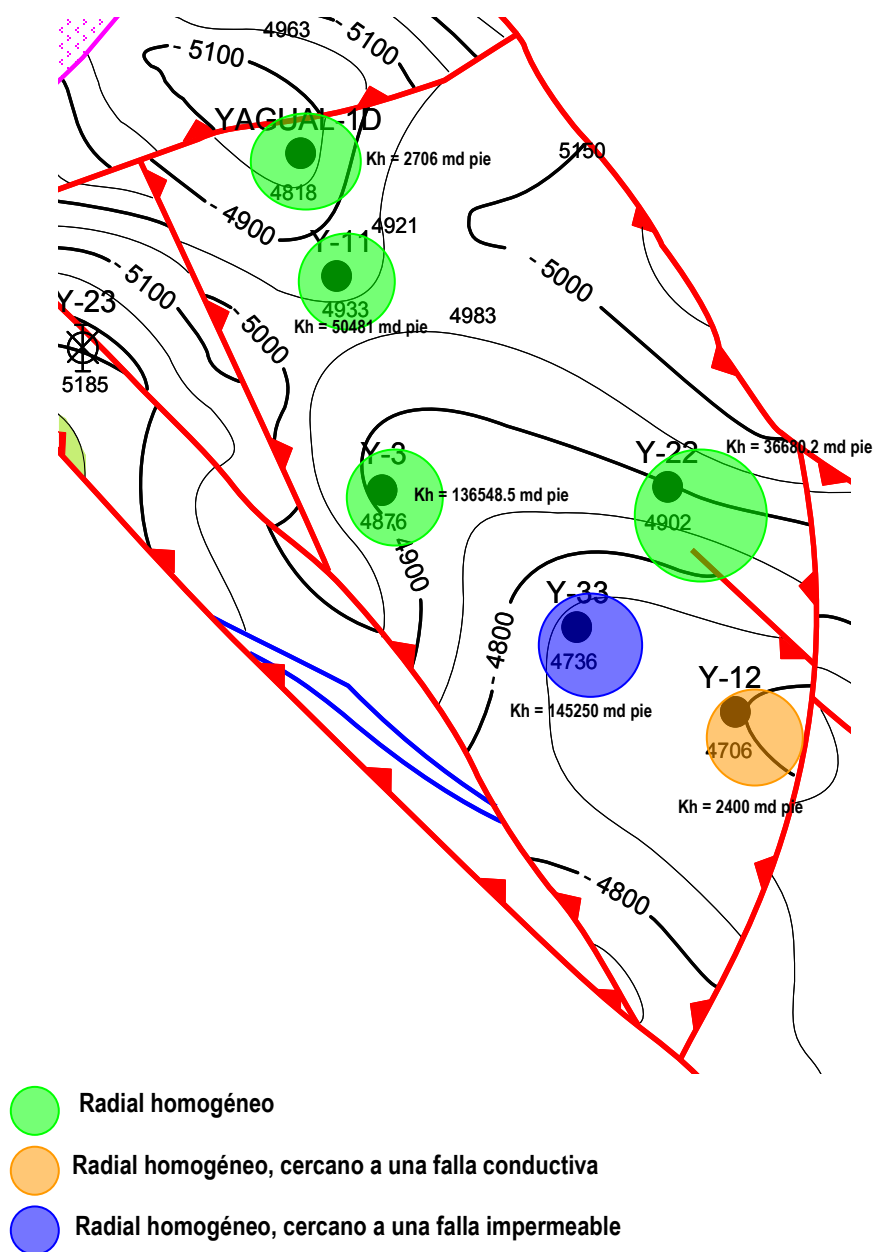


Figura 1.39.- Caracterización de un yacimiento fracturado

CASO 6. CONTACTO GAS-ACEITE

La **Figura 1.40.** presenta el caso de una prueba de cierre después de un periodo de inyección (Fall Off Test) en un yacimiento con un casquete de gas secundario. Los datos de prueba exhiben una porción horizontal seguida de una zona retransición hasta alcanzar una pendiente de -1 característica de una frontera a presión constante (contacto gas-aceite). La prueba se ajusta con un modelo de pozo parcialmente penetrante cercano a un casquete de gas en un yacimiento anisotrópico con los siguientes parámetros: permeabilidad horizontal $K = 23.02$ md, permeabilidad vertical $Kz = 0.15$ md, factor de daño $s = -3.02$ y distancia entre disparos y contacto gas aceite $h_{cgo} = 39$ pies.

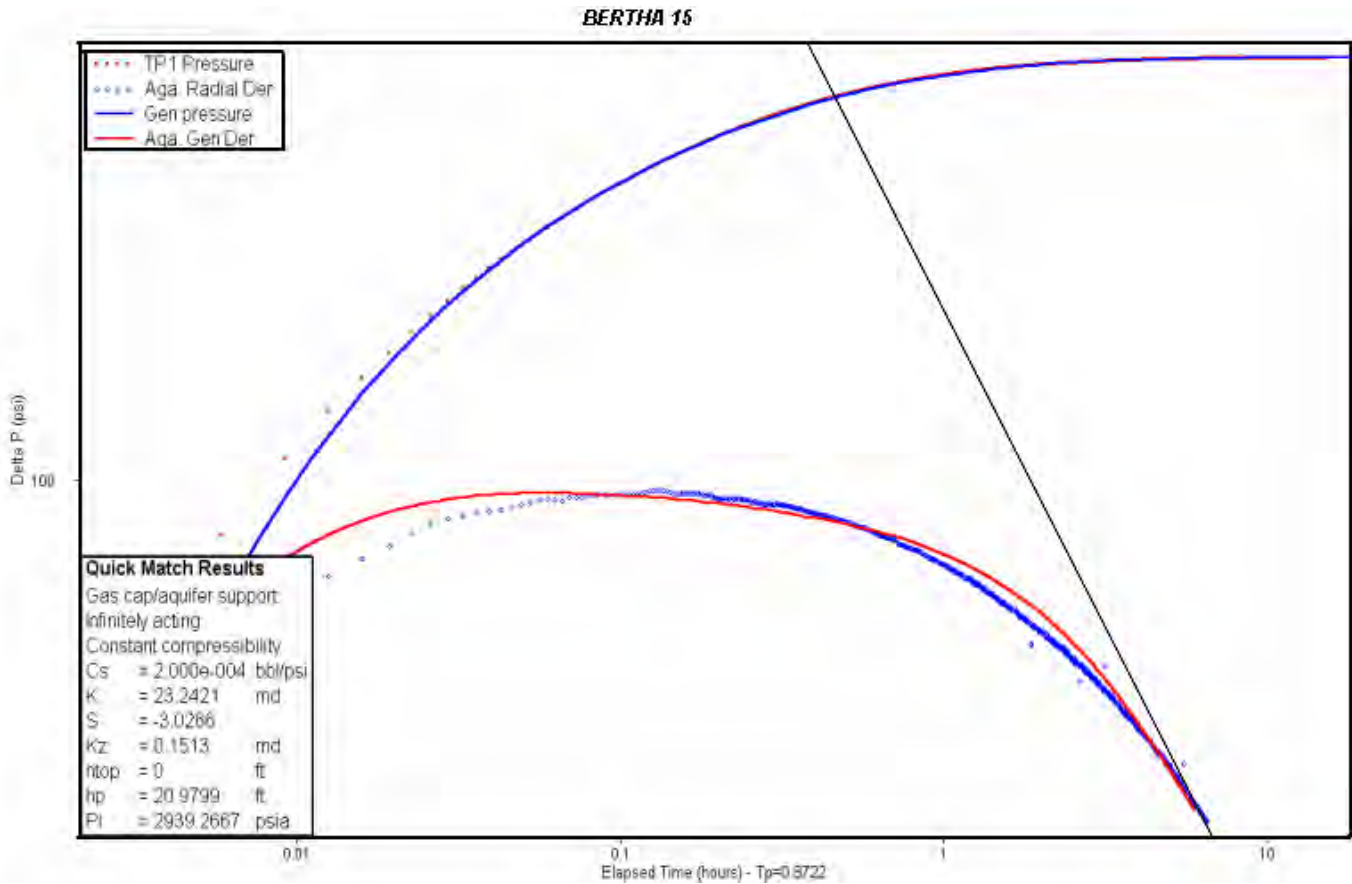


Figura 1.40.- Detección de casquete de gas

CASO 7. CONTACTO AGUA-ACEITE

En este caso el pozo produce en un yacimiento sujeto a una fuerte entrada de agua. La **Figura 1.41** presenta la gráfica de diagnóstico correspondiente a una prueba de incremento en donde se pueden observar varias secciones rectas cuyas pendientes son de 1, $\frac{1}{2}$ y $-\frac{1}{2}$. La primera representa datos dominados por el efecto de almacenamiento, la segunda indica la presencia de flujo lineal y la tercera puede indicar flujo esférico o efecto de frontera a presión constante bajo condiciones de flujo lineal. Tomando en cuenta los datos de análisis de núcleos disponibles y las características de los fluidos del yacimiento se concluyó que la formación exhibe zonas de pequeño espesor con alta permeabilidad y extensión lateral limitada; lo que propicia un flujo lineal vertical a través de los estratos de baja permeabilidad.

La frontera a presión constante está representada por el contacto agua aceite ya que las viscosidades del aceite y del agua son de 22 y 0.35 centipoises, respectivamente.

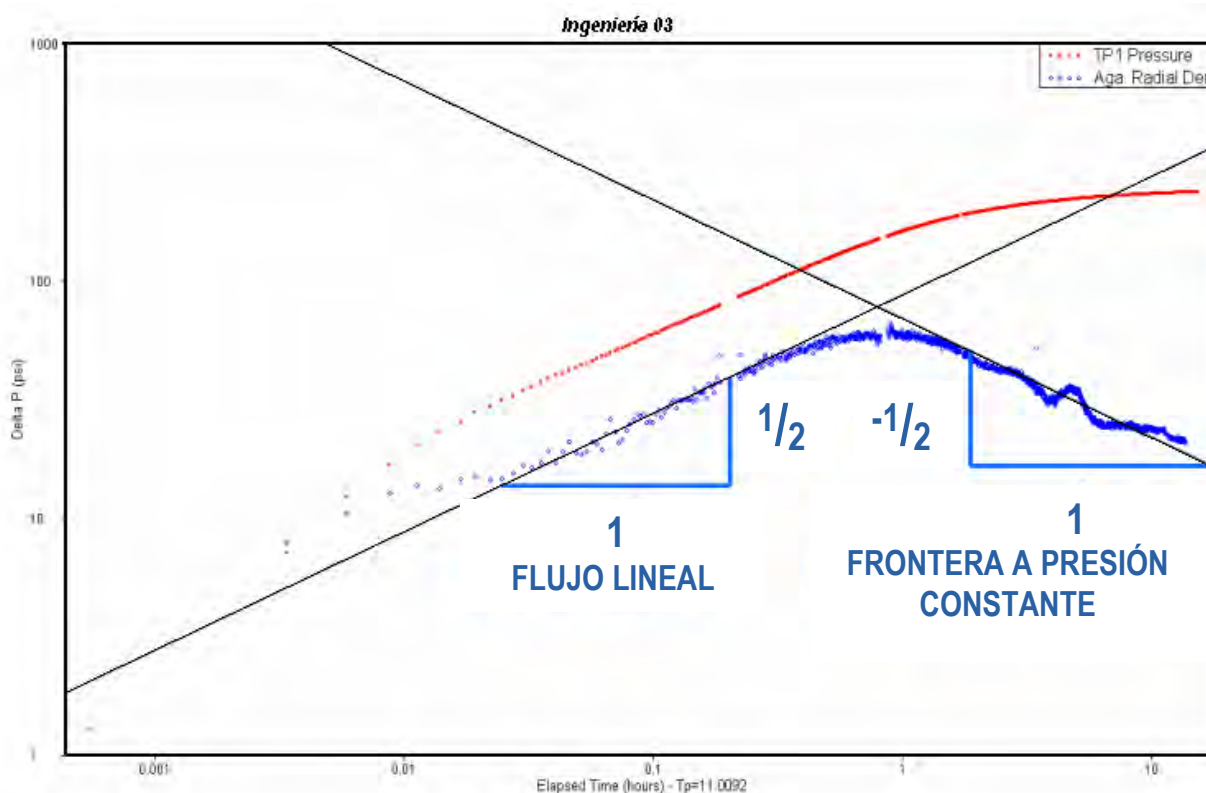


Figura 1.41.- Detección de contacto agua- aceite

CAPÍTULO 2. ANTECEDENTES DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN

2.1. CONCEPTOS BÁSICOS DEL FLUJO DE FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS

Para aplicar de una manera más confiable los diversos modelos de flujo que se utilizan en la interpretación de pruebas de presión es conveniente primero conocer la naturaleza del flujo de fluidos en los yacimientos, las bases matemáticas, así como, las suposiciones involucradas en cada modelo.

La producción de hidrocarburos se lleva a cabo a través del proceso de flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo, el cual puede ocurrir bajo condiciones diversas en relación, al número de fases fluyentes y a la geometría misma del proceso. Toda prueba de presión involucra la producción (o inyección) de fluidos por lo que la respuesta de presión es afectada por la naturaleza del flujo alrededor del pozo en estudio.

Generalmente en un pozo se encuentran presentes tres fases (aceite, gas y agua). En los casos de yacimientos bajo saturados solo existen dos fases (aceite, agua) en el medio poroso, de igual manera, en el caso de yacimientos de gas seco (gas y agua) están presentes en el medio poroso. El número de fases fluyentes dependerá de las saturaciones de los fluidos contenidos en el yacimiento.

Por otro lado, la geometría de flujo en el yacimiento puede seguir diversos modelos, de manera independiente o pueden presentarse como una combinación éstos, dependiendo la manera en que este terminado el pozo, de los elementos que limiten al medio poroso y de las heterogeneidades presentes (fallas, anisotropía, acuñamientos, fracturas, doble porosidad, etc.); estas geometrías de flujo son:

- Lineal
- Radial
- Esférico
- Elíptico, etc.

Por lo anterior es necesario tener en mente que la suposición generalizada de que se tiene flujo radial cilíndrico bajo condiciones de una sola fase no siempre es válida. Lo que hace indispensable contar con herramientas de diagnóstico y con información adicional para seleccionar el modelo de flujo correcto y así poder lograr una interpretación confiable de una prueba de presión.

El fenómeno de flujo que ocurre en el yacimiento durante una prueba de presión involucra cambios de la presión con el tiempo, ya que el sistema roca–fluidos se expande o contrae; esto es, la presión cambia continuamente en todos los puntos del yacimiento, es decir ésta se difunde en el yacimiento.

La producción de fluidos la genera la expansión del yacimiento (roca + fluidos), la cual se puede cuantificar a través de la compresibilidad total del sistema (c_t). De acuerdo con esto se tiene:

Producción = Expansión del yacimiento

Y la compresibilidad c_t , del sistema incluye el efecto de cada uno de los componentes del sistema roca–fluidos.

$$C_t = C_f + S_o C_o + S_g C_g + S_w C_w$$

Existen dos variables que tienen un efecto importante en la manera en la que se transmiten los cambios de presión en el yacimiento, las cuales son:

Transmisibilidad.- Representa la facilidad con que fluye el fluido en el medio poroso y es proporcional a la permeabilidad por el espesor e inversamente proporcional a la viscosidad.

$$\text{Transmisibilidad } T = \frac{kh}{\mu}$$

Difusividad hidráulica.- Representa la facilidad con que se transmiten los cambios de presión en el sistema y es directamente proporcional a la permeabilidad e inversamente proporcional al producto de la viscosidad, la porosidad y la compresibilidad total.

$$\text{Coeficiente de difusividad hidráulica } \eta = \frac{k}{\phi\mu c_t}$$

Al combinar la transmisibilidad y la difusividad hidráulica se puede obtener una tercera ecuación que representa la cantidad de fluido que hay que remover (o añadir) al medio por unidad de área para modificar la presión en una unidad; esta variable se conoce como:

$$\text{Capacidad de almacenamiento } S = \phi c_t h$$

2.1.1. Elementos que controlan el flujo de fluidos en un yacimiento

El problema de flujo de fluidos a través de medios porosos no puede tratarse a un nivel microscópico, debido a las complejidades inherentes de este tipo de enfoque. Entonces, se concluye que los problemas de flujo a través de medios porosos deben resolverse necesariamente a un nivel macroscópico. Estos elementos se muestran en la **Tabla I.III** en el **Capítulo 1** (pag.31).

Un concepto estrictamente relacionado con el nivel macroscópico de los problemas de flujo de fluidos a través de medios porosos, es el de volumen elemental representativo (VER) (**Bear 1972**). Se tiene que este volumen debe ser menor que el dominio total de flujo, o sea que el medio poroso de interés, pero también este volumen tiene que ser mayor que el tamaño de un poro, de tal forma que incluya un número de poros suficiente para obtener un promedio estadísticamente correcto, requerido para este nivel macroscópico.

2.1.2. Ecuación de difusión y soluciones

Los problemas de flujo de fluidos a través de medios porosos pueden resolverse combinando varios de los principios o leyes físicas siguientes:

I. Ecuación de continuidad

- Conservación de masa
- Conservación de energía
- Conservación de momento

II. Ecuación de transporte

III. Ecuación de estado

I. La ecuación de continuidad, método general

La ecuación de continuidad es una expresión del principio de conservación de masa, de energía y/o del momento. Para nuestro caso, consideraremos solo el caso de conservación de masa.

El proceso general que se sigue en la derivación de las ecuaciones, es el siguiente:

- a) Se selecciona un volumen elemental representativo, de acuerdo a la geometría de flujo del problema de interés (**Figura 2.1**).
- b) Se escriben todos los gastos que entran y salen del volumen elemental en un periodo fijo, siguiendo una cierta convención de signos (**Figura 2.1**).
- c) Se establece un balance de masa dentro del volumen elemental (**Figura 2.2**).
- d) Se toma el límite de tal forma que tanto el volumen elemental como el intervalo de tiempo, tiendan a una dimensión infinitesimal, es decir:

$$\lim \Delta x \rightarrow 0$$

$$\lim \Delta y \rightarrow 0$$

$$\lim \Delta z \rightarrow 0$$

$$\lim \Delta t \rightarrow 0$$

- e) El resultado es la ecuación buscada

i) Ecuación de continuidad en coordenadas cartesianas

Considerando que un solo fluido de densidad “ ρ ”, pasa a través de cada una de las caras de un volumen elemental (**Figura 2.1a.**) de porosidad Φ a una velocidad “ v ”, se tiene un flujo másico por unidad de superficie tal como lo muestra la ecuación 2.1

$$\rho v = \rho \left[\frac{M}{L^3} \right] v \left[\frac{L}{T} \right] = \rho v \left[\frac{M}{L^2 T} \right] \quad (2.1)$$

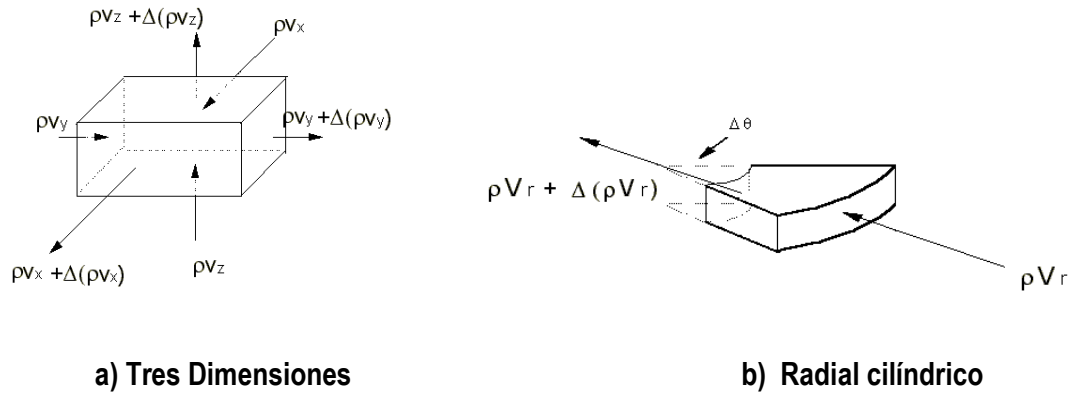


Figura 2.1.- Volumen elemental representativo

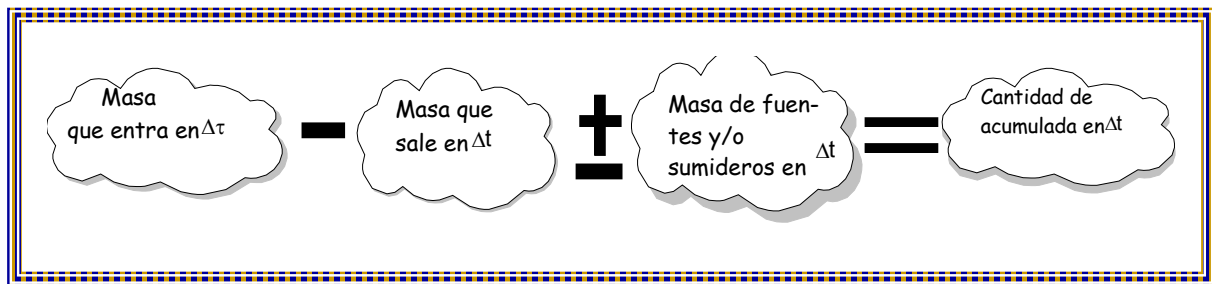


Figura 2.2.- Conservación de masa

Si después, aplicamos el principio de conservación de masa se obtiene la siguiente ecuación de continuidad en coordenadas cartesianas.

$$\frac{\partial(\rho v_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho v_z)}{\partial z} = -\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} \quad (2.2)$$

donde:

ρ es la densidad de un fluido
 v_x, v_y y v_z : Velocidad del fluido

ii) Ecuación de continuidad en coordenadas radiales

Para este caso se considera un volumen elemental representativo como el de la **Figura 2.1b** y mediante un proceso similar para coordenadas cartesianas se obtiene la ecuación de continuidad para flujo radial.

$$\frac{1}{r} \frac{\partial(r\rho v_r)}{\partial r} = -\frac{\partial(\phi\rho)}{\partial t} \quad (2.3)$$

II. La ecuación de Darcy (Ecuación de transporte)

La ley de Darcy expresa el hecho, de que el gasto por unidad de área en un punto en un medio poroso es proporcional al gradiente de potencial en la dirección de flujo en ese punto. Esta ley es válida para flujo laminar a bajos números de Reynolds, y su expresión matemática es:

$$\mathbf{v} = -\frac{k\rho}{\mu} \nabla\Phi \quad (2.4)$$

Donde:

Φ : Potencial

$$\Phi = \int_{p_0}^p \frac{dp}{\rho} + gz \quad (2.5)$$

Según la definición anterior podemos deducir cual es la ecuación de Darcy para las direcciones x, y, z, y pueden expresarse como sigue:

$$\begin{aligned} v_x &= -\frac{k_x}{\mu} \frac{dp}{dx} \\ v_y &= -\frac{k_y}{\mu} \frac{dp}{dy} \\ v_z &= -\frac{k_z}{\mu} \left[\frac{dp}{dz} + \rho g \right] \end{aligned} \quad (2.6)$$

Para el caso de flujo radial, despreciando los efectos gravitacionales, se tiene que la ley de Darcy queda como:

$$v_r = -\frac{k_r}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad (2.7)$$

III. Ecuación de estado

Se denomina ecuación de estado a cualquier expresión en que intervenga la presión, el volumen específico y la temperatura, es decir, para nuestro caso de estudio, una ecuación de estado especifica la dependencia de la densidad " ρ " de un fluido, de la presión " p " y la temperatura " T ". Por lo tanto, dependiendo del fluido en estudio, será la ecuación de estado empleada.

Para el caso del flujo de un solo fluido ligeramente compresible bajo condiciones isotérmicas, la compresibilidad de un fluido es definida como el cambio relativo en el volumen del fluido por unidad de variación de la presión, es decir:

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{dv}{dp} \right)_T$$

O de otra manera podemos escribir

$$c = \frac{1}{\rho} \left(\frac{d\rho}{dp} \right)_T \quad (2.8)$$

Considerando a "c" constante e integrando la ecuación 2.8 y simplificando nuestra ecuación de estado se puede expresar como:

$$\rho = \rho_0 e^{c(p-p_0)} \quad (2.9)$$

donde: ρ_0 : es el valor de "ρ" a la presión de referencia de p_0 .

Finalmente si se combina la ecuación de continuidad, la ecuación de Darcy y la ecuación de estado, se obtiene la ecuación de difusión. Se debe tener congruencia en el sistema de coordenadas que se emplee (cartesiano, cilíndrico, esférico, etc.)

2.1.3. Ecuación de difusión para coordenadas radiales y coordenadas cartesianas

El flujo transitorio de fluidos en un yacimiento puede ser descrito a través de la ecuación de difusión expresada en términos de presión como variable dependiente. La presión en cualquier punto del medio poroso es una función de las coordenadas del punto y del tiempo, y depende de las características iniciales y de producción del sistema (condiciones iniciales y de frontera). En general la ecuación de difusión puede expresarse como:

$$\nabla^2 P = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (2.10)$$

Donde: $\nabla^2 = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial}{\partial r} \right)$ para coordenadas radiales (2.11)

$\nabla^2 = \frac{\partial^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2}{\partial y^2} + \frac{\partial^2}{\partial z^2}$ para coordenadas cartesianas (2.12)

Las suposiciones que se tienen que considerar para obtener la ecuación 2.10 son:

- Medio homogéneo e isótropo.
- Flujo isotérmico de un fluido ligeramente compresible, de viscosidad constante.
- Gradientes de presión pequeños en el yacimiento.
- Efectos de gravedad despreciables.

Estas suposiciones no necesariamente se cumplen en todos los casos, ya que con frecuencia el flujo en el yacimiento es multifásico, las propiedades del fluido dependen de la presión o el yacimiento contiene heterogeneidades que dominan el proceso de flujo. Sin embargo la mayoría de las técnicas de interpretación están basadas en soluciones de la ecuación de difusión, las cuáles, mediante modificaciones se pueden extender a los casos mencionados. La ecuación 2.10 es una ecuación diferencial lineal en derivadas parciales, por lo cual es posible aplicar el principio de superposición.

2.1.4. Condiciones iniciales y de frontera

Para obtener la solución de la ecuación 2.10 para un caso en particular, se obtiene, solo si, se definen las condiciones iniciales y de frontera.

Condiciones iniciales.

Describen el estado del yacimiento al inicio de su explotación, una suposición que con mayor frecuencia se establece es que la presión inicial del yacimiento es uniforme a través de todo el medio, esto es:

$$P(x, y, z, t = 0) = P_i \quad (2.13)$$

Es posible también considerar una distribución inicial de presión arbitraria

Condiciones de frontera.

Describen la interacción del yacimiento con el medio que lo rodea. Para obtener la solución de la ecuación de difusión aplicable para un caso particular, es necesario definir bajo que condiciones “actúan” las fronteras; es decir, si la frontera es impermeable o es mantenida a presión constante o si hay producción a través de la frontera. Generalmente se utilizan cuatro tipos de condiciones tanto en pruebas de presión como en análisis de datos de producción: Gasto constante, Impermeable, Presión constante y frontera localizada en el infinito.

- **Frontera a gasto constante.** Consideremos una frontera de área “A” por la cual atraviesa un flujo constante “q” como se muestra en la **Figura 2.3**, en donde el fluido de viscosidad “μ” fluye por un medio poroso de permeabilidad “k”. De acuerdo con la ley de Darcy se tiene:

$$q = -\frac{kA}{\mu} \left(\frac{dP}{dn} \right)_{Frontera}$$

De donde podemos concluir que

$$\left(\frac{dP}{dn} \right)_{Frontera} = -\frac{q\mu}{kA_{Frontera}} = \text{Constante} \quad (2.14)$$

donde: n, es la dirección normal a la frontera.

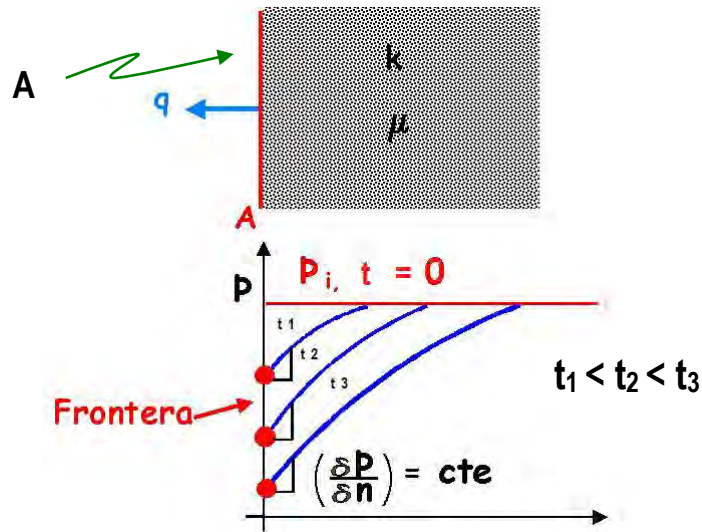


Figura 2.3.- Frontera a gasto constante

La ecuación 2.14 indica que para mantener un gasto constante en la frontera es necesario tener un gradiente de presión constante con respecto a la normal del área. La **Figura 2.3** muestra el perfil de presión que se genera con esta condición de frontera; nótese que aunque el gradiente de presión en las vecindades de la frontera es constante, la presión se abate en la misma región.

- **Frontera Impermeable.** Como un caso particular de la condición de frontera de gasto constante se tiene la frontera impermeable, para la cual la ecuación 2.14 se reduce a:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial n}\right)_{\text{Frontera}} = 0 \tag{2.15}$$

Esto indica que el gradiente de presión en una frontera impermeable es cero.

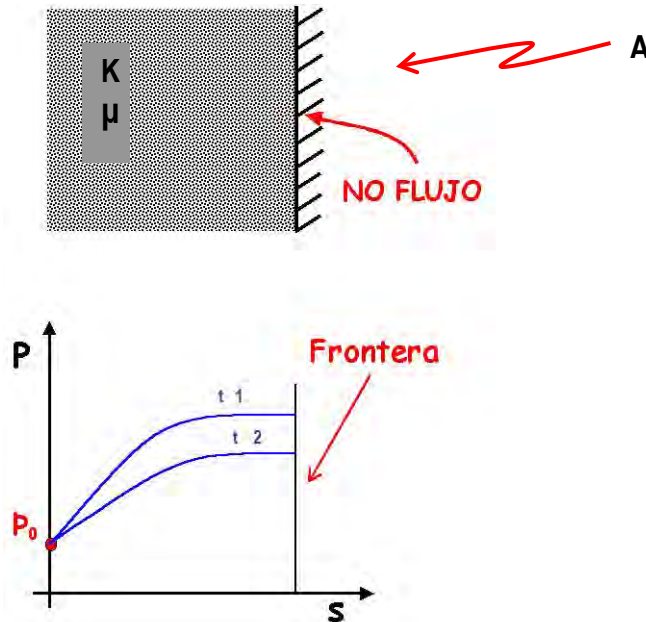


Figura 2.4.- Frontera Impermeable

- **Frontera a presión constante.** Esta situación requiere que la frontera exhiba un nivel de presión en cualquier tiempo tal como se indica en la **Figura 2.5**. Nótese que los perfiles de presión en las vecindades de la frontera muestran un gradiente que decrece a medida que transcurre el tiempo; esto se traduce en un flujo decreciente. La ecuación para este caso es:

$$(P)_{\text{Frontera}} = P_0 \quad (2.16)$$

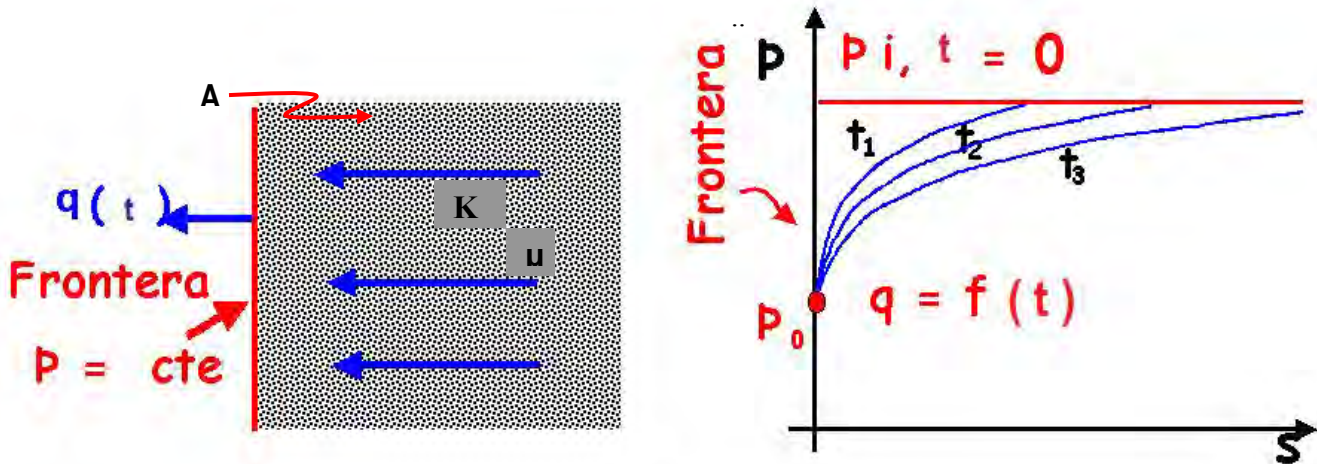


Figura 2.5.- Frontera a presión constante

- **Yacimiento infinito.** En algunas ocasiones resulta ventajoso aplicar las soluciones para yacimientos de extensión infinita, es decir, carecen de efectos de frontera ya que la presión no cambia en el infinito, esta condición se puede expresar de la manera siguiente:

$$\lim_{s \rightarrow \infty} P(s, t) = P_i \quad (2.17)$$

2.1.5. Geometría de flujo en yacimientos

La producción de hidrocarburos de un yacimiento genera patrones de flujo que siguen geometrías diversas (**Figura 2.6**), por ejemplo, el flujo hacia un pozo totalmente penetrante en un yacimiento homogéneo exhibe un flujo radial cilíndrico como se muestra en la **Figura 2.7a**; en cambio un pozo parcialmente penetrante exhibe varias geometrías de flujo (radial, esférico y pseudo radial) en distintas regiones del yacimiento tal como lo indica la **Figura 2.7b**.

Los tipos de flujo que se generan en el yacimiento durante una prueba tienen un efecto importante en el comportamiento de presión y generalmente se asocia una geometría de flujo con un patrón de variación de la presión de fondo en el tiempo, sin embargo, puede existir confusión en casos como el que se mencionó anteriormente, donde las líneas de flujo pueden seguir varios patrones. Lo anterior se resuelve, considerando que la variación de la presión en el pozo es afectada por la geometría de flujo de la zona que más aporta a la expansión que genera el flujo. Esto es, si la zona que más se expande durante cierto periodo de la prueba exhibe líneas de flujo que siguen rectas, entonces la presión en el pozo varía de acuerdo a las ecuaciones de flujo lineal.

La zona que mayor expansión aporta se mueve a través del yacimiento y al inicio de la producción se encuentra localizada en las vecindades del pozo, de tal manera, que se aleja y cubre un mayor volumen a medida que transcurre el tiempo.

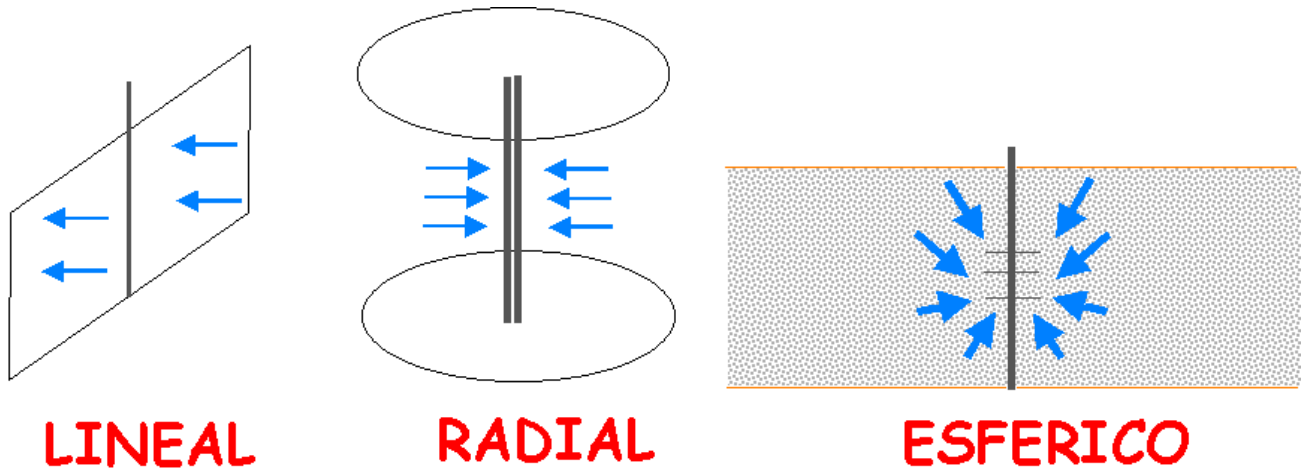


Figura 2.6.- Geometrías de Flujo

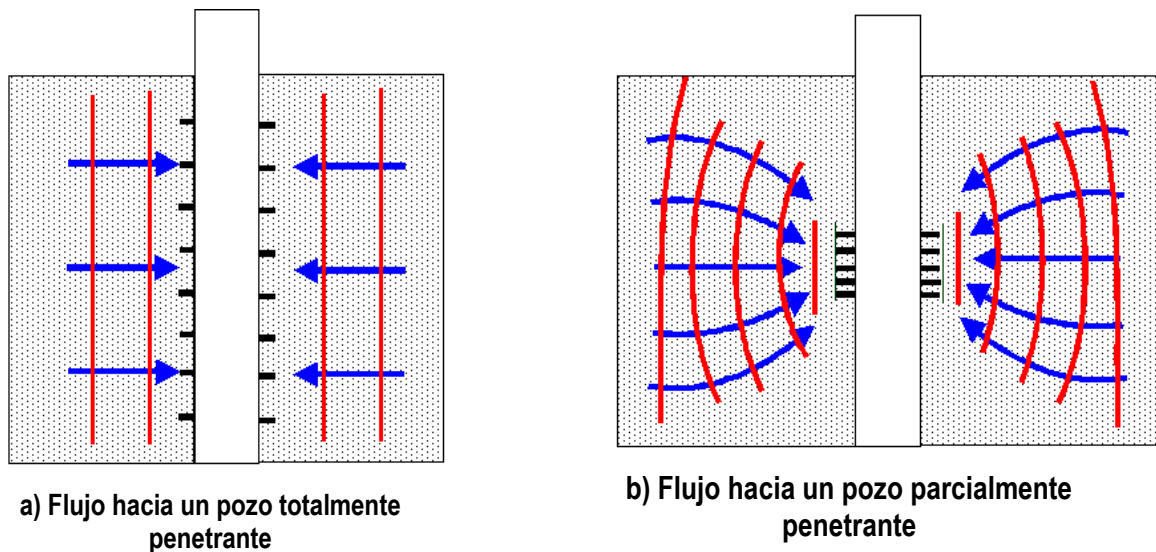


Figura 2.7.- Geometrías de Flujo

2.1.6. Variables adimensionales

La distribución de presión que se origina en un yacimiento durante la producción depende de los parámetros del yacimiento, tales como: permeabilidad, porosidad, compresibilidad, espesor, viscosidad, gasto, factor de volumen, dimensiones del medio, etc. Esto significa que es prácticamente imposible graficar el comportamiento del medio en términos de variables reales ya que el número de variables dependientes es excesivo.

El uso de variables adimensionales (**Tablas II.II**) permite generalizar y facilitar la presentación de las soluciones de la ecuación de difusión debido a que el número de variables dependientes se reduce significativamente. Las variables adimensionales que se utilizan en el análisis de pruebas de presión tienen las siguientes características:

- Son directamente proporcionales a las variables reales
- Son definidas de tal manera que las soluciones adimensionales no contienen variables reales
- La definición de algunas variables adimensionales dependen de la geometría de flujo como se observa en la **Tabla II.I**.

Tabla II.I.- Unidades y factores de conversión

Variable	Inglés	Métrico
P presión	psi	Kg/cm ²
K permeabilidad	md	md
L, ancho b, espesor y altura h, radio r	Pie	m
M viscosidad	cp	cp
q gasto	STB/D	m ³ /D
Φ porosidad	fracción	fracción
c _t compresibilidad	psi ⁻¹	(Kg/cm ²) ⁻¹
t tiempo	horas	horas
β factor de conversión	2.637x10 ⁻⁴	3.489x10 ⁻⁴
A factor de conversión	141.2	19.03
α _L factor de conversión	887.2	119.58
α _{sph} factor de conversión	70.6	9.52

Caida de Presión (Cambio)

Lineal
$$P_{DL} = \frac{kbh\Delta p}{\alpha_L qB\mu}$$

Radial
$$P_D = \frac{kh\Delta p}{\alpha qB\mu}$$

Esférico
$$P_{Dsph} = \frac{kr_w \Delta p}{\alpha_{sph} qB\mu}$$

Tablas II.II.- Definición de variables adimensionales

Tiempo	
Lineal	$t_{DL} = \frac{\beta kt}{\phi \mu c_i L^2}$
Radial Esférico	$t_D = \frac{\beta K t}{\phi \mu C_i r_w^2}$
Espacio	
Lineal	$x_D = \frac{x}{L}$
Radial Esférico	$r_D = \frac{r}{r_w}$

GASTO	
Lineal	$q_{DL} = \frac{\alpha_L \beta \mu L q(t)}{k b h \Delta p_o}$
Radial	$q_D = \frac{\alpha \beta \mu q(t)}{k h \Delta p_o}$
Esférico	$q_{DL} = \frac{\alpha_{sph} \beta \mu q(t)}{k r_w \Delta p_o}$

2.1.7. Soluciones de la ecuación de difusión

En esta sección se presentan algunas soluciones de la ecuación 2.10, que corresponden a diferentes condiciones de frontera. Estas condiciones a su vez corresponden a situaciones idealizadas de problemas de flujo en yacimientos, que son útiles en el desarrollo de ecuaciones básicas en el análisis de presiones.

La ecuación 2.10 es una ecuación diferencial parcial lineal y puede ser resuelta de manera analítica para la geometría de flujo de interés y para ciertas condiciones de frontera. No solo pueden ser resueltas, las soluciones de esta ecuación han sido aplicadas exitosamente en la industria de ingeniería petrolera.

2.1.8. Flujo lineal

a) Solución para flujo lineal cuando el pozo produce a gasto constante

El flujo lineal ocurre en algunos yacimientos de petróleo. Por tal motivo, es de interés revisar una de las ecuaciones fundamentales que describen el flujo lineal. De la ecuación 2.10 podemos establecer que para flujo lineal en la dirección x la ecuación de difusión es:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\phi\mu c_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \tag{2.18}$$

a.1.) Flujo lineal en un yacimiento infinito hacia un pozo que produce a gasto constante.

Para este caso consideraremos el sistema mostrado en la **Figura 2.8**, en donde se define un medio poroso de espesor h , ancho b , permeabilidad k y porosidad ϕ . El sistema posee una compresibilidad total c_t y contiene un fluido de viscosidad μ , que fluye solo en dirección " x ". La producción de fluidos se lleva a través de la cara del medio poroso localizada en $x = 0$.

Así, la ecuación diferencial parcial lineal que debemos resolver es:

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} &= \frac{\phi\mu c_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \\ P(x, t = 0) &= P_i \quad ; x \geq 0 \\ \frac{\partial P}{\partial x} &= \frac{q\mu}{bkh} \quad ; x = 0, t > 0 \\ \lim_{x \rightarrow \infty} P(x, t) &= P_i \quad ; x \rightarrow \infty, t > 0 \end{aligned}$$

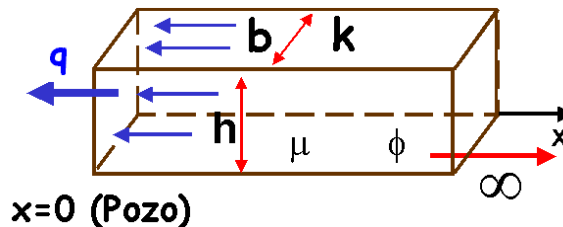


Figura 2.8.- Flujo lineal en un yacimiento infinito hacia un pozo que produce a gasto constante.

Al resolver la ecuación diferencial anterior tenemos que, el cambio de presión Δp en cualquier punto " x " del sistema en el tiempo " t " esta dada por:

$$\Delta P(x, t) = \frac{\alpha_L q B \mu}{k b h} \left[2 \sqrt{\frac{\beta}{\pi}} \left(\frac{k t}{\phi \mu c_t} \right)^{\frac{1}{2}} e^{-\left(\frac{\phi \mu c_t x^2}{4 \beta k t} \right)} - x \operatorname{erfc} \left(\sqrt{\frac{\phi \mu c_t x^2}{4 \beta k t}} \right) \right] \tag{2.19}$$

donde:

$\operatorname{erfc}(x)$.- Función error complementaria

α_L y β .- Factores de conversión que dependen del sistema de unidades utilizado (Inglés o Métrico)

La presión en el pozo es cuando $x = 0$ y la ecuación 2.19 se transforma en:

$$\Delta P_w(t) = \frac{2\alpha_L qB}{bh} \left[\left(\frac{\beta\mu}{\pi\phi k c_t} \right)^{\frac{1}{2}} t^{\frac{1}{2}} \right] \quad (2.20)$$

Para poder usar las soluciones de la ecuación de difusión, las unidades y valores de las variables utilizadas se presentan en la **Tabla II.I** y **Tabla II.II**.

La ecuación 2.20 indica que la presión de fondo de un pozo que produce a flujo constante en un yacimiento lineal infinito es directamente proporcional a la raíz cuadrada del tiempo. También podemos observar que el cambio de presión es directamente proporcional al flujo q . Se puede concluir que una gráfica del cambio de presión ΔP_w o de la presión P_{wf} contra $t^{1/2}$ produce una línea recta de pendiente m_{lf} que pasa por el origen **Figura 2.9**.

De la pendiente es posible estimar el área de flujo ($A = bh$), de la manera siguiente:

Como $\Delta P_w = m_{lf} t^{\frac{1}{2}}$, Entonces el área es igual a:

$$A = \frac{2\alpha_L qB}{m_{lf}} \left[\frac{\beta\mu}{\pi\phi k c_t} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (2.21)$$

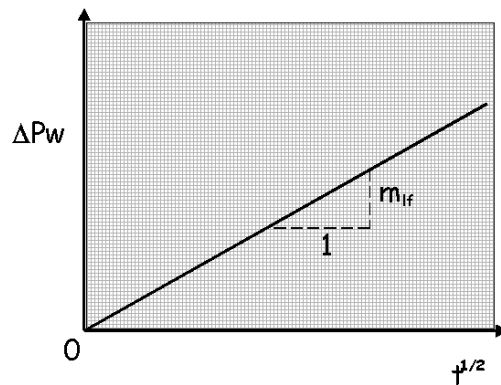


Figura 2.9.- Flujo lineal en el pozo

En el caso de pozos con puntos de observación, tendría que usar la ecuación 2.19 expresada en variables adimensionales.

De la ecuación 2.22, al hacer una gráfica de P_{DL}/x_D contra t_{DL}/x_D^2 , en papel Log-Log se obtiene una curva de comportamiento "curva tipo" (**Figura 2.10**), esta curva permite calcular la respuesta de presión que se va a tener en cualquier parte de este yacimiento y se puede usar especialmente para problemas relacionados con pruebas de interferencia con flujo lineal.

$$\frac{P_{DL}(x_D, t_{DL})}{x_D} = 2\sqrt{\frac{t_{DL}}{x_D^2}} \frac{1}{\pi} e^{-\left(\frac{1}{4\frac{t_{DL}}{x_D^2}}\right)} - \operatorname{erfc}\left(\frac{1}{2\sqrt{\frac{t_{DL}}{x_D^2}}}\right) \quad (2.22)$$

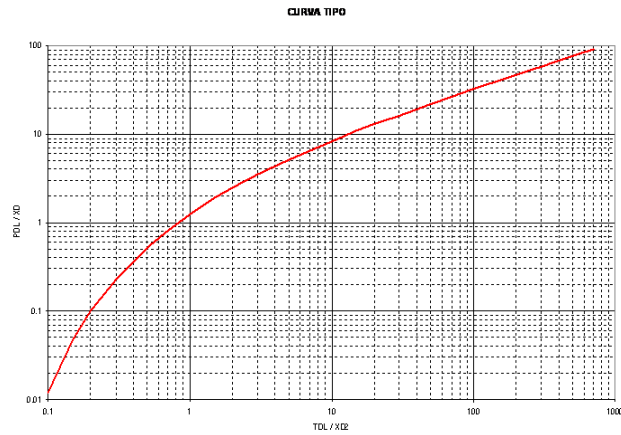


Figura 2.10.- Curva tipo para flujo lineal

a.2.) Flujo en un yacimiento lineal finito.

En este caso consideraremos la **Figura 2.11**, en la cual se presenta esquemáticamente la situación que se tiene para un yacimiento con frontera impermeable, es decir no hay flujo a través de la frontera.

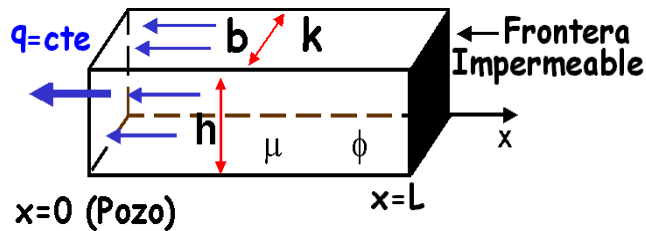


Figura 2.11.- Modelo de flujo lineal frontera impermeable

El modelo matemático que se debe resolver en este caso para poder hallar la solución es:

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} &= \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \\
 P(x, t = 0) &= P_i \quad ; x \geq 0 \\
 \frac{\partial P}{\partial x} &= \frac{q \mu}{b k h} \quad ; x = 0, t > 0 \\
 \frac{\partial P}{\partial x} &= 0 \quad ; x = L, t > 0
 \end{aligned}
 \tag{2.23}$$

a.2.1.) Comportamiento de presión a tiempos pequeños. Es obvio entender que a tiempos pequeños el yacimiento se comporta como si fuera infinito es decir no se sienten los efectos de frontera.

Según estudios hechos la validez de este comportamiento es para $t_{DL} \leq 0.25$

$$[\Delta P(x, t)]_{FINITO} = [\Delta P(x, t)]_{INFINITO}$$

Conociendo el valor de t_{DL} se puede conocer el tiempo real (de la definición de tiempo adimensional), al cual se termina el comportamiento de yacimiento infinito. Como se puede observar en la ecuación 2.24.

$$t \leq t_{eia} = \frac{0.25\phi\mu c_t L^2}{\beta k} \tag{2.24}$$

$eia = End$ of infinite actin

En la ecuación 2.24, observamos que no está el espesor (h), ni el ancho (b) por lo cual concluimos que el tiempo necesario para que finalice el efecto de comportamiento infinito no depende de estos parámetros, tampoco depende del gasto del pozo.

a.2.2.) Comportamiento de presión a tiempos largos. Para que el yacimiento comience a comportarse como un yacimiento cerrado es decir, se comiencen a sentir los efectos de frontera es cuando:

$$t_{DL} \geq 2.5$$

El comportamiento de presión esta representado por la siguiente expresión

$$\Delta P_w = m_{pss} t + b^*$$

El comportamiento de esta ecuación, se expresa en la **Figura 2.12.**

$$m_{pss} = \frac{\alpha_L \beta q B}{\phi b h L c_t}$$

Donde: pss : pseudo steady steat

El volumen poroso se puede calcular con la siguiente expresión.

$$V_p = bhL\phi = \frac{\alpha_L \beta q B}{c_t m_{pss}} [pie^3] \tag{2.25}$$

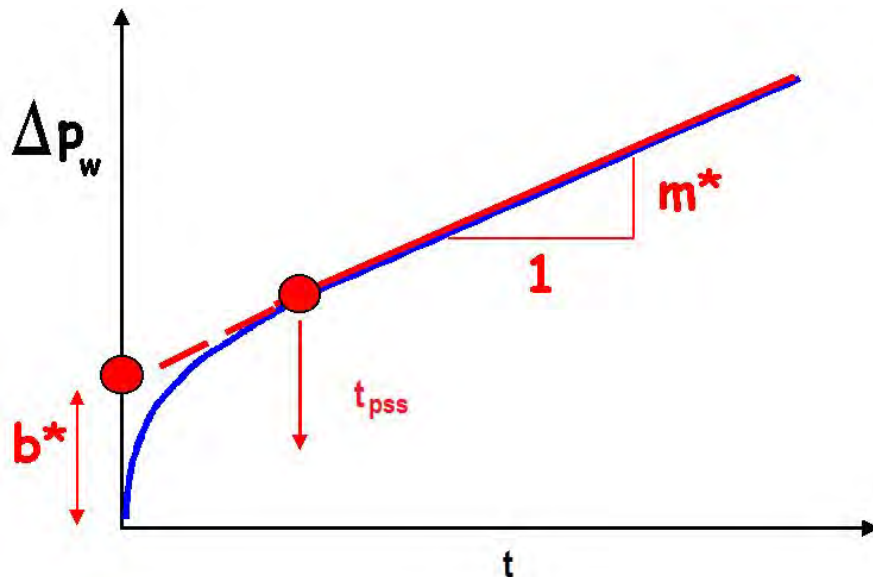


Figura 2.12.- Flujo pseudo estacionario t_{pss}

a.3.) Flujo en un yacimiento lineal finito con frontera a presión constante.

Para este caso consideraremos el modelo de la **Figura 2.13.**

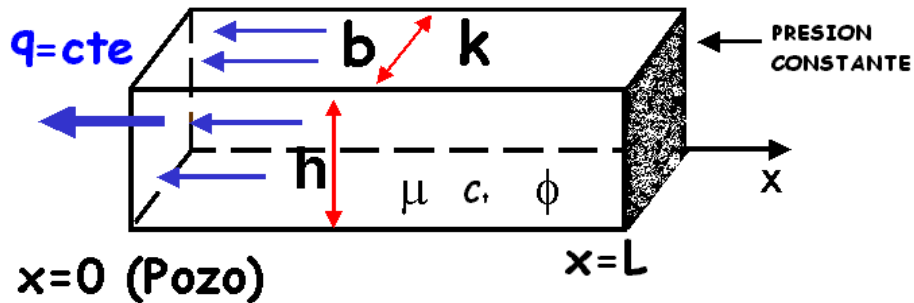


Figura 2.13.- Flujo lineal

Y el modelo matemático que se tiene que resolver es el siguiente:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\phi \mu c_i}{k} \frac{\partial P}{\partial t}$$

$$P(x, t = 0) = P_i \quad ; x \geq 0$$

$$\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{q \mu}{b k h} \quad ; x = 0, t > 0$$

$$P(x, t) = P_i \quad ; x = L, t > 0$$

a.3.1.) Comportamiento de presión a tiempos cortos. Como en el caso anterior el yacimiento se comporta como si fuera infinito y $t_{DL} \leq 0.25$ así tenemos que se cumple que la solución de flujo lineal para estas condiciones a tiempo adimensional menores de 0.25 es valida la solución dada en la ecuación 2.19.

$$[\Delta P(x, t)]_{FINITO} = [\Delta P(x, t)]_{INFINITO}$$

Cuando :

$$t \leq t_{eia} = \frac{0.25 \phi \mu c_i L^2}{\beta k}$$

donde: t_{eia} - end infinit actiny

a.3.2.) Comportamiento de presión a tiempos grandes. Para tiempos grandes se comenzaran a sentir los efectos de frontera y se presentara el periodo de flujo estacionario es decir que la variación de la presión con respecto al tiempo es igual a cero. Para que inicie el comportamiento estacionario $t_{DL} \geq 2.5$.

Por tanto tenemos que $[\Delta P(x, t)]_{FINITO} = Constante$

b) Soluciones para flujo lineal cuando el pozo produce a presión de fondo fluyendo constante

En los pozos que producen yacimientos de baja permeabilidad o semiagotados así como en los pozos sujetos a algún sistema artificial, la presión de fondo fluyendo sufre una caída de presión brusca al inicio de la producción y posteriormente se mantiene prácticamente constante, tal como se muestra en la **Figura 2.14**. En este caso, el flujo declina con el tiempo y la condición de producción a presión de fondo constante representa prácticamente las condiciones reales de operación.

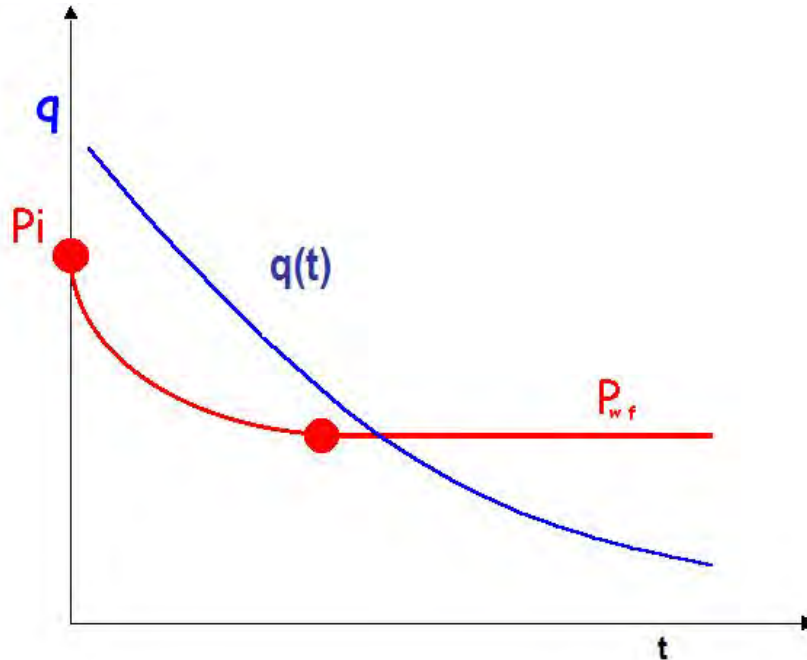


Figura 2.14.- Pozo fluyendo con $P_{wf} = cte$

b.1.) Flujo en un yacimiento lineal infinito de un pozo que produce a presión de fondo fluyendo constante

La solución para este caso es:

$$q(t) = \frac{bh\Delta P_w}{\alpha_L B\mu} \sqrt{\frac{\phi c_i k\mu}{\pi\beta}} \frac{1}{\sqrt{t}} \quad (2.26)$$

O de otra forma

$$\frac{1}{q(t)} = \frac{\alpha_L B\mu}{bh\Delta P_w} \sqrt{\frac{\pi\beta}{\phi c_i k\mu}} \sqrt{t} \quad (2.27)$$

De acuerdo a esta ecuación el flujo del pozo en un yacimiento lineal, varía con el inverso de la raíz cuadrada del tiempo y una gráfica de q contra $t^{(1/2)}$ (**Figura 2.15**) produce una línea recta que pasa por el origen y cuya pendiente es:

$$m_{qif} = \frac{bh\Delta P_w}{\alpha_L B\mu} \sqrt{\frac{\phi c_i k\mu}{\pi\beta}} \quad (2.28)$$

De igual manera que en el caso de flujo constante, el área de flujo puede calcularse de la pendiente (m_{qfl}) de la gráfica (Figura 2.15), es decir $A=bh$.

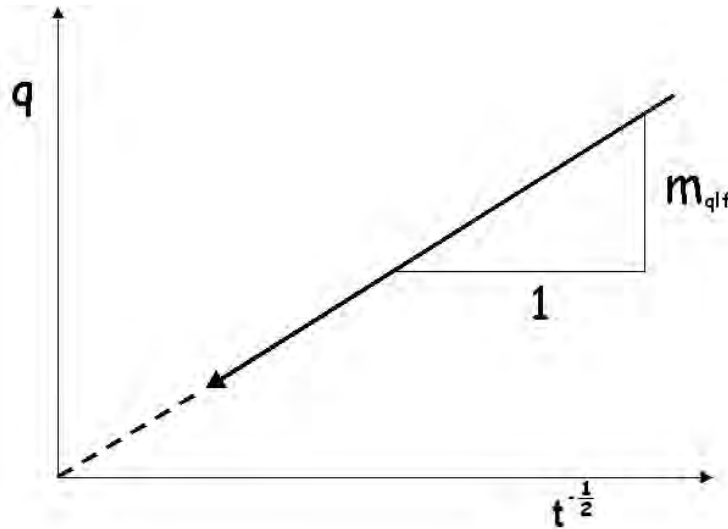


Figura 2.15.- Declinación del gasto flujo lineal

b.2.) Flujo lineal hacia un pozo con p_{wf} constante en un yacimiento cerrado

Para analizar el comportamiento del gasto para este caso, veremos lo que sucede a tiempos pequeños y a tiempos grandes.

b.2.1) Comportamiento del gasto a tiempos pequeños. Al principio la declinación de la producción será como si el yacimiento fuera infinito ya que no se han sentido los efectos de la frontera es decir:

Tiempos pequeños $t_{DL} \leq 0.25$

$$q(t)_{FINITO} = q(t)_{INFINITO}$$

b.2.2) Comportamiento del gasto a tiempos grandes. Para este caso ya se comienza a sentir los efectos de frontera y el gasto declina exponencialmente con el tiempo es decir:

Tiempos grandes $t_{DL} \geq 2.5$

$$q_{DL} = 2 e^{\left(\frac{\pi^2 t_{DL}}{4}\right)} \tag{2.29}$$

Como podemos ver en un yacimiento cerrado el gasto declina exponencialmente con el tiempo.

Declinación exponencial

También llamada declinación geométrica, semilog o de porcentaje constante. La declinación exponencial puede ser expresada en variables reales como:

$$q(t) = \frac{2kbh\Delta P_w}{\alpha_L \mu BL} e^{\left\{\frac{\pi^2 \beta kt}{4 \phi \mu c_1 L^2}\right\}} \tag{2.30}$$

Tomando logaritmos en ambos lados de la ecuación 2.30, podemos representarla como la ecuación de una línea recta (Figura 2.16).

$$\text{Log } q(t) = \text{Log} \left(\frac{2kbh\Delta P_w}{\alpha_L \mu BL} \right) - \left(\frac{\pi^2 \beta k}{2.303 \times 4\phi\mu c_i L^2} \right) t \quad (2.31)$$

De la ecuación 2.31 puedo calcular la pendiente m_{qif}^* de la recta y la ordenada al origen b_{qif}^* , los cuales sirven para estimar el volumen poroso:

$$V_p = - \frac{\pi^2 \beta \alpha_L B b_{qif}^*}{18.424 c_i \Delta P_w m_{qif}^*} \quad (2.32)$$

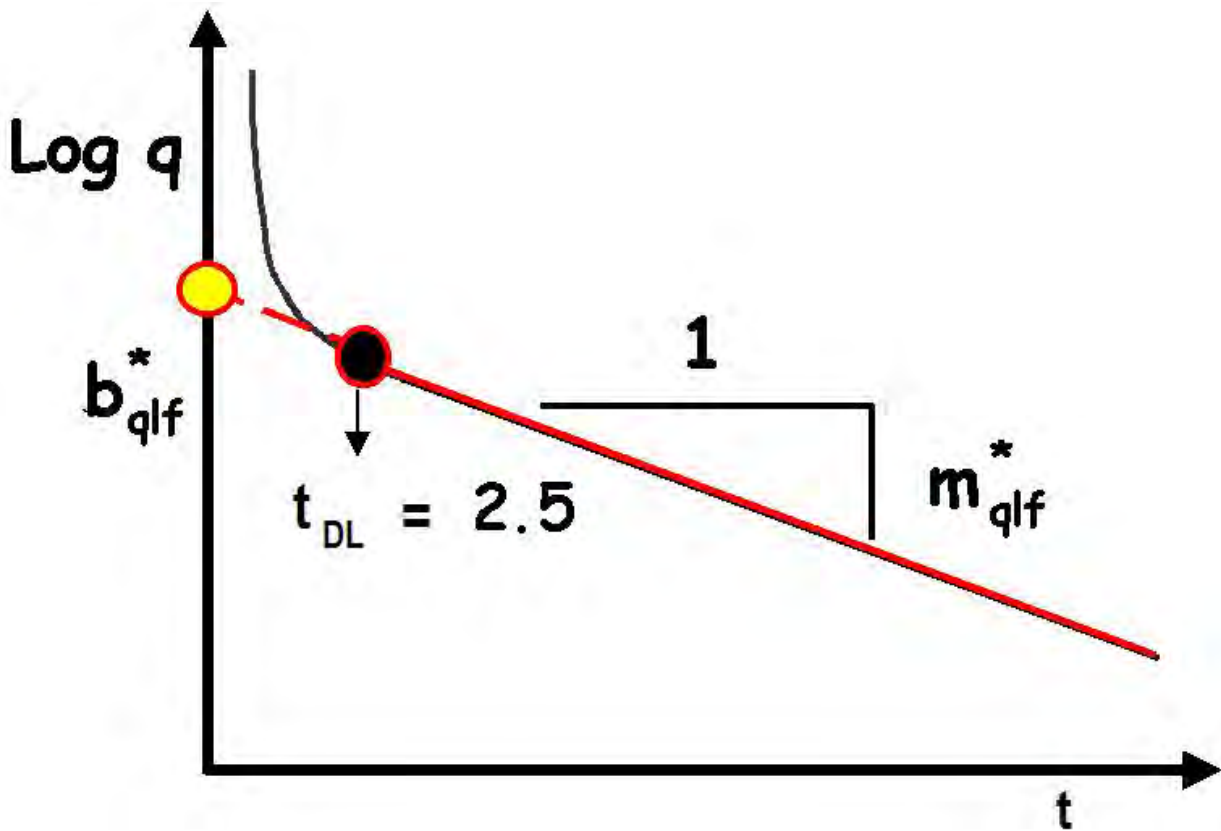


Figura 2.16.- Declinación exponencial

2.1.9. Flujo radial

El flujo hacia el pozo en un yacimiento limitado superior e inferiormente por capas impermeables puede ser representado por el modelo de flujo radial (algunas veces referido como radial-cilíndrico) tal como se muestra en la **Figura 2.17**. Este caso es el que con más frecuencia se utiliza en pruebas de presión. Las coordenadas cilíndricas (r, θ, z) son apropiadas para el estudio del proceso de flujo porque las líneas de flujo siguen la dirección de “r” y los gradientes de presión a lo largo de “ θ ” y “z” son nulos.

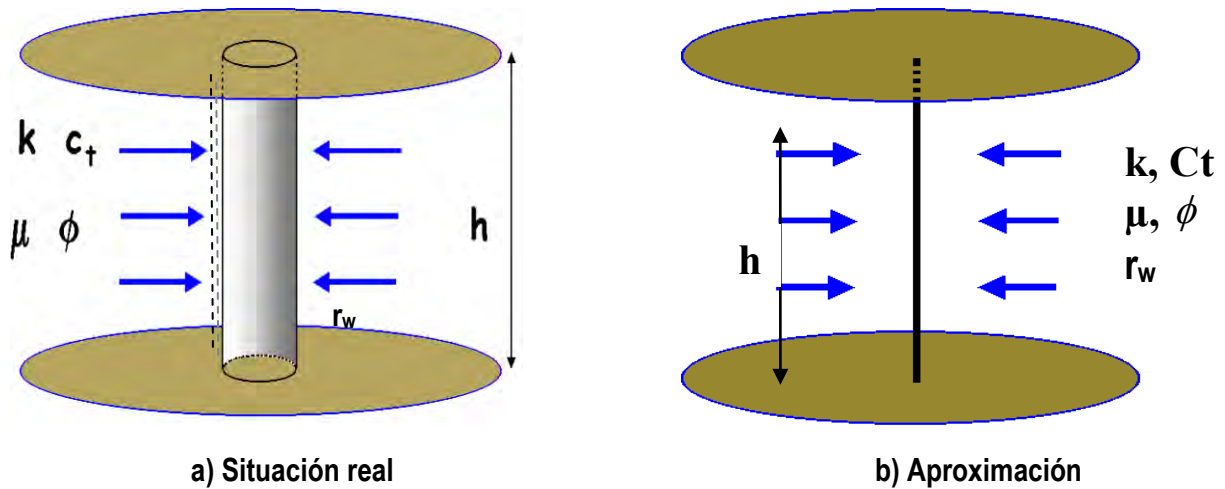


Figura 2.17.- Flujo radial hacia el pozo

2.1.9.1. Solución para flujo radial considerando que el pozo produce a gasto constante

Yacimiento infinito.- Para simplificar la concepción de esta situación se utiliza una aproximación del modelo real (Figura 2.17 b) que considera la producción del pozo a través de una línea localizada en el eje del pozo. Esta aproximación es lo suficientemente precisa en las aplicaciones de pruebas de presión ya que permite por un lado estimar la presión en el pozo productor a tiempos de interés y por otro lado la presión en pozos de observación.

El modelo matemático que describe este problema de flujo está dado por la ecuación 2.33.

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t}$$

$$\lim_{r \rightarrow 0} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{q \mu}{2 \pi k h} \tag{2.33}$$

$$\lim_{r \rightarrow \infty} P(r, t) = P_i$$

$$P(r, 0) = P_i$$

La condición de frontera interna es lo que permite la aproximación de línea fuente, en la cual, el pozo de radio r_w se aproxima por un pozo (línea) de radio cero (Matthews y Russell, 1967).

Para el caso del modelo matemático expresado por la ecuación 2.33, y considerando variables adimensionales, P_D está dada por la solución de línea fuente:

$$P_D(r_D, t_D) = \frac{1}{2} E_1 \left(\frac{1}{4 \frac{t_D}{r_D^2}} \right) \tag{2.34}$$

$E_1(x)$ = Integral Exponencial; $E_1(x) = \int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du$

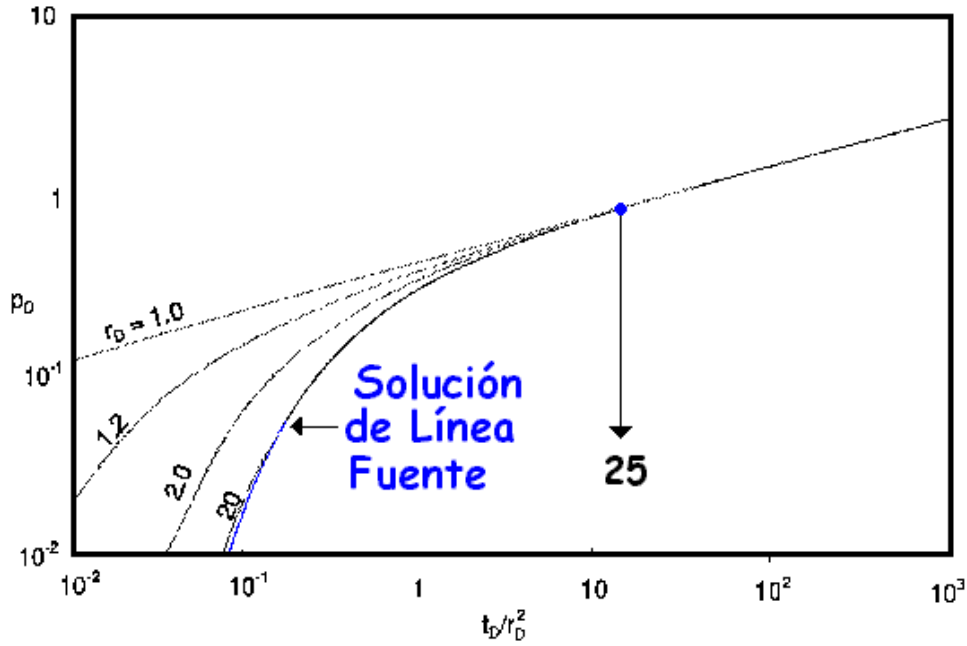


Figura 2.18.- Presión adimensional para distintos puntos de observación, comparando la solución real y la aproximación.

2.1.9.2. Validez de la solución de “Línea Fuente”

Se puede observar en la Figura 2.18 que:

Cuando $r_D \geq 20$ se cumple para cualquier valor de t_D/r_D^2

Cuando $r_D = 1$ (El pozo) es válida para $\frac{t_D}{r_D^2} \geq 25$

La ecuación 2.34, puede aproximarse por la siguiente expresión, conocida como “Aproximación Logarítmica”, siempre y cuando se cumpla que $\frac{t_D}{r_D^2} > 5$

$$P_D(r_D, t_D) = \frac{1}{2} \left[\text{Ln} \left(\frac{t_D}{r_D^2} \right) + 0.80907 \right] \tag{2.35}$$

La diferencia entre la ecuación 2.34 y la 2.35 es aproximadamente solo del 2 por ciento para valores de $\frac{t_D}{r_D^2} > 5$, por lo cual es aplicable en el pozo para valores prácticos de tiempo; sin embargo, para pozos de observación el límite de aplicabilidad puede representar un tiempo excesivo.

La presión en el pozo $r=r_w$ sin considerar el efecto del daño, esta dada por:

$$\Delta P_w = \frac{1.151 \alpha q B \mu}{kh} \left[\text{Log } t + \text{Log} \left(\frac{\beta k}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) + 0.3513 \right] \tag{2.36}$$

La ecuación 2.36 se conoce como aproximación logarítmica de la presión valuada en el pozo e indica que una gráfica del cambio de presión contra el logaritmo del tiempo (**Figura 2.19**) produce una línea recta cuya pendiente es:

$$m = \frac{1.151\alpha q B \mu}{k h} \quad (2.37)$$

De la cual se puede estimar la capacidad de flujo de la formación:

$$k h = \frac{1.151\alpha q B \mu}{m} \quad (2.38)$$

La **Figura 2.19** es conocida como gráfica semilogarítmica y representa la base del método convencional de interpretación de una prueba de presión.

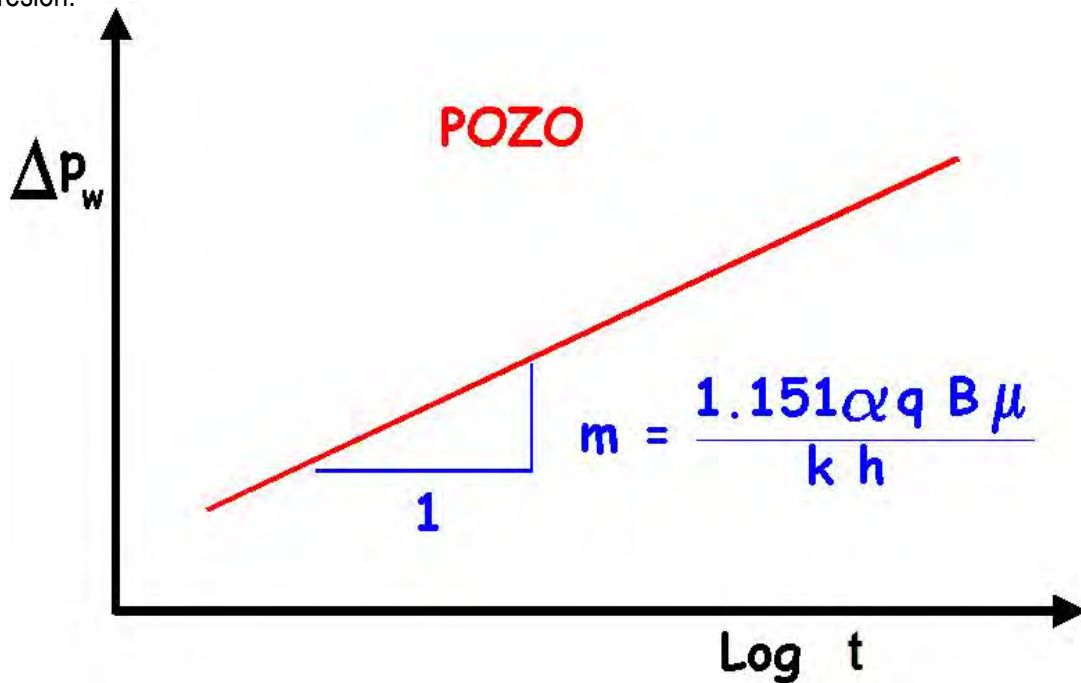


Figura 2.19.- Gráfica semilogarítmica

De la ecuación 2.35 se tiene que los datos medidos en pozos de observación a tiempos grandes ($t_D / r_D^2 > 5$) dan una línea recta en una gráfica semilogarítmica (**Figura 2.20**) cuya pendiente está dada por la ecuación 2.37 y la ordenada al origen (Cuando $t = 1$) es:

$$\Delta P_{t=1} = m \left[\text{Log} \left(\frac{\beta k}{\phi \mu c_t r^2} \right) + 0.3513 \right] \quad (2.39)$$

De esta ecuación se puede conocer la capacidad de almacenamiento de la formación:

$$\phi c_t h = \left(\frac{\beta k h}{\mu r^2} \right) 10^{-\left(\frac{\Delta P_{t=1}}{m - 0.3513} \right)} \quad (2.40)$$

Este procedimiento no se puede aplicar a la presión medida en el pozo que produce (pozo activo) por que en este caso, la presión está afectada por la presencia de una zona de daño que causa una caída extra de presión.

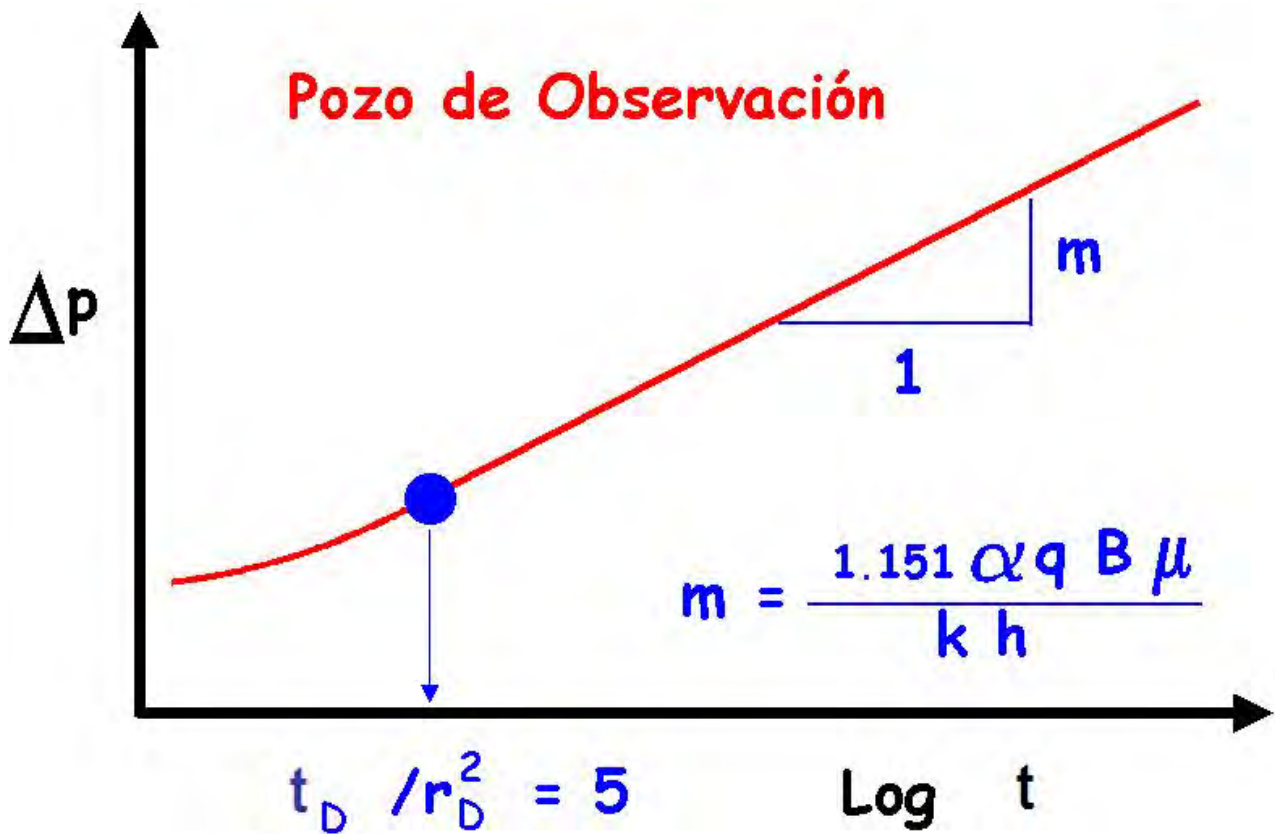


Figura 2.20.- Gráfica semilogarítmica para la presión en pozos de observación

2.1.9.3. Yacimiento finito cerrado (frontera externa impermeable)

La **Figura 2.21** presenta el caso de un pozo en un yacimiento radial, que se abre a producción con gasto constante a un tiempo $t = 0$. La producción del pozo genera una onda de depresionamiento la cual viaja desde el pozo hacia su frontera exterior; a un tiempo t_1 esta onda se encuentra a un radio r_1 , a un tiempo t_2 se encuentra a un radio r_2 , y así sucesivamente, hasta que llega a la frontera exterior. Al tipo de flujo que se tiene hasta antes de que la onda de depresionamiento llegue a r_e , se le conoce como flujo transitorio; este tipo de flujo corresponde al caso del yacimiento infinito discutido anteriormente. Pero cuando por fin se sienta el efecto de la frontera comenzará el periodo de flujo pseudo-estacionario. El modelo matemático que describe este problema de flujo es:

$$\begin{aligned} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) &= \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \\ \lim_{r \rightarrow 0} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) &= \frac{q \mu}{2 \pi k h} \\ \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r=r_e} &= 0 \\ P(r, 0) &= P_i \end{aligned} \tag{2.41}$$

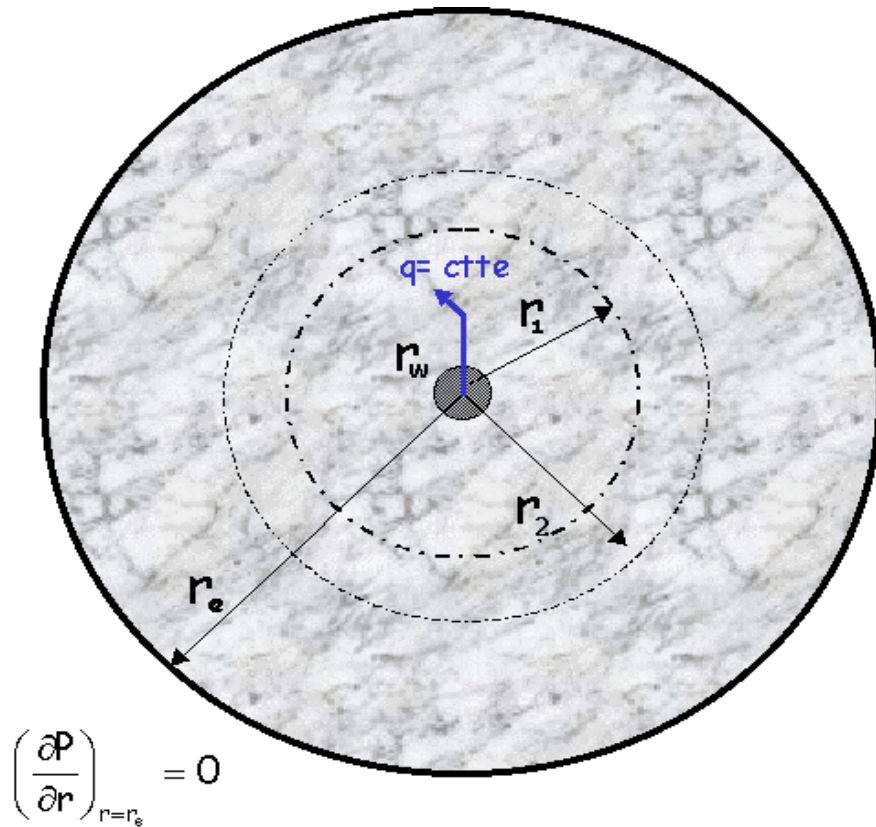


Figura 2.21.- Frontera Impermeable

Comportamiento de la presión a tiempos cortos. Para este caso, como ya se mencionó, el comportamiento antes de que se sientan los efectos de frontera, es un comportamiento infinito, es decir:

Tiempos cortos $t \leq t_{eia}$
 $(\Delta P)_{FINITO} = (\Delta P)_{INFINITO}$
 t_{eia} = Final del comportamiento de yacimiento infinito

Comportamiento de la presión a tiempos largos. Para esta condición se considera que se sienten los efectos de la frontera, y se tiene flujo pseudo-estacionario, para este tipo de flujo, la variación de la presión en cualquier punto del yacimiento con respecto al tiempo es constante, es decir: $\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right) = cons \ tan \ te$

Tiempos largos $t \geq t_{pss}$

$$\Delta P_w = \left(\frac{2\pi\alpha\beta qB}{\phi c_i h A}\right)t + \left(\frac{\alpha q B \mu}{2kh}\right) \left[Ln\left(\frac{A}{r_w^2}\right) + Ln\left(\frac{2.2458}{C_A}\right) + 2s \right] \quad (2.42)$$

t_{pss} = Comienzo del flujo pseudoestacionario
 C_A = Factor de eficiencia de drene


















FORMA	C_A	t_{eia}	t_{pss}
	31.62	0.10	0.1
	31.6	0.10	0.1
	27.6	0.09	0.2
	27.1	0.09	0.2
	21.9	0.08	0.4
	0.098	0.015	0.9
	30.8828	0.09	0.1
	12.9851	0.03	0.7
	4.5132	0.025	0.6
	3.3351	0.01	0.7
	21.8369	0.025	0.3
	10.8374	0.025	0.4
	4.5141	0.06	1.5
	2.0769	0.02	1.7
	3.1573	0.005	0.4
	0.5813	0.02	2.0
	0.1109	0.005	3.0

Figura 2.22.- Factores de forma

2.1.9.4. Flujo pseudo-estacionario

Este es un tipo de flujo que se presenta en yacimientos cerrados y a tiempos de producción suficientemente grandes, de tal forma que los efectos de la frontera exterior cerrada afecten el comportamiento de la presión del pozo (**Figura 2.23(a)**).

Características del flujo:

- La presión declina de manera uniforme en el yacimiento
- C_A , t_{eia} , t_{pss} dependen de la forma y tamaño del área de drene y de la posición del pozo
- La presión varía linealmente con el tiempo

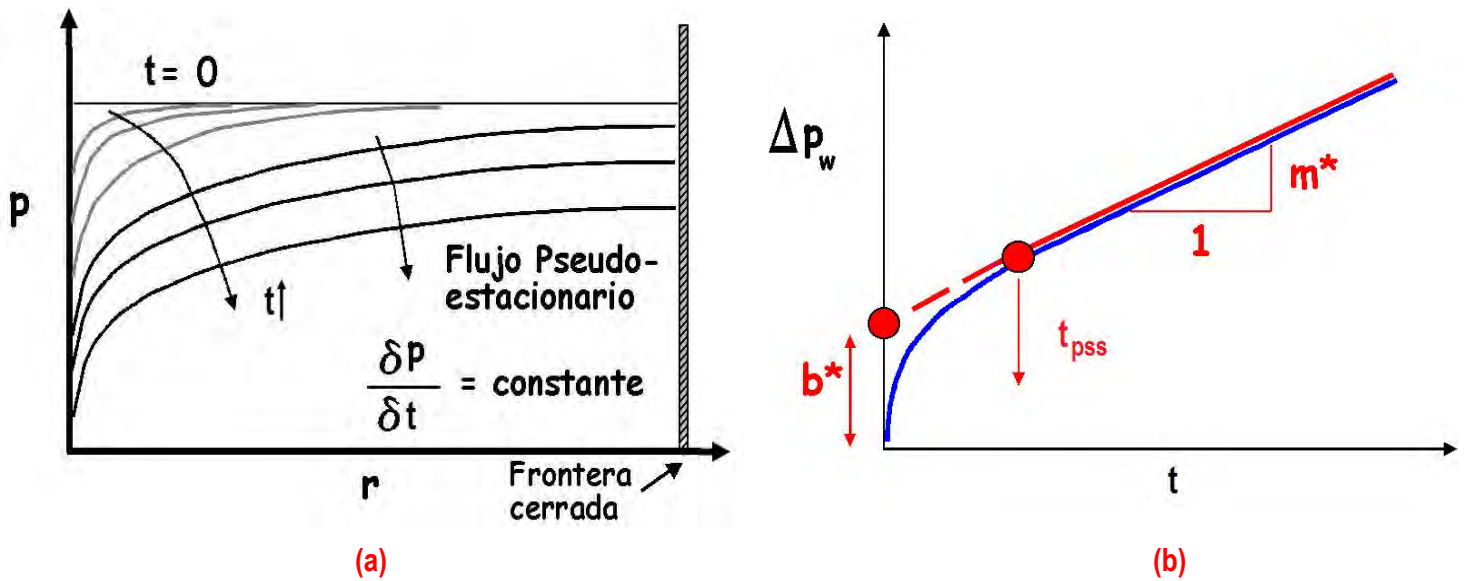


Figura 2.23.- Flujo Pseudo-estacionario

2.1.9.5. Estimación de parámetros

De la pendiente de la porción recta de la gráfica (**Figura 2.23 (b)**) de flujo pseudo-estacionario se puede estimar el volumen poroso de drene del pozo mediante la ecuación (2.43).

Como la pendiente de la porción recta es:

$$m^* = \frac{2\pi\alpha\beta qB}{\phi h A c_t} \text{ La pendiente } m^* \text{ se obtiene de la ecuación 2.42 que es la representación analítica de la gráfica de}$$

flujo pseudo-estacionario, se sabe que el volumen poroso es $V_p = \phi h A$

$$\text{Entonces : } V_p = \frac{2\pi\alpha\beta qB}{c_t m^*} \tag{2.43}$$

De la ordenada al origen b^* de la porción recta se puede estimar el factor de eficiencia del área de drene " C_A ", ya que $C_A = f(b^*, m, s)$.

$$C_A = 2.2458 \left[e^{\left(\frac{2kh}{\alpha q B \mu} b^* \right)} - e^{-2s} - \frac{r_w^2}{A} \right] \tag{2.44}$$

2.1.9.6. Yacimiento finito con frontera a presión constante

En esta sección se presenta el comportamiento de la presión de un pozo que produce a gasto constante, localizado en el centro de un yacimiento radial finito, con presión constante igual a la inicial en su frontera exterior. El modelo matemático que describe este problema de flujo es similar al de la ecuación 2.33 solo que, se cambia la condición de frontera exterior por : $P(r_e, t) = P_i$.

Comportamiento de presión a tiempos cortos. Como se ha venido mencionando se cumple que al no sentirse la presencia de fronteras el comportamiento es de yacimiento infinito:

$$(\Delta P)_{\text{FINITO}} = (\Delta P)_{\text{INFINITO}}$$

Comportamiento de presión a tiempos grandes. Para este caso ya se han sentido los efectos de frontera y se presenta el periodo de flujo estacionario; este tipo de flujo se presenta únicamente en yacimientos en que parcial o totalmente en su frontera exterior se tienen condiciones de mantenimiento de presión, por ejemplo la presencia de un acuífero asociado al yacimiento pero que tenga una fuente de recarga muy considerable, un sistema de pozos inyectores, etc. Para este tipo de flujo la presión en cualquier punto del yacimiento es constante con respecto al tiempo.

En este caso solo se presentará la solución del comportamiento de presión en el pozo y además para $t_D \gggggg > 1$

$$P_{wf} = P_i - \frac{\alpha q B \mu}{kh} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \quad (2.45)$$

2.1.9.7. Solución para flujo radial considerando que el pozo produce a presión de fondo constante

Yacimiento infinito. En el caso en que la producción se realice bajo condiciones de presión de fondo constante el inverso del flujo en el pozo para flujo radial puede aproximarse como:

Para : $t_D > 8 \times 10^4$

$$\frac{1}{q} = \left(\frac{1.151 \alpha q B \mu}{kh \Delta P_0} \right) \left[\text{Log}(t) + \text{Log}\left(\frac{\beta k}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) + 0.3513 \right] \quad (2.46)$$

O como la ecuación de una recta:

$$\frac{1}{q} = \left(\frac{1.151 \alpha q B \mu}{kh \Delta P_0} \right) \text{Log}(t) + \left(\frac{1.151 \alpha q B \mu}{kh \Delta P_0} \right) \left[\text{Log}\left(\frac{\beta k}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) + 0.3513 \right]$$

Donde la pendiente de la recta está dada por:

$$m = \left(\frac{1.151 \alpha q B \mu}{kh \Delta P_0} \right) \quad (2.47)$$

$$\Delta P_o = P_i - P_{wf}$$

Una gráfica de $1/q$ contra el logaritmo del tiempo (**Figura 2.24**) da una línea recta cuya pendiente está representada por la ecuación 2.47. Despejando “kh” de la ecuación 2.47 se puede estimar la capacidad de flujo de la formación.

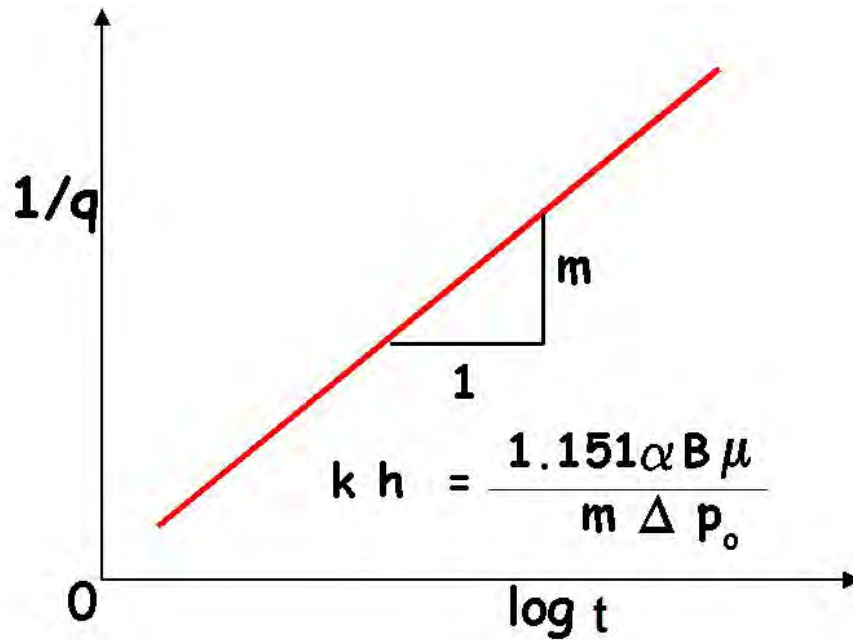


Figura 2.24.- Análisis de datos de producción

Yacimiento cerrado

El comportamiento del gasto para un pozo que produce a presión de fondo constante se puede analizar a tiempos cortos y largos.

Comportamiento del gasto tiempos pequeños. Como aun no se sienten los efectos de la frontera este se comporta como yacimiento infinito.

$$t \leq t_{eia}$$

$$(q)_{FINITO} \approx (q)_{INFINITO}$$

Comportamiento del gasto a tiempos grandes. Para estas condiciones ya se han sentido los efectos de la frontera y el la variación del gasto esta dada por:

$$q_D = \frac{2}{Ln\left(\frac{2.2458A}{r_w^2 C_A}\right)} e^{-\left(\frac{4\pi t_{DA}}{Ln\left(\frac{2.2458A}{r_w^2 C_A}\right)}\right)}$$

En logaritmo base 10 se tiene:

$$Log q(t) = Log \left(\frac{2kh\Delta P_w}{\alpha\mu BLn\left(\frac{2.2458 A}{r_w^2 C_A}\right)} \right) - \left(\frac{4\pi\beta k}{2.303 A c_t \phi \mu Ln\left(\frac{2.2458 A}{r_w^2 C_A}\right)} \right) t \tag{2.48}$$

De la ecuación 2.48 se puede ver que al hacer la gráfica de logaritmo del gasto contra tiempo (**Figura 2.25**), se obtiene una porción recta la cual pertenece al periodo de flujo pseudo-estacionario. De la porción recta se puede obtener la pendiente (m_q) y la ordenada al origen (b_q), y con los cuales se puede estimar el área de drene y el factor de forma.

$$A = \frac{\pi\alpha\beta B}{\phi c_t h \Delta P_o} \frac{b_q}{m_q} \tag{2.49}$$

$$C_A = \frac{2.2458 A}{r_w^2} e^{\left(\frac{2kh\Delta P_o}{\alpha b_q B \mu}\right)} \tag{2.50}$$

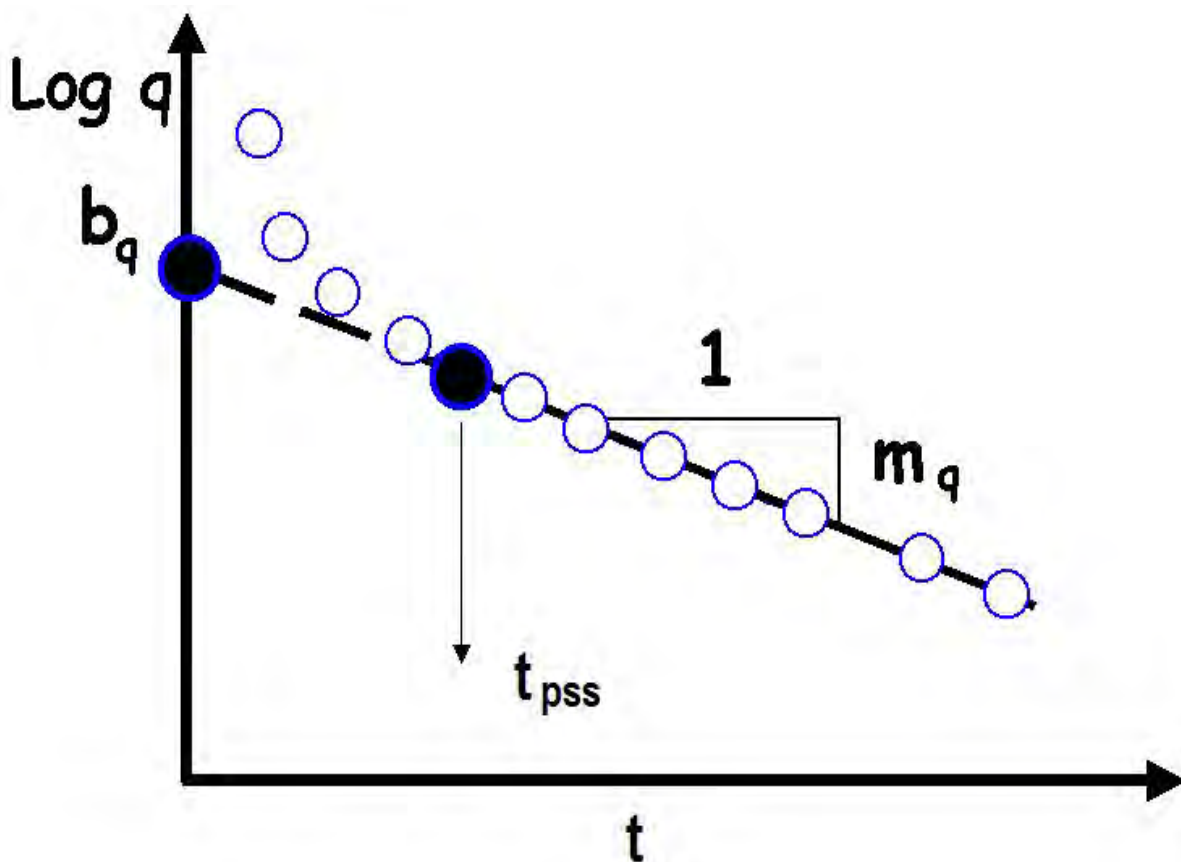


Figura 2.25.- Gráfica de declinación exponencial

2.1.10. Flujo Esférico

Existen situaciones donde las líneas de flujo en el yacimiento son radiales y la geometría de flujo puede considerarse como esférica. Tales son los casos de un pozo parcialmente penetrante en un yacimiento de espesor grande y de un multiprobador de formación (RFT). El sistema que se considera en este caso es un yacimiento producido a través de una esfera; es decir, el pozo es representado por una esfera de radio r_w (**Figura 2.26**).

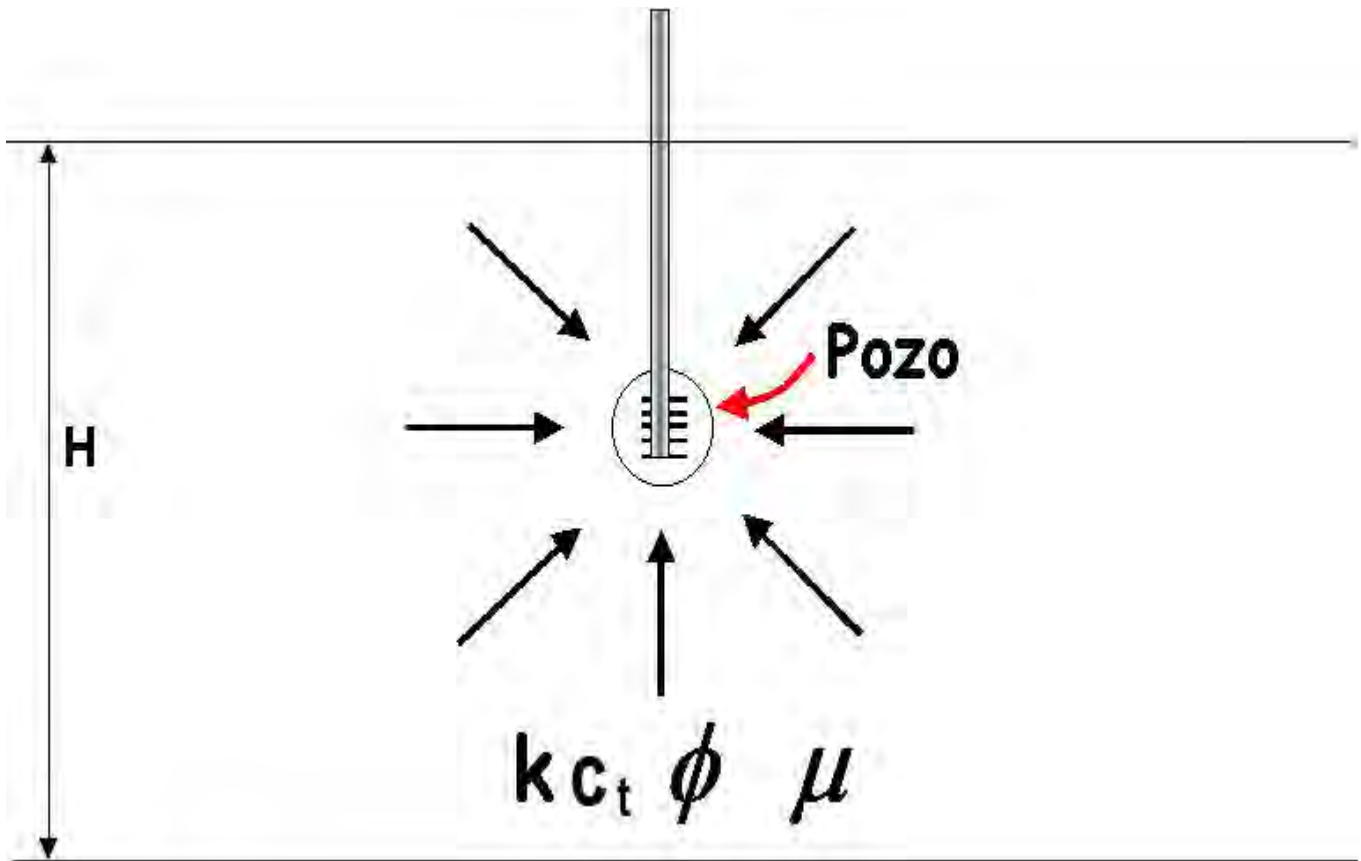


Figura 2.26.- Flujo Esférico

Solución para flujo esférico considerando que el pozo produce a gasto constante

Yacimiento infinito

El cambio de presión en un yacimiento infinito causado por un pozo que produce a flujo constante puede aproximarse por la solución de punto fuente. En este caso se supone que el pozo produce a través de un punto localizado en el centro que representa la esfera. La expresión para el cambio de presión es:

$$P_{D\text{sph}} = \frac{1}{r_D} \operatorname{Erfc} \left(\frac{1}{2 \sqrt{\frac{t_D}{r_D^2}}} \right) \quad (2.51)$$

$$\Delta P(r, t) = \frac{\alpha_{\text{sph}} q B \mu}{k r} \operatorname{Erfc} \left(\frac{r}{2} \left(\frac{\phi \mu c_t}{\beta k t} \right)^{\frac{1}{2}} \right) \quad (2.52)$$

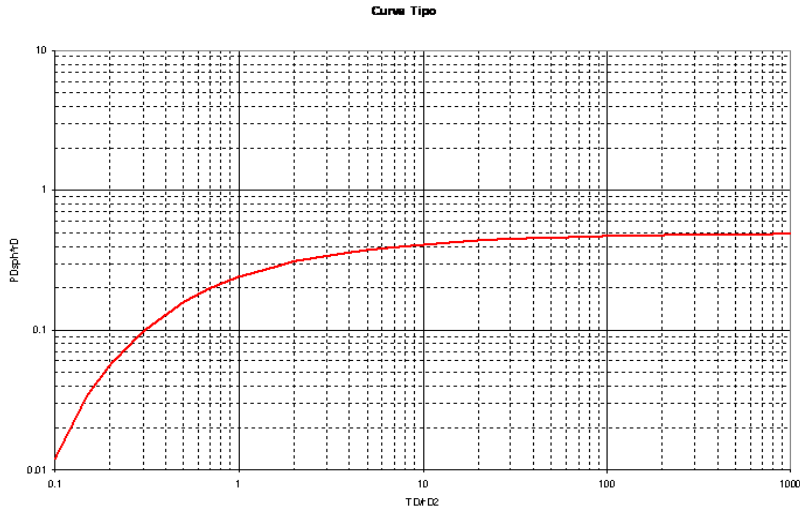


Figura 2.27.- Curva tipo para flujo esférico, puntos de observación

2.1.11. Cambio de presión en el pozo

El cambio de presión en el pozo ($r_D = 1$) puede ser aproximado de la siguiente forma:

$$\Delta P_W = \frac{\alpha_{sph} q B \mu}{k r_w} - \left[\alpha_{sph} q B \left(\frac{\phi C_t}{\pi \beta} \right)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{\mu}{k} \right)^{\frac{3}{2}} \right] t^{\frac{1}{2}} \tag{2.53}$$

La ecuación 2.53, nos indica que una gráfica del cambio de presión contra el inverso de la raíz cuadrada del tiempo (Figura 2.28), da una línea recta cuya pendiente (m_{sph}) la cual permite evaluar la permeabilidad de la formación como lo muestra la ecuación 2.54; sin embargo esta permeabilidad no es igual a la permeabilidad horizontal calculada para flujo radial. También de la ordenada al origen (b_{sph}) se puede estimar el radio efectivo de la esfera (pozo) y está dado por la ecuación 2.55. Este es un radio ficticio para el caso de un pozo parcialmente penetrante.

$$k = \mu \left(\frac{\alpha_{sph} q B}{m_{sph}} \right)^{\frac{2}{3}} \left(\frac{\phi C_t}{\pi \beta} \right)^{\frac{1}{3}} \tag{2.54}$$

$$r_w = \frac{\alpha_{sph} q B}{k b_{sph}} \tag{2.55}$$

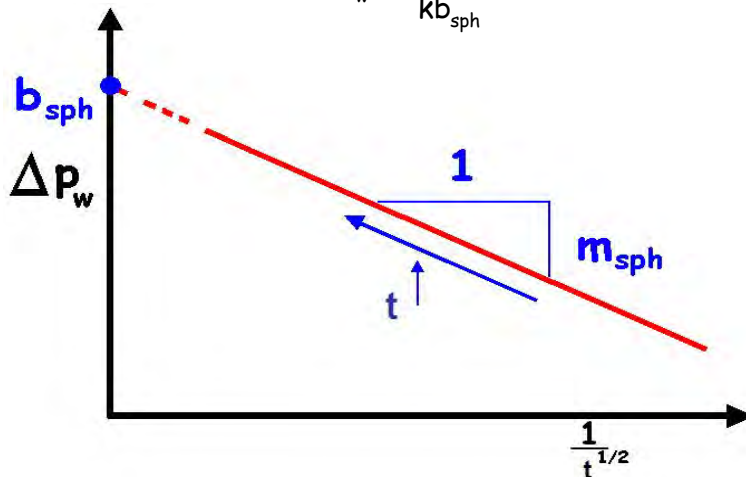


Figura 2.28.- Flujo esférico

2.2. DEFINICIÓN DE MODELOS DE FLUJO

Es aquel que representa matemáticamente un comportamiento de flujo de un fluido en un medio poroso.

2.2.1. Tipos de flujo en un yacimiento

A) De acuerdo a las dimensiones

- Una dimensión
- Dos dimensiones
- Tres Dimensiones

B) De acuerdo a las fases

- Monofásico
- Multifásico

C) De acuerdo al régimen

- Estacionario (permanente) $\frac{\delta P}{\delta t} = 0$
- Pseudo-estacionario (semi-permanente) $\frac{\delta P}{\delta t} = cte$
- Transitorio (variable) $\frac{\delta P}{\delta t} = variable$

2.3. TIPOS DE REGISTROS DE PRESIÓN EN POZOS

2.3.1. Introducción: importancia y principales tipos de registros de presión en fondo

Una prueba de presión de pozos implica obtener un registro de la presión de fondo como función del tiempo debido a cambios en el gasto. Esta respuesta es función de las características del yacimiento, así como también de la historia de producción del mismo.

Es decir, una prueba de presión también conocida como prueba de formación es un experimento de flujo de fluidos que se utiliza para determinar algunas características del yacimiento (sistema poroso) de manera indirecta.

Así mismo, las pruebas de presión constituyen la única manera de obtener información sobre el comportamiento dinámico del yacimiento. La comprensión de la respuesta del pozo requiere un conocimiento básico de la teoría de flujo transitorio de fluidos en medios porosos.

2.3.2. Registros de presión de fondo cerrado y fluyendo

Este tipo de registro, se puede tomar en conjunto con una prueba de decremento o una prueba de incremento, y consiste básicamente en bajar una sonda de presión y temperatura por estaciones hasta la máxima profundidad permisible y dejarla estacionada por un determinado periodo de tiempo el cual depende del objetivo. El detalle de este tipo de información fue visto en el capítulo 1.

2.3.3. Pruebas de decremento

Prueba de decremento de presión (Drawdon test)

Una prueba de decremento de presión se define como una serie de mediciones de presión en el fondo del pozo durante un período de flujo a gasto de producción constante, generalmente el pozo se encuentra cerrado durante un intervalo de tiempo suficientemente grande para que existan condiciones de presión estables antes de que se verifique la prueba de decremento.

El registrador de presión es posicionado en el fondo del pozo (lo ideal es, al nivel medio de los disparos) y posteriormente se abre el pozo en la superficie con lo que se inicia la prueba. Cabe mencionar que la duración del periodo de flujo dependerá del diseño que se haya desarrollado previo a la prueba basado en el objetivo de la misma.

El objetivo fundamental de las pruebas de decremento es para obtener la permeabilidad "k", el área de drenaje del pozo y estimar el daño o estimulación inducido en la vecindad del pozo. Otros objetivos, es determinar el volumen poroso, V_p y detectar heterogeneidades del yacimiento.

La principal ventaja técnica de las pruebas de decremento es la posibilidad de estimar el volumen poroso drenado. La principal desventaja es la dificultad de mantener constante la producción durante la prueba.

Aunque las pruebas de decremento no están limitadas al inicio de la producción de un pozo, este es el tiempo ideal para realizar estas pruebas.

2.3.4. Pruebas de incremento

Prueba de incremento de presión (Buildup test)

Las pruebas de incremento de presión son las pruebas de pozos más utilizadas en la industria petrolera. Para llevar a cabo una prueba de incremento de presión se hace necesario cerrar el pozo productor y que éste haya producido a gasto constante, ya que la mayoría de los modelos utilizados en las ecuaciones de interpretación, están apoyadas en el principio de superposición y consideran gasto constante, aunque también se han desarrollado métodos que consideran presión constante antes del cierre.

Por otra parte las pruebas de incremento se diseñan secuencialmente con las pruebas de decremento, con lo que se logra perturbaciones de presión importantes en el medio poroso.

Básicamente una prueba de incremento se puede definir como la medición continua de la presión de cierre en el fondo del pozo después de un periodo de flujo.

2.3.5. Pruebas de interferencia

Son aquellas que involucran varios o cuando menos dos pozos uno llamado activo y el otro observador (**Figura 2.29**). El primero básicamente es aquel en el cual se harán las operaciones necesarias para generar el disturbio necesario para evaluar la comunicación con el pozo vecino. El segundo únicamente será el receptor de las variaciones generadas por el pozo activo.

En este tipo de pruebas se obtiene información sobre la región localizada entre los pozos y así caracterizar la zona productora y establecer direcciones preferenciales de flujo con lo cual el desarrollo de un campo se puede optimizar.

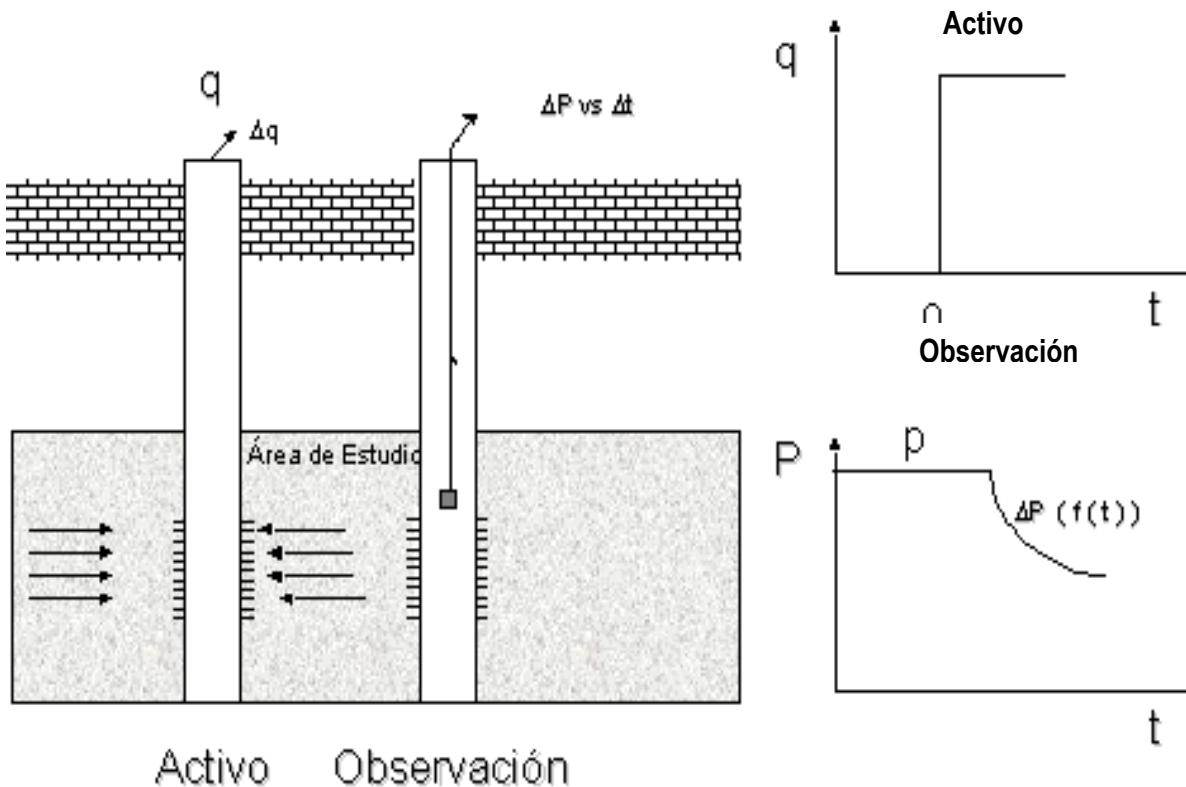


Figura 2.29.- Prueba de interferencia entre dos pozos

Aspectos importantes

- ❖ Los cambios de presión son pequeños y por ende la elección de sensores de alta resolución es importante.
- ❖ El suavizamiento de datos en caso de ejecutarse, deberá de ser en escala normal. Recordar que los elementos que pueden enmascarar el proceso de interferencia, son ocasionados por la herramienta ó por elementos naturales (mareas) y/o tendencia de presión.
- ❖ Las curvas tipo son los elementos básicos de análisis solución de línea fuente y/o específicas curvas tipo para diferentes modelos de flujo (**Figura 2.30**).

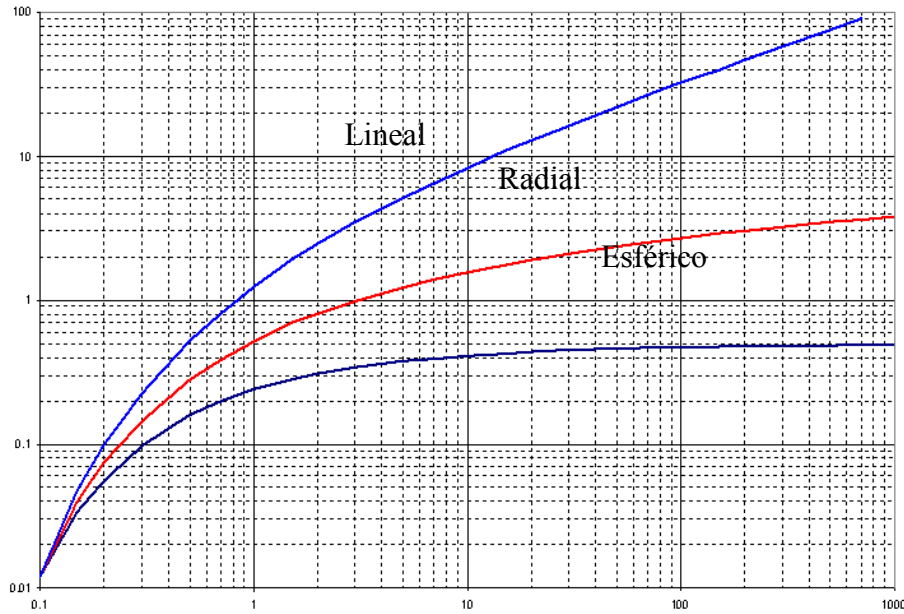


Figura 2.30.- Curvas tipo para pruebas de interferencia

2.3.5.1. Prueba de interferencia vertical (un solo pozo)

Son aquellas que involucran un solo pozo con dos intervalos abiertos e incommunicados a través del mismo pozo (Figura 2.31) o puede llevarse acabo entre dos pozos ubicados a diferente profundidad (Figura 2.32), la penetración al yacimiento es total. Se colocan sensores en el punto de observación mas adecuado para registrar el disturbio ocasionado por producción o inyección de un intervalo.

En este tipo de pruebas se obtiene información sobre la región localizada entre los intervalos y determina específicamente la permeabilidad vertical. Adicionalmente se obtiene producción de flujo cruzado. Dos autores **Prats y Ecomomides** han desarrollado los métodos mejor sustentados.

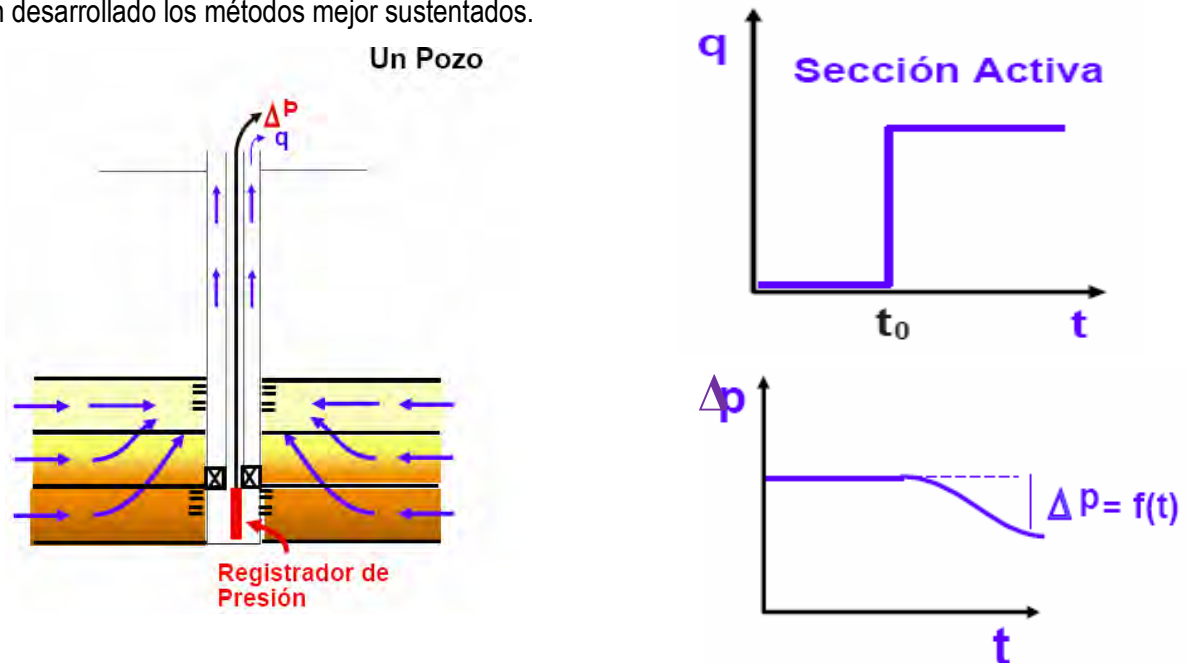


Figura 2.31.- Prueba de interferencia vertical (un solo pozo)

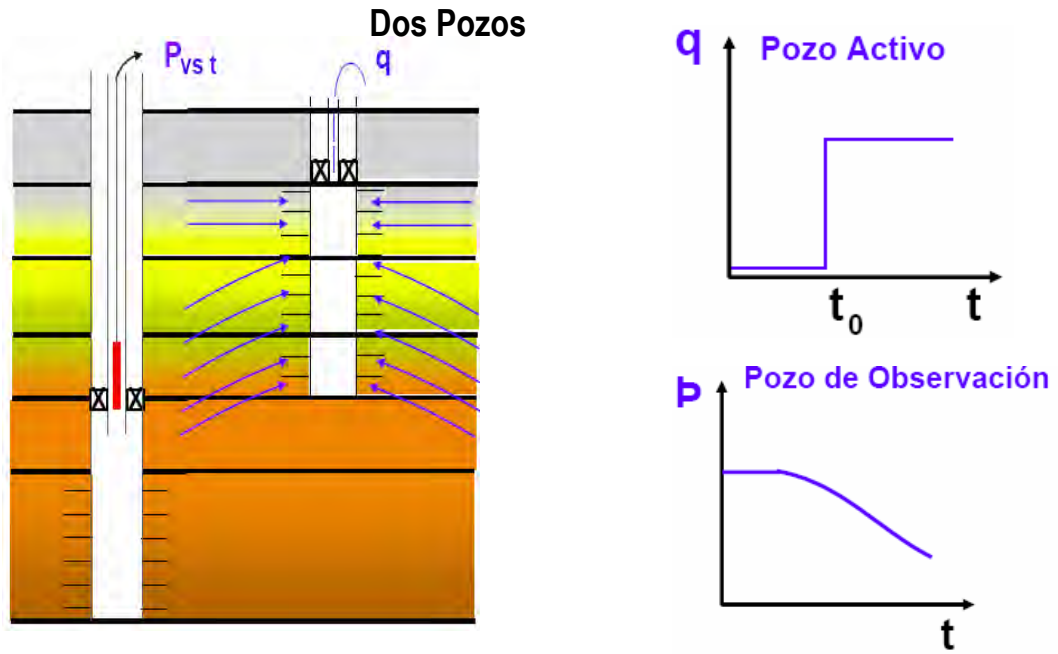


Figura 2.32.- Prueba de interferencia vertical (dos pozo)

2.3.5.2. Prueba de pulso

Este tipo de pruebas son un caso particular de las de interferencia, ya que no solamente se genera un disturbio en el pozo activo si no una serie de disturbios que son reflejados en caso de comunicación en el pozo observador (Figura 2.33). Es común el cambiar de pozo activo en este tipo de pruebas sobre todo cuando se trata de caracterizar algún evento geológico importante (fallas sello, canales, etc.). El pulso puede ser para validar extensión horizontal ó vertical para definir comunicación vertical en un solo pozo (caso específico de Prats ó Economides Figura 2.34).

- El caso de un solo pulso facilita la observación de tal evento en el pozo cercano.
- El uso de Curvas tipo es el método para la interpretación, contándose con una gran variedad de curvas para ello.

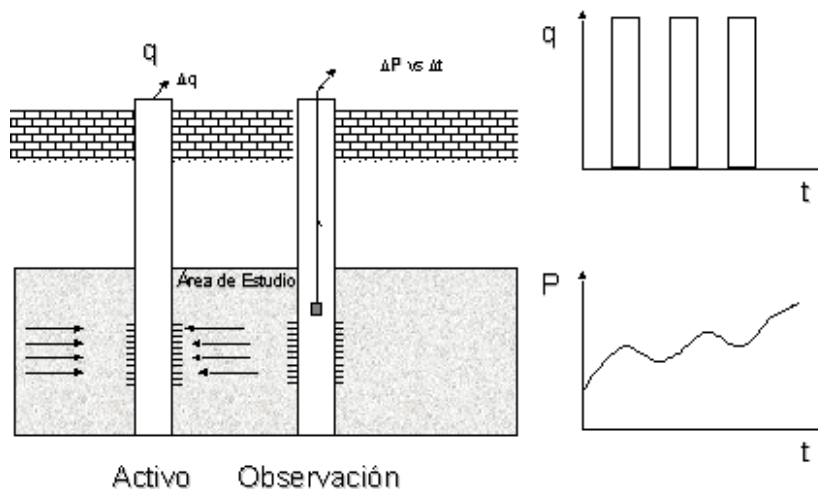


Figura 2.33.- Prueba de pulso

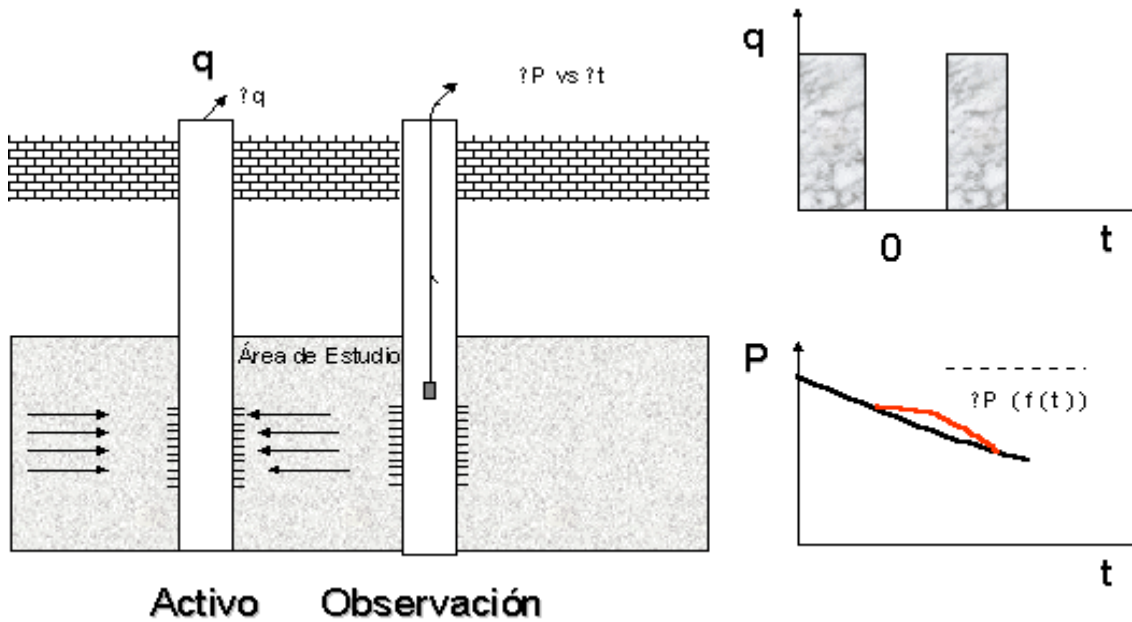


Figura 2.34.- Prueba de pulso

2.3.5.3. Prueba de inyección

Este tipo de Pruebas básicamente son similares a las de decremento en pozos productores, pero el gasto es negativo. El pozo está estabilizado y cerrado originalmente, se inicia la inyección de un fluido a gasto constante. Se debe de incluir una relación de movilidades entre el fluido inyectado y desplazado alrededor del pozo (Figura 2.35). Los fluidos utilizados van desde agua dulce, aceite deshidratado, gas natural, Nitrógeno y hasta en algunos proyectos especiales CO₂. Se determinan propiedades del yacimiento en pozos que no cuentan con el conocimiento de éstas y sobre todo se puede detectar el daño creciente en proyectos de inyección de agua.

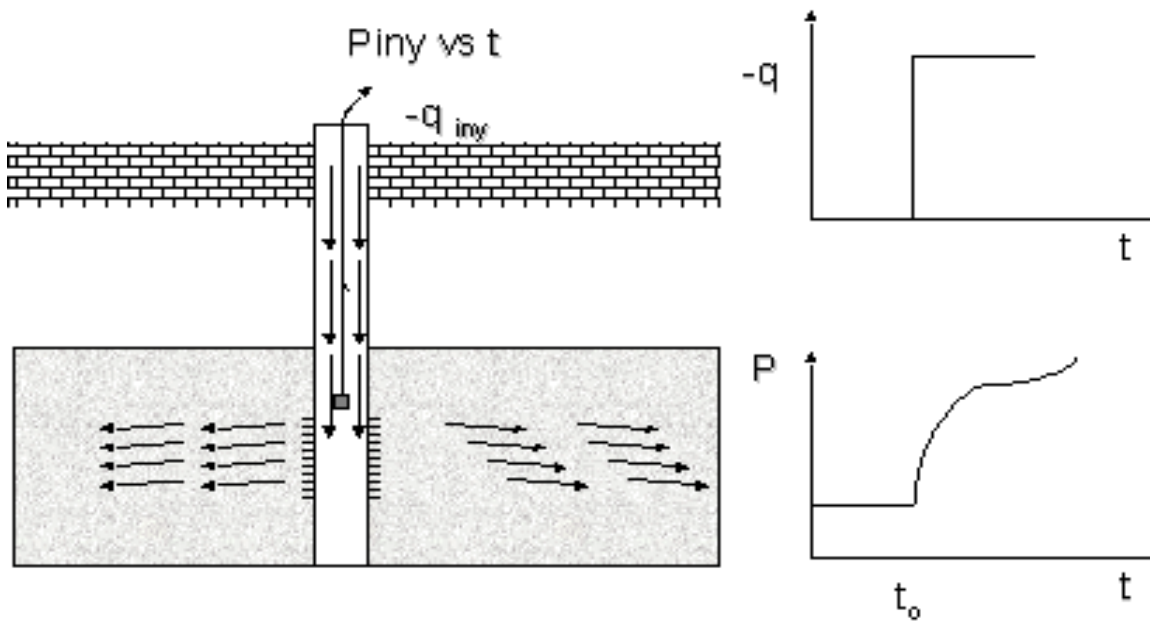


Figura 2.35.- Prueba de inyección

2.3.5.4. Prueba de cierre en pozos inyectoros (Fall-off)

Este tipo de pruebas, básicamente son similares a las de incremento en pozos productores. El pozo previo al inicio, esta en el proceso de inyección $-q$ y las condiciones de presión de fondo reflejan las de admisión. La inyección se detiene e inicia el decaimiento de la presión de fondo hasta alcanzar las condiciones de la presión promedio del área de influencia del pozo. Caracterizar la zona de admisión así como determinar daños inherentes formados por el proceso de inyección son factibles de obtener (Figura 2.36).

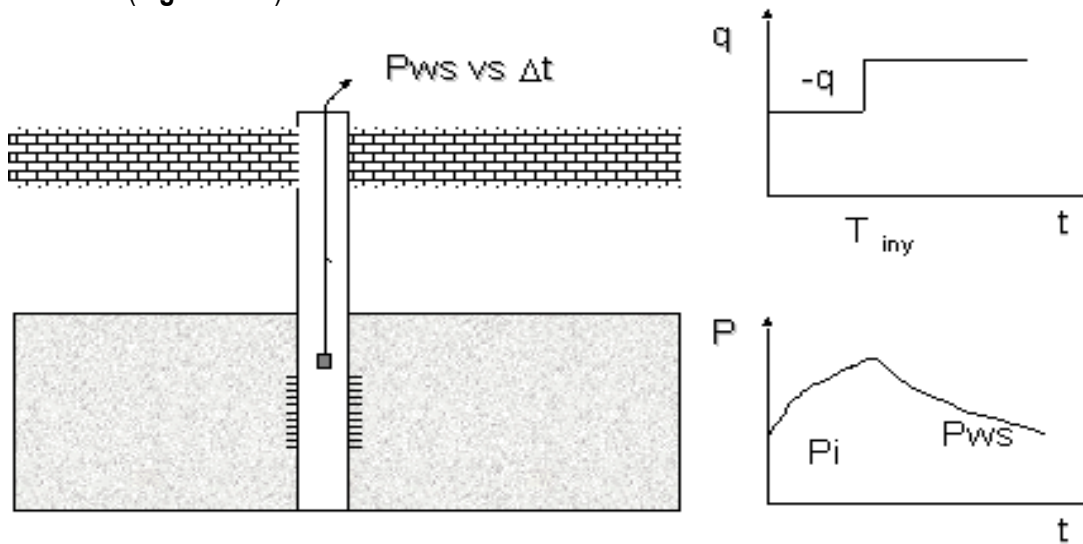


Figura 2.36.- Prueba de cierre en un pozo inyector

2.4. PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN

Los modelos básicos de flujo consideran un solo pozo en el yacimiento produciendo con flujo constante; pero en la práctica la situación es otra, ya que los pozos producen a flujo variable en un yacimiento con varios pozos. Es necesario contar con una metodología para utilizar las soluciones básicas para tomar en cuenta la situación discutida.

Se mencionó anteriormente que la ecuación de difusión es una ecuación diferencial en derivadas parciales lineal; por lo que, si existen dos soluciones independientes, una combinación lineal de ambas es también una solución.

Es decir si una ecuación diferencial parcial lineal, tiene “n” soluciones independientes, una combinación lineal de ellas es también una solución,

$$\begin{aligned}
 \Delta p_1 &= F_1(x, \dots, t) && \text{Solución 1} \\
 \Delta p_2 &= F_2(x, \dots, t) && \text{Solución 2} \\
 &\bullet && \\
 &\bullet && \\
 &\bullet && \\
 \Delta p_n &= F_n(x, \dots, t) && \text{Solución n} \\
 \Delta p &= \sum_{i=1}^n c_i F_i(x, \dots, t)
 \end{aligned}$$

2.4.1. Principio de superposición en espacio

Cuando dos o más pozos producen de un yacimiento el cambio de presión observado en cualquier punto del yacimiento es la suma de cambios de presión causado por cada uno de los pozos, como si cada uno de ellos estuviera produciendo solo en el yacimiento.

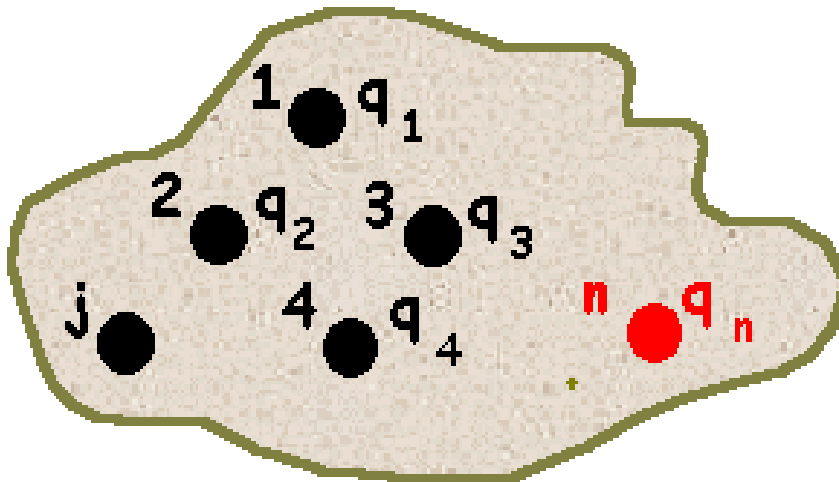


Figura 2.37.- Superposición en el espacio

Consideremos un yacimiento con n pozos como se indica en la **Figura 2.37**, el cambio de presión en el pozo j está dado por:

$$\Delta p_j = \sum_{i=1}^n q_i \Delta p_{1,i,j} \quad (2.56)$$

Donde Δp_1 (Función Influencia): Es el cambio de presión en el yacimiento (pozo) causada por producción a gasto unitario; es decir que la repuesta de presión correspondiente a un pozo que produce a gasto constante está dada por:

$$\Delta p(t) = q \Delta p_1(t)$$

2.4.2. Principio de superposición en tiempo

Las soluciones de la ecuación de difusión discutidas hasta ahora corresponden al caso de flujo constante en el pozo. En la práctica el flujo de los pozos cambia constantemente y las soluciones disponibles no se pueden aplicar; de aquí surge la necesidad de generar soluciones para casos de flujo variable a partir de las soluciones de flujo constante.

Consideremos un pozo con un flujo variable como se indica en la curva continua de la **Figura 2.38**. La curva de flujo puede ser aproximada de una manera escalonada de tal manera que las características importantes de la curva se reproducen. Ahora podemos suponer que “n” pozos ficticios localizados en el mismo punto que el pozo en estudio comienzan a producir un flujo $q_i - q_{i-1}$ a partir del tiempo t_i . En este caso el tiempo efectivo de flujo del pozo ficticio “i” es $t-t_i$.

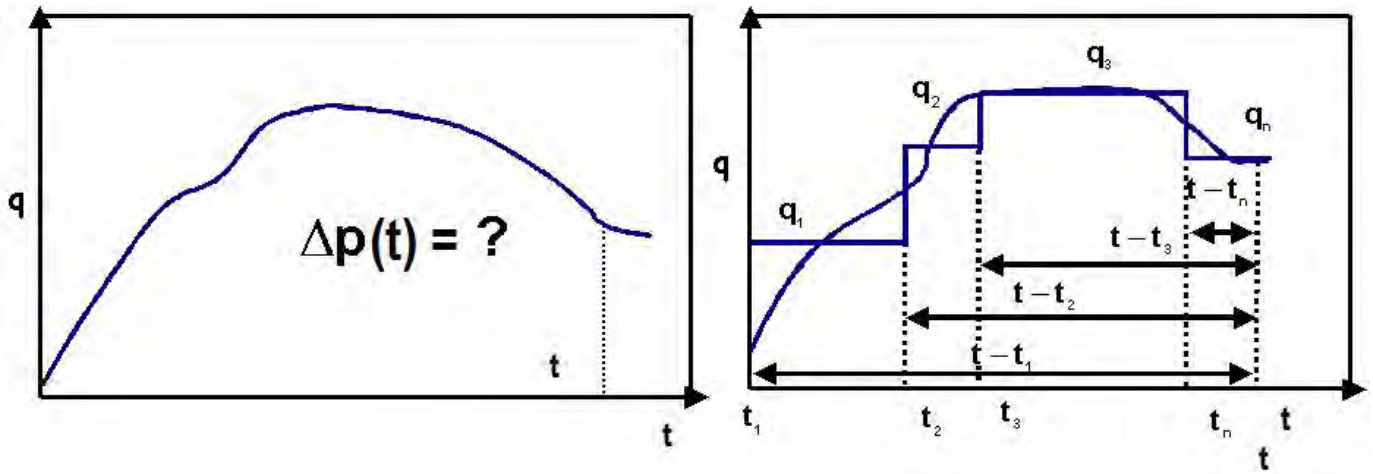


Figura 2.38.- Principio de superposición en el tiempo

La respuesta de presión a un tiempo t es la suma de los efectos correspondiente a cada pozo ficticio.

$$\Delta p(t) = \sum_{i=1}^n (q_i - q_{i-1}) \Delta p_1(t - t_i) \quad (2.57)$$

Esta ecuación representa el principio de superposición en tiempo en forma discreta.

Si se requiere considerar el cambio de flujo continuamente se puede tomar el límite de la sumatoria en al ecuación (2.57) cuando el intervalo de discretización tiende a cero; así:

$$\Delta p_w(t) = \int_0^t q'(\tau) \Delta p_1(t - \tau) d\tau \quad (2.58)$$

Esta integral es conocida como: Integral de Duhamel, Integral de Faltung, Integral de Convulación o Integral de superposición.

CAPÍTULO 3. PRINCIPALES PRUEBAS DE PRESIÓN

3.1. PRUEBAS DE DECREMENTO DE PRESIÓN (Drawdown tests)

Una prueba de decremento de presión se define como una serie de mediciones de presión en el fondo del pozo durante un período de flujo a gasto de producción constante, generalmente el pozo se encuentra cerrado durante un intervalo de tiempo suficientemente grande para que existan condiciones de presión estables antes de que se verifique la prueba de decremento. El registrador de presión es posicionado en el fondo del pozo (lo ideal es, al nivel medio de los disparos) y posteriormente se abre el pozo en la superficie con lo que se inicia la prueba. Cabe mencionar que la duración del periodo de flujo dependerá del diseño que se haya desarrollado previo a la prueba basado en el objetivo de la misma **Figura 3.1**.

El objetivo fundamental de las pruebas de decremento es obtener la permeabilidad “k”, el área de drene del pozo y estimar el daño o estimulación en la vecindad del pozo. Otros objetivos, son determinar el volumen poroso, V_p y detectar heterogeneidades del yacimiento.

- La principal ventaja técnica de las pruebas de decremento es la posibilidad de estimar el volumen poroso drenado.
- La principal desventaja es la dificultad de mantener constante la producción durante al prueba.

Aunque las pruebas de decremento no están limitadas al inicio de la producción de un pozo, este es el tiempo ideal para realizar estas pruebas.

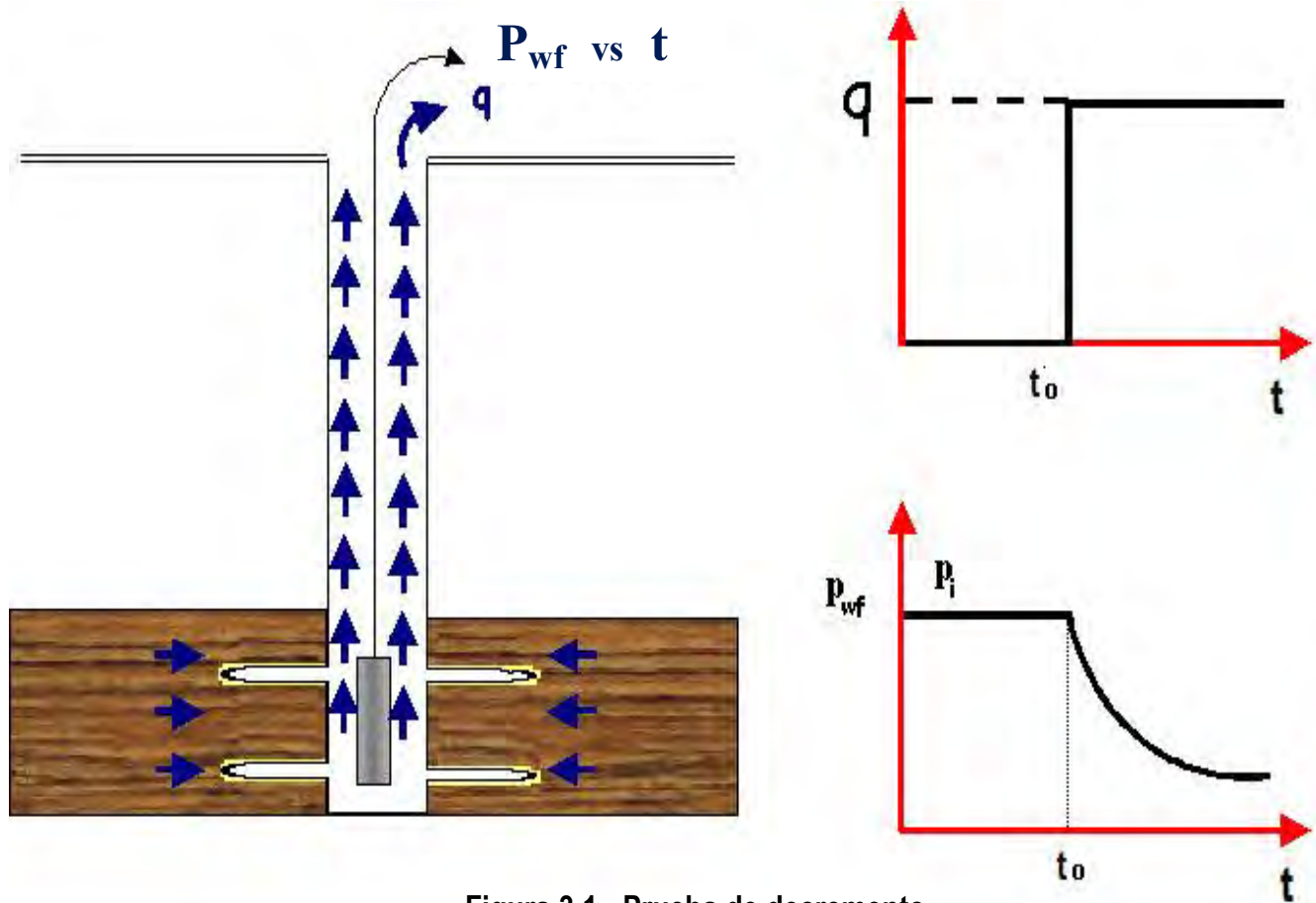


Figura 3.1.- Prueba de decremento

Análisis de Pruebas de decremento

Consideraremos el análisis de las pruebas de decremento para el caso en que el yacimiento se comporta como infinito (flujo transitorio) y para el caso cuando se sienten todos los efectos de las fronteras (flujo pseudo-estacionario). Estos periodos de flujo se pueden observar en la **Figura 3.2**.

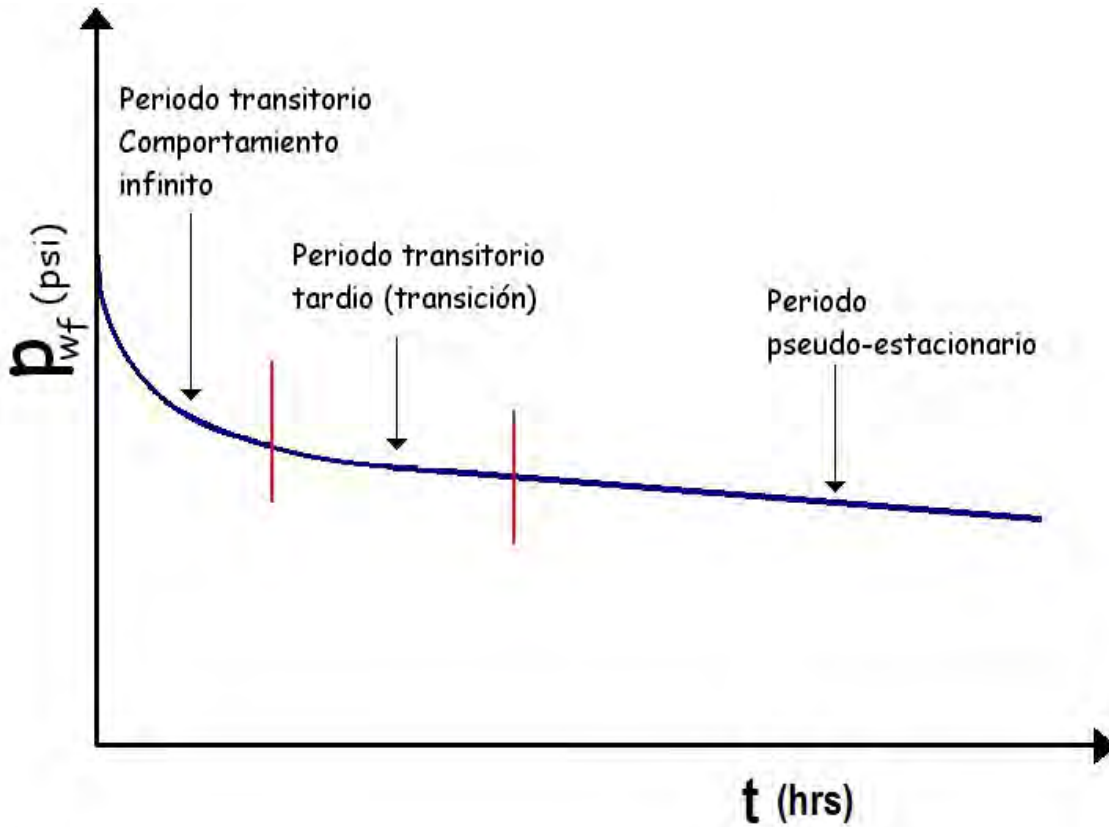


Figura 3.2.- Representación esquemática de una prueba de decremento.

3.1.1. Análisis para el periodo transitorio (yacimento infinito) y flujo radial

Durante el flujo a gasto constante, la caída de presión de un pozo en un yacimiento infinito esta dado por la ecuación 3.1, la cual considera la caída de presión debida al daño.

$$\Delta p_w = \frac{1.151\alpha q B \mu}{kh} \left[\text{Log } t + \text{Log} \left(\frac{\beta k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 0.3513 \right] + \Delta p_{\text{daño}} \quad (3.1)$$

En el sistema inglés de campo, la ecuación para analizar las pruebas de decremento es:

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} \left[\text{Log } t + \text{Log} \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.2275 + .86859 s \right] \quad (3.2)$$

La ecuación (3.2), describe una línea recta cuando se hace la gráfica de p_{wf} vs. $\text{Log}(t)$ de la cual podemos estimar la pendiente de la porción recta y con esto calcular la permeabilidad y daño.

$$k = -\frac{162.6qB\mu}{mh} \quad (3.3)$$

$$s = 1.1513 \left[\frac{p_i - p_{1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_i r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (3.4)$$

$$C = \frac{qB}{24m_{ws}} \quad (3.5)$$

3.1.2. Cálculo del volumen poroso y área de drene; prueba de límite de yacimiento (análisis para el periodo de flujo pseudo-estacionario)

Una prueba de límite de yacimiento es una prueba de decremento que se lleva a cabo para determinar el volumen poroso (drenado) comunicado al pozo. El uso del periodo de flujo pseudo-estacionario (**Figura 3.6**) de una prueba de decremento para este caso es fundamental.

Como ya se mencionó en el capítulo 2, la ecuación 2.42 en unidades prácticas de campo es:

$$\Delta P_w = \left(\frac{0.23395 qB}{\phi c_i hA} \right) t + \left(\frac{70.6qB\mu}{kh} \right) \left[\text{Ln} \left(\frac{A}{r_w^2} \right) + \text{Ln} \left(\frac{2.2458}{C_A} \right) + 2s \right]$$

Es decir, que de la pendiente de la recta que se genera mediante una gráfica de ΔP_w vs t y la ecuación anterior se determina el volumen poroso.

$$V_p = \frac{0.23395qB}{c_i m^*} (\text{pie}^3) \quad (3.6)$$

Como ya se dijo, si de los datos se puede observar el periodo de comportamiento infinito y el periodo de comportamiento pseudo-estacionario, es posible estimar el factor de eficiencia del área de drene de la ecuación 3.7.

En unidades prácticas de campo la ecuación 3.7 es:

$$C_A = 2.2458 \left[e^{\left(\frac{70.6kh}{qB\mu} b^* \right)} - e^{-2s} - \frac{r_w^2}{A} \right] \quad (3.7)$$

Donde b^* es la ordenada al origen, la cual se puede determinar de la gráfica de Δp_w vs t (**Figura 2.23 (b)** Capítulo 2). Conociendo el factor de eficiencia del área de drene, se puede usar la tabla (dada en la **Figura 2.22** Capítulo 2) y así determinar la posición del pozo dentro del área de drene y la forma de esta misma.

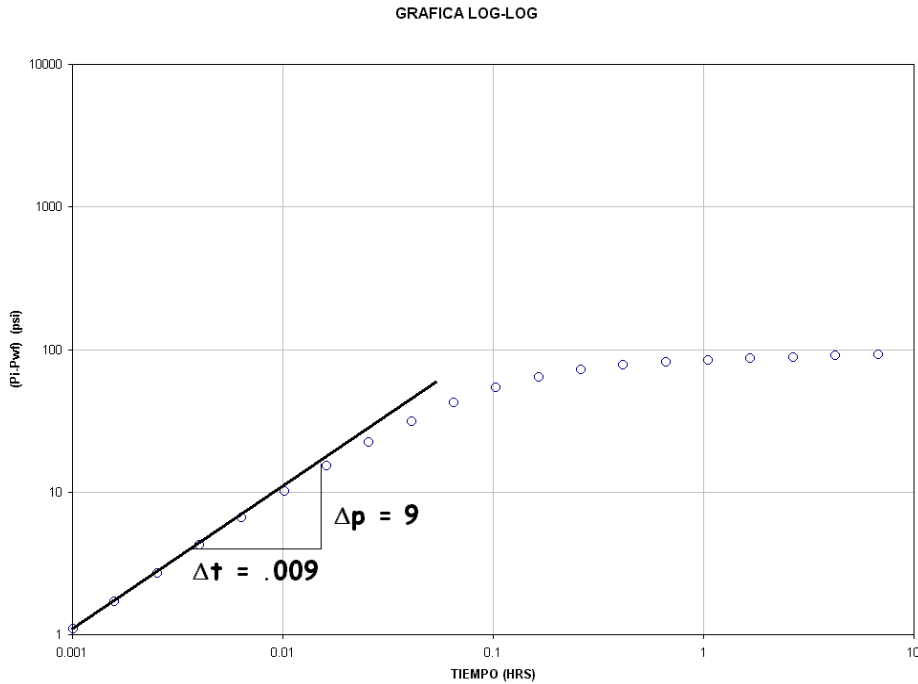


Figura 3.4.- Gráfica Log-Log

Resultados:

$$a) \quad k = -162.6 \frac{(348)(1.14)(3.93)}{(-9)(130)} = 216.7 \text{ md}$$

$$b) \quad s = 1.1513 \left[\frac{6000 - 5916}{-9} - \log \left(\frac{216.7}{(.2)(3.93)(2.5 \times 10^{-6})(.25)^2} \right) + 3.2275 \right] = 3.7158$$

Para determinar el almacenamiento del pozo se necesita hacer una gráfica Log-Log de Δp vs t y aplicar la ecuación 3.5 en la porción recta de pendiente unitaria de la gráfica (Figura 3.4).

$$C = \frac{(348)(1.14)(.009)}{24(9)} = 0.01653$$

- **Ejemplo 3.2.-** Con los mismos datos del ejemplo anterior (Tabla III.II). Determinar el volumen poroso drenado por el pozo, así como, la forma y ubicación del pozo dentro del área.

Datos:

h=130 pies	μ _o =3.93 cp
r _w =0.25 pie	p _i =6000 psi
q _o =348 BPD	c _t =2.5 × 10 ⁻⁶ psi ⁻¹
B _o =1.14	φ= 20 %

Tabla III.II.- Datos, prueba de decremento de presión

T (hrs)	Pwf (psi)	t (hrs)	Pwf (psi)	t (hrs)	Pwf (psi)
0.0000	6000.0000	0.0652	5957.7842	6.7538	5907.4507
0.0010	5998.9121	0.1036	5946.3613	10.7424	5905.4424
0.0016	5998.2930	0.1649	5935.9907	17.0867	5903.4497
0.0025	5997.2998	0.2622	5927.9468	27.1777	5901.4570
0.0040	5995.7695	0.4171	5922.4390	43.2282	5899.3652
0.0064	5993.4282	0.6634	5918.7622	68.7579	5896.8242
0.0102	5989.9248	1.0552	5916.0391	109.3648	5893.1475
0.0162	5984.8438	1.6783	5913.7183	173.9532	5887.3813
0.0258	5977.8022	2.6696	5911.5625	276.6862	5878.2173
0.0410	5968.6499	4.2461	5909.4849	440.0911	5863.6416

Solución:

- Primero se hace una gráfica de Δp_w vs t, (Figura 3.5)

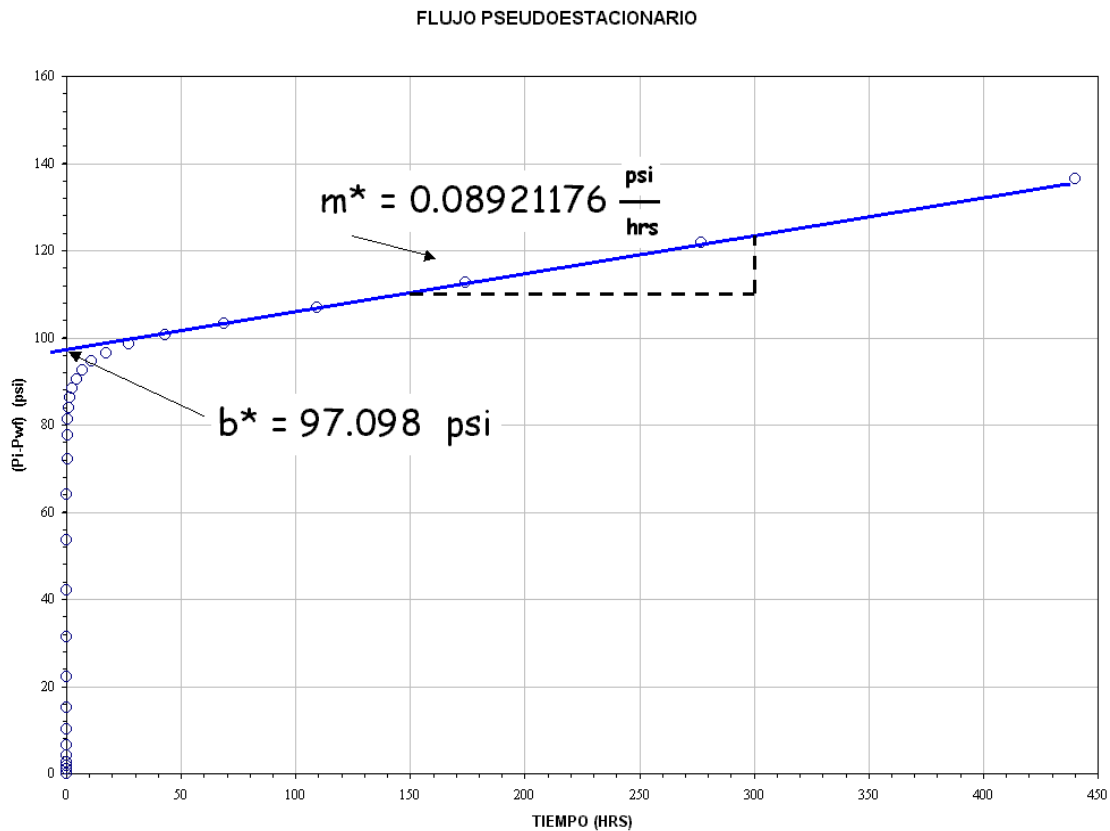


Figura 3.5.- Flujo pseudo-estacionario

- Con la ecuación 3.6 se obtiene el volumen poroso drenado

$$V_p = \frac{0.23395(348)(1.14)}{(2.5 \times 10^{-6})(0.8921176)} = 416.145 \times 10^6 \text{ pie}^3$$

- Con la ecuación 3.7 se obtiene C_A

$$C_A = 2.2458 \left[e^{\left(\frac{70.6kh}{qB\mu} b \right)} - e^{-2s} - \frac{r_w^2}{A} \right]$$

➤ **Ejemplo 3.3.-** Determinar la permeabilidad del yacimiento de los datos de presión y tiempo (**Tabla III.III**), de un pozo que ha producido con un gasto estabilizado de 4900 BPD antes del cierre.

Datos:

$r_w = 0.35$ [pie] $c_t = 22.6 \times 10^{-6}$ [psi]⁻¹ $\mu_o = 0.2$ [cp]
 $q_o = 4900$ [BPD] $\phi = 0.09$ [fracción] $Bo = 1.55$
 $t_p = 310$ [hrs] $h = 482$ [pie]

Tabla III.III.- Datos de prueba de incremento de presión

Δt [horas]	Pws(psi)	Δt [horas]	Pws(psi)	Δt [horas]	Pws(psi)	Δt [horas]	Pws(psi)
0	2761	0.94	3266	3.46	3286	10.05	33.06
0.1	3057	1.05	3267	4.08	3289	13.09	3310
0.21	3153	1.15	3268	5.03	3293	16.02	3313
0.31	3234	1.36	3271	5.97	3297	20	3317
0.52	3249	1.68	3274	6.07	3297	26.07	3320
0.63	3256	1.99	3276	7.01	3300	31.03	3322
0.73	3260	2.51	3280	8.06	3303	34.98	3323
0.84	3263	3.04	3283	9	3305	37.54	3323

Solución. (Utilizando Excel para los cálculos)

- Calcular $(t_p + \Delta t) / +\Delta t$ **Tabla III.IV.**

Tabla III.IV.- $(tp+\Delta t) / +\Delta t$

Δt [horas]	Pws (psi)	$tp= 310$ hrs $(tp+\Delta t) / \Delta t$
0	2761	
0.1	3057	3101.0000
0.21	3153	1477.1905
0.31	3234	1001.0000
0.52	3249	597.1538
0.63	3256	493.0635
0.73	3260	425.6575
0.84	3263	370.0476
0.94	3266	330.7872
1.05	3267	296.2381
1.15	3268	270.5652
1.36	3271	228.9412
1.68	3274	185.5238
1.99	3276	156.7789
2.51	3280	124.5060
3.04	3283	102.9737
3.46	3286	90.5954
4.08	3289	76.9804
5.03	3293	62.6302
5.97	3297	52.9263
6.07	3297	52.0708
7.01	3300	45.2225
8.06	3303	39.4615
9	3305	35.4444
10.05	3306	31.8458
13.09	3310	24.6822
16.02	3313	20.3508
20	3317	16.5000
26.07	3320	12.8911
31.03	3322	10.9903
34.98	3323	9.8622
37.54	3323	9.2579

- La gráfica semilogarítmica de $(tp + \Delta t) / \Delta t$ vs p_{ws} permite trazar la línea recta donde se presenta el periodo de flujo radial, de la pendiente de dicha línea recta se puede determinar la permeabilidad, así como la $p_{1 \text{ hr}}$ **Figura 3.6.**

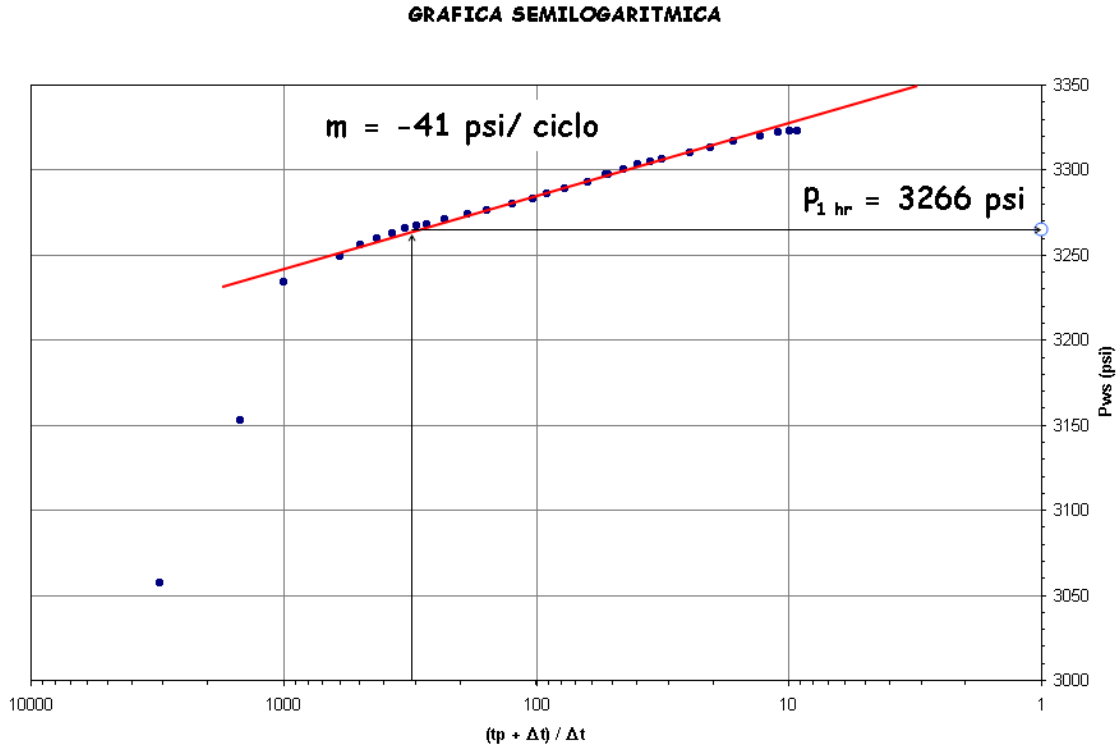


Figura 3.6.- Gráfica Semi-log

De la ecuación 3.8, se tiene que la pendiente “m” de la recta es igual a

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

Y de la gráfica $m = -41$

Despejando la permeabilidad

$$k = \frac{162.6(4900)(1.55)(0.2)}{(41)(482)} = 12.4982 \text{ md}$$

El factor de daño se puede evaluar con la siguiente expresión:

$$s = 1.1513 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_r r_w^2} \right) + 3.2275 \right]$$

Sustituyendo valores se tiene

$$s = 1.1513 \left[\frac{3266 - 2761}{41} - \log \left(\frac{12.4982}{(.09)(0.2)(22.6 \times 10^{-6})(0.35)^2} \right) + 3.2275 \right]$$

$$s = 8.23$$

Adicionalmente se puede conocer la caída de presión debida al daño es decir

$$\Delta p_s = \frac{141.2qB\mu}{kh} s = \frac{141.2(4900)(1.55)(.2)}{(12.4982)(482)} (8.23)$$

$$\Delta p_s = 293.02 \text{ psi}$$

3.2. Pruebas de incremento de presión (Buildup tests)

Las pruebas de incremento de presión son las pruebas de pozos más utilizadas en la industria petrolera. Para llevar a cabo una prueba de incremento de presión se hace necesario cerrar el pozo productor y que éste haya producido a gasto constante, ya que la mayoría de los modelos utilizados en las ecuaciones de interpretación, están apoyadas en el principio de superposición y consideran gasto constante, aunque también se han desarrollado métodos que consideran presión constante antes del cierre.

Por otra parte las pruebas de incremento se diseñan secuencialmente con las pruebas de decremento, con lo que se logran perturbaciones de presión importantes en el medio poroso.

Básicamente una prueba de incremento se puede definir como la medición continua de presión de cierre de un pozo después de un periodo de flujo (Figura 3.7).

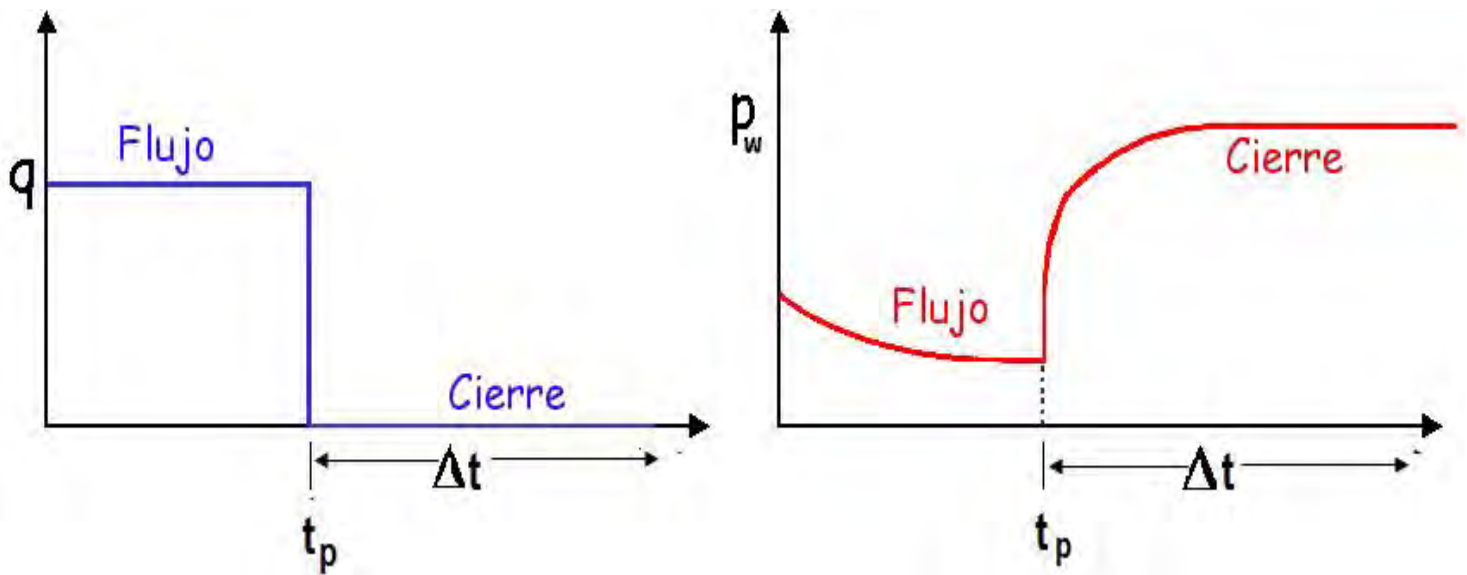


Figura 3.7.- Comportamiento idealizado del gasto y la presión en una Prueba de incremento

Su objetivo es:

- Estimar parámetros del yacimiento
- Estimar el factor de daño del pozo
- Determinar la presión media del área de drenaje

Las ventajas que se tiene son:

- Mediciones suaves de presión
- Gasto constante ($q=0$)

Y las desventajas que tienen:

- Se tiene que cerrar el pozo (se difiere la producción)
- Dificultad en mantener el gasto constante antes del cierre

3.2.1. Análisis de pruebas de incremento**Comportamiento de Yacimiento Infinito**

Para analizar las pruebas de incremento de presión se debe considerar la siguiente situación:

Que el pozo se cierra por un tiempo Δt , después de haber producido por un tiempo t_p . Aplicando el principio de superposición en tiempo se tiene que calcular la caída de presión para un pozo que produce a un gasto “q” durante un tiempo $(t_p + \Delta t)$, mas la caída de presión a gasto cero (esto se logra considerando que produce a “-q”) durante un tiempo Δt .

La ecuación de **Horner (1951)** en unidades prácticas de campo es:

$$p_{ws} = p_i - 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \text{Log} \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (3.8)$$

Comportamiento de Yacimiento Finito

La gráfica o método de Horner para analizar datos de pruebas de presión puede ser usado para estimar la permeabilidad y el daño en un yacimiento finito, solo durante el periodo de comportamiento infinito es decir a tiempos cortos ya que los efectos de las fronteras se presentaran a tiempos largos.

Para el caso de comportamiento infinito se puede estimar la P_i mediante la extrapolación de la sección recta de la gráfica de Horner hasta un tiempo de cierre infinito. Para yacimientos finitos y en explotación, la presión extrapolada no es una buena estimación de P_i por lo cual este valor de presión ha sido llamada P^* .

3.3. PRUEBAS DE INTERFERENCIA

3.3.1. Análisis de pruebas de interferencia técnica semi-log

Para el análisis e interpretación de la información obtenida a partir de pruebas de interferencia, se puede hacer uso de los siguientes métodos:

i. Método Semilog

Considérese la aproximación logarítmica:

$$\Delta P = \frac{162.5625076 \cdot q \cdot B \cdot \mu}{k \cdot h} \left[\log_{10} \left(\frac{k}{\phi \cdot \mu \cdot c_T \cdot r^2} \right) + \log_{10}(t) - 3.227511603 \right] \quad (3.9)$$

la cual es válida para $\frac{t_D}{r_D^2} \geq 25$, aunque algunos autores consideran $\frac{t_D}{r_D^2} \geq 100$ ó $\frac{t_D}{r_D^2} \geq 5$.

La ecuación (3.9) implica que una gráfica de ΔP vs. $\log(t)$ tiene una porción recta, de la cual se puede estimar la pendiente "m" y la ordenada al origen.

A partir de la pendiente "m", se puede calcular la permeabilidad mediante la siguiente expresión:

$$k = \frac{162.5625076 \cdot q \cdot B \cdot \mu}{h \cdot m} \quad (3.10)$$

Por otra parte, a partir de la ordenada al origen se puede conocer:

$$\phi \cdot c_T = \frac{k}{\mu \cdot r^2} \times 10^{-\left(\frac{\Delta P_{1h}}{m} + 3.227511603 \right)} \quad (3.11)$$

NOTA.- Esta técnica presenta poca utilidad debido a que es impráctico realizar una prueba suficientemente larga para que los datos en el pozo observador presenten una línea recta.

- **Ejemplo 3.4.-** Calcular cuánto tiempo debe durar una prueba de interferencia, de tal forma que sea aplicable la aproximación logarítmica. Considérense los siguientes datos de la **Tabla III.V**:

Tabla III.V.- Datos para el ejemplo 3.4

Caso 1

Variable	Valor
k_1	500 [md]
μ_{o_1}	0.5 [cp]
c_{T_1}	35×10^{-6} [psi] ⁻¹
r_1	1200 [ft]

Caso 2

Variable	Valor
k_2	1 [md]
μ_{o_2}	2 [cp]
c_{T_2}	16×10^{-6} [psi] ⁻¹
r_2	800 [ft]
ϕ	0.08

Solución:

i. Primer caso:

$$\frac{t_D}{r_D^2} = \frac{\beta \cdot k \cdot t}{\phi \cdot \mu \cdot c_T \cdot r^2}; \quad \text{despejando } t$$

$$t = \frac{t_D \cdot \phi \cdot \mu \cdot c_T \cdot r^2}{r_D^2 \cdot \beta \cdot k}$$

Para poder aplicar la aproximación logarítmica se debe cumplir que $\frac{t_D}{r_D^2} \geq 25$, por lo tanto:

$$25 \leq \frac{\beta \cdot k \cdot t}{\phi \cdot \mu \cdot c_T \cdot r^2} \Rightarrow t \geq \frac{25 \cdot \phi \cdot \mu \cdot c_T \cdot r^2}{\beta \cdot k}$$

$$t \geq \frac{25 \cdot 0.08 \cdot 0.5 \cdot 35 \times 10^{-6} \cdot 1200^2}{2.637 \times 10^{-4} \cdot 500} = 382.2525597[h] = 15.92718999[días]$$

ii. Segundo caso:

$$t \geq \frac{25 \cdot 0.08 \cdot 2 \cdot 16 \times 10^{-6} \cdot 800^2}{2.637 \times 10^{-4} \cdot 1} = 155328.0243[h] = 6472.001011[días]$$

NOTA: Es impráctico realizar una prueba que dure tanto tiempo

3.3.2. Análisis de pruebas de interferencia mediante curva tipo

ii. Método de Curva Tipo.

El procedimiento establecido en este método es el siguiente:

- i. Graficar los datos de ΔP vs. Δt en escala logarítmica para ambas variables. La escala logarítmica a utilizar debe manejar el mismo número de ciclos que la de la curva tipo.
- ii. Una vez graficados los datos de la prueba de interferencia, se procede a ajustar manualmente la curva de datos reales a la curva tipo, el desplazamiento de las graficas debe ser respetando que los ejes de ambas graficas sean paralelos entre si, para ello, se mantiene fija la curva tipo mientras que se mueve tanto vertical como horizontalmente la curva real hasta realizar el ajuste (**Figura 3.8**).

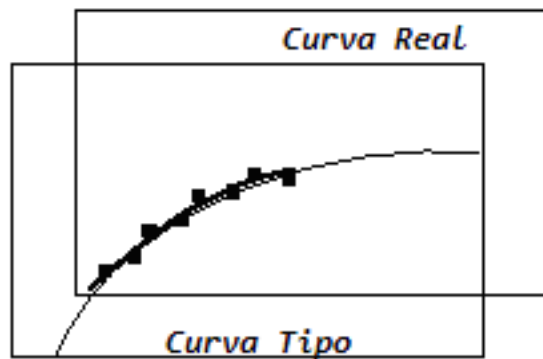


Figura 3.8.- Ajuste de la curva real a la curva tipo

- iii. Hecho el ajuste, se escoge cualquier punto que pertenezca tanto a la curva real como a la curva tipo, el cual será el punto de ajuste (Match Point).

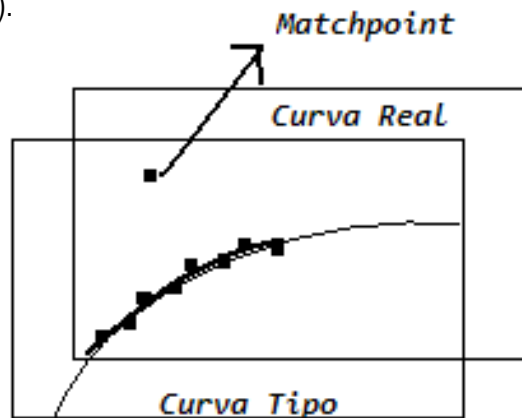


Figura. 3.9.- Selección del "Match Point".

- iv. Al seleccionar el punto de ajuste, se leen los valores correspondientes de las siguientes parejas ordenadas: $(\Delta t, \Delta P)$ y $(\frac{t_D}{r_D^2}, P_D)$, en la curva real y en la curva tipo, respectivamente.
- v. A partir de los datos obtenidos de las parejas ordenadas anteriores, se procede a realizar el cálculo de la permeabilidad y compresibilidad total, mediante las siguientes expresiones respectivamente:

$$k = \frac{141.2 \cdot q \cdot B \cdot \mu \left(\frac{P_D}{\Delta P} \right)_M}{h} \quad (3.12)$$

$$c_T = \frac{2.637 \times 10^{-4} \cdot k \left(\frac{t}{\frac{t_D}{r_D^2}} \right)_M}{\phi \cdot \mu \cdot r^2} \quad (3.13)$$

➤ **Ejemplo 3.5.-** De una prueba de interferencia se obtuvo la siguiente información **Tabla III.VI**: calcular la permeabilidad y la Compresibilidad.

Tabla III.VI.-Datos prueba de interferencia

$\Delta t[h]$	$\Delta P[psi]$
20	1.2
30	3.6
40	6.5
50	9.5
60	11.5
70	14
80	17
90	19.5
100	21.5
110	23
120	24.5
140	28
160	32
180	36

A partir de ella y con los siguientes datos:

Tabla III.VII.- Datos de variables

Variable	Valor
q_o	1200 [bpd]
μ_o	1.2 [cp]
H	150 [ft]
B_o	1.3
ϕ	0.08
R	900 [ft]

Solución:

Primero se grafican los valores de ΔP vs. Δt en escala logarítmica (Figura 3.10):

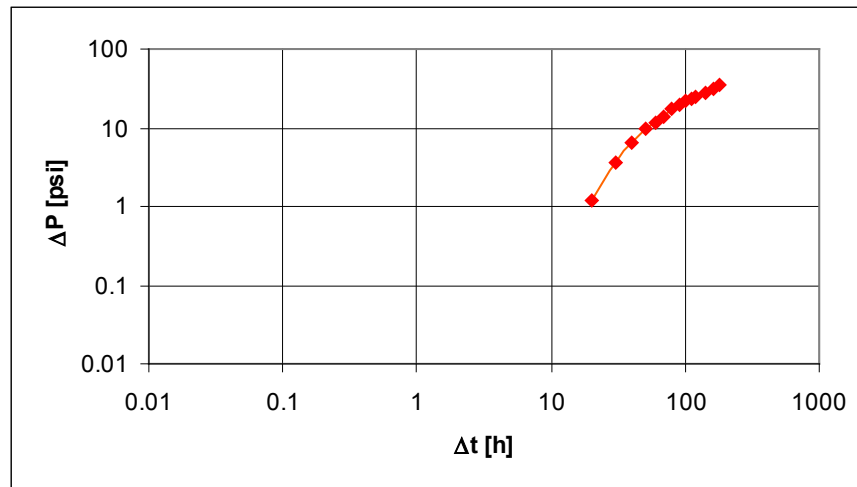


Figura 3.10.- Gráfica de Δp vs Δt , del pozo observador

Posteriormente se procede a ajustar la curva real a la curva tipo, tal y como se muestra en la Figura 3.11:

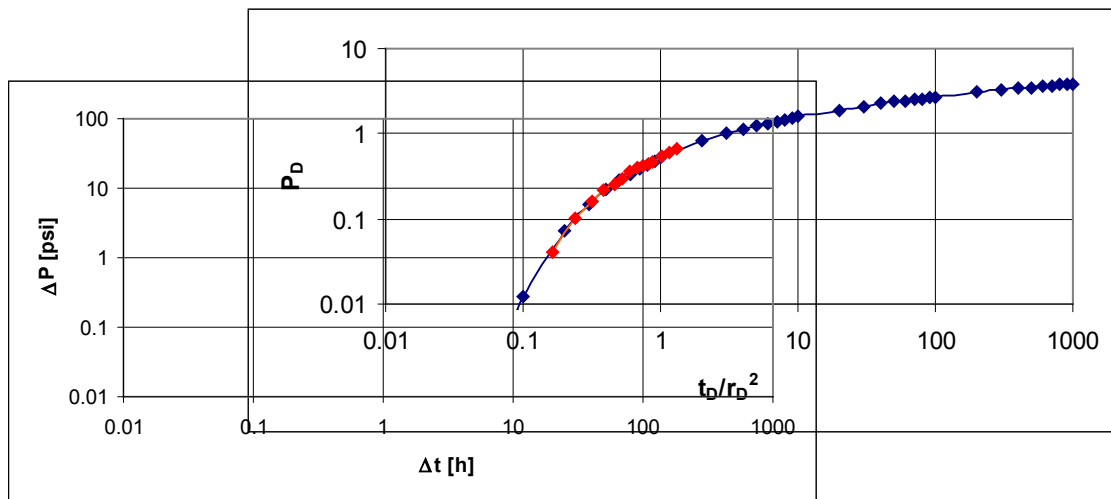


Figura 3.11.- Ajuste mediante curva tipo

Una vez hecho el ajuste, se escoge el punto de ajuste (**Match Point**), el cual para este caso es:

$$(\Delta t, \Delta P) = (10, 4)$$

$$\left(\frac{t_D}{r_D^2}, P_D\right) = (0.08, 0.1)$$

Con base en las parejas ordenadas anteriores, se procede a calcular la permeabilidad y la compresibilidad total, respectivamente:

$$k = \frac{141.2 \cdot q \cdot B \cdot \mu \left(\frac{P_D}{\Delta P} \right)_M}{h} = \frac{141.2 \cdot 1200 \cdot 1.3 \cdot 1.2 \left(\frac{0.1}{4} \right)_M}{150} = 44.0544 [md]$$

$$c_T = \frac{2.637 \times 10^{-4} \cdot k}{\phi \cdot \mu \cdot r^2} \left(\frac{t}{t_D / r_D^2} \right)_M = \frac{2.637 \times 10^{-4} \cdot 44.0544 \left(\frac{10}{0.08} \right)_M}{0.08 \cdot 1.2 \cdot 900^2} = 1.867468056 \times 10^{-5} [psi^{-1}]$$

$$k = 44.0544 [md] ; c_T = 1.867468056 \times 10^{-5} [psi^{-1}]$$

- **Ejemplo 3.6.-** De una prueba de interferencia se obtuvo la siguiente información **Tabla III.VIII**, calcular la permeabilidad y la Compresibilidad total.

Tabla III.VIII. Datos obtenidos de Prueba de interferencia

$\Delta t[h]$	$\Delta P[psi]$
0	0
1.0	2.0
1.5	5.0
2.0	7.0
3.0	12.0
5.0	21.0
10.0	33.0
18.0	41.0
24.0	48.5
36.0	57.5
50.0	67.5
90.0	75.0
120.0	81.0
150.0	86.0
180.0	89.0

A partir de ella y con los siguientes datos de la **Tabla III.IX** :

Tabla III.IX.- Datos de variables

Variable	Valor
q_o	427 [bpd]
μ_o	0.8 [cp]
H	23 [ft]
B_o	1.12
ϕ	0.12
R	340 [ft]

Solución:

Primero se grafican los valores de ΔP vs Δt en escala logarítmica **Figura 3.12**:

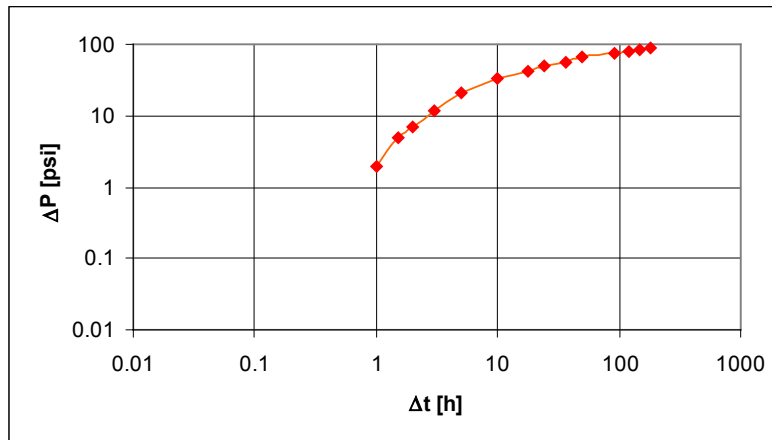


Figura 3.12.- Grafica ΔP vs Δt en escala logarítmica

Posteriormente se procede a ajustar la curva real a la curva tipo, tal y como se muestra en la **Figura 3.13**:

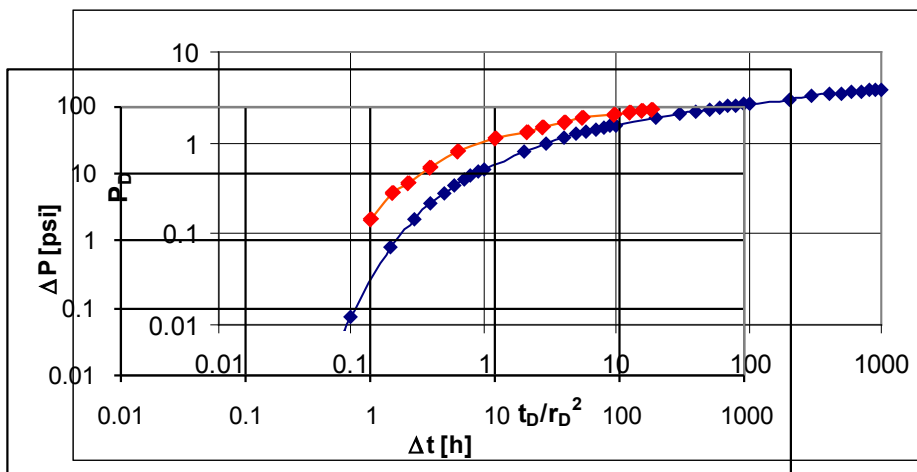


Figura 3.13.-Ajuste mediante Curva tipo

Una vez hecho el ajuste, se escoge el punto de ajuste (Match Point), el cual para este caso es:

$$(\Delta t, \Delta P) = (0.09, 0.8)$$

$$\left(\frac{t_D}{r_D^2}, P_D \right) = (0.02, 0.05)$$

Con base en las parejas ordenadas anteriores, se procede a calcular la permeabilidad y la compresibilidad total, respectivamente:

$$k = \frac{141.2 \cdot q \cdot B \cdot \mu \left(\frac{P_D}{\Delta P} \right)_M}{h} = \frac{141.2 \cdot 427 \cdot 1.12 \cdot 0.8 \left(\frac{0.05}{0.8} \right)_M}{23} = 146.798887 [md]$$

$$c_T = \frac{2.637 \times 10^{-4} \cdot k \left(\frac{t}{\frac{t_D}{r_D^2}} \right)_M}{\phi \cdot \mu \cdot r^2} = \frac{2.637 \times 10^{-4} \cdot 146.798887 \left(\frac{0.09}{0.02} \right)_M}{0.12 \cdot 0.8 \cdot 340^2} = 1.569698847 \times 10^{-5} [psi^{-1}]$$

$$k = 146.798887 [md] \quad ; \quad c_T = 1.569698847 \times 10^{-5} [psi^{-1}]$$

3.4. FUNCIÓN DE DERIVADA Y SUS APLICACIONES

3.4.1. Diagnóstico de flujo

Diagnóstico de flujo.

En el capítulo 2 se han presentado los modelos básicos de flujo y las gráficas que se utilizan en el análisis de pruebas de presión, los modelos básicos se muestran en la **Tabla III.X**:

Tabla III.X.- Modelos básicos de flujo

Lineal	$\Delta p = m_{lf} t^{\frac{1}{2}}$
Radial	$\Delta p = m \log(t) + b$
Esférico	$\Delta p = b_{sph} - m_{sph} t^{\frac{1}{2}}$
Bilineal	$\Delta p = m_{bf} t^{\frac{1}{4}}$
Pseudo-Estacionario	$\Delta p = m^* t + b^*$
Estacionario	$\Delta p = \text{constante}$
Almacenamiento	$\Delta p = m_{ws} t$

Los parámetros del yacimiento pueden estimarse de las gráficas que se discutieron en el capítulo 2. Sin embargo existe la problemática sobre cual gráfica utilizar en un cierto caso puesto que la experiencia ha mostrado que siempre es posible trazar una línea recta a través de un grupo de datos. Es necesario entonces la utilización de una metodología de diagnóstico para detectar el tipo de flujo que exhibe el sistema.

Función de primera derivada.

En esta sección se discute una de las alternativas para **diagnosticar el tipo de flujo** que ocurre en el yacimiento. Se analiza a continuación la aplicación de la función derivada. Los avances tecnológicos en la capacidad de medición que se han tenido en la última década permiten ahora el cálculo de la derivada de presión. Bourdet y colaboradores propusieron la función derivada de presión $t \Delta p'$ como una herramienta de diagnóstico de flujo. Esta función esta relacionada con la pendiente de la curva de presión en una gráfica semilogarítmica. La función de derivada de presión expresada de forma general para distintos tipos de flujo es:

$$t \Delta p' = ct^n \quad (3.14)$$

Donde “c” es una constante que depende de la pendiente de la curva de presión en la gráfica específica de flujo y “n” adquiere el valor de 1/2, 0, -1/2, 1/4, etc. Es decir que de acuerdo a la ecuación 3.14 el parámetro que puede caracterizar el tipo de flujo es “n”. Ver tabla XI para detalles.

Tabla III.XI.- Valores de n para diagnóstico de flujo

TIPO DE FLUJO	n
<i>Almacenamiento</i>	1
<i>Pseudoestacionario</i>	1
<i>Lineal</i>	1/2
<i>Bilineal</i>	1/4
<i>Radial</i>	0
<i>Esférico</i>	- 1/2
<i>Frontera a p = cte (Bajo régimen de flujo radial)</i>	-1

Analizando la ecuación 3.14 y tomando logaritmos en ambos lados de la ecuación se tiene que:

$$\text{Log } (t \Delta t') = \text{Log } c + n \text{Log } t$$

Así, al hacer la grafica (**Figura 3.14**) doble logaritmica de t vs $t \Delta t'$ se obtiene una línea recta de pendiente n y así podemos saber el tipo de flujo presente en el análisis.

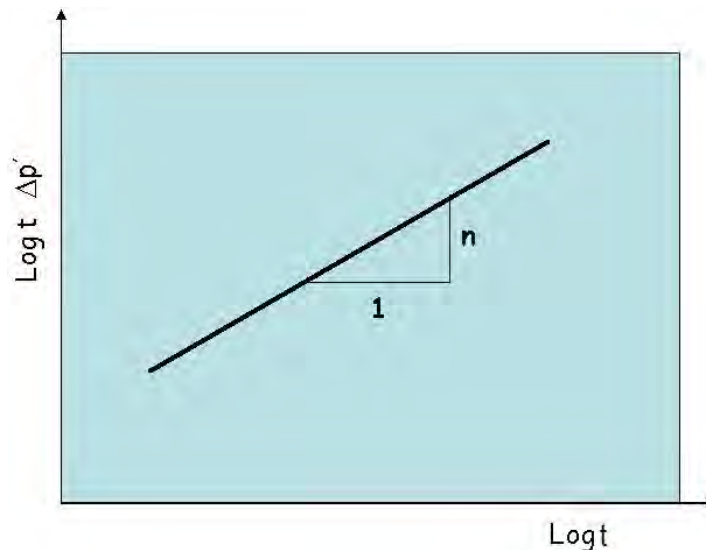


Figura 3.14.- Como obtener el valor de “n”

A continuación se presentan en forma de graficas la respuesta de presión “Δp” y la función derivada de presión “ t Δt' ” para diferentes tipos de flujo presentes en el yacimiento (**Figuras 3.15, 3.16, 3.17, 3.18, 3.19, 3.20 y 3.21**).

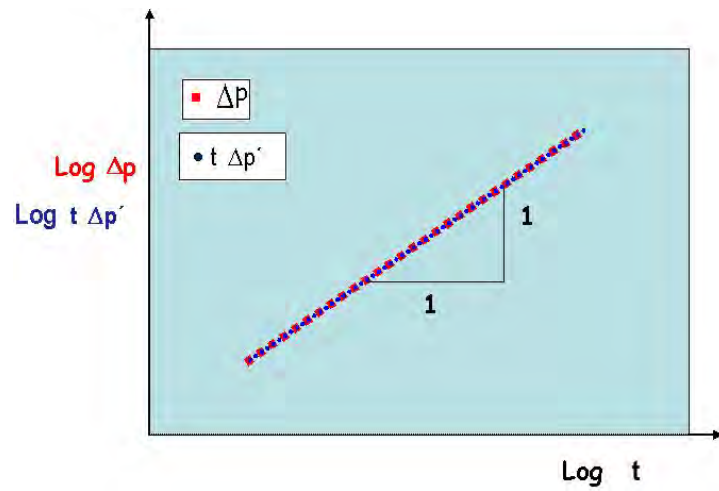


Figura 3.15.- Almacenamiento $n = 1$

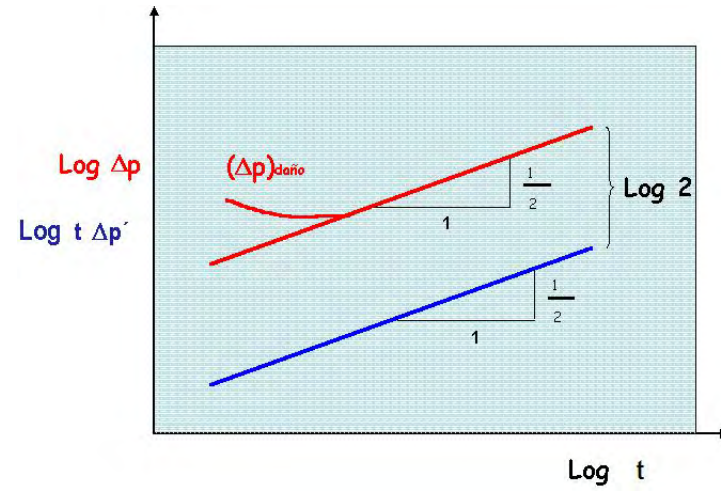


Figura 3.16.- Flujo lineal $n = \frac{1}{2}$

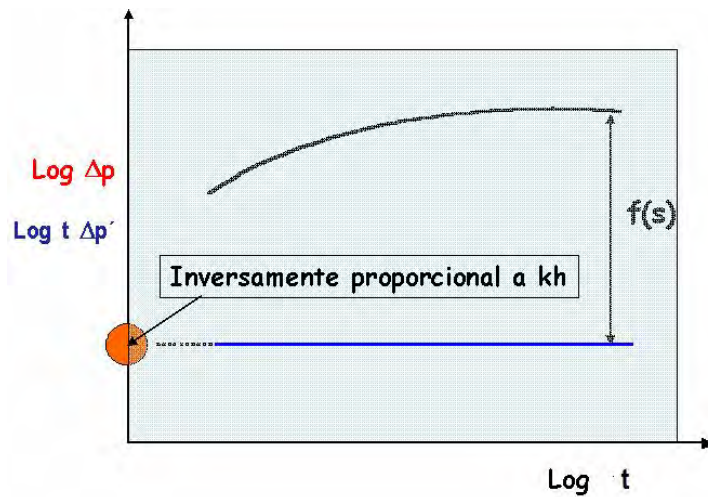


Figura 3.17.- Flujo Radial $n = 0$

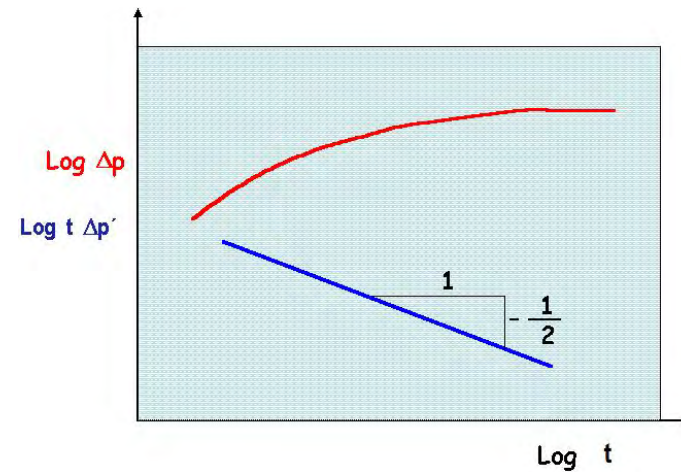


Figura 3.18.- Flujo Esférico $n = -\frac{1}{2}$

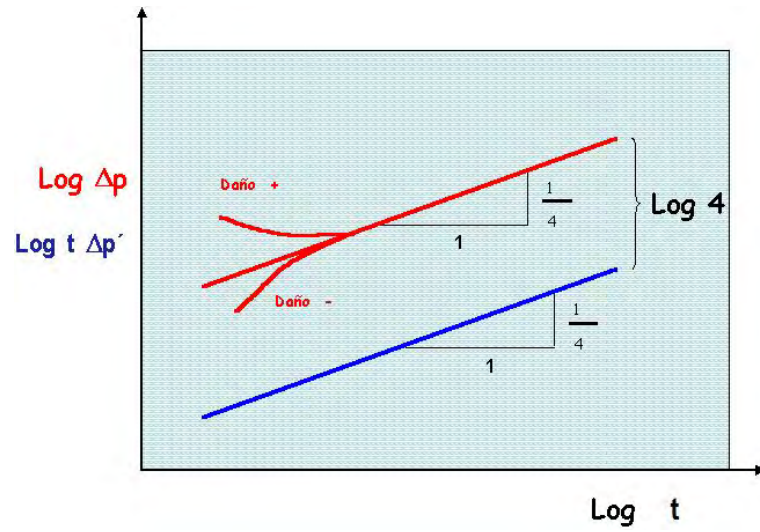


Figura 3.19.- Flujo Bilineal $n = 1/4$

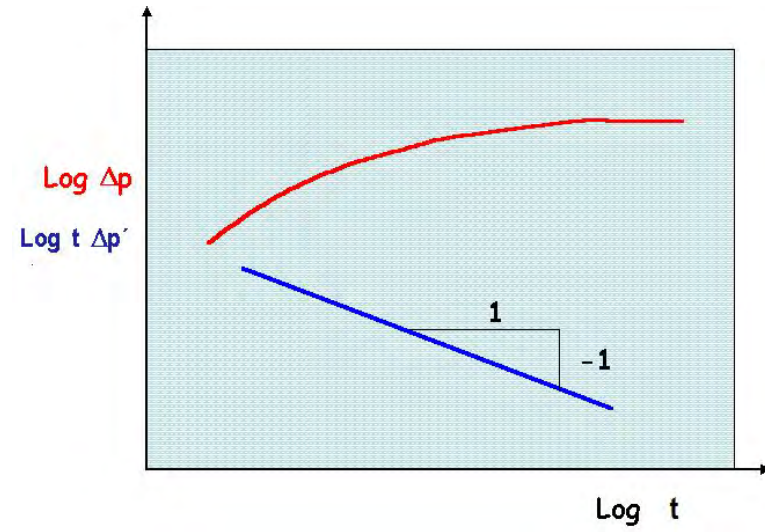


Figura 3.20.- Frontera a Presión constante $n = -1$

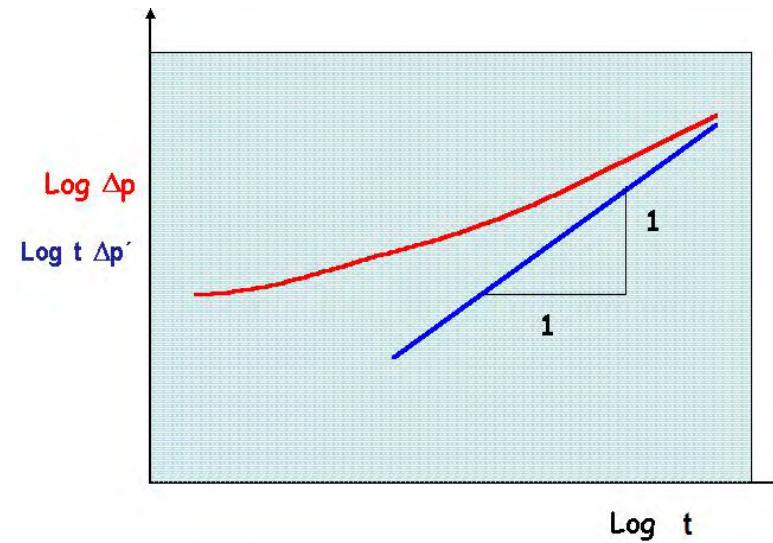


Figura 3.21.- Flujo Pseudo-Estacionario $n = 1$

En un pozo se pueden presentar varios tipos de flujo, tal es el caso de un pozo parcialmente penetrante (Figura 3.22). El periodo de flujo esférico ocurre en la transición de dos periodos de flujo radial cilíndrico. Es decir primero se observa un flujo radial alrededor de los disparos y posteriormente a mediada que la onda de presión se aleja del pozo, las líneas de flujo se presentan en forma de una esfera dando origen al flujo esférico, y finalmente un periodo de flujo pseudo-radial debido a la aportación de todo el espesor de la formación. Importante señalar que los periodos de flujo no se traslapan y siempre están separados por un periodo de transición (Figura 3.23).

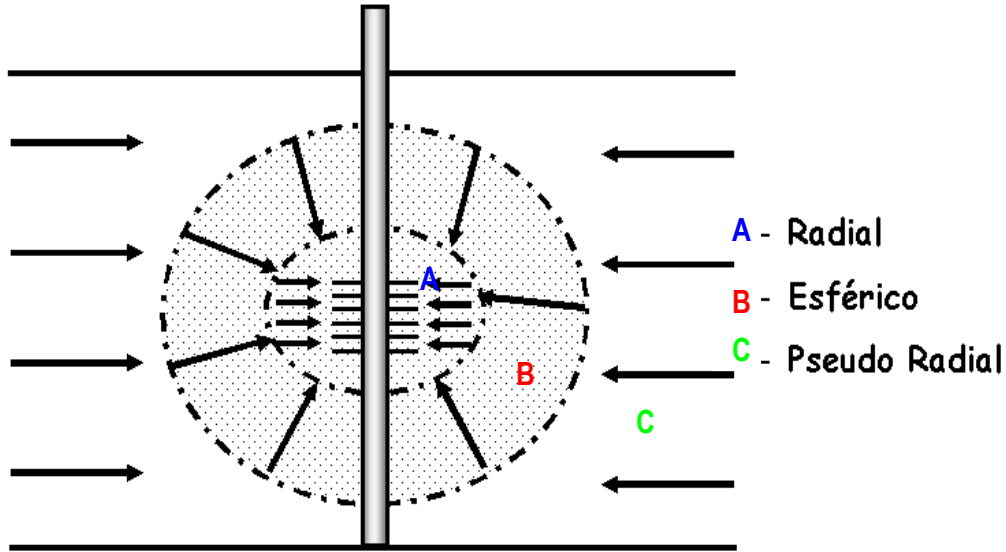


Figura 3.22.- Pozo parcialmente penetrante

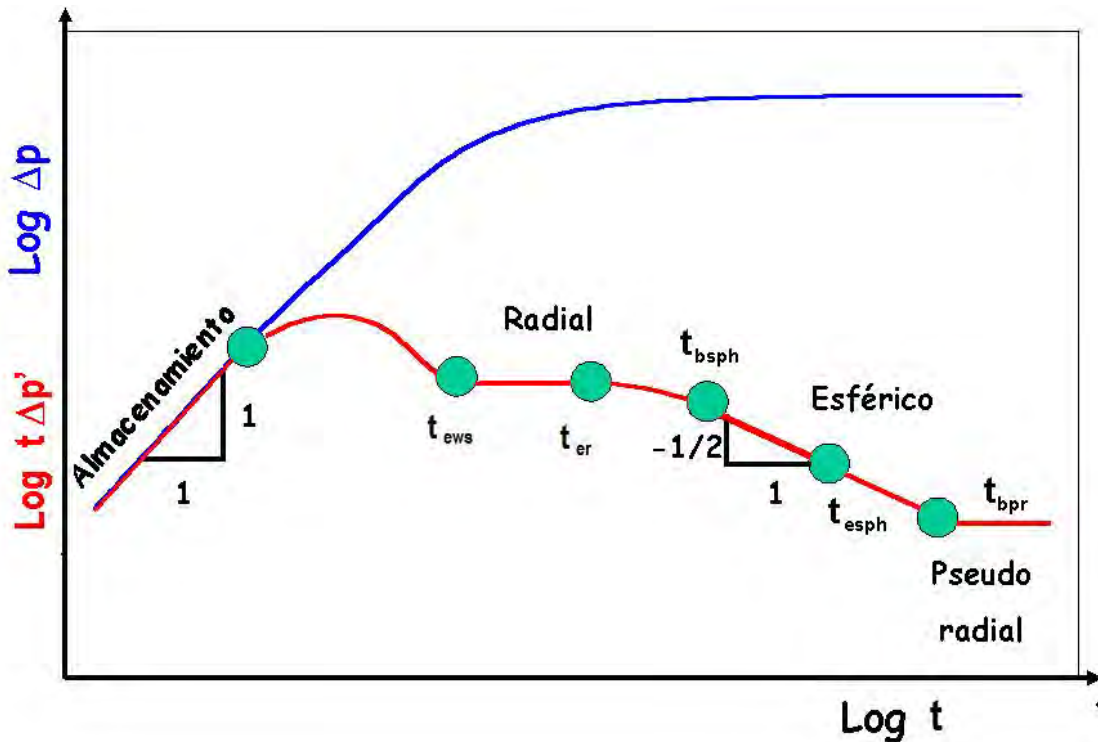


Figura 3.23.- Pozo parcialmente penetrante

Ejemplo 3.7.- Aplicación de la Función Derivada de Presión.

Mediante el uso de Excel aplicar el concepto de función derivada de presión y verificar la presencia de flujo radial.

Solución:

Aplicar la siguiente aproximación para evaluar $t \Delta p'$

$$t_i \left(\frac{dp_w}{dt} \right)_i = \left[\frac{p_w(t_{i+1}) - p_w(t_{i-1})}{t_{i+1} - t_{i-1}} \right] * t_i \tag{3.15}$$

Graficar t vs $t p'$ y t vs Δp (Figura 3.24)

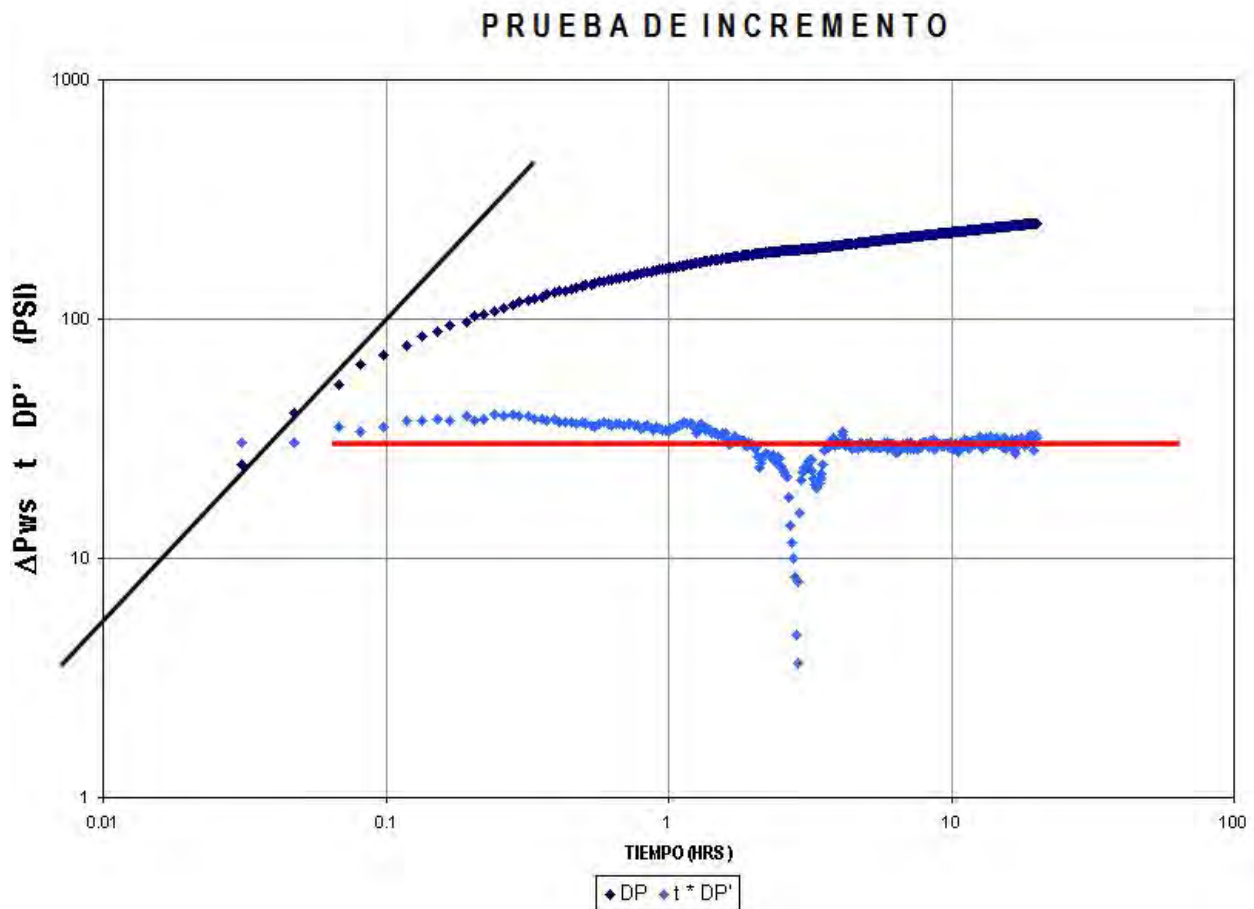


Figura 3.24.- Prueba de incremento, diagnostico de flujo

3.4.2. Geometrías de flujo en el yacimiento

La producción de hidrocarburos de un yacimiento genera patrones de flujo que siguen geometrías diversas. Por ejemplo, el flujo hacia un pozo totalmente penetrante en un yacimiento homogéneo exhibe un flujo radial cilíndrico como se muestra en la **Figura 2.6** ilustrada en el Capítulo 2 y en la **Figura 3.25**; en cambio un pozo parcialmente penetrante exhibe varias geometrías de flujo (radial, esférico y pseudo radial) en distintas regiones del yacimiento.

Los tipos de flujo que se generan en el yacimiento durante una prueba tienen un efecto importante en el comportamiento de presión y generalmente se asocia una geometría de flujo con un patrón de variación de la presión de fondo en el tiempo. Sin embargo, puede existir confusión en casos como el que se mencionó anteriormente, donde las líneas de flujo pueden seguir varios patrones. Lo anterior se resuelve, considerando que la variación de la presión en el pozo es afectada por la geometría de flujo de la zona que más aporta a la expansión que genera el flujo. Esto es, si la zona que más se expande durante cierto periodo de la prueba exhibe líneas de flujo que siguen rectas, entonces la presión en el pozo varía de acuerdo a las ecuaciones de flujo lineal.

La zona que mayor expansión aporta se mueve a través del yacimiento y al inicio de la producción se encuentra localizada en las vecindades del pozo, de tal manera, que se aleja y cubre un mayor volumen a medida que transcurre el tiempo.

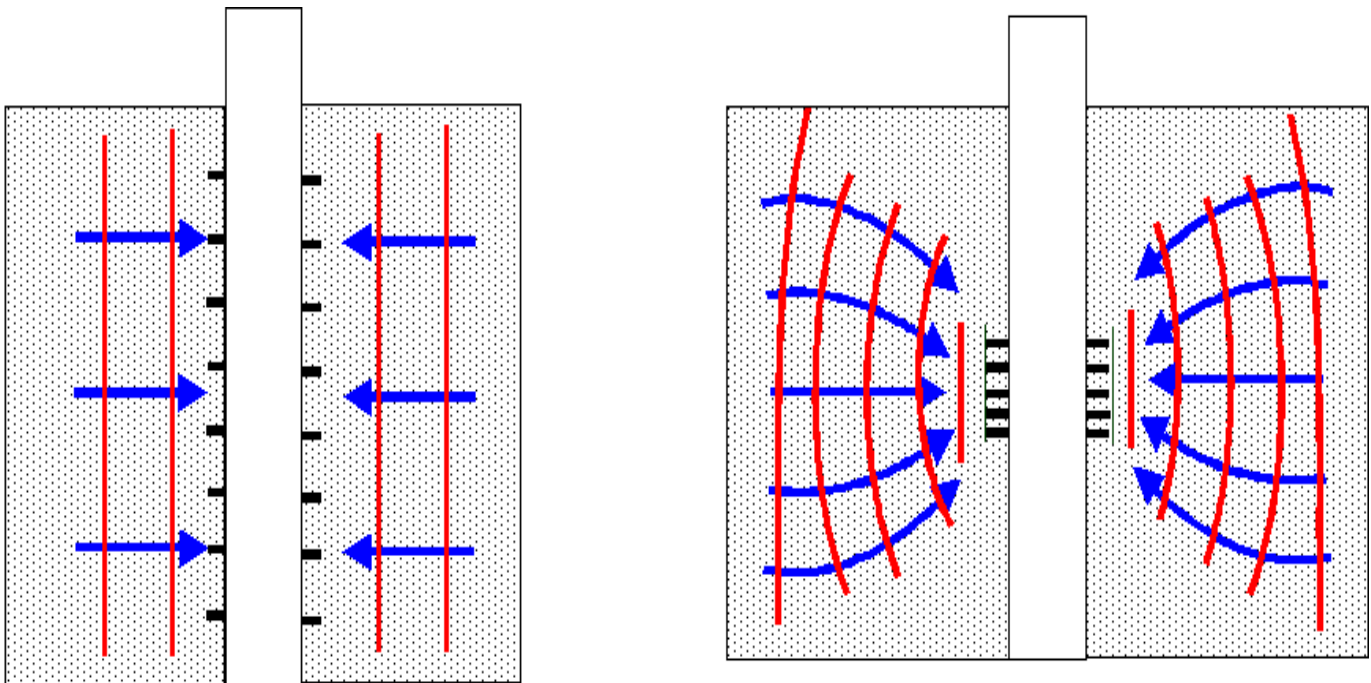


Figura 3.25.- Flujo en un pozo parcialmente penetrante

3.4.3. Suavizamiento y normalización de datos

Los datos de presión medidos en un pozo están sujetos a errores y al fenómeno de ruido que dependen de la resolución y precisión del aparato de medición. Si el nivel de ruido es alto comparado con los cambios de presión que se tienen en el pozo o si los datos son escasos, la estimación de la función derivada de presión dará como resultado una nube de puntos cuya tendencia de variación será difícil visualizar. Para evitar este problema es necesario suavizar los datos sin que se pierda las características principales de variación de los datos.

Una técnica recomendada para suavizar los datos (**Figura 3.26**) es el promedio móvil, que consiste en definir una ventana de suavización alrededor de un tiempo "ti" y calcular el promedio de presión en la ventana y asignarlo al punto i (**Figura 3.27**). La fórmula correspondiente a esta técnica es:

$$P_{suavizada} = p(t_i) = \frac{1}{n} \sum_{j=i-\frac{n}{2}}^{i+\frac{n}{2}} p(t_j) \quad (3.16)$$

Donde n es el número de puntos en la ventana de suavización, el cual debe ser impar.

Debido a la naturaleza de la variación de presión en los pozos, en el caso de pruebas de decremento o de incremento, la escala utilizada para suavizar la presión debe ser logarítmica y para el caso de pruebas de interferencia se utiliza la escala normal de tiempo (cartesiana).

La derivada de presión puede calcularse utilizando diferencias centrales con la ecuación siguiente:

$$\left(\frac{dp_w}{dt} \right)_{ii} = \frac{[p_w(t_{i+1}) - p_w(t_{i-1})]}{(t_{i+1} - t_{i-1})} \quad (3.17)$$

Para obtener valores suavizados de la derivada, el intervalo de diferenciación puede abrirse en caso de procesar datos no suavizados de presión.

Causas del ruido en los datos de presión

- Ruido generado en el yacimiento (Flujo en baches)
- Ruido causado por la herramienta
- Efectos de tendencia de presión en el yacimiento (por producción, por efecto de memoria en yacimientos de baja k)
- Efectos de marea

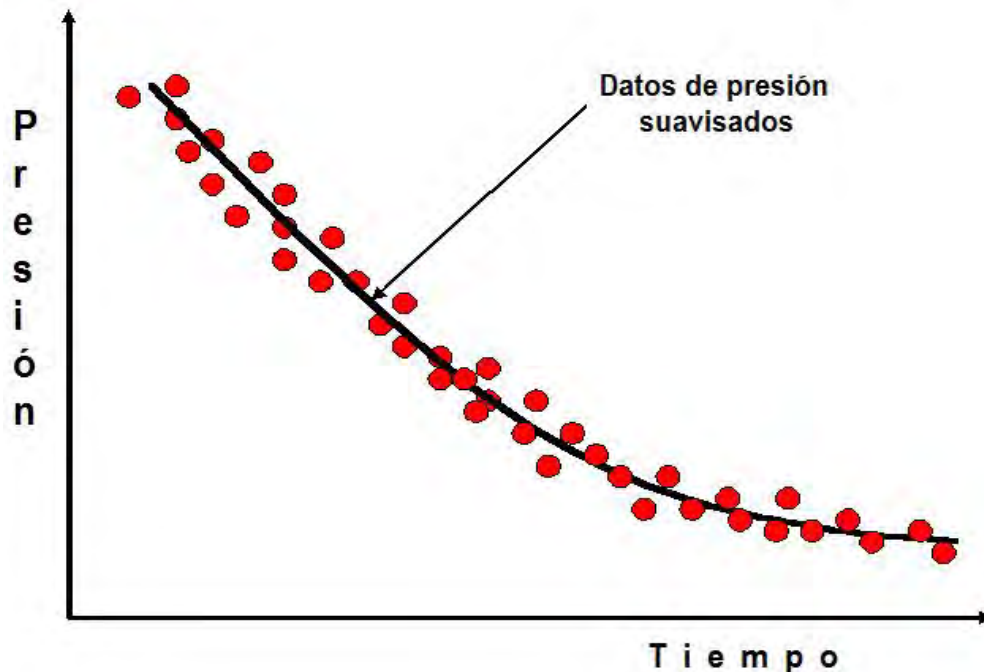


Figura 3.26.- Datos suavizados

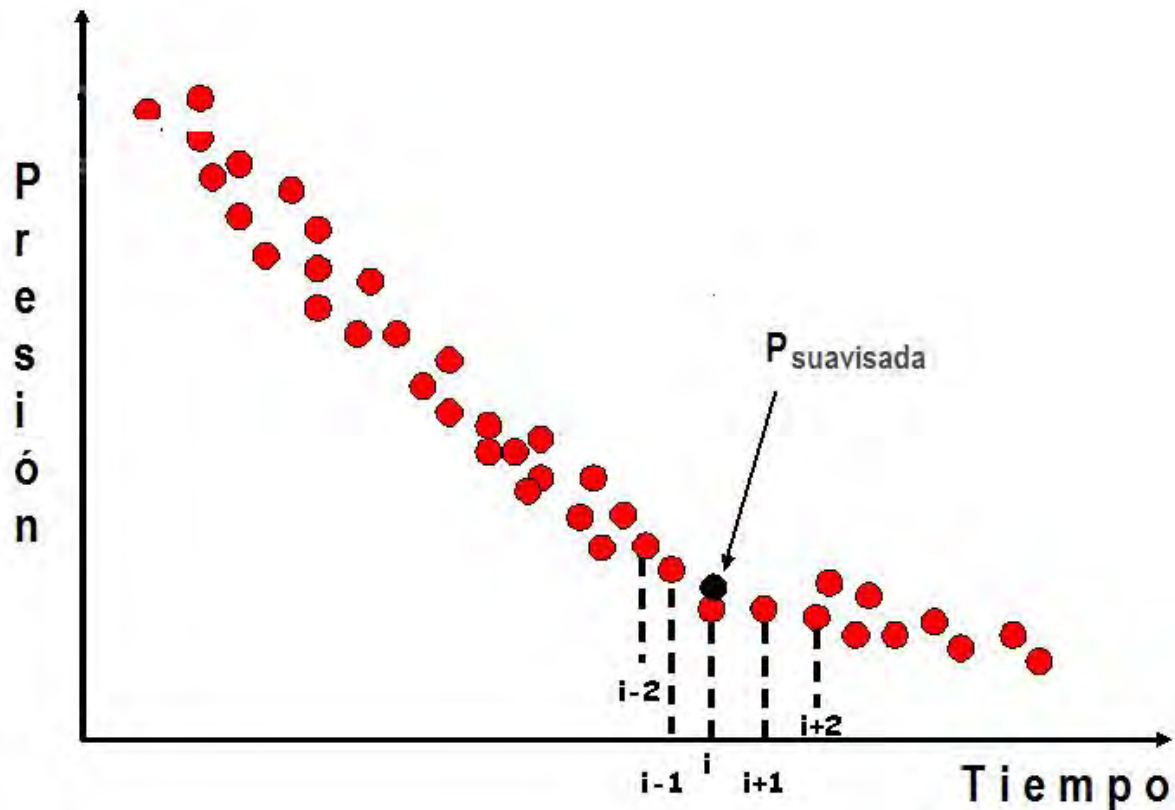


Figura 3.27.- Caso discreto suavización de datos de presión

Normalización de datos.

Como es sabido, las técnicas de análisis y de diagnóstico son aplicables a pruebas realizadas considerando gasto constante. Pero en la práctica las pruebas se realizan bajo condiciones de gasto variable es decir no se puede mantener condiciones estables en las pruebas de variación de presión.

Normalización

Estimación de la respuesta de presión correspondiente a un gasto constante (unitario).

El objetivo es transformar los datos de presión para que sean como si fueran a gasto constante.

Las técnicas que existen para lograr este objetivo son:

- **Convolución**
- **Deconvolución**

Convolución: Se supone un modelo de flujo y se aplica la superposición en tiempo por los cambios de caudal.

$$\Delta p_{wf}(t) = \sum_{i=1}^n (q_i - q_{i-1}) \Delta p_1(t - t_i) \quad (3.18)$$

Deconvolución: Calcula la respuesta de presión para un gasto base y en este caso no supone modelo de flujo. En otras palabras, la deconvolución calcula el comportamiento de la presión del sistema pozo yacimiento como si el pozo estuviera produciendo a gasto constante con o sin efectos de almacenamiento.

CAPÍTULO 4. EFECTO DE ALMACENAMIENTO Y DAÑO EN EL POZO

4.1. ALMACENAMIENTO

Se ha demostrado que el volumen finito de pozo y el fluido dentro del pozo afectan las presiones medidas en el mismo. Por ejemplo, si el pozo es cerrado en la superficie, el gasto en la cara de la formación, q_{sf} , no se detiene inmediatamente y el fluido continua entrando del yacimiento al pozo hasta que la presión ejercida por los fluidos almacenados en el pozo sea suficientemente grande para detener efectivamente el flujo de la formación. Este efecto es conocido como **almacenamiento de pozo** y fue introducido originalmente por Everdigen y Hurst (1949).

Algunas veces el almacenamiento de pozos es referido como una post-producción o una descarga. La post-producción se refiere al flujo a través de la cara de la formación durante las condiciones de cierre, mientras que la descarga se refiere a una liberación del fluido durante el decremento.

El fenómeno de almacenamiento puede originarse por dos mecanismos: Expansión (compresión) de fluidos y movimiento del nivel del liquido en el espacio anular; este último ya no es común.

Expansión de fluidos

El efecto de almacenamiento es importante durante el período inicial después de la apertura o cierre de un pozo y tiende a desaparecer a medida que el tiempo transcurre. Se pueden identificar tres periodos de comportamiento cuando los efectos de almacenamiento afectan el pozo. El primero ocurre a tiempos pequeños y está totalmente dominado por el almacenamiento, posteriormente se tiene un periodo de transición y finalmente en el último periodo el comportamiento está libre de almacenamiento. Este comportamiento se ilustra en la **Figura 4.1**, donde q es el flujo en la superficie, q_{sf} es el flujo que viene de la formación y q_w es el flujo generado por la expansión (compresión) del fluido que contiene el pozo. A tiempos cortos se puede considerar que lo que fluye de la formación es despreciable y por consiguiente lo que se produce en la superficie se debe a la expansión de fluidos en el pozo.

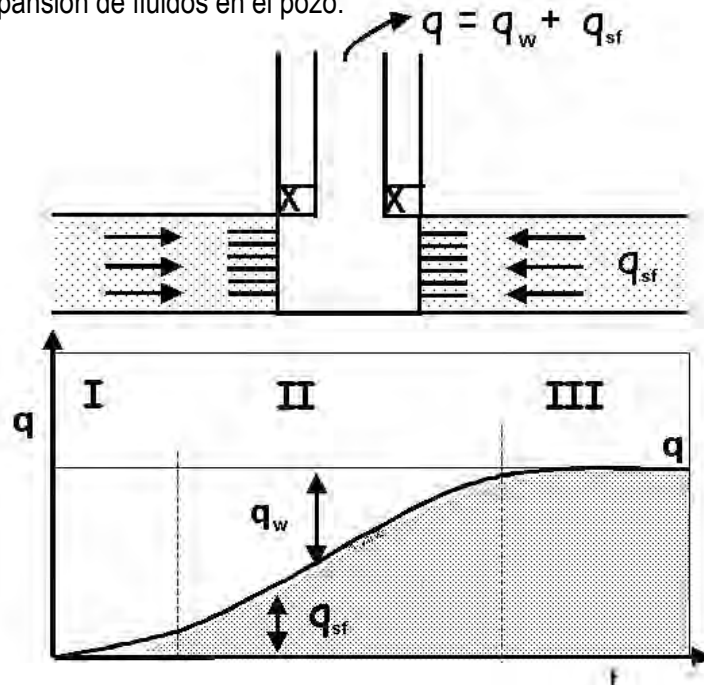


Figura 4.1.- Comportamiento del gasto por efecto del almacenamiento

A tiempos cortos se puede considerar que lo que fluye de la formación es despreciable y por consiguiente lo que se produce en la superficie se debe a la expansión de fluidos en el pozo. Así:

$$q = -V_w c \frac{dp_w}{dt} \quad (4.1)$$

Donde V_w es el volumen del pozo y c es la compresibilidad del fluido.

Al producto $V_w * c$, se le conoce con el nombre de **Coficiente de Almacenamiento "C"** y representa el volumen de fluido que hay que añadir o remover del pozo para modificar la presión de fondo en una unidad.

El comportamiento de presión en el fondo del pozo durante el período dominado por almacenamiento está dado por:

$$\Delta p_w = \frac{qBt}{24C} \quad (4.2)$$

Esta ecuación indica que una gráfica de cambio de presión contra tiempo (**Figura 4.2**) da una línea recta que pasa por el origen y tiene una pendiente " m_{ws} ", de la cual es posible estimar el coeficiente de almacenamiento con:

$$C = \frac{qB}{24m_{ws}} \quad (4.3)$$

De acuerdo a Ramey, el final de los efectos de almacenamiento para flujo radial con daño ocurre cuando:

$$t_{ewsD} \geq (60 + 3.5 s)C_D \quad (4.4)$$

Y de acuerdo con Chen y Brigham:

$$t_{ewsD} \geq 50 C_D e^{0.14s} \quad (4.5)$$

Donde C_D es coeficiente de almacenamiento adimensional definido como:

$$C_D = \frac{C}{2\pi\phi c_i h r_w^2} \quad (4.6)$$

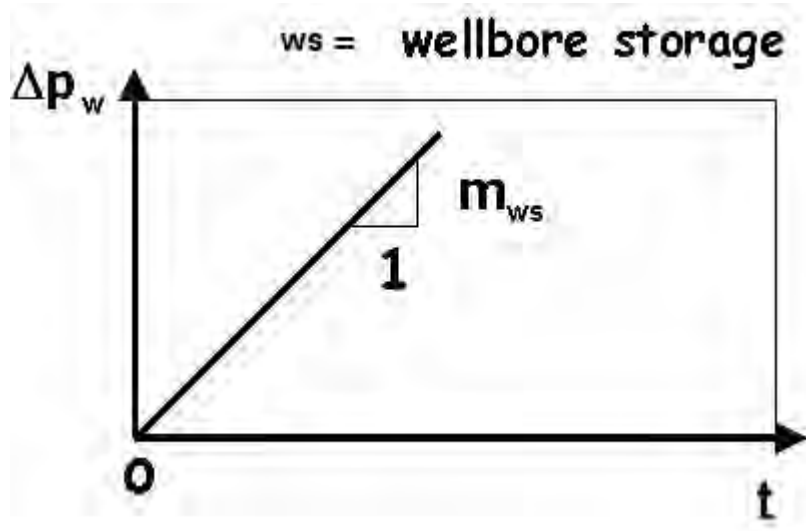


Figura 4.2.- Periodo dominado por almacenamiento

Movimiento de nivel del líquido

En algunos casos no existía empacador en el pozo y el espacio anular está comunicado con al tubería de producción (Figura 4.3). En este caso el efecto de almacenamiento lo causa el movimiento del nivel de líquido en el espacio anular. La ecuación de comportamiento de la presión para esta situación es similar a la presentada para el caso de expansión de fluidos. El coeficiente de almacenamiento se define como:

$$C = \frac{V_u}{\left(\frac{\rho}{144} \frac{g}{g_c} \right)} \quad (4.7)$$

Donde V_u (bbl/pie³) representa el volumen del espacio anular por unidad de longitud, ρ (lb / pie³) es la densidad del fluido, g (pie² / seg) es la aceleración de la gravedad y g_c (32.17) es una constante de conversión de unidades.

El coeficiente de almacenamiento causado por movimiento de nivel de líquido es del orden de magnitud mayor que el causado por expansión de fluidos.

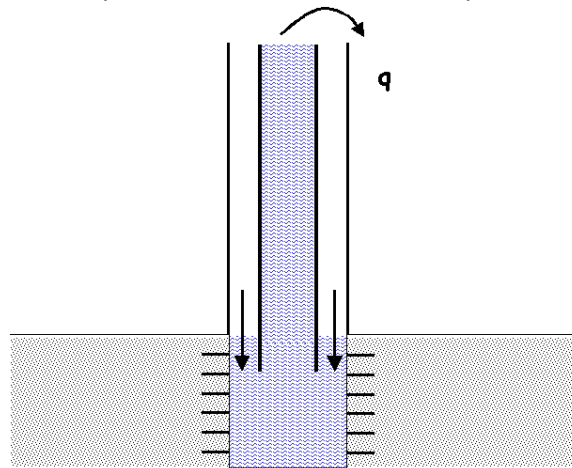


Figura 4.3.- Almacenamiento causado por movimiento de nivel del líquido

4.2. EVALUACIÓN

Se puede estimar mediante la grafica de la **Figura 4.2**, es decir con la pendiente de dicha gráfica ya que de la ecuación 4.2.:

$$\Delta p_w = \frac{qBt}{24C}$$

Se tiene que su representación gráfica es la de una línea recta que pasa por el origen, así:

$$\Delta P_w = \frac{qB}{24C} t$$

$$\therefore m_{ws} = \frac{qB}{24C}$$

y despejando C

$$C = \frac{qB}{24m_{ws}} \left[\frac{Bl}{Psi} \right]$$

4.3. DEFINICIÓN DE DAÑO

El daño a una formación productora de hidrocarburos es la pérdida de productividad o inyectabilidad, parcial o total y natural o inducida de un pozo, resultado de un contacto de la roca con fluidos extraños, o de un obturamiento de canales permeables asociado con el proceso natural de producción.

Así mismo, el daño se define como un factor que causa en ó alrededor del pozo, una caída de presión adicional a la que ocurre cuando el yacimiento es homogéneo y el pozo penetra totalmente a la formación. Si el lodo de perforación provoca reducción a la permeabilidad, o si el pozo penetra parcialmente a la formación o si existe flujo No-Darciano (pozo de gas), entonces se tiene un daño. El factor de daño (en su definición tradicional) representa una caída de presión adicional, la cual ocurre en las cercanías al pozo (**Van Everdingen, 1953**).

El factor de daño es una medida cuantitativa empleada para evaluar el comportamiento de un pozo relativo a la producción ideal de un pozo a partir de una formación completamente abierta y sin restricciones. La magnitud del daño indica la necesidad de estimular un pozo o bien, establecer un programa de reacondicionamiento del pozo.

Por otra parte, cabe señalar que **matemáticamente el efecto de daño no tiene dimensión física**.

El concepto de daño fue propuesto originalmente por **Hurst (1953)** y **Van Everdingen (1953)**. Estos investigadores propusieron el factor de daño como una forma de cuantificar el flujo no-ideal. La introducción del concepto incluye dos ejemplos de campo para ilustrar el uso del concepto de daño para cuantificar el daño a la formación y la restricción al flujo debido a las perforaciones. A saber, estas son las causas más comunes de restricción al flujo en las cercanías del pozo. **Hurst (1953)** y **Everdingen (1953)** señalaron que las presiones medidas en un pozo frecuentemente no se ajustaban a las soluciones teóricas. Ellos propusieron que la diferencia era una caída de presión adicional causada por restricciones al flujo cercanas al pozo. Así mismo, ellos pensaron que esta caída de presión era el resultado de una película infinitesimal en la superficie de la cara de la formación del pozo. En relación el IPR de un pozo, el factor de daño considera la diferencia entre el abatimiento de presión ideal y el abatimiento de presión actual o real. La **Figura 4.4** ilustra la significancia del efecto de daño de un pozo en una gráfica gasto-presión. La figura indica que el IPR actual de un pozo se desvía significativamente de la línea recta del IPR de un modelo ideal debido a un efecto de daño constante.

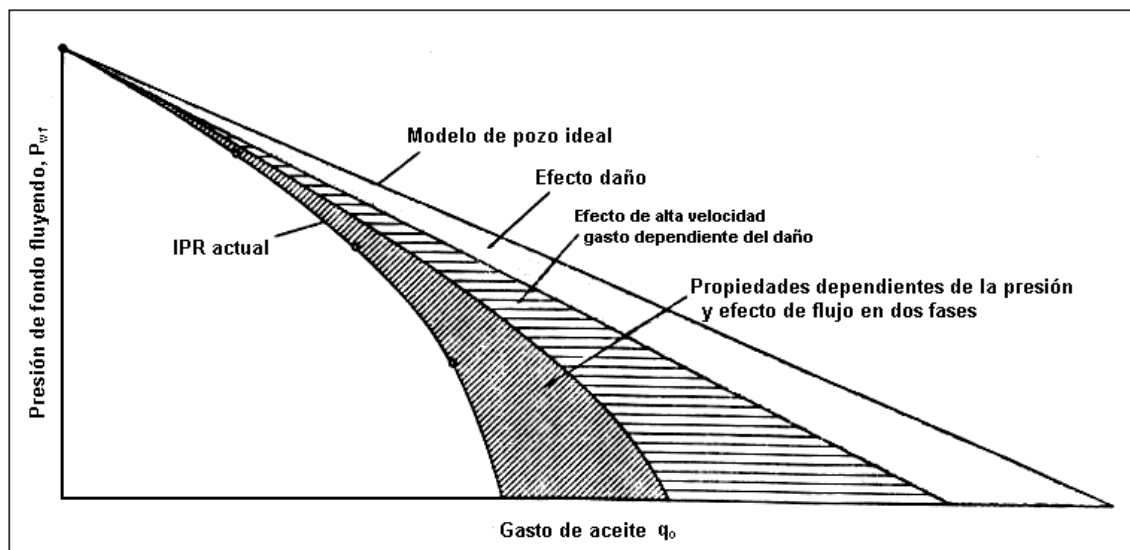


Figura 4.4.- IPR actual contra el IPR desarrollado a partir de un modelo ideal de pozo (Golan y Whitson, 1991)

4.3.1. Daño total

Existen varios fenómenos que afectan una prueba de presión, entre ellos están los relacionados con lo que ocurre dentro del pozo y en sus vecindades. Los efectos mas importantes hasta ahora cuantificados son los relacionados con los de daño y situaciones que crean caídas extras de presión o modifican los patrones de flujo alrededor del pozo.

Se llama Daño total (s_t) a los efectos combinados de daño por invasión, perforaciones, penetración parcial y desviación, el cual puede ser calculado por medio de una prueba de presión

4.3.2. Factor de daño real de la formación

La permeabilidad alrededor del pozo puede ser alterada por filtrado del fluido de perforación o por penetración de ácido durante el proceso de estimulación. Consideremos que la zona alterada puede tener una permeabilidad k_s mayor o menor a la de la formación y un radio r_s como se muestra en la **Figura 4.5**.

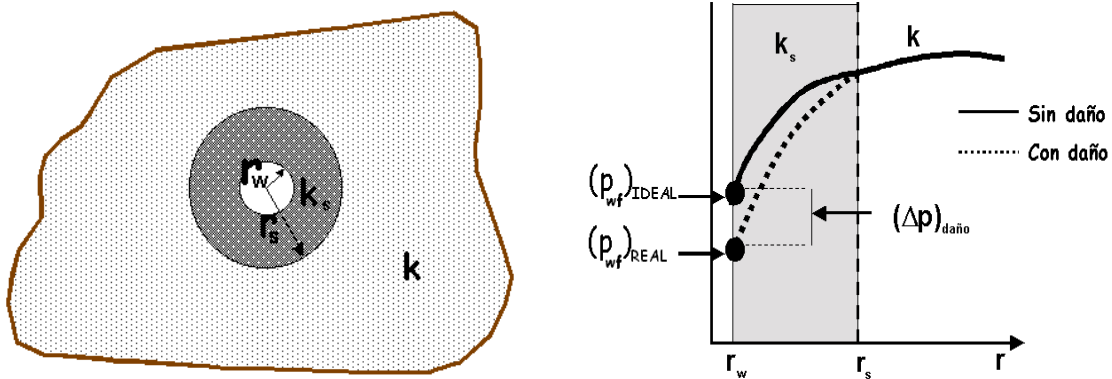


Figura 4.5.- Daño por Invasión

Hawkins (1956) visualizó el efecto del factor de daño en el flujo de fluidos hacia el pozo, considerando el cruce de los fluidos a través de una región cilíndrica localizada en la vecindad del pozo, de radio r_s y permeabilidad k_s (**Figura 4.5**). Para $r > r_s$ la permeabilidad del yacimiento es la permeabilidad original k . A la zona de permeabilidad diferente a la permeabilidad k de la formación, comprendida entre r_w y r_s , se le conoce como zona dañada. La caída de presión adicional Δp_s que experimentan los fluidos al fluir a través de la zona dañada, puede calcularse por medio de la ley de Darcy. Considerando condiciones de flujo estacionario a través de la zona dañada, la caída de presión adicional Δp_s puede expresarse como:

$$\Delta p_s = \frac{\alpha q B \mu}{k h} \left(\frac{k - k_s}{k_s} \right) \text{Ln} \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad (4.8)$$

Otra manera de considerar el efecto de la zona alterada, es mediante el "factor de daño", el cual representa el efecto de la caída extra de presión adimensional de acuerdo a la definición de flujo radial. De aquí el factor de daño "s" puede expresarse como:

$$s = \frac{k h \Delta p_s}{\alpha q B \mu} \quad (4.9)$$

El concepto de factor de daño definido anteriormente es válido para flujo radial solamente; otras geometrías de flujo requieren otras definiciones. El factor de daño puede ser positivo, negativo o cero dependiendo de si se trata de pozo dañado o estimulado o no dañado. De las ecuaciones 4.8 y 4.9 podemos ver que un número infinito de combinaciones de k_s y de r_s pueden dar un mismo valor para el factor de daño; esto significa que no es posible conocer r_s y k_s si se conoce solamente el valor de “ s ”. El factor de daño tiene un valor mínimo de -6 ya que no es posible modificar la permeabilidad del área de drene total. El caso ideal en que el factor de daño es nulo corresponde a un pozo produciendo en agujero descubierto en ausencia de zona de daño.

La capacidad de producción de un pozo bajo condiciones de flujo pseudo-estacionario puede expresarse como:

$$q = \frac{kh(p - p_{wf})}{\left\{ \alpha B \mu \left[\text{Ln} \left(\frac{\psi r_{eq}}{r_w} \right) \right] + s \right\}} \quad (4.10)$$

Donde Ψ es un factor de forma relacionado con C_A que representa el factor de formación y r_{eq} representa el radio equivalente del área de drene.

La situación de daño o estimulación del pozo puede expresarse también utilizando el concepto de radio efectivo del pozo r_w' , el cual es definido como el radio que debería tener el pozo en una formación alterada. Este concepto se ilustra en la **Figura 4.5**, donde se muestra que la diferencia entre ($P_{wf \text{ ideal}}$) y ($P_{wf \text{ real}}$) es la caída extra de presión (Δp_s). El radio efectivo de un pozo puede calcularse de:

$$r_w' = r_w e^{-s} \quad (4.11)$$

Una manera más conveniente de expresar el estado del daño (estimulación) de un pozo es la relación de productividad.

$$\frac{q}{q_{ideal}} = \frac{\text{Ln} \left(\frac{\psi r_{eq}}{r_w} \right)}{\left[\text{Ln} \left(\frac{\psi r_{eq}}{r_w} \right) + s \right]} \quad (4.12)$$

De esta ecuación podemos ver que para un pozo dañado la relación de productividades es menor que la unidad, mientras que para un pozo estimulado será mayor que la unidad.

4.4. FACTORES DE PSEUDO-DAÑO

Penetración Parcial

Para evitar problemas de conificación de agua o de gas es práctica común terminar el pozo en una sección del espesor del yacimiento (**Figura 4.6**). El intervalo de terminación tiene un longitud h_w y su parte superior está localizada a una distancia z_1 del límite superior de la formación; el pozo tiene un radio r_w y produce de una formación de permeabilidad horizontal k_h , de permeabilidad vertical k_v y de espesor h .

La convergencia de las líneas de flujo hacia el intervalo de terminación crea una caída extra de presión que se maneja adimensionalmente a través de un factor de pseudo-daño " s_{pp} ". Una excelente aproximación para el cálculo de s_p fue propuesta por Papatzacos y está dada por:

$$s_p = \left(\frac{h - h_w}{h_w} \right) \text{Ln} \left(\frac{\pi h}{2r_w} \sqrt{\frac{k_r}{k_z}} \right) + \frac{h}{h_w} \text{Ln} \left(\frac{h_w/h}{2 + h_w/h} \sqrt{\frac{A-1}{B-1}} \right) \quad (4.13)$$

donde :

$$A = \frac{4h}{4Z_1 + h_w} \quad k_r = k_h$$

$$B = \frac{4h}{4Z_1 + 3h_w} \quad k_z = k_v$$

El factor de daño es siempre positivo y puede alcanzar valores muy elevados en casos donde la relación de penetración $\frac{h_w}{h}$ es muy baja. Nótese que a medida que la permeabilidad vertical es menor con respecto a la horizontal el factor de pseudodaño crece.

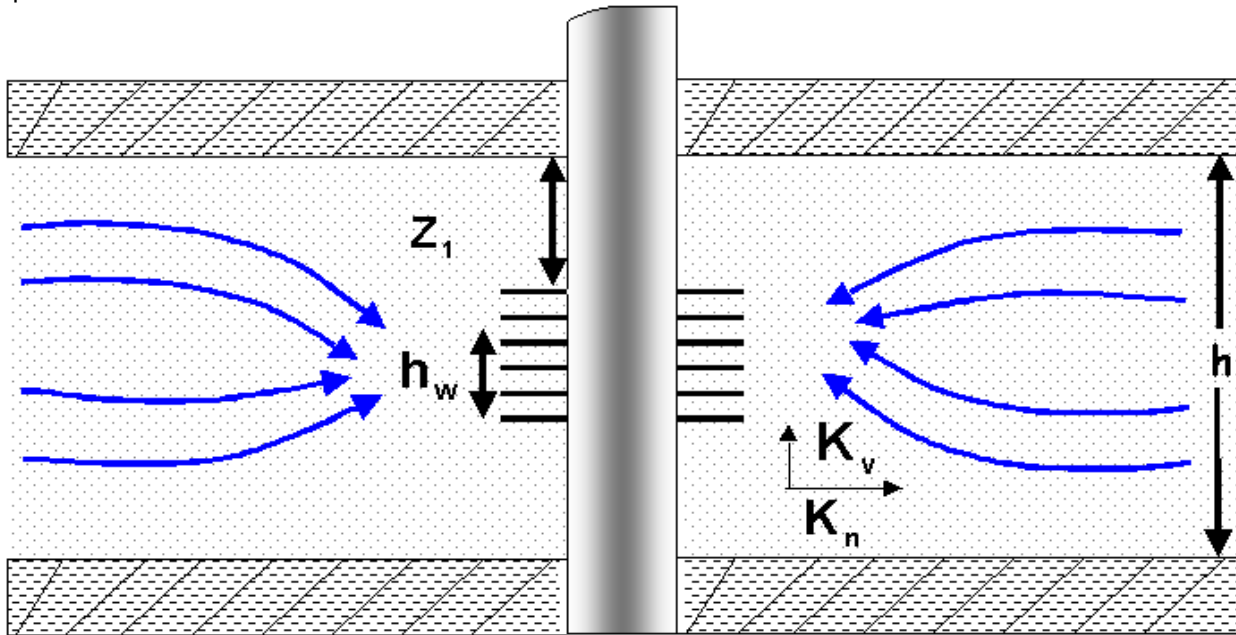


Figura 4.6.- Convergencia de líneas de flujo hacia la zona disparada

Disparos

El arreglo y número de disparos que se utilice en la terminación de un pozo puede crear caídas extras de presión que también pueden ser manejadas a través de un factor de daño por disparos " S_{disp} ". El flujo a través de los disparos puede verse afectado por varios factores:

- Diámetro de la perforación
- Profundidad de la perforación
- Número de perforaciones por unidad de espesor
- Distribución angular de las perforaciones (**Figura 4.7**)
- De la relación de permeabilidades k_z / k_r

Aunque existen correlaciones que permiten estimar S_{disp} en la práctica no es posible contar con estimaciones de algunos parámetros necesarios para el cálculo.

Este factor de pseudo-daño se maneja en conjunto con el factor de daño por invasión, el cual se evalúa del análisis de pruebas de presión y su valor indicará si es necesario llevar a cabo una intervención en el pozo.

Hong (1975) ha presentado nomogramas para estimar el factor de pseudo-daño por flujo a través de disparos, los cuales están basados en seis parámetros (**Figura 4.8**)

- El intervalo de repetición (simetría) de las perforaciones " h^1 " (**Figura 4.7**)
- El diámetro del pozo $d_w = 2 r_w$
- La relación de permeabilidades k_z / k_r
- Distribución angular de las perforaciones
- La penetración efectiva de las perforaciones, a_p
- Diámetro de las perforaciones, d_p

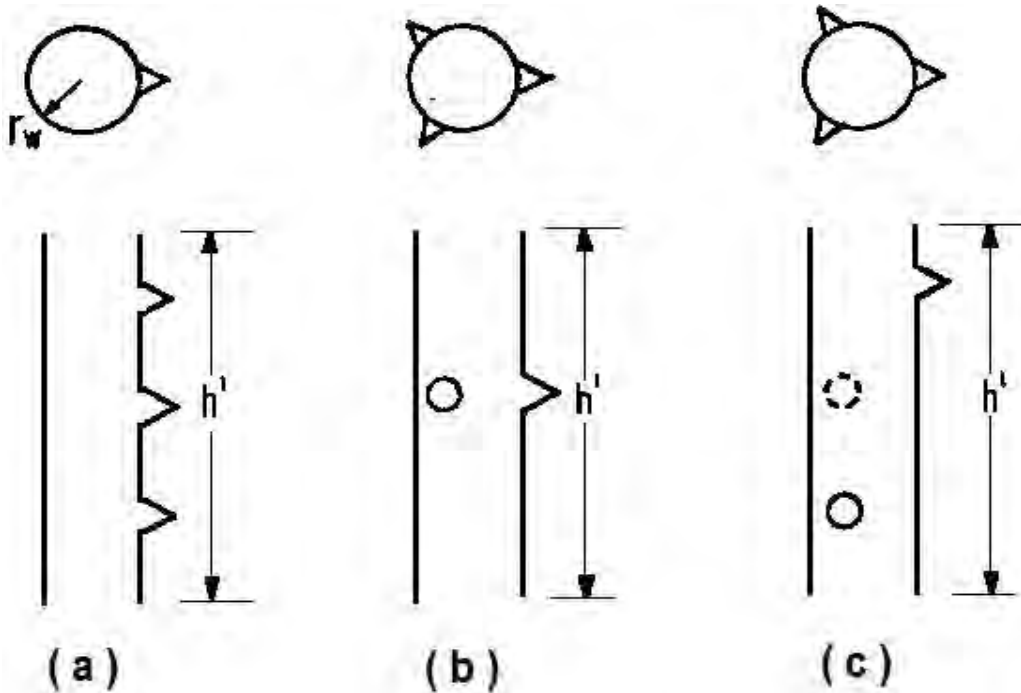


Figura 4.7.- Diferentes condiciones en que se tienen tres disparos en el intervalo h^1

Las Figuras 4.9 (a y b) presentan los resultados para cuando existen condiciones de daño de la formac

para el patrón simple. Hong presentó también resultados

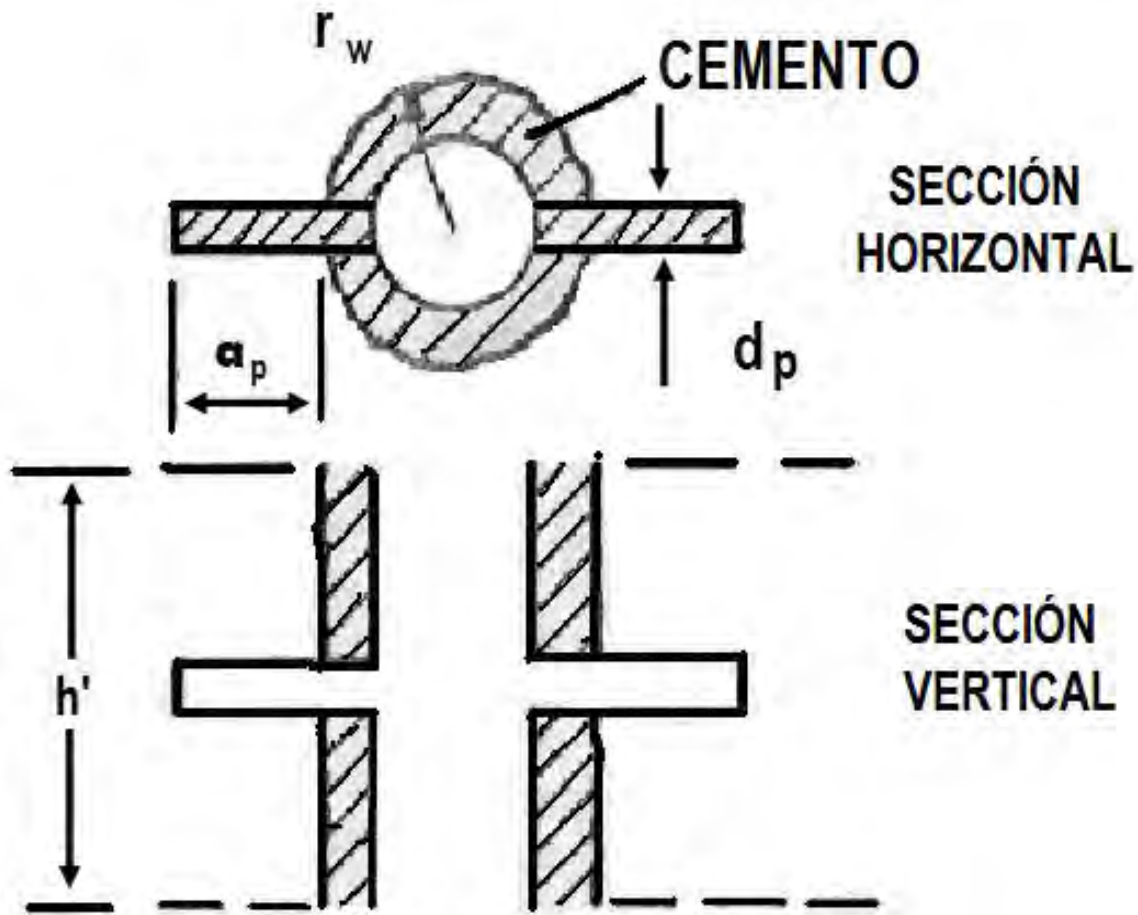


Figura 4.8.- Diagrama de un disparo en una formación

Pseudo-daño por desviación

No es raro encontrar pozos que no sean perpendiculares al plano de estratificación de la formación productora. Esto ocurre cuando pozos verticales producen de formaciones buzantes o cuando pozos desviados producen ya sea de formaciones horizontales o inclinadas. La inclinación de un pozo con respecto a la normal del plano de estratificación origina un factor de pseudo-daño negativo s_θ porque una mayor área de la formación está expuesta al flujo.

Consideremos el sistema mostrado en la Figura 4.10 donde un pozo desviado con un ángulo de inclinación θ_w con respecto a la normal del plano de estratificación y con un intervalo de producción de longitud h_w , cuyo centro está localizado a una elevación z_w en un yacimiento de espesor h .

Las líneas de flujo son afectadas por θ_w , z_w , y h_w de tal manera que los efectos de penetración parcial y de la desviación del pozo se combinan. El factor de pseudo-daño para un pozo totalmente penetrante puede ser calculado con:

$$s_{\theta} = \left(\frac{\theta_w}{41}\right)^{2.06} - \left(\frac{\theta_w}{56}\right)^{1.865} \text{Log}\left(\frac{h}{100 r_w}\right) \quad (4.14)$$

Se puede ver de la ecuación 4.14 que conforme más desviado se encuentre el pozo más crece el factor de pseudo-daño negativo.

Para pozos desviados parcialmente penetrantes se considera un factor de pseudo-daño combinado $s_{\theta+p}$ y éste puede ser estimado (**Cinco Ley y Cols. 1975 pag. 9 y 10 tablas 1 y 2**). Estas tablas corresponden a valores de h_D de 100 y 1000. El factor de pseudo-daño para valores diferentes de h_D pueden ser estimados mediante la formula:

$$\left(s_{\theta+p}\right)_{h_D} = \left(s_{\theta+p}\right)_{h_D=100} + \left[\left(s_{\theta+p}\right)_{h_D=1000} - \left(s_{\theta+p}\right)_{h_D=100}\right] \text{Log}\left(\frac{h}{100}\right) \quad (4.15)$$

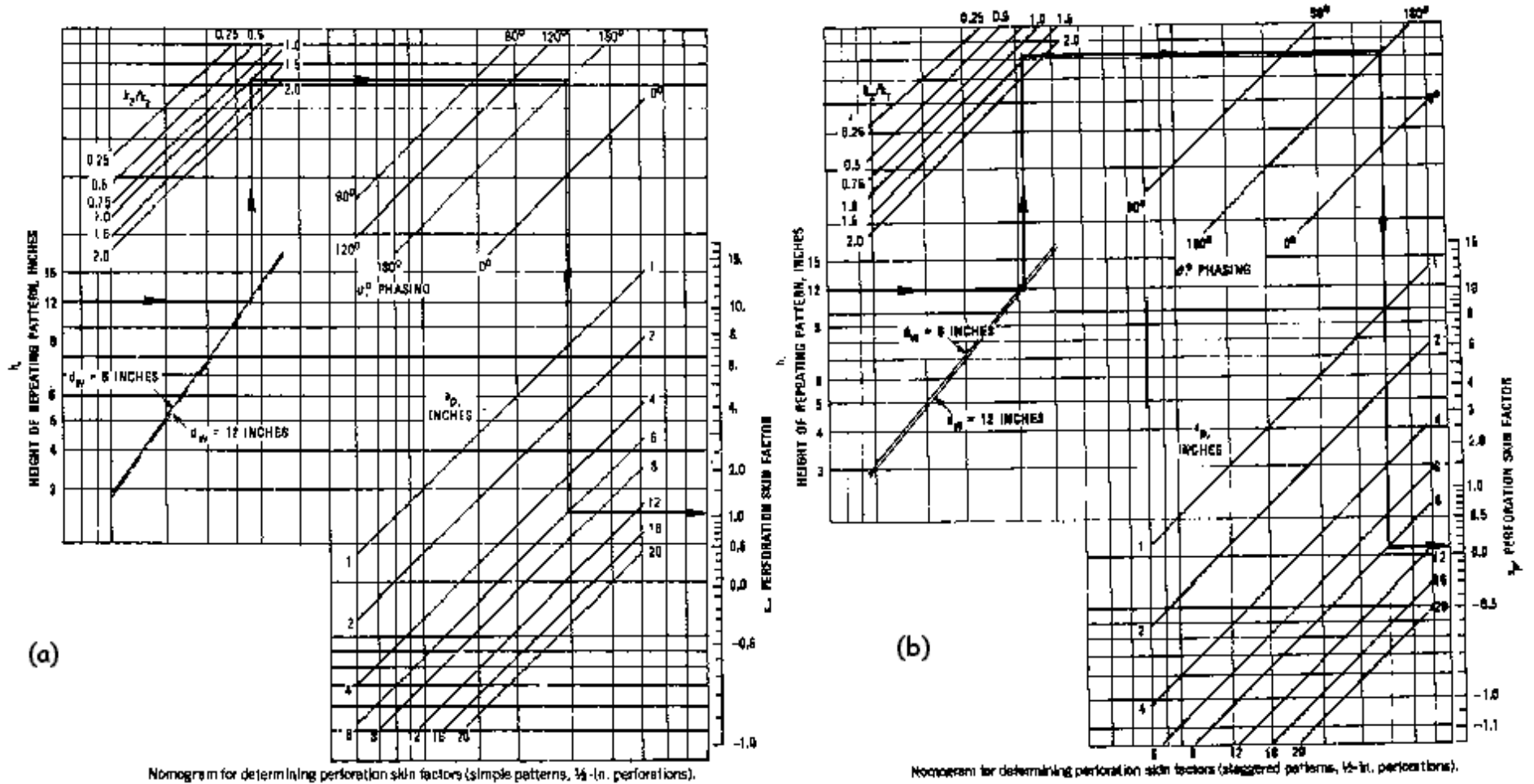


Figura 4.9.- Nomogramas de para determinar el factor de pseudo-daño por flujo a través de disparos, patrón simple y escalonado
 Disparos de 1/2 pg (Hong, 1975 figuras 1.a y 1.b)

4.4.1. Daño total

Finalmente se tiene que el factor de daño total (Figura 4.10) " s_t " esta dado por:

$$s_t = s_{\theta+p} + \left(\frac{h}{h_w} \right) s_{d+disp} \quad (4.16)$$

Donde h es el espesor de la formación y h_w es la longitud del intervalo perforado. Nótese que el efecto de daño de invasión y de disparos es afectado por la relación de penetración; esto significa que en pozos parcialmente penetrantes el efecto mencionado se magnifica.

El factor de daño total se estima de pruebas de presión y el factor de pseudo-daño por desviación y penetración parcial se obtiene de tablas o correlaciones; entonces es posible evaluar el efecto de invasión y de los disparos como sigue:

$$s_{d+disp} = \left(\frac{h_w}{h} \right) (s_t - s_{\theta+p}) \quad (4.17)$$

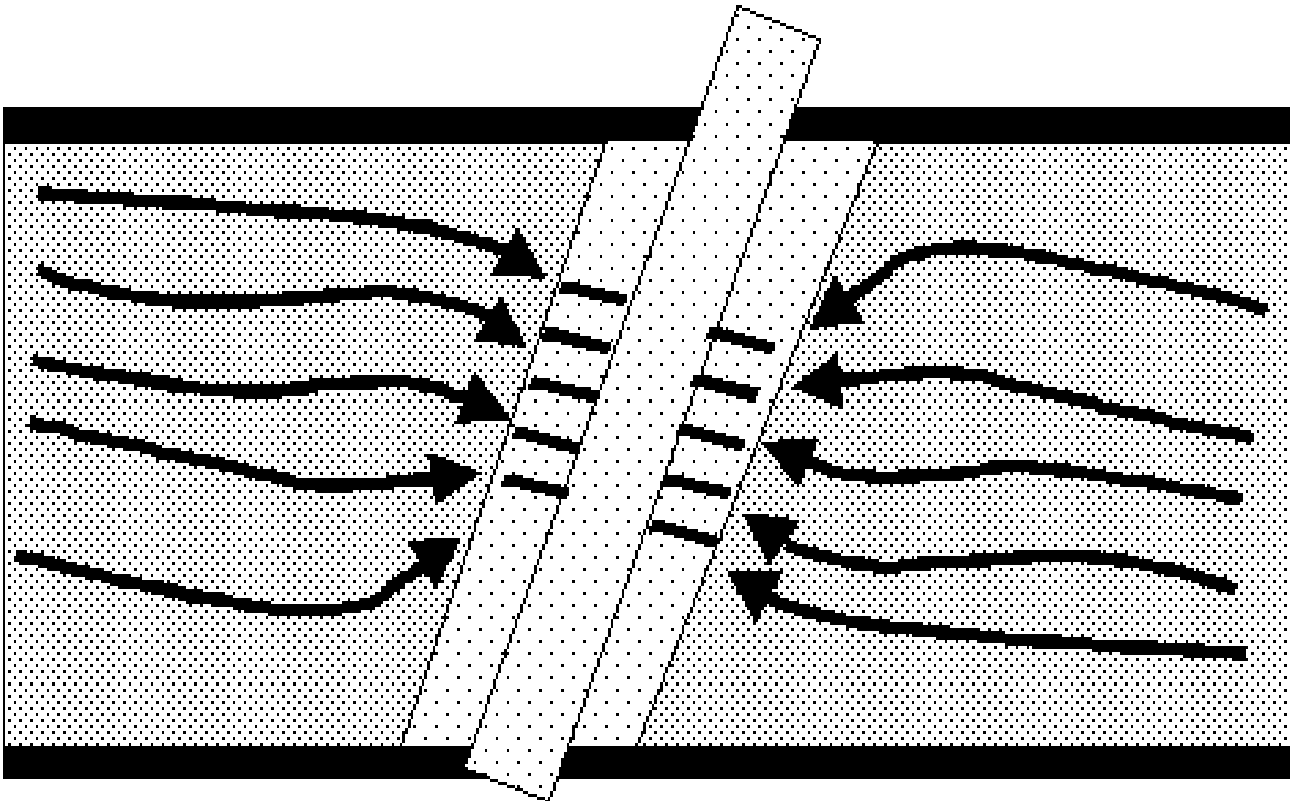


Figura 4.10.- Daño total válido para periodo de flujo Pseudo-radial

CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE DATOS DE PRODUCCIÓN

5.1. IMPORTANCIA DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN

Una presión constante en la cabeza del pozo implica una declinación de la producción. Cabe señalar que la presión en el fondo del pozo no cambia si el gasto de flujo declina gradualmente y la presión en la cabeza del pozo se mantiene constante.

La base para calcular la declinación del gasto es un conjunto de curvas características, definidas como “**curvas tipo**”, **Fetkovich (1980)**.

Los principales períodos de declinación de un pozo productor son:

- 1) **Declinación transitoria**
- 2) **Declinación en estado pseudo-estacionario**

Así mismo, dentro de la declinación en estado pseudo-estacionario se encuentran otros tres tipos de declinación, los cuales son casos especiales de una declinación en el período pseudo-estacionario. Estas declinaciones son:

- I. Declinación exponencial.
- II. Declinación hiperbólica.
- III. Declinación Armónica.

5.2. TIPOS DE DECLINACIÓN.

5.2.1. Declinación transitoria

La declinación transitoria se considera una declinación natural causada por la expansión del aceite, gas y agua en una región de drene con un incremento continuo del radio de drene. Esto es, el abrir un pozo a producción altera el estado de equilibrio del yacimiento y crea una respuesta en la presión de fondo del pozo. El disturbio de presión se difunde gradualmente lejos del pozo incrementando el área de drene. Conforme el disturbio de presión se propaga hacia las fronteras externas del yacimiento, las condiciones de producción en el pozo cambian rápidamente (en función del tiempo).

De forma general existen dos modos de producción transitoria, los cuales son considerados y tratados matemáticamente:

- a) **Producción a gasto constante (P_{wf} , variable).**
- b) **Producción a presión de fondo constante ($Q(t)$ variable).**

Estos dos modos de producción se ilustran esquemáticamente en la **Figura 5.1**. La figura muestra que un gasto constante implica una declinación en la presión del pozo y que una presión constante implica una declinación en el gasto de producción. Para este caso se considerará solo el inciso (b).

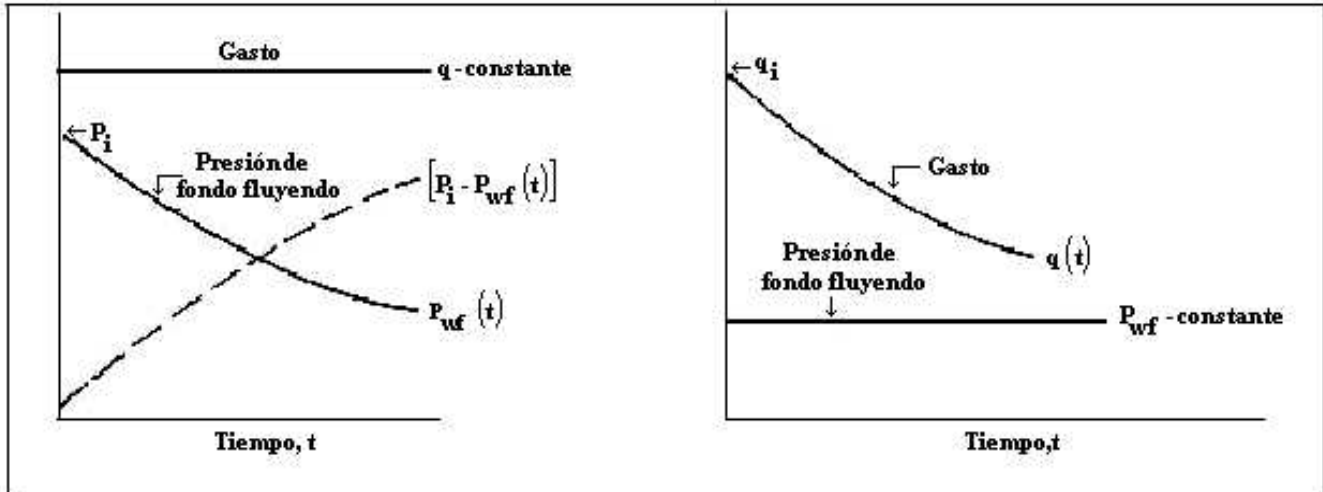


Figura 5.1.- Declinación transitoria para gasto y presión de fondo fluyendo constante.

Una presentación gráfica (propuesta por **Earlougher, 1977**) de la solución general para condiciones de declinación transitoria obtenida originalmente por **Jacob y Lohman (1952)** se ilustra en la **Figura 5.2**. Esta es una gráfica de variables adimensionales sobre papel log-log. Habitualmente este tipo de gráfico es conocido como "Curva Tipo". La solución en la **Figura 5.2** presenta el comportamiento de un pozo durante el periodo transitorio, el cual se comporta como si estuviera drenando en un yacimiento infinito.

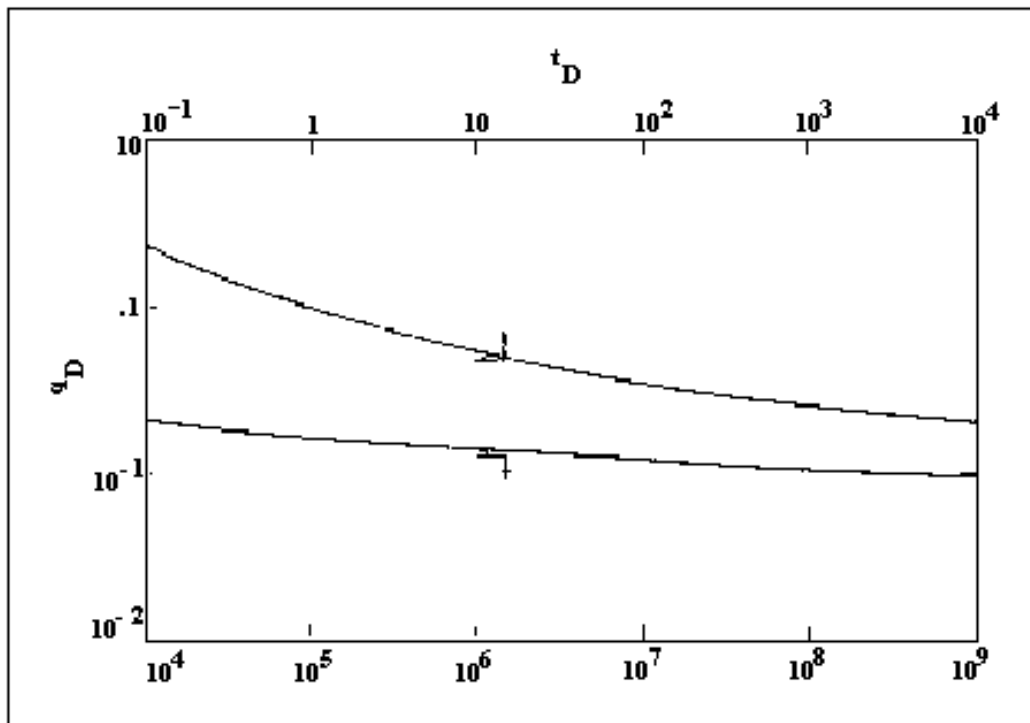


Figura 5.2.- Solución para gasto adimensional. Declinación transitoria (Earlougher, 1977).

PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO CONSTANTE

5.2.2. Declinación en estado pseudo-estacionario (slider, 1983; arps, 1954)

En este tipo de declinación, será necesario considerar la producción de aceite como un conjunto o serie de producciones en estado estacionario para describir el comportamiento de un pozo. El inicio del abatimiento (de presión) está determinado por el tiempo en el cual, el radio de drenaje ha alcanzado las fronteras externas de no-flujo. De allí en adelante como resultado de la producción, la región total drenada por el pozo comienza a ser deplecionada y de este modo, la caída de presión a lo largo del área total de drenaje, tal como se muestra en la **Figura 5.3**. El rango de declinación de la presión depende de los siguientes factores:

- ◆ Rapidez con la que los fluidos son producidos.
- ◆ Expansión de los fluidos del yacimiento.
- ◆ Compactación del volumen de poros.

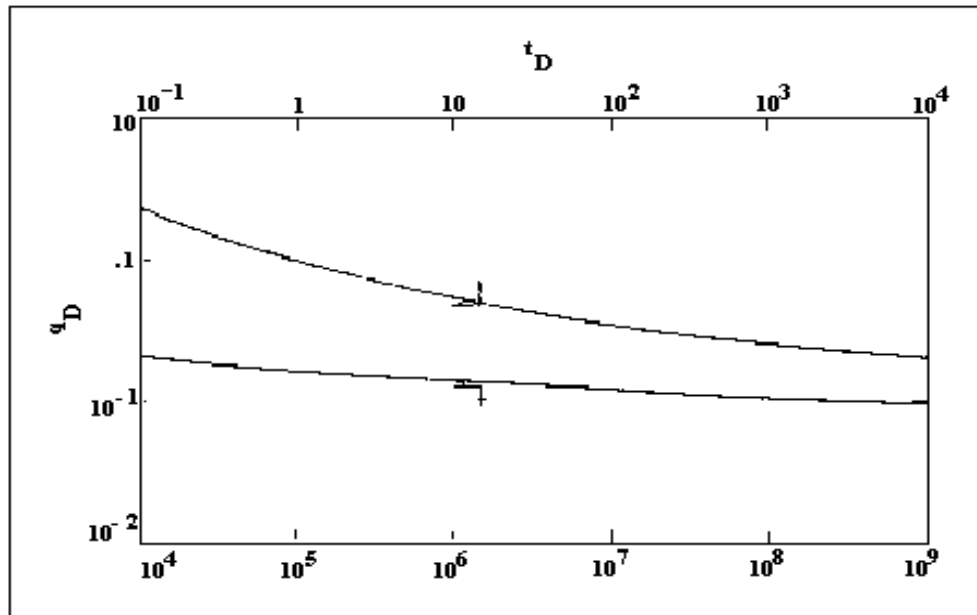


Figura 5.3.- Declinación de presión. Gasto constante. Presión constante (Golan y Whitson, 1991).

En caso de una depleción a presión constante, el gasto está expresado por la ecuación de flujo radial;

$$q_o(t) = \frac{k h (p_e - p_{wf})}{141.2 \mu_o B_o \ln \left[\frac{r_e(t)}{r_{wa}} \right]} \quad (5.1)$$

El comportamiento de gasto-tiempo durante la declinación ha sido revisada y tratada rigurosamente por matemáticos quienes resolvieron las ecuaciones de flujo analíticamente para condiciones particulares de frontera de no-flujo: en la frontera externa y presión constante en la frontera interna. Una forma útil de esta solución ha sido presentada por **Fetkovich (1980)**, quién utilizó la solución matemática de **Tsarevich y Kuranov (1966)**, originalmente presentada en forma de tabla. **Fetkovich (1980)** preparó una curva tipo de gasto adimensional contra tiempo adimensional.

Un ejemplo de esta curva tipo se muestra en la **Figura 5.4**. Esta figura incluye también el periodo de declinación transitoria previo a la depleción en estado pseudo-estacionario.

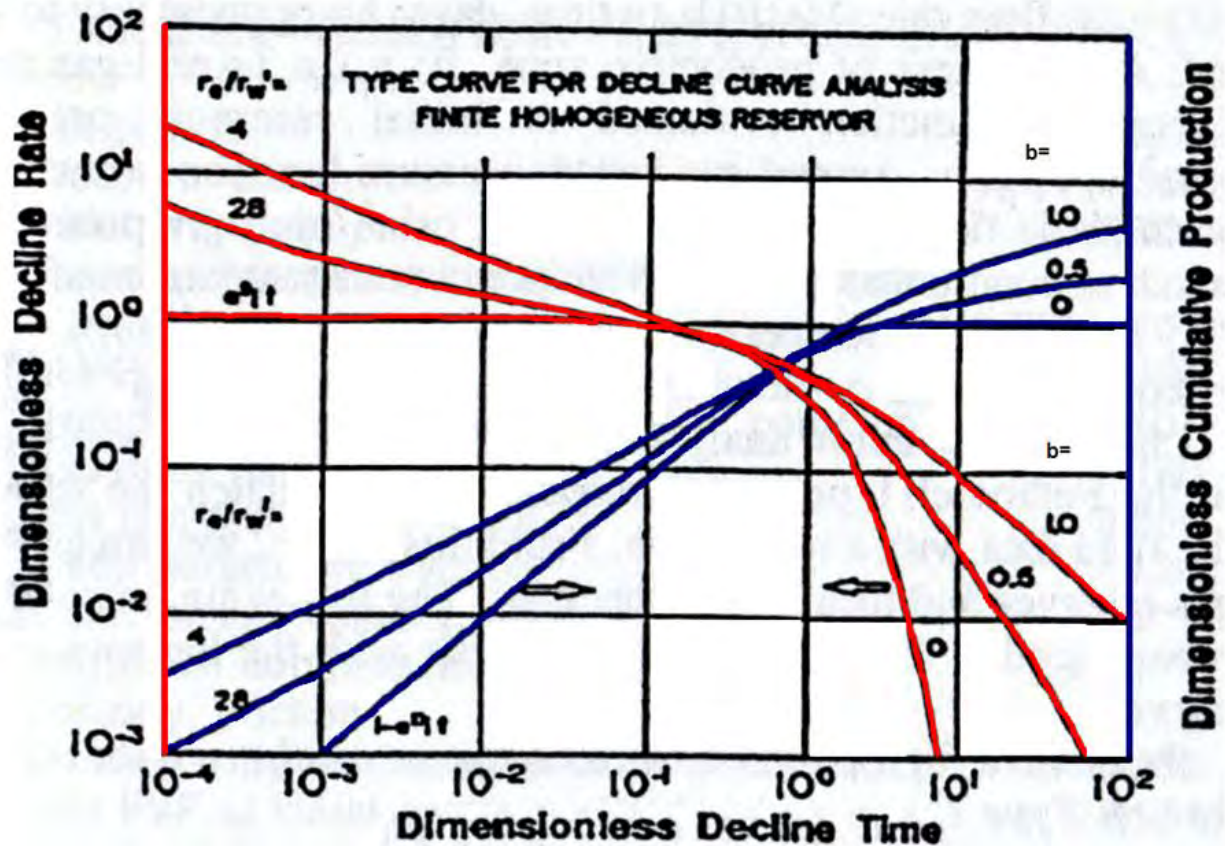


Figura 5.4.- Solución analítica a presión constante, en estado pseudo-estacionario (Golan y Whitson, 1991).

A partir de las curvas se puede observar que la transición del período transitorio al estado pseudo-estacionario es instantáneo para una geometría de drenaje circular. El cambio instantáneo ocurre a t_{PSS} (tiempo en estado pseudo-estacionario), el cual puede ser estimado a partir de la ec. 5.2. Una geometría irregular externa o un pozo no centrado puede acortar el período transitorio y posponer la verdadera declinación en estado pseudo-estacionario, creando un período de transición entre la producción transitoria y la producción en estado pseudo-estacionario. La declinación en el período de transición generalmente no se considera y para fines prácticos, esta es considerada como nula.

$$t_{PSS} = 379 \frac{\phi \mu_i c_{ti} A}{k}, \quad (5.2)$$

Una expresión general para declinación en estado pseudo-estacionario para producción a presión constante de acuerdo a la solución analítica es:

$$q_D = A e^{-Bt_D} \quad (5.3)$$

donde A y B son constantes definidas por la relación $\frac{r_e}{r_{wa}}$. **Fetkovich (1980)** desarrollo expresiones para A y B y estableció que:

$$A = \frac{1}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5}, \quad (5.4)$$

Para realizar el análisis de declinación en estado pseudo-estacionario se puede emplear la ec. 5.3 o bien la **Figura 5.5** empleando las siguientes ecuaciones:

$$q_D = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k h (p_i - p_{wf})}, \quad (5.5)$$

$$t_D = \frac{2.637 * 10^{-4} k t}{\phi \mu_o C r_{wa}^2}, \quad (5.6)$$

$$B = \frac{2 A}{\left(\frac{r_e}{r_w}\right)^2 - 1}, \quad (5.7)$$

5.2.3. Declinación exponencial (Nind, 1964)

Hace algunos años se descubrió que un gráfico de el gasto de aceite contra tiempo para un pozo, podría ser extrapolado en el futuro para proporcionar una estimación de los gastos futuros. Conociendo los gastos futuros de producción es posible determinar la producción futura total o reservas del yacimiento en cuestión.

Así mismo, después de un período durante el cual se estabilizó la producción (en la producción permisible del pozo, cerca de ella, o según la demanda del mercado) se encontró que hubo un momento en que el pozo no podía sostener su producción y su capacidad fue decayendo regularmente, es decir, comenzó a declinar mes tras mes. En la **Figura 5.5** se muestra una curva típica de producción contra tiempo en la cual se ha trazado una curva promedio usando líneas punteadas. Evidentemente, si se le puede dar una forma regular (matemática) a la parte de la línea punteada será posible extrapolar en el futuro, y así predecir la producción del pozo, por ejemplo a 1, 2, 5, ó 10 años.

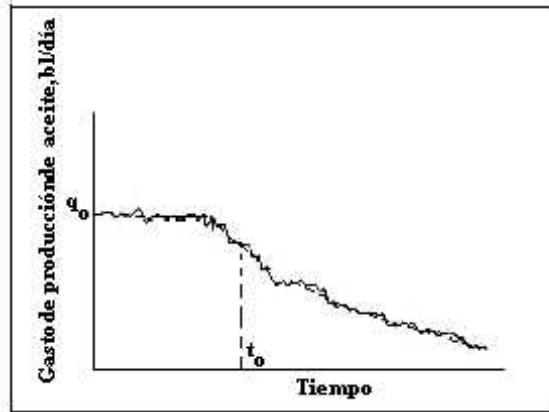


Figura 5.5.- Gráfica típica de gasto de aceite contra tiempo (Nind, 1964).

Si se grafican los datos de la producción contra la producción acumulada de aceite se observa que la parte de la curva que declina se puede convertir en la línea recta, la cual es por supuesto fácil de extrapolar **Figura 5.6.**

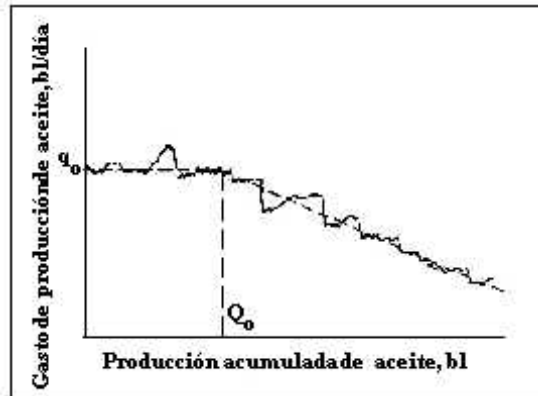


Figura 5.6.- Gráfica típica del gasto de aceite contra la producción acumulada.

Cuando el gasto de producción se grafica contra el tiempo, se puede observar que el gasto declina con el tiempo, tal como se ilustra en la **Figura 5.7.**

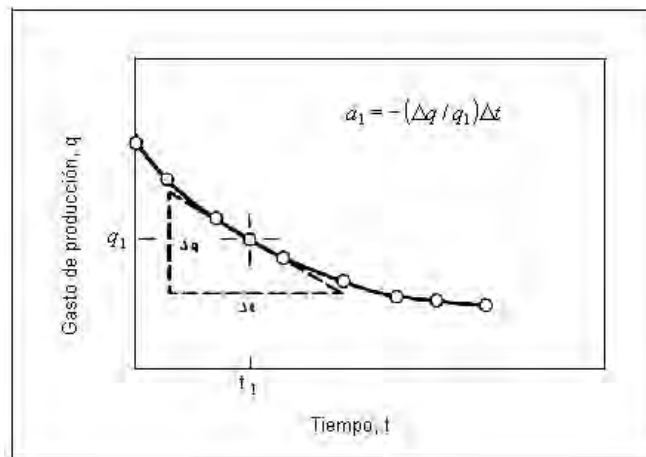


Figura 5.7.- Declinación del gasto en función del tiempo.

La declinación a porcentaje constante es también conocida como declinación exponencial debido a que la expresión matemática que define este tipo de declinación es una ecuación exponencial. La definición básica para la declinación exponencial puede ser expresada en forma de ecuación de la siguiente manera:

$$a \Delta t = - \left(\frac{\Delta q}{q} \right), \quad (5.8)$$

o bien, en forma diferencial:

$$a = - \left(\frac{q}{\frac{dq}{dt}} \right), \quad (5.9)$$

donde:

a:	Constante de declinación (positiva)	
q:	Gasto a un tiempo t,	$\left[\frac{bl}{\text{día}} \right]$
dq/dt:	Variación del gasto con respecto al tiempo,	$\left[\frac{bl/\text{día}}{\text{día}} \right]$

Integrando la ec. 5.9 se obtiene la forma exponencial:

$$a t = \ln \left[\frac{q_i}{q} \right], \quad (5.10)$$

$$\left[\frac{q_i}{q} \right] = e^{a t}, \quad (5.11)$$

La ec. 5.12 obviamente es de tipo exponencial y muestra como la curva gasto-tiempo puede ser representada como una línea recta en papel semilogarítmico **Figura 5.8**.

$$q = q_i e^{-a t} \quad (5.12)$$

La expresión para la curva de gasto producido contra producción acumulada se obtiene integrando la ec. 5.12 con respecto al tiempo, obteniéndose:

$$N_p = a (q_i - q_o), \quad (5.13)$$

donde:

a:	Constante de declinación	
N_p :	Producción acumulada de aceite @ c.s.	$[bl_o]$
q_i :	Gasto inicial de aceite,	$\left[\frac{bl}{\text{día}} \right]$
q_o :	Gasto de aceite a un tiempo t,	$\left[\frac{bl}{\text{día}} \right]$

Las ecs. 5.12 y 5.13 pueden ser escritas en función de la rapidez de declinación, D , la cual es igual a $(1/a)$, de la siguiente forma:

$$q = q_i e^{-Dt} , \quad (5.14)$$

$$Np = \frac{1}{D} (q_i - q_o) , \quad (5.15)$$

Transformando la ec. 5.14 de logaritmo natural a logaritmo base 10:

$$\log q = \log q_i - \frac{D}{2.3} t , \quad (5.16)$$

Gráficamente, la ec. 5.16 queda representada como una línea recta cuya pendiente es $(-D/2.3)$ y ordenada al origen, q_i **Figura 5.8**.

Extrapolando esta línea hasta el límite económico puede conocerse la vida futura del pozo. (El límite económico se definirá más adelante).

Posteriormente, con base en los estudios realizados por **Arps (1945)**, **Fetkovich (1980)** estableció como utilizar la ec. 5.14 en términos de las variables del yacimiento, con lo cual proporcionaba un sentido físico a las observaciones realizadas por **Arps (1845)**. De esta forma obtuvo las siguientes expresiones para las constantes empíricas q_i y D :

$$q_i = \frac{k h (P_i - P_{wf})}{141.2 \mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - 0.5 \right]} , \quad (5.17)$$

$$D = \frac{2 (0.000264) k}{\phi \mu_i C_{ti} (r_e^2 - r_{wa}^2) \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - 0.5 \right]} , \quad (5.18)$$

Estas expresiones pueden ser usadas para predecir la declinación del gasto si los datos de producción no están disponibles para identificar el curso de declinación actual.

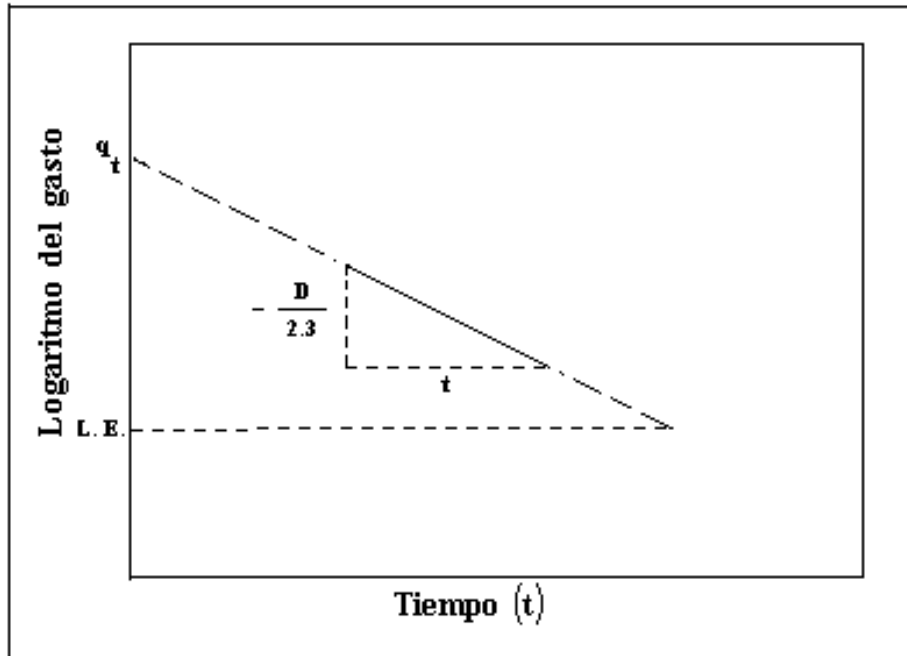


Figura 5.8.- Representación gráfica de la declinación exponencial en papel semilogarítmico.

5.2.4. Declinación hiperbólica (Arps, 1954; Fetkovich, 1980).

A saber, no todos los pozos productores exhiben declinación exponencial durante la depleción. En muchos casos, se puede observar una declinación hiperbólica gradual, donde el comportamiento de gasto-tiempo es estimada de mejor forma que a partir de la solución analítica. La declinación hiperbólica es el resultado de energías (mecanismos de empuje) naturales o artificiales que disminuyen el abatimiento de presión comparado con el abatimiento causado por la expansión de un aceite ligeramente compresible.

La declinación hiperbólica se presenta si el mecanismo de empuje es gas en solución, expansión de casquete de gas o empuje de agua. También se presenta cuando el mecanismo de empuje natural es suplementado por inyección de gas o agua. En cualquier caso, la presencia de estos mecanismos de empuje implica que la compresibilidad total se incremente y la recuperación de hidrocarburos sea mejorada en comparación con el mecanismo de empuje de expansión del aceite.

De lo anterior, se puede decir que la declinación hiperbólica o log-log es la que se presenta con más frecuencia. La expresión matemática que define la declinación hiperbólica es:

$$-b = \frac{\frac{q}{\left(\frac{dq}{dt}\right)}}{dt} = \frac{da}{dt}, \quad (5.19)$$

donde:

b: Ritmo de declinación (constante positiva).

Una definición alterna de declinación hiperbólica es que la diferencia de pérdidas, a , con respecto al tiempo es constante. Integrando dos veces la ec. 5.19, se obtiene:

$$q = q_i (1 + D_i bt)^{-\left(\frac{1}{b}\right)}, \quad (5.20)$$

Esta ecuación, la cual es de tipo hiperbólico muestra como tal curva puede ser alineada en papel log-log cuando cambia horizontalmente sobre la distancia $(1 / D_i b)$. La pendiente de la recta así obtenida es $1/b$.

Al usar esta ecuación se debe recordar que D_i es la rapidez de declinación cuando el gasto q_i prevalece, y t es igual a cero; t es el tiempo que tarda en declinar el gasto de q_i a q .

El valor de la constante de declinación hiperbólica, b , es lo más difícil de determinar en este análisis. Sin embargo, una vez determinada esta constante, es relativamente simple obtener el gasto de declinación correspondiente a q_i y calcular el gasto q , correspondiente a un tiempo t . Estos mismos parámetros pueden ser utilizados para calcular la producción acumulada durante el tiempo t , cuando el gasto de producción a declinado de q_i a q .

Más adelante se verá que estos parámetros son fáciles de determinar utilizando curvas tipo.

Para determinar la ecuación de gasto producción acumulada se integra la ec. 5.20 con respecto al tiempo obteniéndose:

$$Np = \frac{q_i^b}{D(1-b)} (q_i^{(1-b)} - q^{(1-b)}), \quad (5.21)$$

Las ecs. 5.20 y 5.21 muestran que las gráficas de gasto contra tiempo y gasto producido contra producción acumulada será una línea recta en papel log-log para distintos valores de b .

La **Figura 5.9** muestra la diferencia entre la declinación exponencial e hiperbólica, cuando los datos son graficados en papel semilogarítmico.

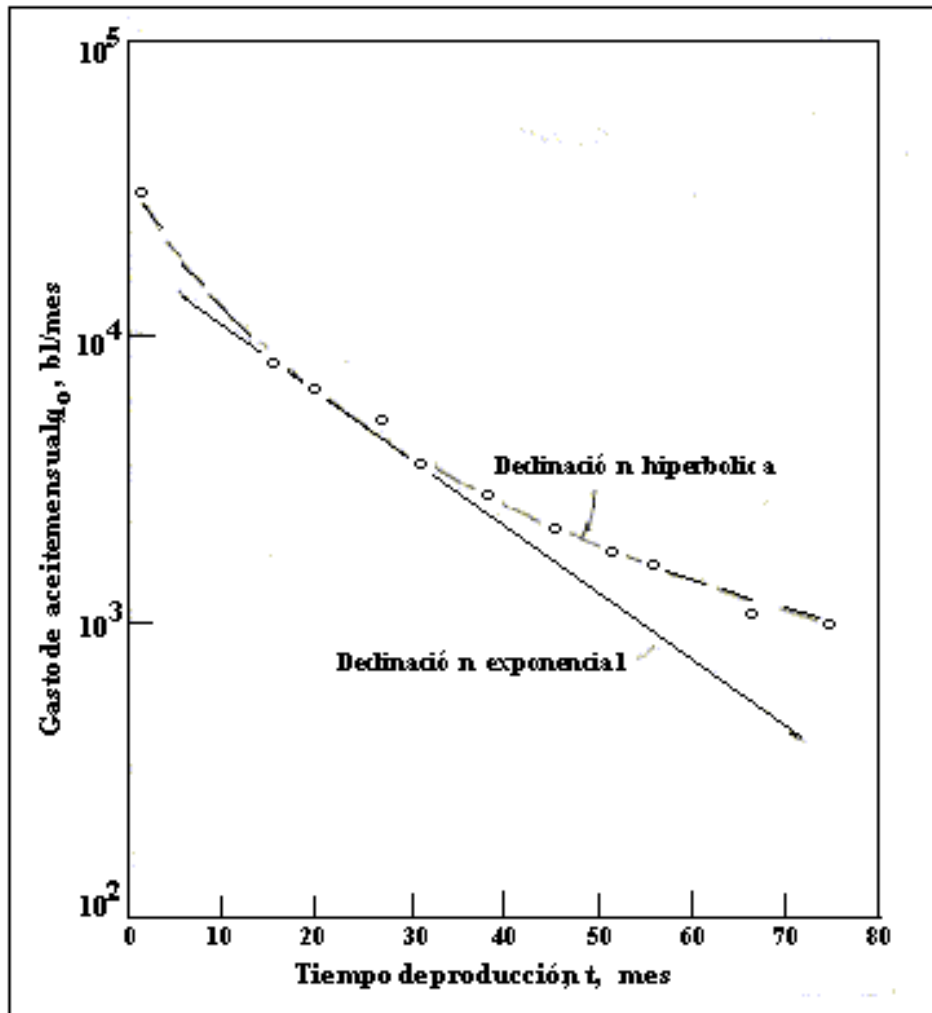


Figura 5.9.- Comparación de las curvas de declinación exponencial e hiperbólica (Golan y Whitson, 1991).

Las ecuaciones vistas para la declinación exponencial e hiperbólica permiten una extrapolación matemática de datos y facilita los cálculos correspondientes. Estos tipos de declinación difieren en el valor de b , ya que para la declinación exponencial, $b = 0$. La mayoría de las curvas de declinación parecen seguir una declinación hiperbólica, el valor de $b = 0.25$, es un buen promedio de muchas curvas examinadas, es raro que b , exceda de 0.6.

5.2.5. Declinación armónica (Slider, 1983; Arps, 1954).

Este tipo de declinación ocurre si el valor de b , de ec. 5.20 es 1. En este caso la rapidez de declinación D , es proporcional al gasto q . Algunas veces se presenta cuando la producción es controlada predominantemente por segregación gravitacional (Figura 5.10). De la ec. 5.20 para un valor de $b = 1$ se obtiene la siguiente expresión:

$$q = \frac{q_i}{(1 + D_i)} \quad (5.22)$$

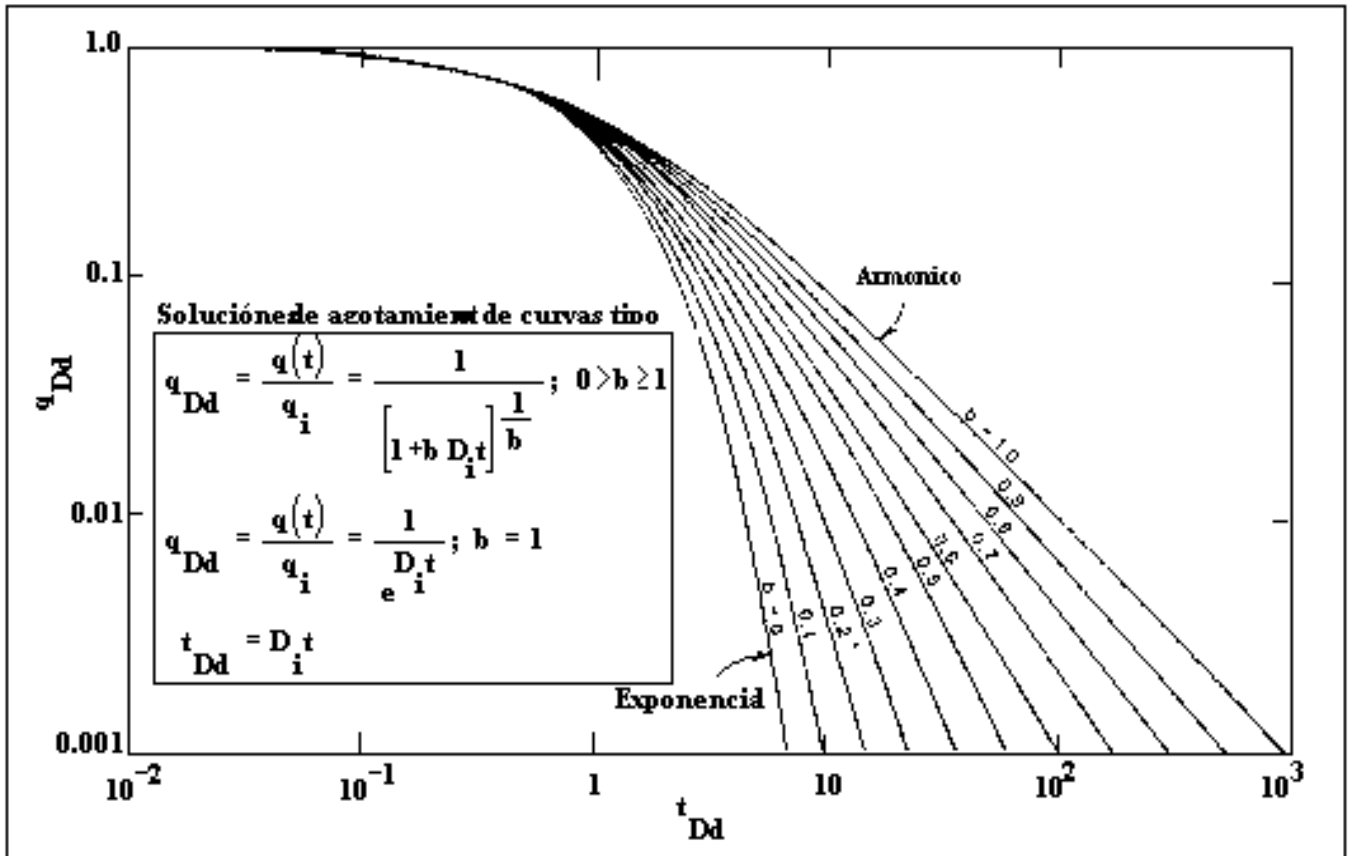


Figura 5.10.- Muestra una curva tipo para una declinación armónica, basada en las ecuaciones empíricas de Arps (1954).

Por otra parte, la ecuación de gasto producido-producción acumulada puede determinarse integrando la ec. 5.22:

$$Np = \frac{q_i}{D} (\log q_i - \log q) , \quad (5.23)$$

La ecuación anterior puede ser representada por una línea recta en papel logarítmico, graficando gasto producido en la escala logarítmica. De la ec. 5.22 se tiene que:

$$q = q_i - D t q , \quad (5.24)$$

Esta ecuación da una línea recta de pendiente $(-D)$, al graficar gasto producido contra q_i , como se ilustra en la Figura 5.11.

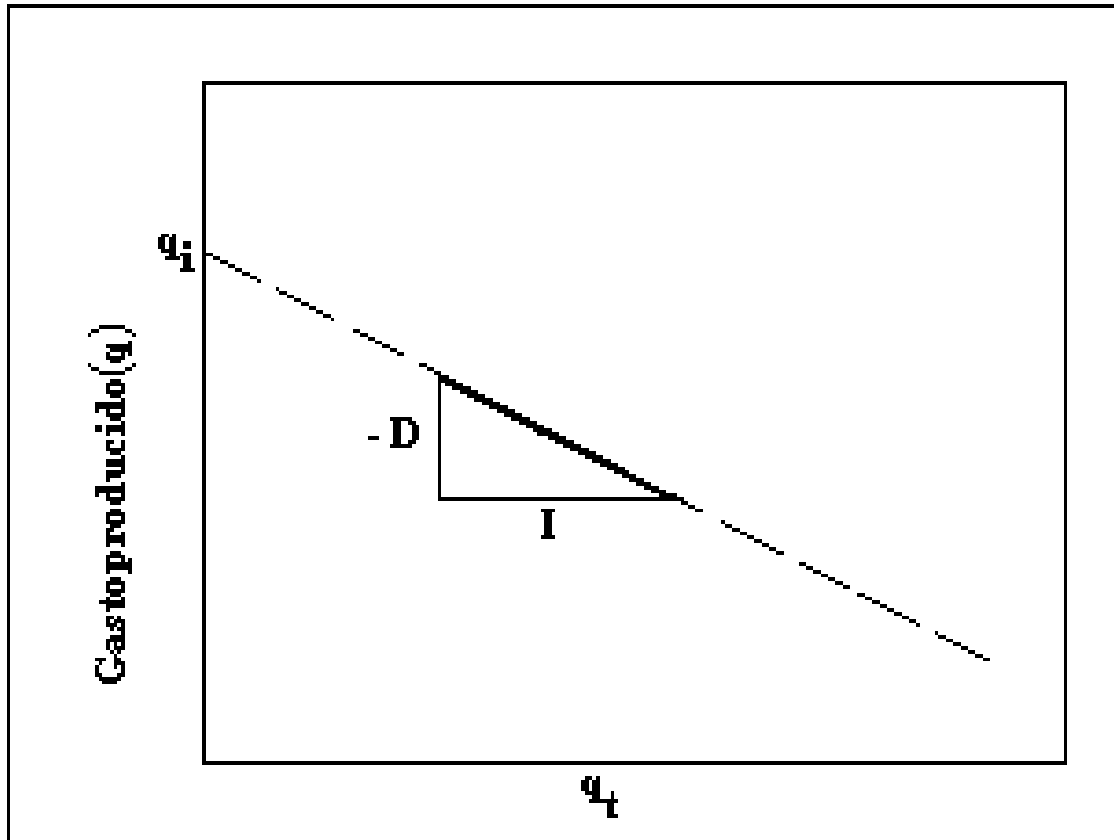


Figura 5.11.- Representación gráfica de la declinación armónica en papel cartesiano.

5.3. AJUSTE POR CURVAS TIPO (Arps, 1954)

En puntos anteriores se ha considerado la declinación transitoria y la declinación en estado pseudo-estacionario separadamente. Puesto que la transición de estado transitorio a estado pseudo-estacionario es prácticamente instantáneo, una extensión natural de las curvas tipo de declinación es combinar, precisamente, estas declinaciones en una sola gráfica. **Fetkovich (1980)** presentó una combinación de curva tipo, la cual se muestra en la **Figura 5.4**. Él empleó las variables adimensionales t_{Dd} y q_{Dd} para definir la curva tipo general, la cual cubre declinación transitoria y declinación exponencial. La figura es de hecho, un gráfico de la solución analítica en la **Figura 5.4** empleando variables adimensionales. El resultado es que todas las curvas de depleción de la solución analítica exponencial (para diferentes valores de r_e / r_{wa}) se colapsan en una curva individual. En la **Figura 5.4** se puede apreciar que en la región de t_{Dd} para tiempos cortos, las curvas para $\left[\frac{r_e}{r_{wa}} \right] = 10, 20, 50, \text{ etc.}$ representan la declinación transitoria.

A primera vista, el despliegue de estas curvas parece erróneo, dado que la declinación durante el período transitorio no depende del radio de drenaje externo r_e . Una observación cuidadosa, sin embargo, concluye que cada curva representa un segmento diferente de la línea individual de la solución transitoria q_D . Para sustentar la explicación de la construcción de la grafica se basará esquemáticamente de la **Figura 5.12**.

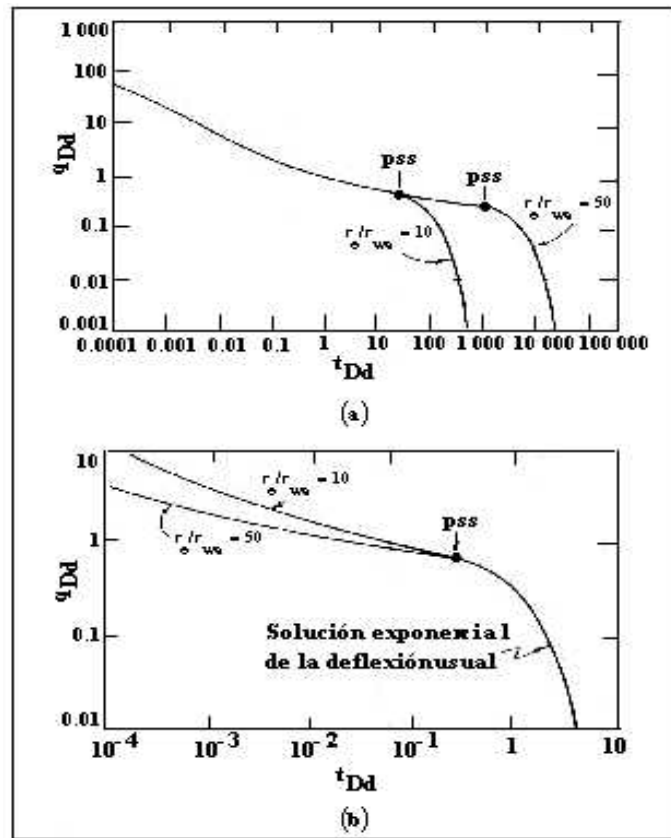


Figura 5.12.- Método gráfico para desarrollar la curva tipo unitaria basada en la solución analítica de gasto adimensional (Golan y Whitson, 1991).

La solución $q_D(t_D)$ se muestra en la **Figura 5.12 (a)** para valores $\left[\frac{r_e}{r_{wa}}\right] = 10$ y $\left[\frac{r_e}{r_{wa}}\right] = 50$. La transición de flujo transitorio a estado pseudo-estacionario está marcado sobre la curva por una flecha para cada valor de $\left[\frac{r_e}{r_{wa}}\right]$. La curvatura de la curva de declinación para estado pseudo-estacionario es idéntica para todos los valores de $\left[\frac{r_e}{r_{wa}}\right]$.

Fetkovich (1980) mostró que una transformación de q_D y t_D a q_{Dd} y t_{Dd} moverá los puntos marcados por flechas a un punto común, forzando así, a todas las curvas de **depleción** a sobreponerse una con otra formando de este modo una sola curva.

La **Figura 5.12 (b)** es el resultado de la transformación unitaria, donde la solución analítica exponencial está expresada en términos de las variables unitarias $q_{Dd} = q_D / A$ y $t_{Dd} = B t_D$. Sustituyendo A y B a partir de las ecs. 5.26 y 5.27 en las variables unitarias se obtendrán las siguientes expresiones:

$$q_{Dd} = \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 \right] q_D \quad , \quad (5.25)$$

De donde para $b = 0$, se tiene la ecuación que define la declinación exponencial:

$$\frac{q(t)}{q_i} = e^{-D_i t} \quad , \quad (5.28)$$

Y si $b = 1$, se tiene la ecuación que define la declinación armónica:

$$\frac{q(t)}{q_i} = \frac{1}{(1 + D_i t)} \quad . \quad (5.29)$$

La solución unitaria ($D = 1$) de la ec. 5.27 es desarrollada para valores de b , entre 0 y 1, con incrementos de 0.1. Los resultados son graficados como un ajuste de curvas tipo log-log en términos de una curva de declinación con gasto adimensional **Figura 5.14**.

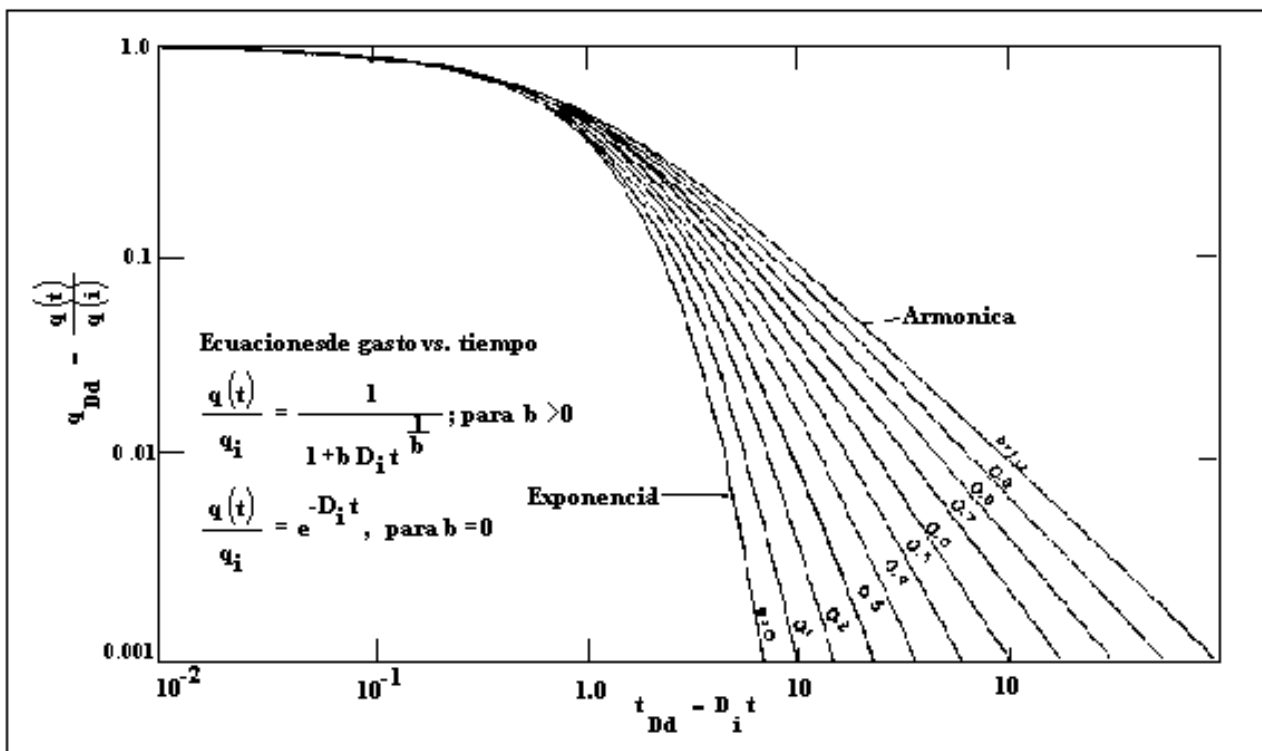


Figura 5.14.- Curvas tipo para las ecuaciones empíricas de Arps de declinación de gasto contra tiempo para la solución unitaria (D_i) (Rodríguez, 1984).

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{q_i} \quad . \quad (5.30)$$

Y una curva de declinación con tiempo adimensional.

$$t_{Dd} = D_i t \quad . \quad (5.31)$$

De la **Figura 5.14** se puede observar que todas las curvas coinciden y llegan a confundirse cuando t_{Dd} , toma un valor de aproximadamente 0.3. Cualquier dato que tenga un valor menor de 0.3 se toma como dato de declinación exponencial, haciendo caso omiso del verdadero valor de b , y así poder graficar dicho dato o datos en papel semilogarítmico para obtener una línea recta.

Procedimientos de ajuste de curva tipo

Estos mismos procedimientos de ajuste de curvas tipo pueden usarse para análisis de curvas de declinación. Los pasos básicos utilizados en el ajuste de curvas tipo para el análisis de datos gasto-tiempo son los siguientes:

- Graficar datos de gasto contra tiempo en unidades convenientes en papel transparente log-log del mismo tamaño del ciclo de las curvas de ajuste.
- La curva de datos en el papel transparente es colocada sobre la curva tipo. Los ejes de las curvas deben conservarse paralelos y se mueven hasta una posición que represente el mejor ajuste de los datos a una curva tipo.
- Los datos graficados en papel transparente se ajustan a una recta y se extrapolan de acuerdo a la curva tipo ajustada, de esta manera se pueden leer los gastos futuros en la escala de tiempo real.
- Para evaluar las constantes de la curva de declinación o variables del yacimiento se selecciona un punto de ajuste en cualquier parte de la porción sobrepuesta, anotando el valor de las coordenadas que se lee en el papel transparente y la curva tipo, de dicho punto.
- Si ninguna de las curvas se ajustara razonablemente a todos los datos, se puede aplicar el método de desviación. Este método considera que el dato es una mezcla de dos o más curvas de declinación.

Ejemplo de aplicación:

En la **Tabla 5.1** se muestran los datos de gasto y tiempo para el análisis de la declinación de la producción, en la **Figura 5.15** se ilustra el comportamiento del gasto con respecto al tiempo en papel log-log.

Utilizando la **Figura 5.14**, los datos de gasto contra tiempo graficados en papel log-log se ajustan a la curva tipo cuyo valor de b es igual a 0.5.

Las coordenadas del punto ajustado en el papel transparente son:

$(t)_M = 10$ y $q(t)_M = 1,000$ y las del punto ajustado sobre la **Figura 5.14** son $(t_{Dd})_M = 1.9$ y $(q_{Dd})_M = 0.0139$. El subíndice M indica valores ajustados en la curva tipo.

La determinación de q_i y D_i se hace considerando la definición de q_{Dd} y t_{Dd} , así como las coordenadas del punto de ajuste:

$$q_i = \frac{q(t)_M}{q_{Dd}} \quad (5.32)$$

Sustituyendo valores se tiene que:

$$q_i = \frac{1000}{0.139} = 7194.44 \left[\frac{\text{bl}}{\text{mes}} \right]$$

La rapidez de declinación se determina mediante la siguiente ecuación:

$$D_i = \frac{1.9}{10} = 0.19 \text{ [meses}^{-1}\text{]}$$

$$D_i = \frac{t_{Dd}}{(t)_M} \quad (5.33)$$

Tabla 5.1.- Datos para el análisis de declinación de la producción por curvas tipo

t [meses]	q $\left[\frac{\text{bl}}{\text{mes}} \right]$
6	28,200
12	15,680
18	9,700
24	6,635
30	4,775
36	3,628
42	2,850
48	2,300
54	1,905
60	1,610
66	1,365
72	1,177
78	1,027
84	904
90	802
96	717

En las ecuaciones manejadas en este capítulo, q_i es el gasto al tiempo $t = 0$, q o $q(t)$, el gasto a un tiempo t (medido en la superficie), N_p es la producción acumulativa en bl @ c.s., D_i es la rapidez de declinación inicial en el gasto en t^{-1} , y t es el tiempo en meses. Los demás términos están expresados en unidades prácticas.

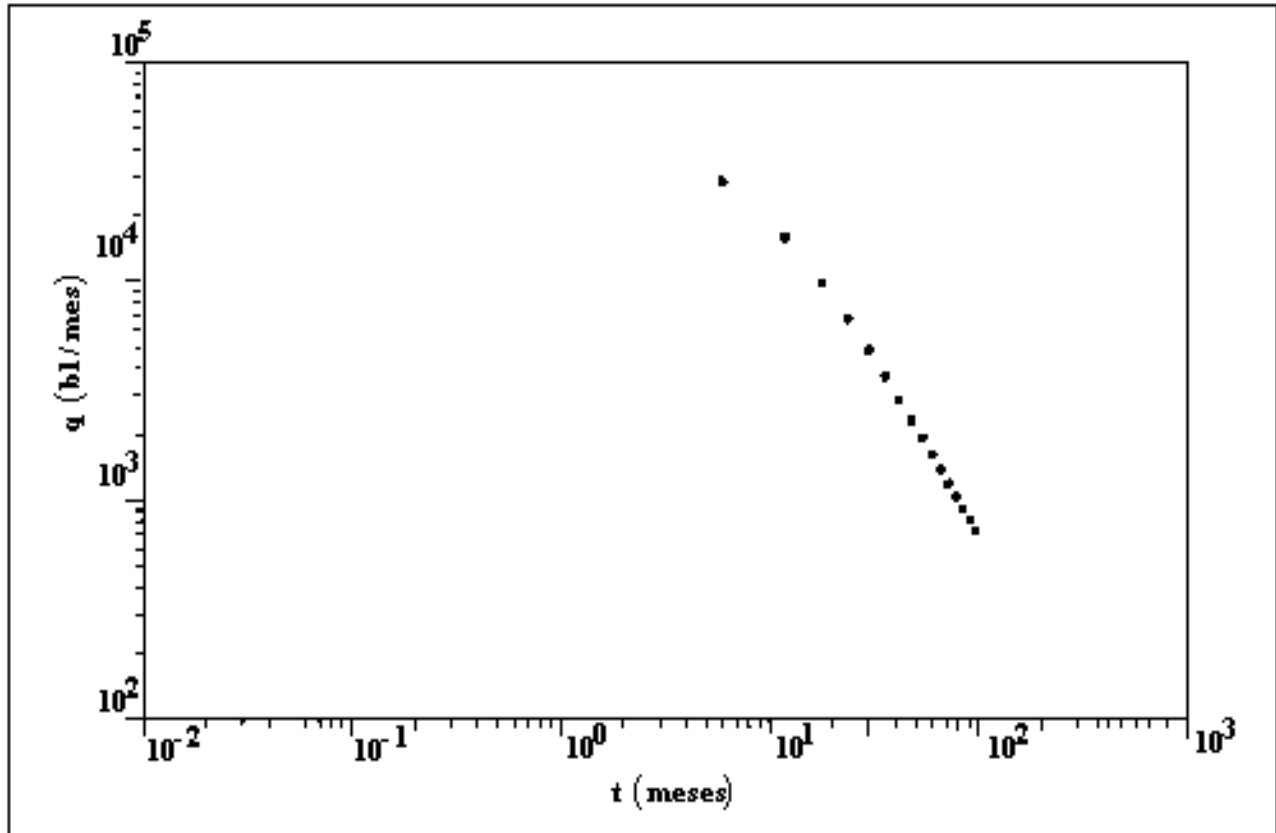


Figura 5.15.- Gráfica de datos para el análisis de declinación de la producción por medio de curvas tipo (Rodríguez, 1984).

CAPÍTULO 6. ANÁLISIS INTEGRAL DE LA INFORMACIÓN

INTEGRACIÓN DE LOS REGISTROS DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN POR POZO

Como se mencionó en el Capítulo 1, entre las herramientas de la Caracterización Dinámica están los datos de presión y los datos de Producción. Estos datos pueden ser procesados de tal manera que nos permitan tener en un solo archivo los datos de presión y producción.

Metodología de la Caracterización Dinámica de un Yacimiento

- ❖ Validación de Información
- ❖ Definición de escala única de tiempo
- ❖ Sincronización de datos de presión y de producción
- ❖ Delimitación de períodos de flujo
- ❖ Validación de datos de producción
- ❖ Diagnóstico de geometrías de flujo y de heterogeneidades
- ❖ Integración y definición del modelo de flujo
- ❖ Estimación de parámetros
- ❖ Diagnóstico y evaluación de mecanismos de producción
- ❖ Diagnóstico y evaluación de interferencia de producción
- ❖ Resultados y recomendaciones.

6.1. DEFINICIÓN DE ESCALA ÚNICA DE TIEMPO

Se refiere a la definición de un tiempo t_0 que normalmente se considera al primer pozo en explotación del yacimiento a cualquier tiempo antes de iniciada la explotación del yacimiento (**Figura 6.1.**), ésta fecha de tiempo cero (t_0), normalmente se expresa en **DD / MES / AÑO** y la hora (si es que se conoce). En otros casos por comodidad en el manejo de datos podemos referir el t_0 al inicio del año previo a la explotación del primer pozo.

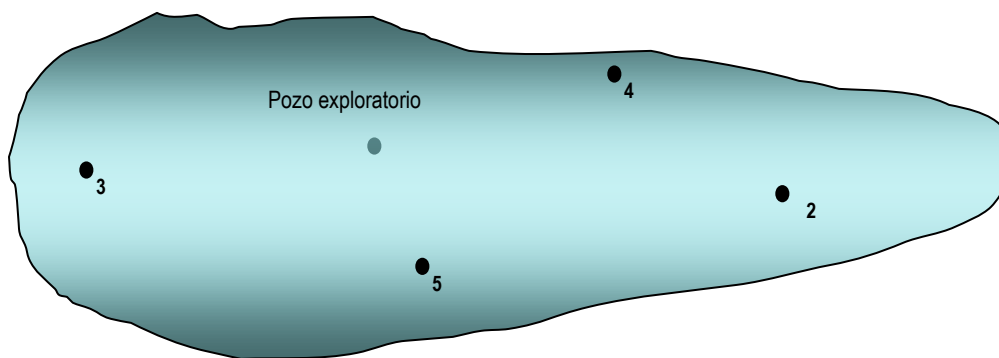


Figura 6.1.- Pozo exploratorio antes de iniciar la explotación del yacimiento

Ejemplo

Inicio de explotación del primer pozo **25 / Junio / 79** (**Figura 6.2.**), si por comodidad deseamos manejar “ t_0 ” como la fecha del inicio del año será entonces **$t_0 = 31 / enero / 79$** (**Figura 6.3.**).

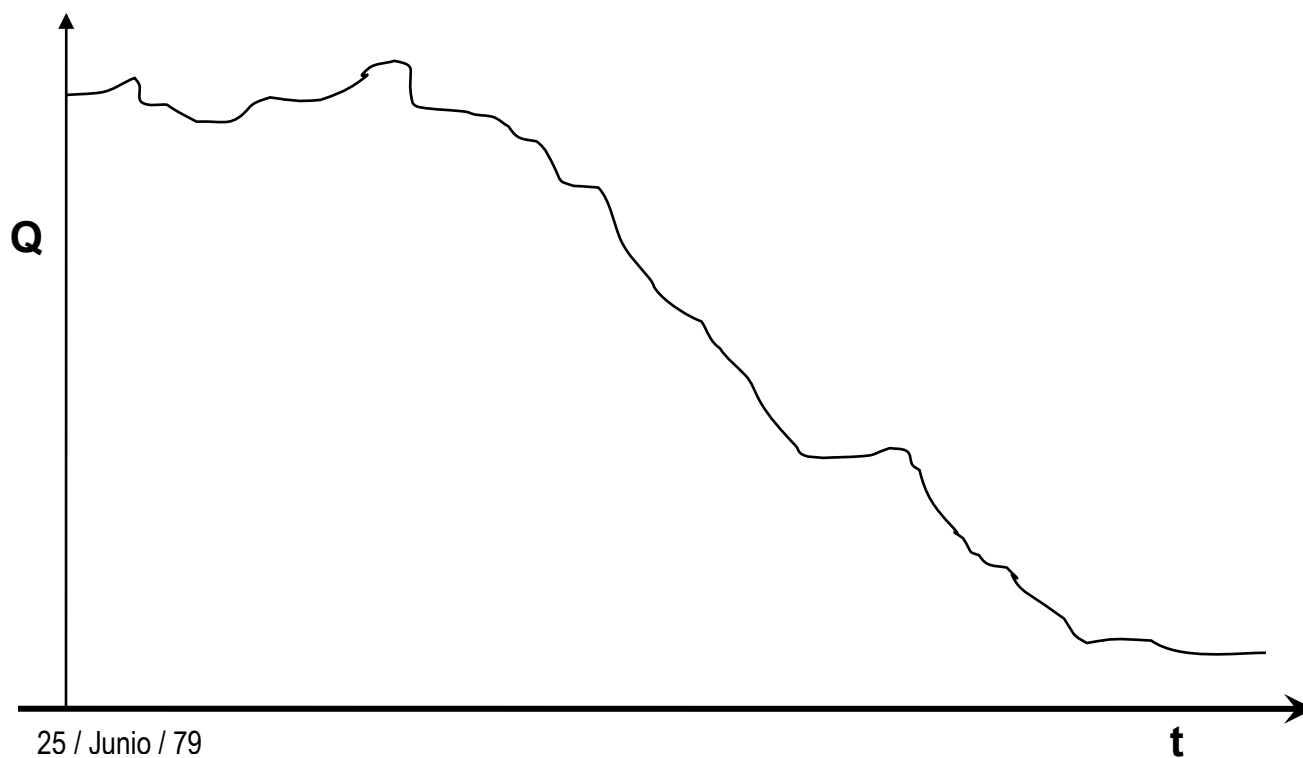


Figura 6.2.- El pozo "Lazcano" en explotación inició el 25 / junio / 1979

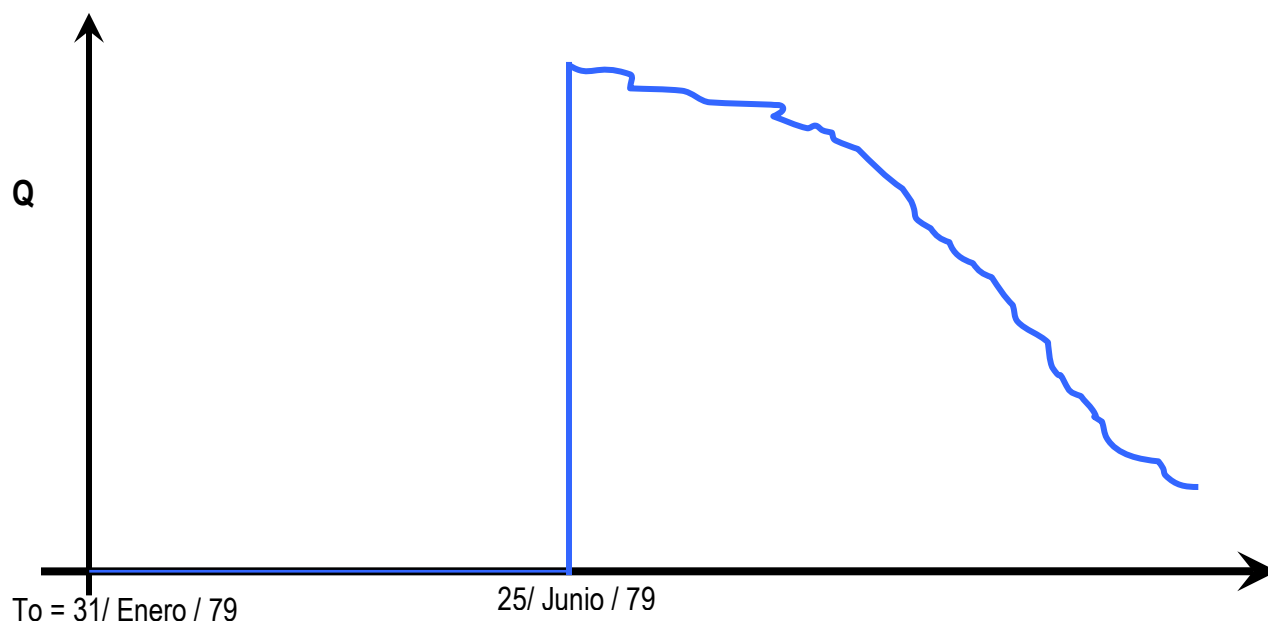


Figura 6.3.- Pozo "LAZCANO" referenciado a t_0 , se observa que entró a producción después de t_0

Con esto podemos visualizar en un solo archivo la historia de producción y presión de un pozo, varios pozos o todo el yacimiento, es decir se realiza la sincronización de datos de presión y producción.

6.2. INTEGRACIÓN Y SINCRONIZACIÓN DE DATOS

Tanto los datos de presión (RPFF, RPFC, pruebas de variación de presión) e histórico de producción por pozo se integran y se sincronizan con nuestro t_0 . Un ejemplo del archivo ya integrado se observa en al **Figura 6.4**.

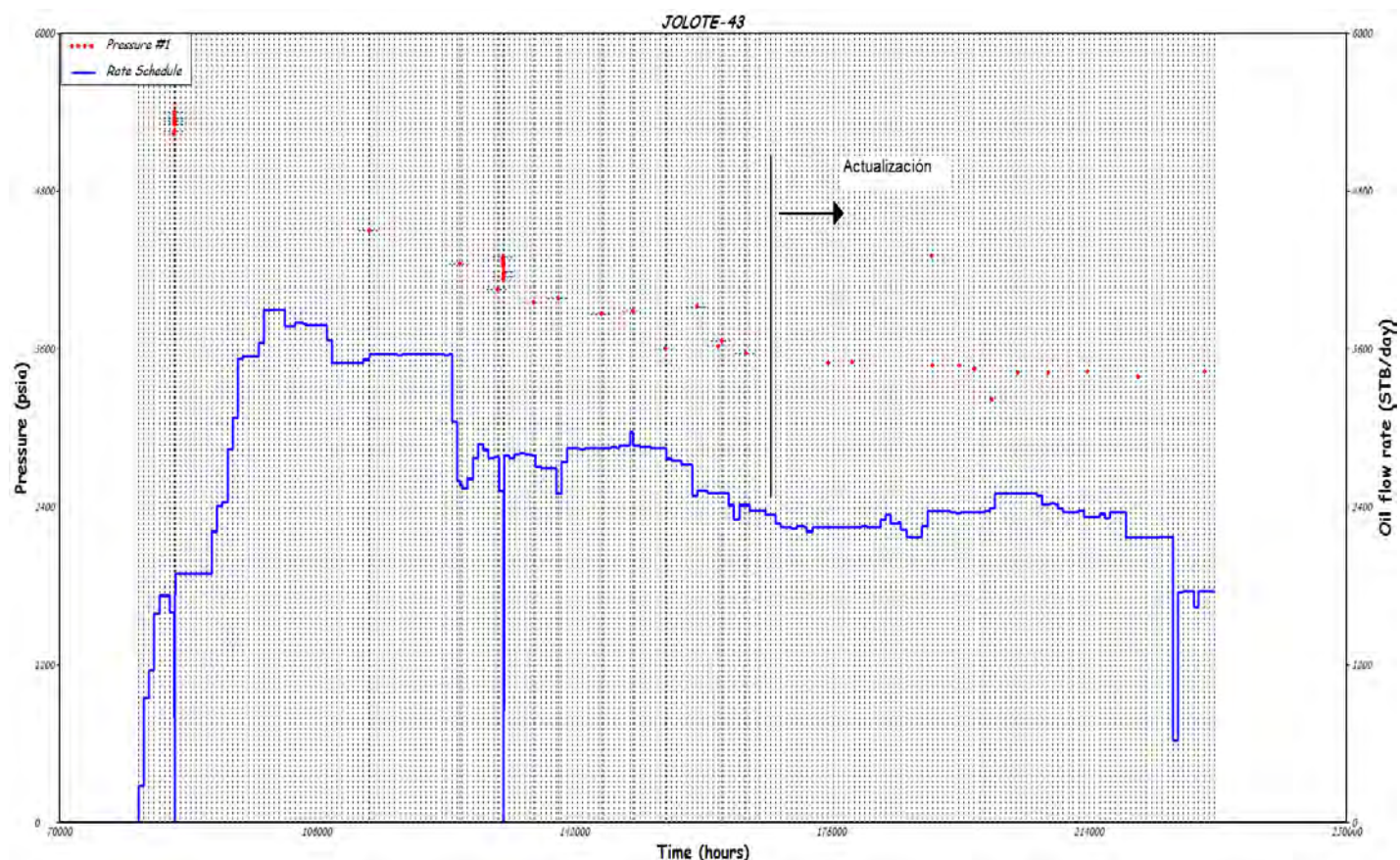


Figura 6.4.- Integración y sincronización de los datos de presión-producción

Posteriormente será necesario realizar la delimitación de períodos de flujo de las pruebas realizadas en la vida productiva del pozo.

Proceso:

- Delimitación del inicio y final de cada prueba
- Delimitación de los datos puntuales de registros de Pws (RPFC) y Pws (RPFF).

6.3. DELIMITACIÓN DE PERÍODOS DE FLUJO

Debido a que durante el proceso de Caracterización Dinámica (CD) se integraron RPFF, RPFC y PP se debe asignar un gasto a cada medición de presión, el proceso de asignar un gasto se le conoce como delimitación de períodos de flujo, aún tratándose de períodos de cierre, para éste caso $q=0$.

6.4. VALIDACIÓN DE DATOS DE PRESIÓN Y DE PRODUCCIÓN

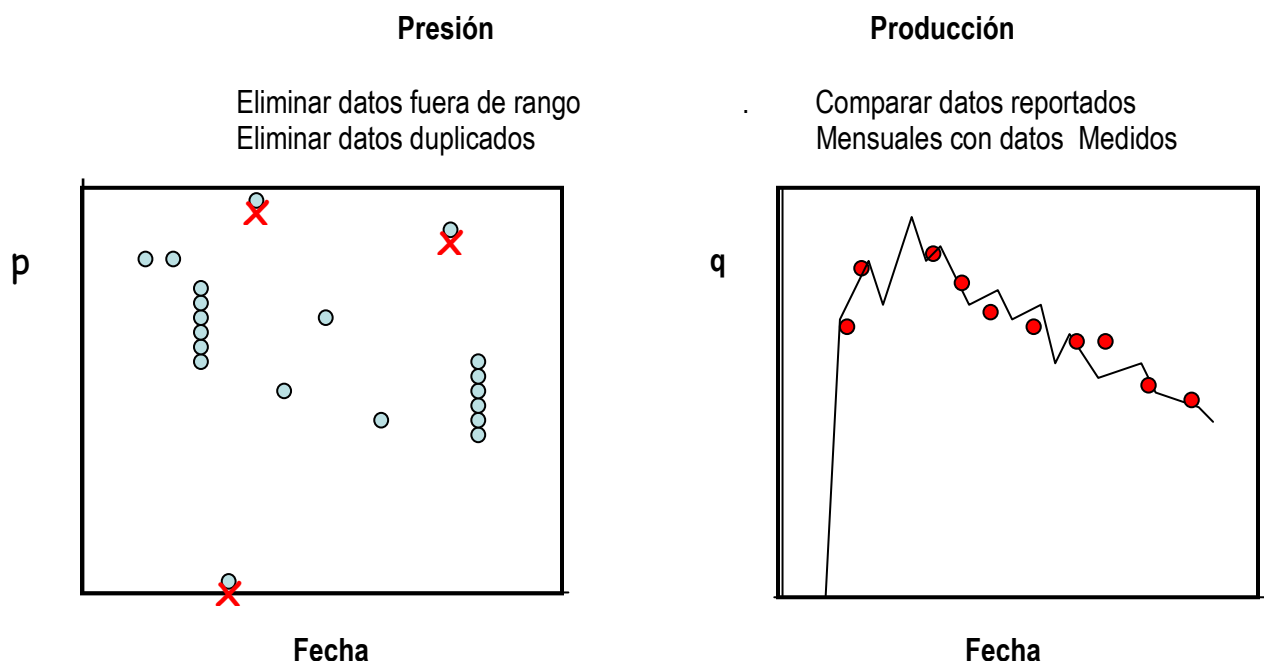


Figura 6.5.- Validación de datos de presión y de producción

En este caso se realiza la validación de los datos de producción mediante una comparación de los datos históricos de producción y los aforos realizados al pozo. Es importante mencionar que durante la validación de los datos es necesario recurrir a los expedientes de cada pozo (Figura 6.5).

6.5. DIAGNÓSTICO DE GEOMETRÍAS DE FLUJO Y DE HETEROGENEIDADES

La producción de hidrocarburos de un yacimiento genera patrones de flujo que siguen geometrías diversas. Por ejemplo, el flujo hacia un pozo parcial o totalmente penetrante en un yacimiento homogéneo exhibe un flujo radial como se muestra en la Figura 6.6. en cambio un pozo parcialmente penetrante exhibe flujo esférico y pseudo radial en distintas regiones del yacimiento tal como lo indica la Figura 6.7.

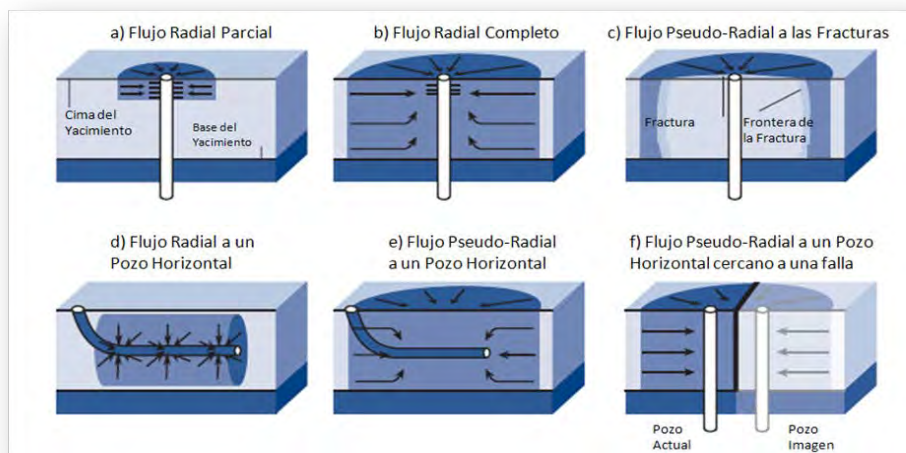


Figura 6.6.- Geometría de flujo radial para distintos casos

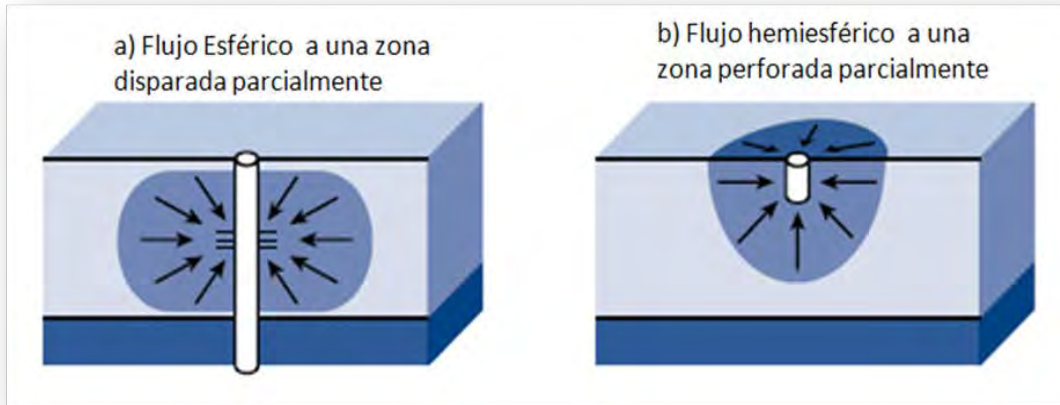


Figura 6.7.- Flujo esférico y hemiesférico

Los tipos de flujo que se generan en el yacimiento durante una prueba tienen un efecto importante en el comportamiento de presión y generalmente se asocia una geometría de flujo con un patrón de variación de la presión de fondo en el tiempo. Sin embargo, puede existir confusión en casos como el que se mencionó anteriormente, donde las líneas de flujo pueden seguir varios patrones. Lo anterior se resuelve, considerando que la variación de la presión en el pozo es afectada por la geometría de flujo de la zona que más aporta a la expansión que genera el flujo. Esto es, si la zona que más se expande durante cierto periodo de la prueba exhibe líneas de flujo que siguen rectas, entonces la presión en el pozo varía de acuerdo a las ecuaciones de flujo lineal (**Figura 6.8**).

La zona que mayor expansión aporta se mueve a través del yacimiento y al inicio de la producción se encuentra localizada en las vecindades del pozo, de tal manera, que se aleja y cubre un mayor volumen a medida que transcurre el tiempo.

El proceso básico en esta etapa de la metodología es:

- Evaluación de la función influencia (D_p/q)
- Detección de patrones de comportamiento
- Definición del modelo de flujo

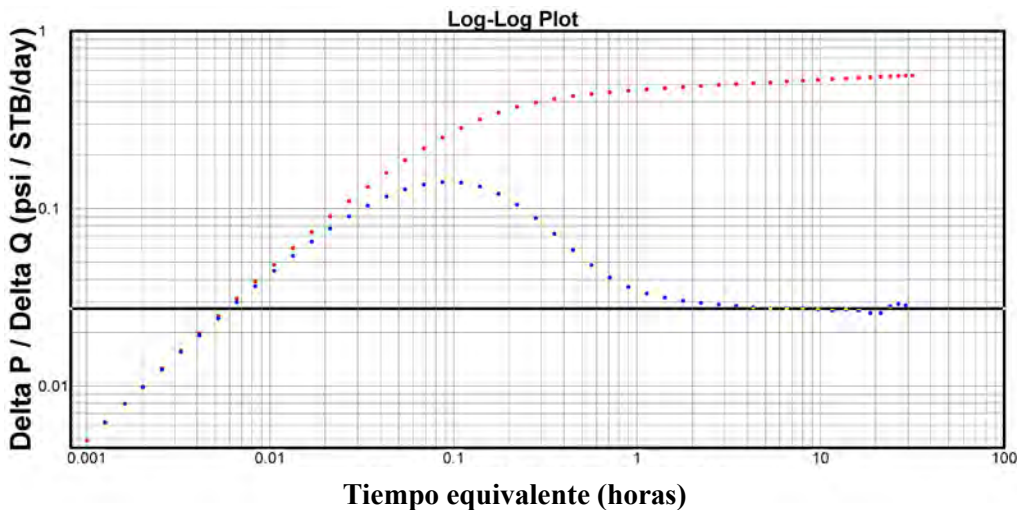


Figura 6.8.- Gráfica de diagnóstico de flujo

6.6. INTEGRACIÓN Y DEFINICIÓN DEL MODELO DE FLUJO

Interpretación de las pruebas de presión y la determinación de parámetros asociados al modelo analítico **Figura 6.9.**

Proceso:

- Geometrías de Flujo
- Patrones de Comportamiento (Secuencia de Geometrías de Flujo)
- Modelos de Flujo de Flujo Factibles de Acuerdo con la Caracterización Estática

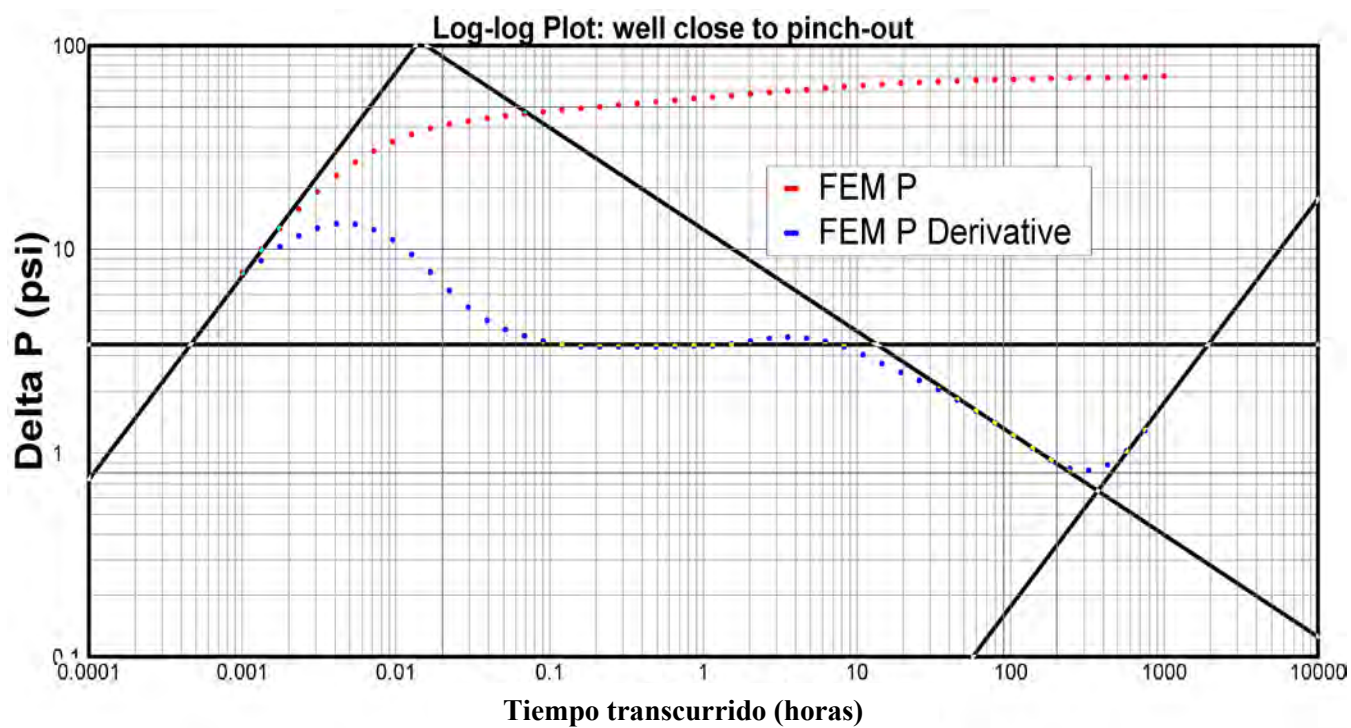


Figura 6.9.- Gráfica para integración y definición del modelo

6.7. ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS

Después de que se ha definido el modelo de flujo es imprescindible continuar con la estimación de parámetros asociados al modelo, lo cual requiere del conocimiento básico de la interconexión que existe entre parámetros del modelo para así saber que gráfica especializada se utilizará primero o en su caso qué curva tipo se utilizará.

Métodos:

- Ajuste de Pruebas con Curvas Tipo (**Figura 6.10**)
- Aplicación de Gráficos Especializados (**Figura 6.11**)
- Ajuste de Pruebas con el Modelo Analítico

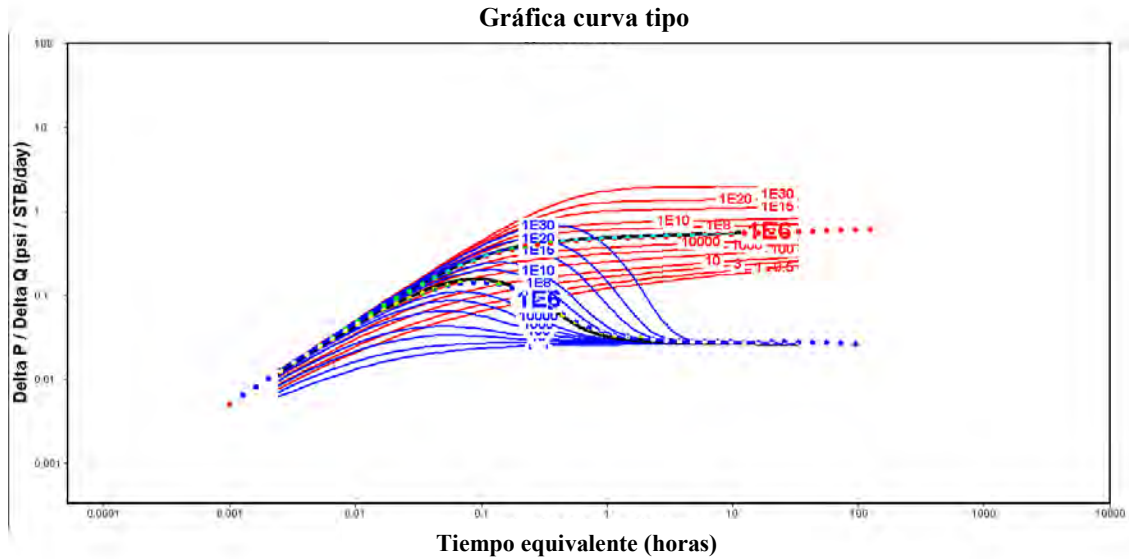


Figura 6.10.- Cálculo mediante curva tipo

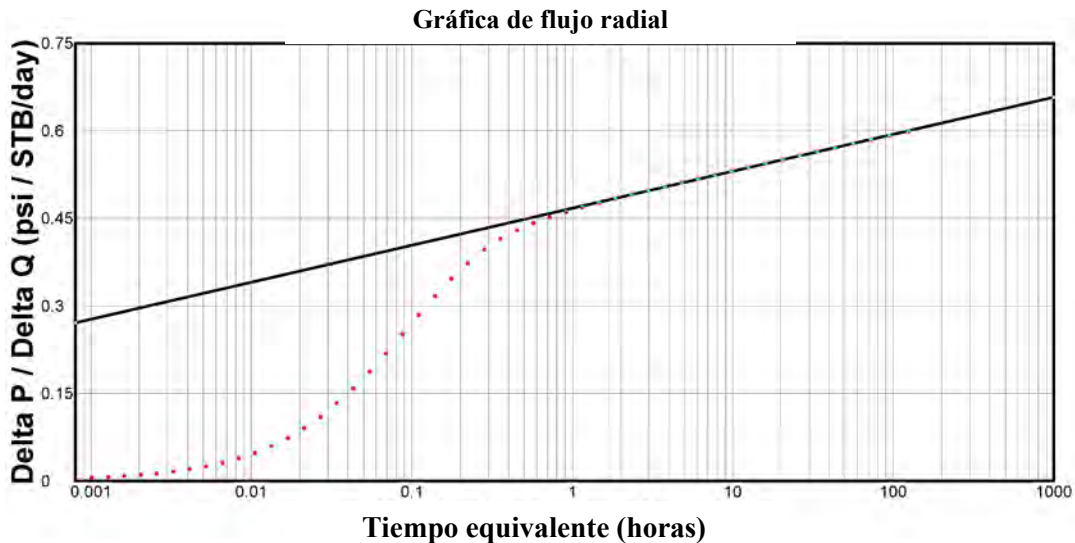


Figura 6.11.- Cálculo mediante gráfica especializada

6.8. DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

Procesos de desplazamiento, mecanismos de empuje, mecanismos redespazamientos de los fluidos en los yacimientos

La recuperación del aceite se obtiene mediante un proceso de desplazamiento. El gradiente de presión obliga al aceite a fluir hacia los pozos, pero ese movimiento se verifica solamente si otro material llena el espacio desocupado por el aceite y mantiene, en dicho espacio, la presión requerida para continuar el movimiento de los fluidos. En cierto modo el aceite no fluye del yacimiento, sino que es expulsado mediante un proceso de desplazamiento, siendo los principales agentes desplazantes el gas y el agua.

Los procesos de desplazamiento son:

1. Expansión de la roca y los líquidos

Este proceso de desplazamiento ocurre en los yacimientos bajo saturados, hasta que se alcanza la presión de saturación. La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema. El aceite, el agua congénita y la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento

2. Empuje por gas disuelto liberado

Una vez iniciada en el yacimiento la liberación del gas disuelto en el aceite, al alcanzarse la presión de saturación, el mecanismo de desplazamiento del aceite se deberá, primordialmente, al empuje de gas disuelto liberado; ya que el bien es cierto que tanto el agua intersticial y la roca continuaran expandiéndose, su efecto resulta despreciable, puesto que la compresibilidad (o expansionabilidad) del gas es mucho mayor que la de los otros componentes de la formación.

3. Empuje por capa de gas

El empuje por capa de gas consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores. Los requerimientos básicos son:

- I. Que la parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas
- II. Que exista un continuo crecimiento o agrandamiento de la zona ocupada por el casquete de gas

4. Empuje Hidráulico ó empuje por entrada de agua

El desplazamiento por invasión de agua es en muchos sentidos similar al de casquete de gas. El desplazamiento de los hidrocarburos tiene lugar en este caso atrás y en la interfase agua-aceite móvil. En este proceso el agua invade y desplaza al aceite, progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir sólo un ligero abatimiento de alta, entonces el aceite será casi totalmente recuperado por desplazamiento con agua, puesto que no habrá liberación de gas en solución o dicha liberación será pequeña y asimismo el desplazamiento que ocasione.

Los requerimientos básicos para este proceso son:

- I. En primer lugar una fuente adecuada que suministre agua en forma accesible al yacimiento.
- II. En segundo termino una presión diferencial entre la zona de aceite (yacimiento) y la zona de agua (acuífero), que induzca y mantenga la invasión. El empuje hidráulico puede ser natural o artificial.

5. Desplazamiento por segregación gravitacional

La segregación gravitacional o drene por gravedad, puede clasificarse como un mecanismo de empuje; sin embargo, se considera más bien como una modificación de los demás. La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. El drene por lo gravedad puede participar activamente en la recuperación del aceite.

6. Otros tipos de empuje, incluyendo empujes combinados

Se han descrito los diferentes mecanismos de desplazamiento que pueden actuar en un yacimiento, de los cuales ocasionalmente está presente uno de ellos, ya que la mayoría de los yacimientos quedan sometidos a más de uno de los mecanismos de desplazamiento explicados.

6.9. DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE INTERFERENCIA DE PRODUCCIÓN

Debido a que en yacimientos de alta transmisibilidad puede existir interferencia de producción es necesario determinarla para hacer un correcto análisis de los datos de presión ya que si no se hace, se puede hacer un mal análisis, esto impacta directamente en el área de drene asociada al pozo y por lo tanto en las reservas

Detección y evaluación de la interferencia de pozos vecinos.

Elementos

- El Ajuste de comportamiento generalmente se pierde después de la perforación de pozos vecinos (Figura 6.12).
- El ajuste total se logra considerando la historia de producción de los pozos vecinos (Figura 6.13).

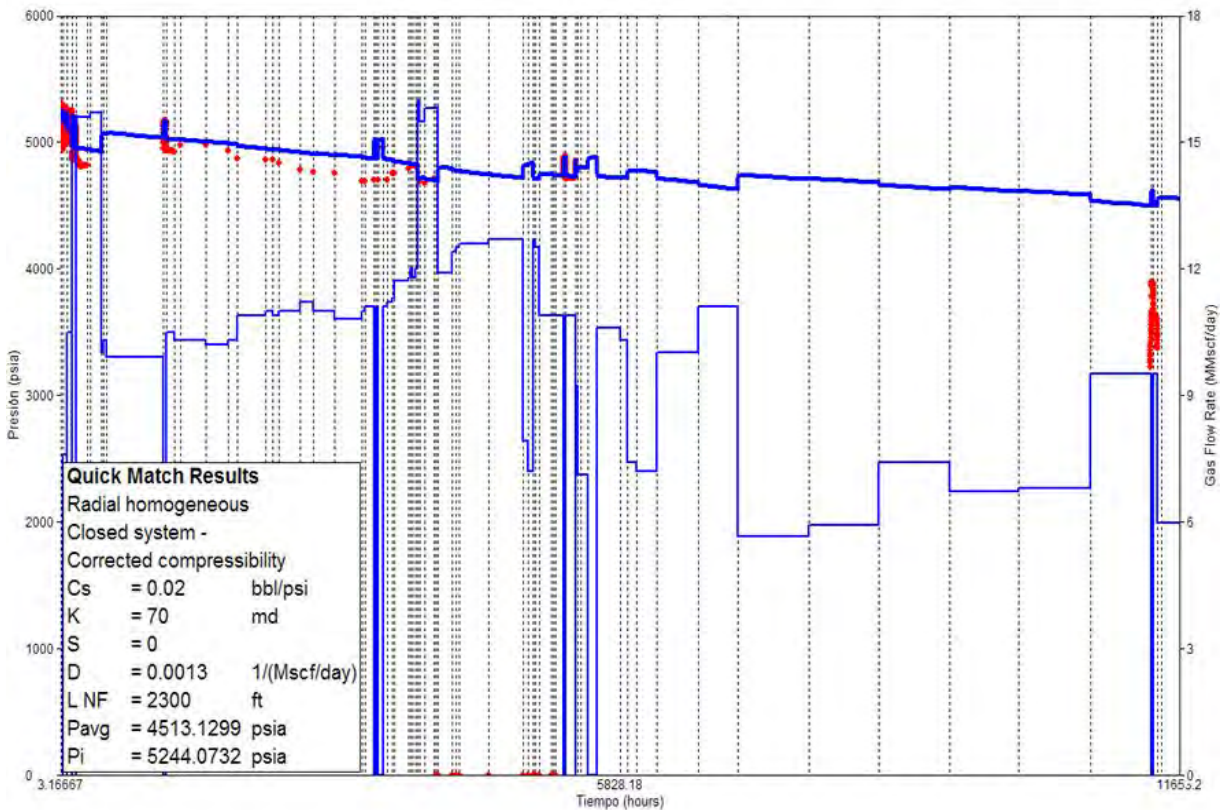


Figura 6.12.- En esta figura no se logra el ajuste debido a la interferencia de producción

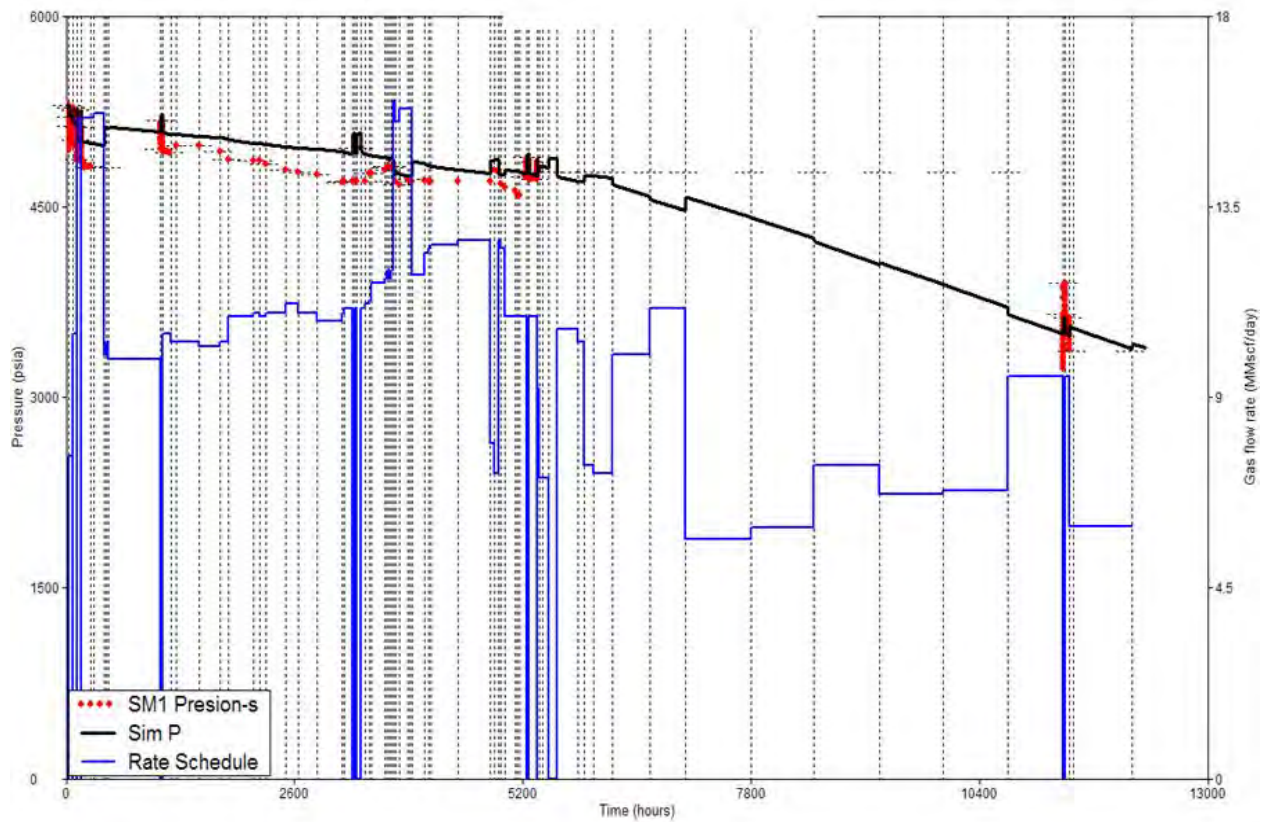


Figura 6.13.- Se logra el ajuste incluyendo la producción de pozos vecinos

CONCLUSIONES

De acuerdo al material presentado en el presente trabajo se puede concluir lo siguiente:

1. La caracterización dinámica de un yacimiento permite evaluar los elementos que afectan drásticamente su comportamiento.
2. La caracterización dinámica se lleva a cabo mediante el análisis de información obtenida en mediciones de parámetros sensibles a los procesos presentes durante la explotación de un yacimiento.
3. Las herramientas utilizadas en la caracterización utilizadas en la caracterización dinámica incluyen los datos de producción, pruebas de presión y de formación, molinete hidráulico, trazadores, registros de temperatura y registros de multiprobador de formaciones.
4. La caracterización dinámica toma como base la información obtenida durante el proceso de caracterización estática.
5. El estudio integral de un yacimiento debe incluir información del yacimiento obtenida mediante el proceso de caracterización dinámica.

BIBLIOGRAFIA

Referencias

1. Cátedra impartida de Caracterización Dinámica de Yacimientos, Ing. Castro Herrera, Israel, UNAM.
2. Cátedra impartida de Caracterización Dinámica de Yacimientos, Dr. Heber Cinco Ley Maestría UNAM.
3. Ealougher,R.C. : “Advances in Well Test Analysis” , Monograph Series, Society of Petroleum Engineers,Dallas, Tx., (1977).
4. Bourdet, D Whittle, T. M., Douglas, a. A. And Pirard, Y. M.: “A New Set of Type Curves Simplifies well Test Analysis”, World Oil, (Mayo 1983).
5. Cinco Ley, H. Y Samaniego V., F.: “ Transient Pressure Analysis for Fractured Wells”, Jornal of PetroleumTechnology (Sept. 1981).
6. Abbaszadeh, M. y Cinco Ley , H.: “ Pressure Transient Behavior in a Reservoir with a Finite Conductivity Fault”, Artículo SPE 24704 presentado en el Congreso Anual de Soc. Pet. Eng.
7. Lobato Barrandas, Gerardo; “Guía para la Medición de Presión de Fondo en Pozos Fluyendo”, Plan Nacional de Desarrollo 2001- 2006; Subdirección de la Coordinación Técnica de Explotación PEMEX.
8. Lobato Barrandas Gerardo; “Guía para la Medición de Presión de Fondo en Pozos Cerrados”, Plan Nacional de Desarrollo 2001- 2006; Subdirección de la Coordinación Técnica de Explotación PEMEX.
9. Guía para la toma de i nformación en pruebas con trazadores, Subdirección de la Coordinación Técnica de Explotación.
10. Rodríguez N. Rafael, Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos; División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo, Facultad de Ingeniería 1987.
11. Becerra Z. Mario, Tesis Conceptos Básico de Comportamiento de Yacimientos, Junio 2006
12. Martínez Romero, Néstor; La Caracterización Dinámica, un factor clave para la administración de los yacimientos petrolíferos; Academia de Ingeniería 2003