



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PRUEBAS DE INTERFERENCIA DE PRESIÓN
EN YACIMIENTOS DE GAS**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A

ERIK TORRES MARTÉN



DIRECTOR: ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

CIUDAD UNIVERSITARIA, DF. ENERO DE 2011



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-1113

SR. ERIK TORRES MARTÉN

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Israel Castro Herrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

PRUEBAS DE INTERFERENCIA DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS

- RESUMEN
- INTRODUCCIÓN
- I DEFINICIONES Y CONCEPTOS FUNDAMENTALES
- II FUNDAMENTOS DEL FLUJO DE GAS EN MEDIOS POROSOS
- III SOLUCIÓN A LA ECUACIÓN DE DIFUSIÓN PARA FLUJO RADIAL DE UN POZO DE GAS QUE PRODUCE A GASTO CONSTANTE EN UN YACIMIENTO DE COMPORTAMIENTO INFINITO
- IV APLICACIONES Y CASOS DE CAMPO
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- ANEXOS
- BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 29 de Octubre del 2010

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SÁNCHEZ

RJPYS*RGTS*srs

AGRADECIMIENTOS

A Dios por haberme permitido llegar hasta este punto y lograr uno de mis mayores sueños en la vida.

A mis padres por brindarme la oportunidad de concluir mis estudios, brindarme las herramientas necesarias para poder lograrlo y apoyarme en todo momento con su comprensión, cariño y amor. Estaré eternamente agradecido con ustedes y más aún por haber colaborado en mi formación personal, misma que es aprendida en el hogar.

A mis hermanos por haberme apoyado en todo momento y quienes nunca dejaron de creer en mí. Este trabajo esta dedicado a ustedes y saben que nada me daría más gusto que verlos en una posición mejor que el mío. Esta es una muestra para que luchen por sus sueños y nunca se den por vencidos ante las adversidades.

A mi familia por haber estado siempre que los necesité y ser un factor importante en la realización de este trabajo, impulsándome a cada momento. Gracias tía Viole por permitirme desarrollarme en lo profesional y por tu colaboración en este trabajo.

A Ivón quien me acompañó durante la realización de este trabajo brindándome cariño, amor y creyendo en todo momento en mí.

A todos mis amig@s que hicieron agradable mi estancia en la Facultad de Ingeniería y con quienes compartí momentos maravillosos desde el inicio de este sueño. La lista afortunadamente es grande y espero que sigamos juntos en este camino que apenas empieza. Gracias a tod@s y cada un@ de ustedes.

A la UNAM quien me permitió desarrollarme personal y profesionalmente a lo largo de 8 años dentro de sus instalaciones y de la cual siempre estaré orgulloso de haber pertenecido.

Al Ing. Israel Castro H. por haber dirigido este trabajo y haberme apoyado con sus consejos y enseñanzas en la realización de esta tesis.

Y a todos mis profesores y a todas aquellas personas que directa e indirectamente me hicieron crecer en lo personal y en lo profesional.

Erik Torres M.

ÍNDICE

	Pág.
RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN	2
1. DEFINICIONES Y CONCEPTOS FUNDAMENTALES	7
1.1. <u>YACIMIENTOS DE GAS</u>	7
1.1.1. <i>Yacimientos de gas y condensado</i>	9
1.1.2. <i>Yacimientos de gas húmedo</i>	10
1.1.3. <i>Yacimientos de gas seco</i>	11
1.2. PROPIEDADES DEL GAS NATURAL	13
1.2.1. <i>Factor de compresibilidad de los gases</i> (B_g)	13
1.2.3. <i>Densidad del gas natural</i>	18
1.2.4. <i>Gravedad específica del gas natural</i>	20
1.2.5. <i>Compresibilidad del gas</i>	21
1.2.6. <i>Viscosidad del gas</i>	22
1.3. ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO	25
1.3.1. <i>Cromatografía</i>	25
1.3.2. <i>Cromatografía de gas</i>	26
1.3.3. <i>Procedimiento analítico</i>	31
1.3.4. <i>Cálculos</i>	32
2. FUNDAMENTOS DEL FLUJO DE GAS EN MEDIOS POROSOS	34
2.1. ECUACIÓN DE DIFUSIÓN PARA UN FLUIDO COMPRESIBLE	34
2.1.1. <i>Ecuación de difusión para un fluido compresible en términos de pseudopresión y pseudotiempo</i>	36
2.1.2. <i>Ecuación de difusión para un fluido compresible en términos de presión y las variables presión y tiempo</i>	37
2.1.3. <i>Ecuación de difusión para un fluido compresible en términos de la presión al cuadrado y el tiempo</i>	39
2.2. ECUACIÓN DE DIFUSIÓN EN VARIABLES ADIMENSIONALES	40

ÍNDICE

2.2.1. <i>Definición de variables adimensionales</i>	40
2.2.2. <i>Ecuación de difusión en variables adimensionales en función de pseudopresión y pseudotiempo</i>	41
2.2.3. <i>Ecuación de difusión en variables adimensionales en función de presión y tiempo</i>	43
2.2.4. <i>Ecuación de difusión en variables adimensionales en función de presión al cuadrado y tiempo</i>	45
3. SOLUCIÓN A LA ECUACIÓN DE DIFUSIÓN PARA FLUJO RADIAL DE UN POZO DE GAS QUE PRODUCE A GASTO CONSTANTE EN UN YACIMIENTO DE COMPORTAMIENTO INFINITO.	47
3.1. SOLUCIÓN ANALÍTICA	47
3.2. REPRESENTACIÓN GRÁFICA	51
4. APLICACIONES Y CASOS DE CAMPO	55
4.1. IMPORTANCIA Y DEFINICIÓN DE PRUEBA DE INTERFERENCIA DE PRESIÓN	55
4.2. FUNDAMENTOS DE LA TÉCNICA MATCH POINT	57
4.3. TÉCNICA MATCH POINT	58
4.4. APLICACIÓN 1. PRUEBA DE INTERFERENCIA ENTRE LOS POZOS TORRES-10 Y BICENTENARIO 42.	61
4.5. APLICACIÓN 2. PRUEBA DE INTERFERENCIA ENTRE LOS POZOS TORRES-10 Y BICENTENARIO 62.	72
4.6. DISEÑO DE UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA	81
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	86
ANEXOS	88
A1. Ley de los gases ideales	88
A2. Correlación para determinar las viscosidades de componentes puros	91
A3. Correlación para determinar la viscosidad del gas natural	92
A4. Ecuación de Difusión para un fluido ligeramente compresible	93
A5. Cálculo de Z	97
A6. Correlación de Lee	98
A7. Cálculo de $m(p)$ utilizando el método del trapecio	99
A8. Curva Tipo de la Solución Fuente Lineal	101
BIBLIOGRAFIA	102

RESUMEN

El presente trabajo tiene la finalidad de documentar y analizar los fundamentos teóricos para la interpretación de pruebas de interferencia de presión en yacimientos de gas que de cierta forma deben de ser analizadas de diferente forma que las pruebas de presión para yacimientos de aceite dado que se trata de fluidos distintos.

En este trabajo el lector podrá encontrar las características que hacen diferentes a los yacimientos de gas de los yacimientos de aceite y las propiedades del gas que deben de ser consideradas para el estudio de este fluido. Así mismo, como aportación adicional, el trabajo describe la técnica de *análisis cromatográfico*, mediante la cual se obtienen los componentes que están presentes en el gas y que es de igual importancia en la ingeniería petrolera que un análisis pVT cuando el fluido tratado es aceite.

Para la interpretación de pruebas de presión es necesario recurrir a la ecuación de difusión misma que es desarrollada en su totalidad para fluidos compresibles por tratarse de gas. Esta ecuación es desarrollada en tres variantes: 1) en función de la presión (p), 2) en función de la presión al cuadrado (p^2) y 3) en función de la pseudopresión de los gases reales ($m(p)$) y en sus respectivas representaciones adimensionales para un yacimiento con geometría radial que produce a gasto constante y de comportamiento infinito. Se presenta la solución a esta ecuación que permitirá generar los modelos gráficos empleados para interpretar estas pruebas (curva tipo).

La técnica que se emplea en este trabajo es el análisis mediante curva tipo, en el que podemos hacer uso de la técnica *Match Point* la cual es similar que la técnica empleada para yacimientos de aceite con la diferencia en las definiciones de las funciones y las propiedades y mediante la cual podemos determinar el valor de la transmisibilidad kh entre los pozos y la compresibilidad total de la formación c_t .

Para ilustrar al lector y familiarizarlo con el análisis de pruebas de presión, se proporciona un procedimiento para el diseño de pruebas de presión y 2 casos de campo en los cuales se aplica la teoría abordada y con los cuales se pretende consolidar el conocimiento de esta técnica poco usual.

INTRODUCCIÓN

GENERALIDADES

El Ingeniero Petrolero tiene como premisa principal lograr el máximo beneficio económico derivado de la máxima recuperación en la explotación de hidrocarburos, bajo la restricción de las normas sobre los aspectos de seguridad industrial y protección ambiental. Lo anterior a partir de los códigos de ética de la ingeniería y de las políticas de empresas petroleras; donde mencionan que la función principal de todo ingeniero es obtener el máximo aprovechamiento de los recursos con el menor costo físico y económico; y que la salud, seguridad y protección al ambiente, son aspectos de mayor importancia que la producción de hidrocarburos; respectivamente.

Una de las ramas de la Ingeniería Petrolera es la Ingeniería de Yacimientos, la cual se encarga de estudiar el *yacimiento* bajo diversas condiciones de explotación, es decir, se encarga de analizar y estudiar diferentes escenarios de aprovechamiento para el yacimiento y con base a estos elegir la forma óptima de explotación. Para realizar este trabajo, el ingeniero de yacimientos debe contar con suficiente información de las *condiciones estáticas y dinámicas* del yacimiento y del *pozo*, esta información será obtenida de diversos estudios que se realizan a lo largo de la vida del yacimiento, desde su descubrimiento hasta su abandono. *Cortes de núcleos, registros geofísicos, mapas geológicos, secciones sísmicas, pruebas de presión y registros de producción* son algunas fuentes de información que son utilizadas por la Ingeniería de Yacimientos.

Dentro de la Ingeniería de Yacimientos existe un área que se encarga del estudio del yacimiento bajo condiciones dinámicas de explotación; es decir, cuando los fluidos del yacimiento están en movimiento o el yacimiento se encuentra en explotación, esta área es la Caracterización Dinámica de Yacimientos. Esta área utiliza diversas herramientas para poder determinar parámetros del yacimiento como la *permeabilidad, compresibilidad, factor de daño*, etc. Algunas de las herramientas que utiliza para determinar estos parámetros son: *registros de producción, registros de presión de fondo cerrado y fluyendo, registros de molinete hidráulico y temperatura, pruebas de trazadores y pruebas de presión* en un solo pozo y en múltiples pozos.

Como se puede apreciar, la Ingeniería Petrolera es tan amplia como la podamos ver, así como se ha explicado, podríamos seguir mencionando ramas y áreas de la ingeniería, pero ahora que se han mencionado las necesarias para poder apreciar la importancia de este trabajo, podemos decir que las pruebas de presión son una herramienta fundamental para la Ingeniería de Yacimientos que nos permiten evaluar al yacimiento bajo condiciones dinámicas; a diferencia de los núcleos y registros geofísicos que evalúan al yacimiento en condiciones estáticas, las pruebas de presión evalúan zonas a mayor distancia del pozo. Las pruebas de presión en un solo pozo (incremento, decremento, inyección y gasto variable) permiten evaluar las condiciones del yacimiento al rededor del pozo, y dan como resultado los *patrones de flujo* y valores promedio de las propiedades en las vecindades del pozo, así como el factor de daño. En cambio, las pruebas en múltiples pozos (interferencia y pulsos) proporcionan información sobre el grado de conectividad

Pruebas de Interferencia de Presión en Yacimientos de Gas

entre diversas partes del yacimiento, además de determinar parámetros promedio a lo largo de las zonas conectadas y evaluadas.

Las pruebas de presión en los yacimientos de gas son utilizadas para:

- Obtener parámetros del yacimiento (k, c_t, ϕ, S)
- Determinar el área de drene de un pozo
- Estimar el factor de daño y el almacenamiento

En las pruebas de presión se deben considerar para su análisis las características de la formación, características del fluido, geometría de flujo y características del pozo principalmente; por ello, para obtener el modelo matemático, se debió de considerar una ecuación de estado que representara al fluido, sus propiedades y los cambios que sufre a lo largo de la explotación; una ecuación de movimiento para representar el movimiento del fluido dentro del yacimiento debido a un cambio de presión (ec. de Darcy) y la ecuación de balance de materia que representa la cantidad de fluido que sale y entra al yacimiento. Estos modelos matemáticos dan como resultado en conjunto la Ecuación de Difusión, la cual nos representa el flujo de fluidos en medios porosos y es fundamental para el análisis de pruebas de presión y para los estudios de Ingeniería de Yacimientos.

ANTECEDENTES

Los primeros elementos de medición de presiones registraban un solo punto de presión; los instrumentos de medición continua de presión fueron introducidos en 1930.

El primer análisis fue basado en un método empírico aplicado a yacimientos muy porosos y permeables por Schellherdt y Rawlins, "Back-Pressure Data on Natural Gas Wells and Their Application to Production Practices". Este método es conocido como método de cuatro-puntos. El cuadrado del promedio de la presión del yacimiento menos el cuadrado de la presión de fondo fluyendo es graficado contra el gasto respectivo en papel log-log $[(\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2) vs q_{sc}]$. El gasto máximo es leído cuando la presión de fondo fluyendo es igual al promedio de la presión del yacimiento, después una línea recta es dibujada a través de los puntos de la prueba para cuatro gastos semiestabilizados.

Más recientemente, las pruebas de flujo y de presión han sido desarrolladas y se han utilizado para determinar las características de flujo de los pozos de gas. Desarrollos de las teorías para el análisis de pruebas en pozos de gas fueron usadas continuamente durante los años 50's y el fracturamiento con grandes cantidades de arena eran operaciones comunes; la diferencia de presión a través del área de drene con frecuencia era grande. Para 1966, un grupo de ingenieros que trabajaban con Russell y Shell Oil, publicaron artículos usando ecuaciones básicas de flujo aplicadas a todos los pozos de gas, sin la consideración de la permeabilidad y las fracturas. La técnica fue resumida y plasmada en 1967 con la obra "Pressure Buildup and Flow Tests in Wells" por Matthews y Russell. Earlougher nuevamente revisó la técnica en 1977 y publicó el libro "Advances in Well Test Analysis".

Pruebas de Interferencia de Presión en Yacimientos de Gas

El análisis de los datos de presión para pozos fracturados de gas tiene una atención especial debido al número de pozos que han estado estimulados por las técnicas de fracturamiento hidráulico y los principales avances en este tipo de casos fueron presentados en el lapso comprendido de 1962 a 1978.

Entrando un poco más a detalle en trabajos realizados y los autores que han desarrollado los mismos, se mencionan algunos de los más sobresalientes:

- En 1949, van Everdingen y Hurst, presentaron un estudio clásico de análisis de pruebas de pozos y desarrollaron una solución al problema pozo-yacimiento con efecto de llenado, e introdujeron la primera Curva Tipo.
- Horner, en 1951 presentó un método para analizar pruebas de restauración de presión y determinó que la gráfica de la presión estática, p_{ws} , debía ser una función lineal del $\log(t_p + \Delta t) / \Delta t$. Horner identifica fallas geológicas y presenta el primer método para determinar presión estática del yacimiento, usando información del “transient”.
- En 1953 van Everdingen y Hurst, introducen el efecto de daño (S).
- Al-Hussainy, Ramey y Crawford introdujeron en 1966 el concepto de la función pseudopresión, $m(p)$, para gases la introducción de esta función removió la suposición de que los gradientes de presión tenían que ser pequeños para obtener una ecuación de flujo de gas en yacimientos, definió condiciones de aplicabilidad de estudios presentados anteriormente y extendió la teoría de análisis de pruebas de presión de líquidos a gases utilizando la función $m(p)$.
- En 1968, Earlougher, Ramey, Miller y Mueller, aplicaron el principio de Superposición en espacio para obtener la solución del problema de un pozo produciendo a tasa de flujo constante, localizado en diferentes posiciones dentro de un área de drene rectangular. Mostraron como usar el problema de un pozo en el centro de un cuadrado para generar soluciones para áreas de drene rectangular.
- En 1970 Agarwal, Al-Hussainy y Ramey introdujeron el análisis de los períodos iniciales de flujo o restauración de presión mediante el Método de la Curva Tipo, para un pozo localizado en un yacimiento infinito con efecto de llenado y efecto de daño.
- En 1979 Gringarten *et al.* introducen una Curva Tipo para yacimientos homogéneos con condición de frontera interna en el pozo para efecto de llene y efecto de daño y para yacimientos de fractura inducida.
- Las técnicas de medición de presión se mejoraron notablemente con la introducción del medidor electrónico de presión en 1970. El medidor electrónico es de mejor aproximación y resolución que los medidores mecánicos tipo Amerada que utilizan el tubo Bourdon; de tal forma que las mediciones se pueden efectuar a intervalos de pocos segundos, permitiendo tomar hasta decenas de miles de puntos que van a contribuir a identificar el sistema pozo-yacimiento durante el proceso de análisis e interpretación de la prueba.
- Nuevas técnicas del análisis matemático y nuevas aplicaciones numéricas (funciones de Green, Algoritmo de Sthefest, diferencias finitas, elementos finitos) han permitido obtener soluciones particulares del problema general, con valor en las fronteras del sistema pozo-yacimiento.
- Los avances en “Hardware” para instrumentos de medición y registro de presiones *in situ* junto al pozo, la introducción de las computadoras personales de gran capacidad de memoria y velocidad de procesamiento de datos y de cálculos, hicieron accesibles al

Pruebas de Interferencia de Presión en Yacimientos de Gas

ingeniero programas y métodos de análisis reservados solamente para grandes computadoras y que podían aplicarse durante el desarrollo de las pruebas en sitio.

- Durante la década pasada se desarrollaron los modelos de doble porosidad, doble permeabilidad, yacimiento de fractura de conductividad infinita, fracturas de conductividad finita, penetración parcial, pozos horizontales. Además, se introdujeron las mediciones simultáneas de tasa de flujo y presión que permitieron el uso de los métodos de Convolución y de Deconvolución. Este tratamiento permite hacer el análisis de pruebas de pozos afectados con efecto de llenado, removiendo la suposición de efecto de llenado constante. En la actualidad el analista dispone de una biblioteca de Curvas Tipos con características específicas para numerosos problemas con valor en el la frontera.

OBJETIVOS

El objetivo primordial de este trabajo es proporcionar una herramienta de consulta que brinde al Ingeniero Petrolero y al estudiante de la carrera las bases teóricas para la interpretación de pruebas de interferencia de presión en yacimientos de gas, debido a que estas deben de entenderse y estudiarse de forma distinta a las pruebas realizadas para aceite. Esta interpretación debe realizarse bajo las consideraciones de tener flujo radial, gasto de producción constante y suponiendo un yacimiento infinito.

Además se presentan para la interpretación adecuada de la técnica, las bases teóricas, consideraciones, propiedades de los gases y las ecuaciones que describen el método. Por lo anterior el trabajo además de cumplir con el objetivo primordial, proporcionará al lector un panorama sobre las características del fluido y del yacimiento que se abordan en el trabajo.

Por otra parte, este trabajo servirá como apoyo a la asignatura de Caracterización Dinámica de Yacimientos para abordar el tema de Pruebas de Interferencia y para la asignatura Ingeniería de Yacimientos de Gas para evidenciar las diferencias existentes entre las pruebas de presión para aceite y para gas.

DESARROLLO

En el capítulo 1 "Definiciones y conceptos fundamentales", se presentan las características que definen a los yacimientos de gas, los distintos tipos de yacimientos que existen según el fluido que contienen y que producen y los diagramas de fases característicos de los mismos. Se presentan también las propiedades características de los gases y la forma en que estas se obtienen y la técnica y proceso del Análisis Cromatográfico mediante el cual se obtiene la composición del gas natural.

En el capítulo 2 "Fundamentos del flujo de gas en medios porosos" se presenta la ecuación de difusividad para un fluido compresible partiendo de la ecuación de difusión para un fluido ligeramente compresible, se muestra el desarrollo matemático para pasar de esta última a la primera y las consideraciones necesarias. Así mismo se presentan las diferentes presentaciones de esta ecuación que se aplican específicamente a yacimientos de gas, por ello, se presenta la

Pruebas de Interferencia de Presión en Yacimientos de Gas

ecuación de difusividad en términos de pseudopresión y pseudotiempo, presión y tiempo, presión al cuadrado y tiempo; y en variables adimensionales en términos de pseudopresión y pseudotiempo, presión y tiempo y presión al cuadrado y tiempo.

En el capítulo 3 “Solución a la ecuación de difusión”, se presenta la solución analítica a la Ecuación de Difusión y las suposiciones que se realizan para poder aplicarla, se presenta un breve desarrollo matemático para llegar a la solución fuente lineal y el algoritmo para realizar el cálculo de la solución mediante la función Integral Exponencial. También se presenta la solución gráfica mediante la Curva Tipo para yacimiento infinito, flujo radial y gasto de producción constante, sin considerar los efectos de almacenamiento y daño.

En el capítulo 4 “Aplicaciones y casos de campo” se brinda un breve panorama sobre la importancia de las pruebas de presión y el porque de su aplicación en la industria petrolera, se describe la técnica *Match Point* que es la que se aplica en este trabajo y la forma para obtener los datos de $m(p)$ mediante un análisis numérico. Se proporcionan ejemplos de aplicación en casos reales de campo para que el lector tenga un claro panorama sobre la aplicación de la técnica utilizando las tres variantes que pueden ser tratadas para analizar pruebas en yacimientos de gas, p , p^2 y $m(p)$. Por último se describe de forma breve la forma en que se diseña y se planea la ejecución de una prueba de interferencia.

1. DEFINICIONES Y CONCEPTOS FUNDAMENTALES

1.1 YACIMIENTOS DE GAS

Cuando la temperatura del yacimiento es mayor que la *temperatura crítica* y su presión es mayor que la *presión de rocío*, se dice que el yacimiento es de gas. Existen 3 diferentes tipos de yacimientos de gas, los cuales quedarán definidos de acuerdo a las propiedades termodinámicas del fluido y la presión y temperatura del yacimiento, principalmente. Esta clasificación es fácil de observar si consideramos el análisis de los diagramas de fases, los cuales son gráficas de temperatura vs presión donde se presentan los siguientes elementos: curva llamada envolvente de fases, que resulta de unir la curva de los *puntos de burbuja* y la curva de los *puntos de rocío* que exhibe la mezcla a diferentes temperaturas y presiones. La envolvente de fases divide al diagrama en tres regiones, la primera, llamada región de líquidos, situada fuera de la envolvente de fases y a la izquierda de la *isoterma crítica*, la segunda, llamada región de gases, se encuentra fuera de la envolvente de fases y a la derecha de la *isoterma crítica*, y la última región se encuentra encerrada por la *envolvente de fases*, que se conoce como región de dos fases; en esta región se encuentran todas las combinaciones de presión y temperatura en las que la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio, existiendo dentro de ella, las llamadas curvas de calidad, que indican el porcentaje del total de hidrocarburos que se encuentran en estado líquido. Todas estas curvas inciden en el punto crítico. Además se distinguen, en el mismo diagrama, la *cricondenterma* y la *cricondenbara*. **Figura 1.1**

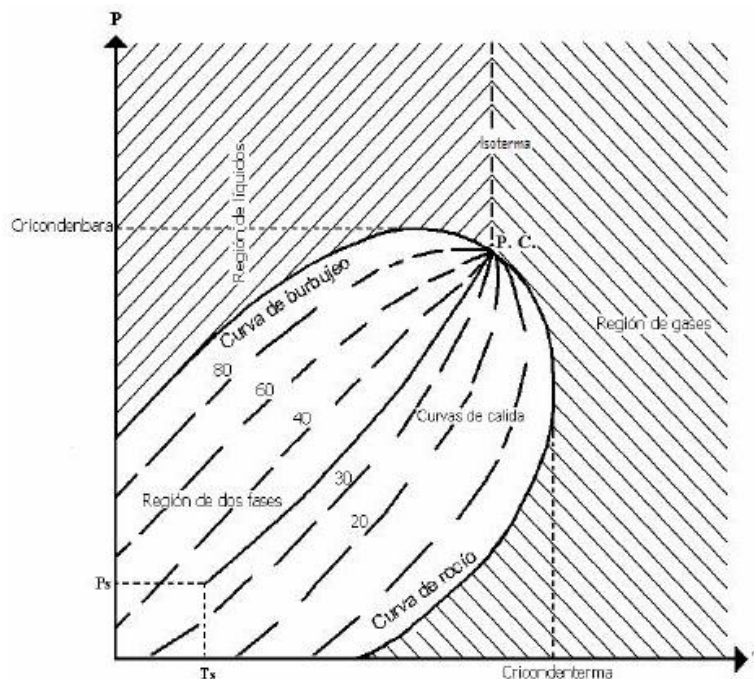


Figura 1.1. Diagrama de fases

Definiciones y conceptos fundamentales

El gas natural es un fluido hidrocarburo que se encuentra en fase gaseosa, el cual no tiene volumen ni forma propia debido a la poca fuerza de atracción entre sus moléculas, lo que ocasiona que ocupe todo el volumen del recipiente que lo contiene; por ende, las fuerzas gravitatorias y de atracción entre sus moléculas se consideran insignificantes. El gas natural está compuesto principalmente por hidrocarburos de cadena pequeña, entre los cuales se encuentra en su mayoría el metano (por lo menos 90%), etano, butano y propano, así mismo, suelen encontrarse algunos otros gases como el ácido sulfhídrico, dióxido de carbono, nitrógeno y azufre.

Los yacimientos de gas deben de ser estudiados por separado de los yacimientos de aceite, esto se debe principalmente a las grandes diferencias que tienen en sus propiedades físicas, pues no es lo mismo realizar estudios a un líquido que a un gas, así como su transportación, tratamiento y almacenamiento. Así mismo el estudio debe ser independiente debido a la importancia económica que tiene cada uno.

Las principales cuencas productoras de gas en México son, la Cuenca de Burgos, el Golfo de Sabinas, la Cuenca de Veracruz y Macuspana (sureste), siendo la Cuenca de Burgos la de mayor importancia para el país debido a las grandes reservas de gas seco con que cuenta. **Figura 1.2.**

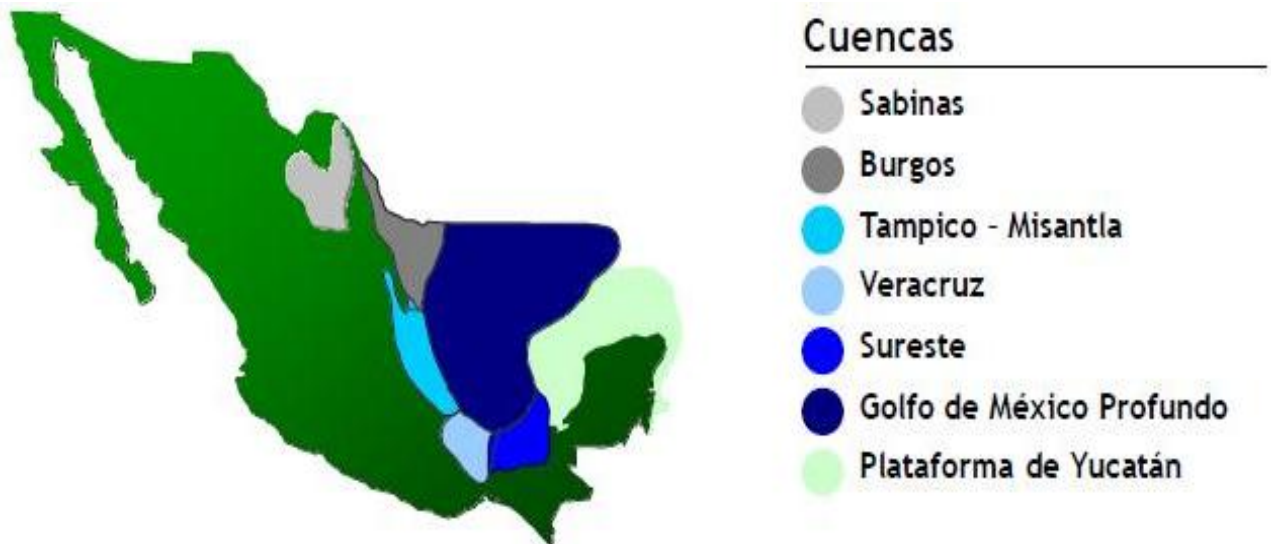


Figura 1.2. Cuencas Petroleras Productoras de México

Definiciones y conceptos fundamentales

Los yacimientos de gas en México han adquirido importancia en los últimos años debido al aumento en la demanda interna. Al 1 de enero de 2010, las reservas probadas de hidrocarburos en México ascienden a 13, 992 millones de barriles de *petróleo crudo equivalente* (MMbpc), de éstas el 74% corresponde a crudo; 10% a condensado y líquidos de planta; y el 16% a gas seco equivalente a líquido. **Figura 1.3.**

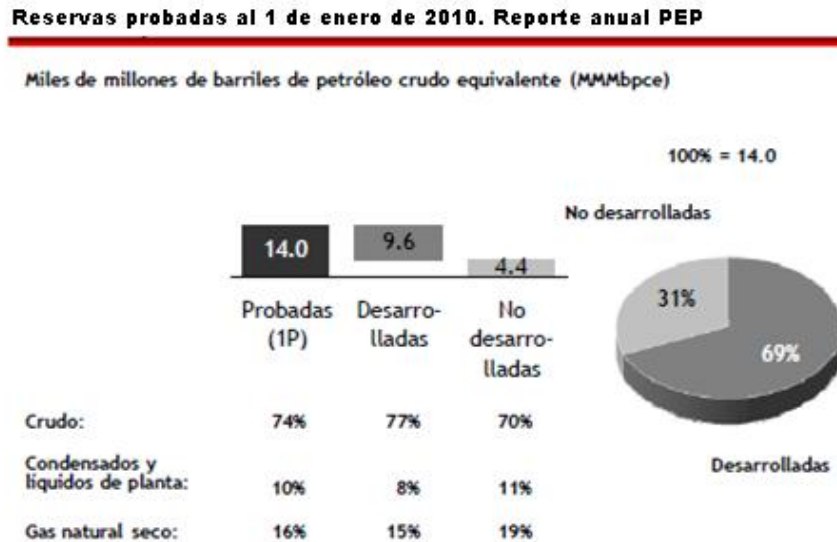


Figura 1.3. Reservas probadas al 1 de enero de 2010

1.1.1. Yacimientos de gas y condensado

En este tipo de yacimientos los fluidos se encuentran inicialmente en la fase gaseosa (punto 1 en el diagrama) debido a que las condiciones del yacimiento se encuentran por arriba del *punto crítico*. La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la *cricondenterma*, lo cual ocasionará que cuando se alcance la presión de rocío (punto 2) después de un determinado tiempo de explotación las fracciones más pesadas de la mezcla se condensen en los poros del yacimiento, fenómeno que ocasionará cambios en la composición del gas producido. El punto crítico se localiza en la parte media del lado izquierdo de la envolvente de fases.

Los fluidos condensados en el yacimiento muy raramente fluyen hacia el pozo, debido a que muy pocas veces se alcanza la saturación crítica en este tipo de yacimientos. El impacto que tiene este fenómeno es económico, ya que las fracciones pesadas del gas son las de mayor valor en la industria; mismas que no se van a producir en este tipo de yacimientos una vez entrando en la zona de dos fases al quedarse inmóviles en la *formación*.

Definiciones y conceptos fundamentales

Los fluidos que fluyen en el pozo, sufren una fuerte caída de presión y de temperatura lo que ocasiona que el hidrocarburo esté en la región de dos fases (líquido-vapor) dentro del pozo. Inicialmente, los valores de la *relación gas-aceite* (RGA) varían de 3,300 [scf/STB] a 150,000 [scf/STB], y la densidad del líquido fluctúa de los 40° a 60° API.

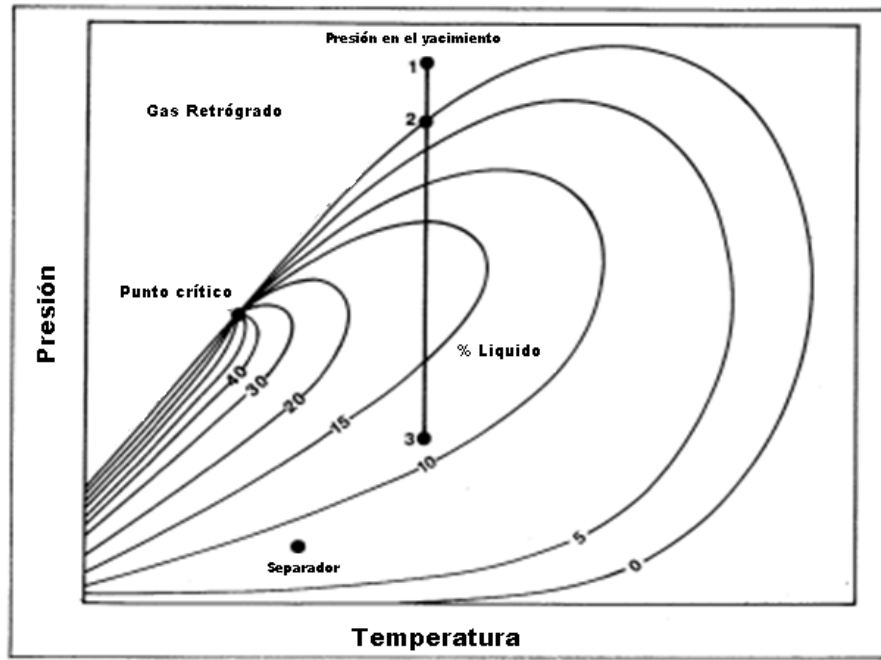


Figura 1.4. Diagrama de fases para yacimientos de gas y condensado

1.1.2. Yacimientos de gas húmedo

Los yacimientos de gas húmedo contienen en sus poros hidrocarburos en fase gaseosa. La fase gaseosa permanecerá de esta forma durante toda la vida productiva del yacimiento, ya que la temperatura del mismo se encuentra por encima de la temperatura de la cricondenterma. Al encontrarse la temperatura del yacimiento por encima de la cricondenterma, tendremos la fase gaseosa dentro del yacimiento por mucho que disminuya la presión dentro de éste (de punto 1 a punto 2); sin embargo cuando los fluidos entran al pozo para producirse, existe disminución en la presión, lo cual implica que entraremos a la zona de mezcla del diagrama de fases y que tendremos la presencia de líquidos condensados dentro del pozo (del punto 2 al punto 3), mismos que van a ser producidos con una RGA del orden de $10,000 \left[\frac{m^3}{m^3} \right]$ a $20,000 \left[\frac{m^3}{m^3} \right]$, los cambios de estado mencionados del fluido se aprecian mejor en Fig.1.5.

Definiciones y conceptos fundamentales

La composición de los hidrocarburos producidos por lo regular se mantiene constante durante toda la vida productiva del pozo, esto debido a que no existen cambios de fase dentro del yacimiento; así mismo, la relación gas-líquido normalmente se mantiene constante debido a las mismas causas.

Los condensados de este tipo de yacimientos tienen densidad similar a los producidos en los yacimientos de gas y condensado, la cual oscila de $0.75 \left[\frac{g}{cm^3} \right]$ a $0.85 \left[\frac{g}{cm^3} \right]$. Los condensados producidos son líquidos transparentes, similares físicamente a la gasolina blanca.

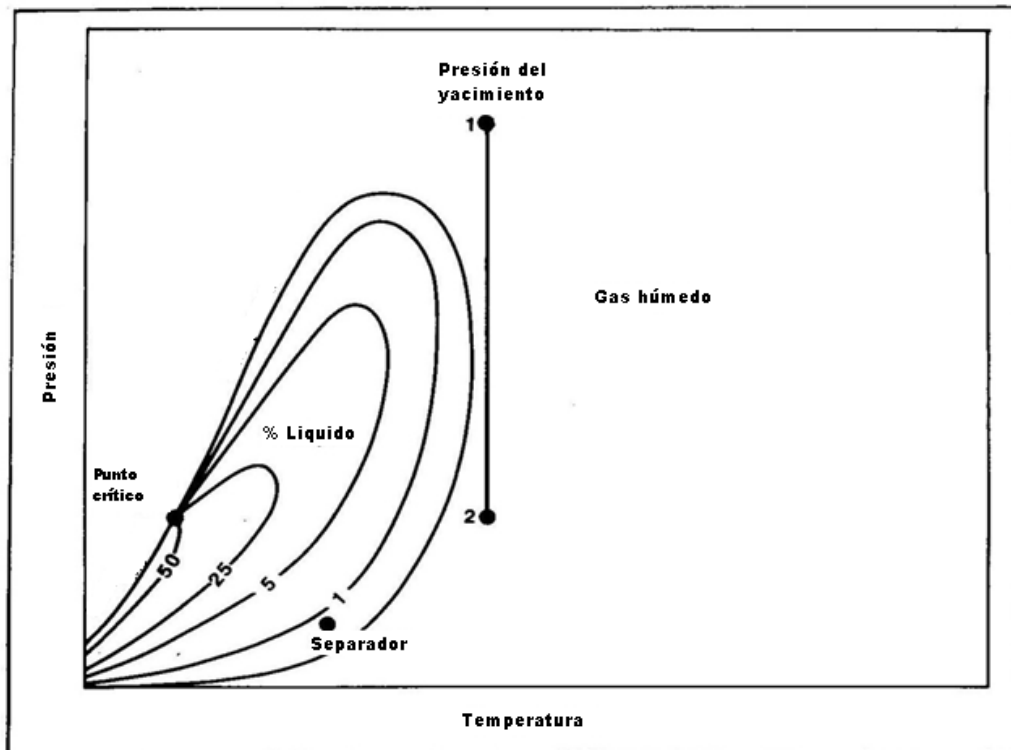


Figura 1.5. Diagrama de fases para yacimientos de gas húmedo

1.1.3. Yacimientos de gas seco

En este tipo de yacimientos, el hidrocarburo contenido en el yacimiento se encuentra en fase gaseosa durante toda la vida productiva del mismo. A diferencia de los yacimientos de gas húmedo, los yacimientos de gas seco nunca entran en la zona de mezcla del diagrama de fases aún en condiciones de superficie.

Definiciones y conceptos fundamentales

Los fluidos producidos en este tipo de yacimientos están formados principalmente por compuestos ligeros, en su mayoría metano.

Teóricamente los yacimientos de gas seco no producen líquidos, sin embargo un yacimiento de gas que tenga una RGA mayor que $20,000 \left[\frac{m^3}{m^3} \right]$ se considera como yacimiento de gas seco.

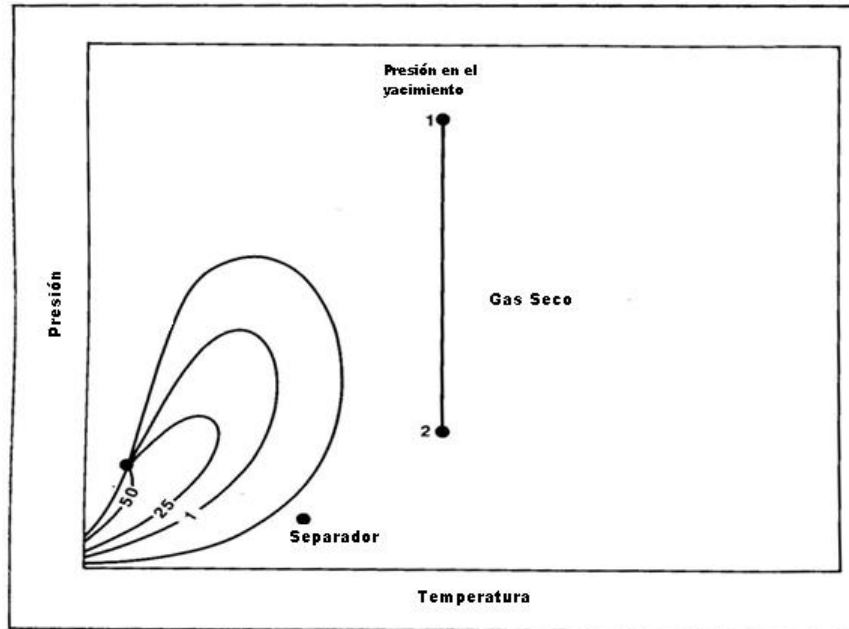


Figura 1.6. Diagrama de fases para yacimientos de gas seco

1.2. PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

Las propiedades del gas natural son de suma importancia para aplicar de forma efectiva la ingeniería de yacimientos de gas. El ingeniero interesado en la producción, transporte y venta de gas debe de estar familiarizado con la influencia de sus propiedades en el flujo de gas dentro del yacimiento y en las tuberías y equipos de tratamiento. En el caso de los gases, podemos encontrar una relación entre la presión, el volumen y la temperatura, la cual es descrita por la ecuación general de los gases.

$$pV = nRT \quad \text{Ec.1.1}$$

Donde:

p [psia] es la presión

V [ft³] es el volumen del gas

n [lb-mol] es el número de moles

R $\left[\frac{\text{psia} \cdot \text{ft}^3}{\text{lb-mol} \cdot ^\circ\text{R}} \right]$ es la constante universal de los gases

El gas natural por lo general es medido durante las operaciones de producción a presiones y temperaturas arriba de las condiciones estándar. Frecuentemente los estudios de ingeniería requieren del cálculo del volumen de gas que se tiene a ciertas condiciones (de presión y temperatura). Para poder realizar estos cálculos, nos debemos de apoyar de la ley general de los gases, la cual es representada por Ec.1.1.

La ley general de los gases reales es el modelo de partida para determinar parámetros físicos y termodinámicos del gas, su desarrollo se realizó conjuntando diversas leyes e hipótesis, las cuales para mayor detalle, se muestran en el **anexo 1**.

1.2.1. *Factor de compresibilidad de los gases (z)*

El factor de compresibilidad, de desviación o factor z sirve para corregir Ec.1.1, y se utiliza para representar el grado de desviación del gas real respecto al gas ideal.

Por definición el factor de desviación z es definido como:

$$z = \frac{\text{volumen de } n \text{ moles de gas, a } p \text{ y } T}{\text{volumen ideal de } n \text{ moles de gas, a } p \text{ y } T} = \frac{V}{V_i} \quad \text{Ec.1.2}$$

Definiciones y conceptos fundamentales

Considerando lo anterior, Ec.1.2. queda de la siguiente forma:

$$pV = znRT$$

Ec.1.3

La cual es la ecuación general de los gases reales.

El factor z , puede estimarse en la forma siguiente:

- Mediante mediciones directas de laboratorio, empleando una muestra del gas.
- Mediante el uso de correlaciones.
- Conociendo todos los parámetros de la ecuación de los gases ideales

De forma general, cuando la presión aumenta a presiones bajas, el factor z tiende a disminuir, mientras que cuando la presión aumenta a presiones altas, el factor de compresibilidad aumenta. Lo anterior se muestra con mayor claridad en **Fig.1.7**.

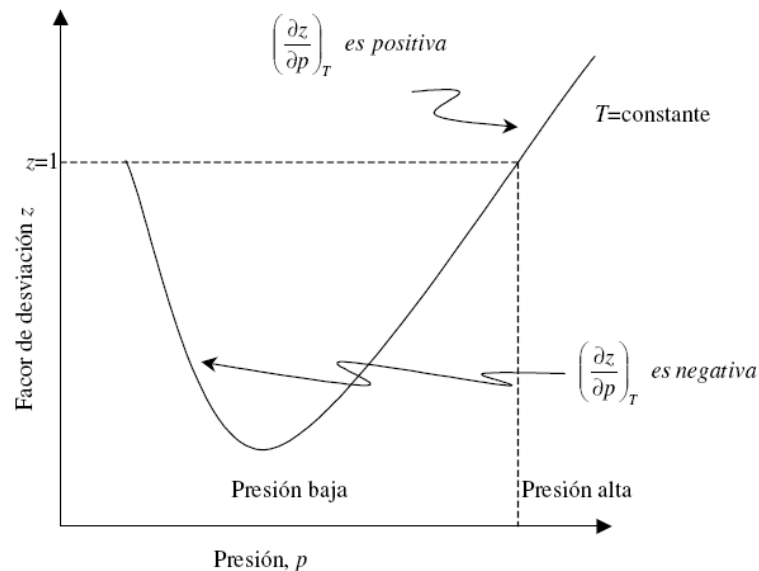


Figura 1.7. Comportamiento del factor z a diferentes presiones

Definiciones y conceptos fundamentales

El factor z , no únicamente depende de la presión, sino que también varía a una misma temperatura si la composición del gas es diferente; si se tiene la misma composición varía con diferentes valores de temperatura. Lo anterior se representa en las **Figs. 1.8 y 1.9** respectivamente.

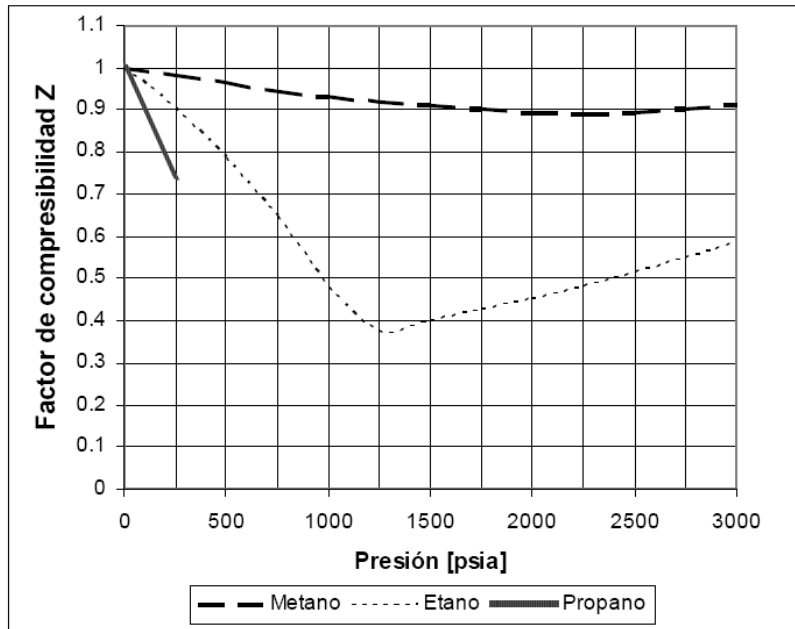


Figura 1.8. Valores del factor z para diferentes gases

Si obtenemos los datos de *presión pseudoreducida* y *temperatura pseudoreducida*, podemos utilizar **Fig.1.9** para obtener el valor del factor de desviación z , sabiendo que la temperatura pseudoreducida y la presión pseudoreducida se definen como:

$$p_{PR} = \frac{p}{p_{pc}} \quad \text{Ec.1.4}$$

$$T_{PR} = \frac{T}{T_{pc}} \quad \text{Ec.1.5}$$

Donde:

p_{pr} : presión pseudoreducida [1]

p_{pc} : presión crítica [psi]

p : presión [psi]

T_{pr} : temperatura pseudoreducida [1]

T_{pc} : temperatura pseudocrítica [°F]

T : temperatura [°F]

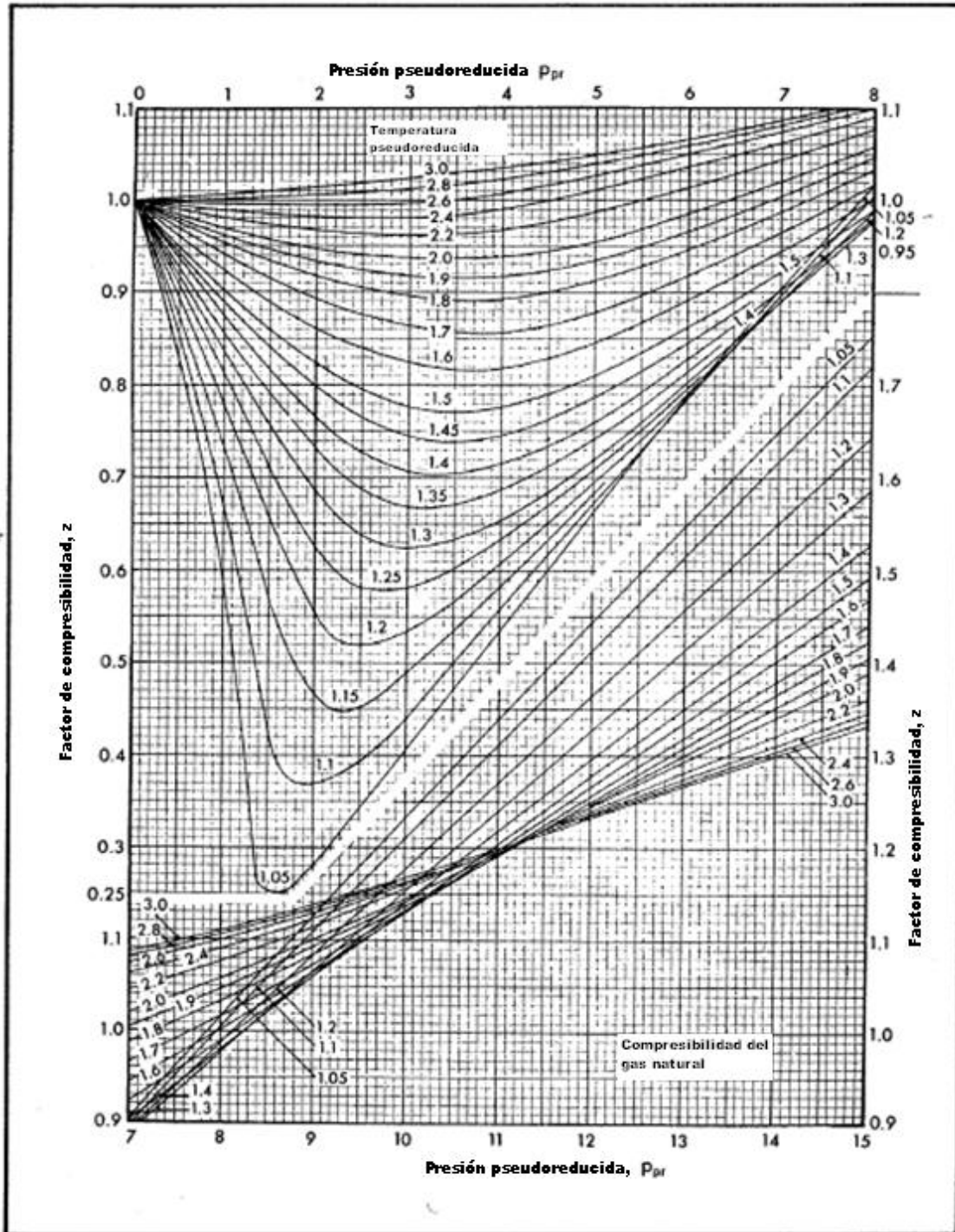


Figura 1.9. Valores del factor Z para el gas natural a diferentes valores de T_{pr} .

Definiciones y conceptos fundamentales

1.2.2. Factor de Volumen del Gas de formación (B_g)

El factor de volumen del gas de formación es definido como el volumen de gas necesario a condiciones de yacimiento para producir una unidad estándar de gas en la superficie. Las unidades a las que están definidos ambos volúmenes deben de ser las mismas. Por ejemplo, los pies cúbicos medidos a condiciones de yacimiento (res cu ft) para producir en superficie un pie cubico estándar (scf).

Dicho en otras palabras, el factor de volumen del gas de formación se define como la relación del volumen de una cantidad de gas a las condiciones del yacimiento al volumen de la misma cantidad de moles del gas a las condiciones estándar.

$$B_g = \frac{V_{g \text{ a c.y.}}}{V_{g \text{ a c.s.}}} \quad \text{Ec.1.6}$$

Partiendo de Ec.1.3 para un número de moles determinado; tenemos para el volumen de gas a condiciones de yacimiento:

$$V_{g \text{ c.y.}} = \frac{znRT}{p} \quad \text{Ec.1.7'}$$

y para el volumen del mismo numero de moles a condiciones estándar:

$$V_{g \text{ c.s.}} = \frac{z_{c.s.}nRT_{c.s.}}{p_{c.s.}} \quad \text{Ec.1.8'}$$

entonces, combinando Ecs.1.7 y 1.8 con Ec.1.6, tenemos:

$$B_g = \frac{V_{g \text{ c.y.}}}{V_{g \text{ c.s.}}} = \frac{\frac{znRT}{p}}{\frac{z_{c.s.}nRT_{c.s.}}{p_{c.s.}}} = \frac{zT p_{c.s.}}{z_{c.s.}T_{c.s.}p} \quad \text{Ec.1.9}$$

Definiciones y conceptos fundamentales

Si consideramos $T_{c.s.}=520[^\circ R]$, $p_{c.s.}=14.65[\text{psia}]$ y $Z=1$ para simplificar la Ec. 1.9, entonces:

$$B_g = \frac{zT(14.65)}{(1.0)(520)p} = 0.0282 \frac{zT}{p} \quad [1] \quad \text{Ec.1.10'}$$

misma que se representa gráficamente por **Fig. 1.10**

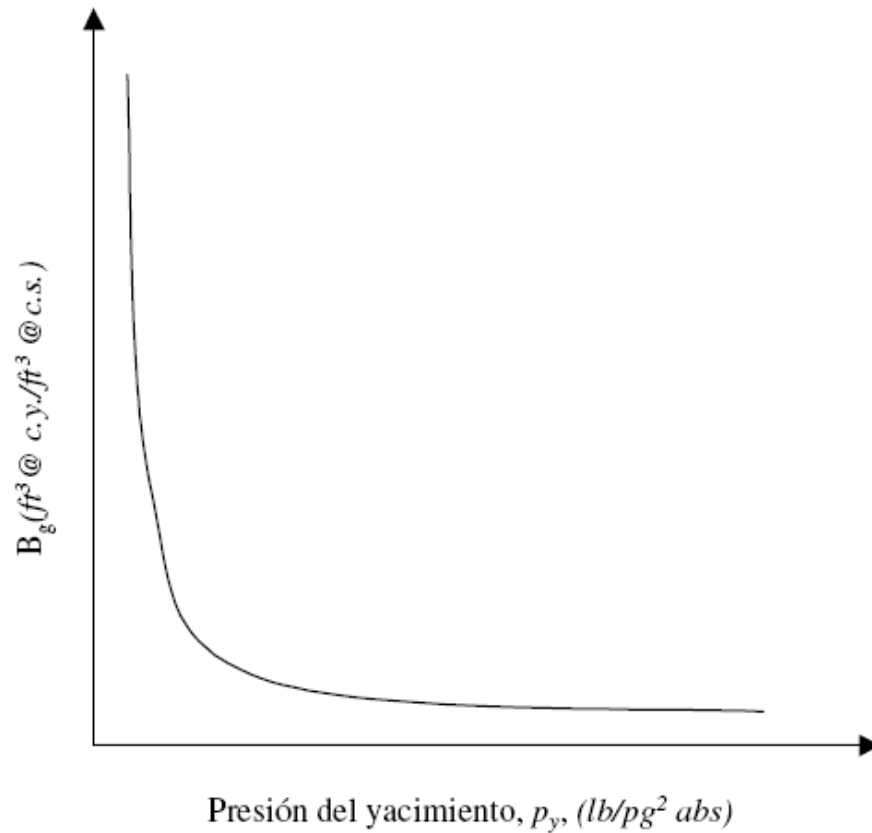


Figura 1.10. Comportamiento del factor de volumen del gas B_g

1.2.3. Densidad del gas natural, ρ_g .

La densidad del gas natural es necesaria para realizar diversos cálculos de ingeniería en la producción y tratamiento de petróleo. El cálculo de reservas de gas, cambios en la presión del yacimiento, *gradientes* en pozos de gas, flujo en tuberías y compresión de gas son problemas típicos que requieren del valor de la densidad del gas.

Definiciones y conceptos fundamentales

El método aceptado para calcular la densidad del gas, es el que parte de la ecuación de los gases reales, Ec.1.3.

Si hacemos uso de la definición del número de moles en función del peso y el peso molecular, Ec.1.11; Ec. 1.3 es definida como Ec.1.13:

$$n = \frac{W}{M} \quad \text{Ec.1.11}$$

$$pV = \frac{W}{M} ZRT \quad \text{Ec.1.12}$$

$$\rho = \frac{W}{V} = \frac{pM}{ZRT} \quad \text{Ec.1.13}$$

La tabla 1.1 muestra un ejemplo de cálculo de densidad de un gas natural partiendo de su composición.

Compuesto	Fración Molar	Temperatura Crítica [°R]	Presión Crítica [psia]	Fración molar *Temperatura crítica	Fración molar *Presión crítica	Fración molar * peso molecular
Metano (C)	0.8085	344	673	277.2	542.3	12.89
Etano (C ₂)	0.0386	549	712	21.2	27.5	1.16
Propano (C ₃)	0.0117	666	617	7.8	7.2	0.51
Butano (C ₄)	0.0197	766	551	15.1	10.8	1.14
Isopentano (iC ₅)	0.0170	829	483	14.1	8.2	1.22
Pentano (C ₅)	0.0280	846	485	23.7	13.6	2.01
Isohexano (iC ₆)	0.0123	900	451	11.1	5.5	1.06
Hexano (C ₆)	0.0148	914	435	13.5	6.4	1.27
Heptano + (C ₇₊)	0.0521	1132	366	59.0	18.7	7.24
Total	1.0000			442.7	640.2	28.5

Tabla 1.1. Análisis típico de gas.

$$p_R = \frac{p}{p_c} = \frac{4310}{640.2} = 6.73$$

$$T_R = \frac{T}{T_c} = \frac{250+460}{442.7} = 1.603$$

$$z = 0.933 \text{ de la figura 7}$$

$$\rho = \frac{pM}{ZRT} = \frac{4310 \cdot 28.5}{0.933 \cdot 10.73 \cdot 710} = 17.35 \left[\frac{\text{lb}}{\text{ft}^3} \right]$$

Definiciones y conceptos fundamentales

1.2.4. Gravedad específica del gas natural (γ_g)

La *gravedad específica* de un gas natural por lo general está referida a la densidad del aire, medidos ambos a las mismas condiciones de presión y temperatura. Tomando en cuenta la afirmación anterior, definimos a la gravedad específica como:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \quad \text{Ec.1.14'}$$

donde:

γ_g : gravedad específica del gas [1]

ρ_g : densidad del gas $\left[\frac{lb}{ft^3}\right]$

ρ_{aire} : densidad del aire seco $\left[\frac{lb}{ft^3}\right]$

Si realizamos el cálculo de la gravedad específica del gas a *condiciones estándar*, podemos modelar el comportamiento del gas natural y del aire con la ecuación de los gases ideales. Utilizando la ecuación de los gases ideales, podemos recurrir a las definiciones del número de moles $n=m/M$ y de densidad $\rho=m/V$ y expresar Ec.1.14 como:

$$\gamma_g = \frac{\frac{\rho M}{RT}}{\frac{\rho_{aire} M_{aire}}{RT}} = \frac{M}{M_{aire}} \quad \text{Ec.1.15'}$$

donde:

γ_g : gravedad específica del gas (aire=1)

M : peso molecular aparente del gas $\left[\frac{lbm}{lbm-mol}\right]$

M_{aire} : peso molecular del aire = 28.9625 $\left[\frac{lbm}{lbm-mol}\right]$

A pesar de que Ec.1.15 es definida considerando gases ideales, es común su aplicación en la industria del gas natural para gases reales y mezclas de los mismos.

Ec.1.15 se puede expresar más detalladamente en función de las fracciones molares que componen a la mezcla de gases, y adopta la forma:

$$\gamma_g = \frac{\sum y_i M_i}{28.9625} \quad \text{Ec.1.16}$$

Definiciones y conceptos fundamentales

Con la ecuación anterior podemos calcular la gravedad específica del gas natural en función de la fracción y peso molar de cada uno de los elementos que lo componen. En la **tabla 1.2** se muestra un ejemplo de cálculo de gravedad específica para un gas natural.

Componente	Fórmula Química	(1) Fracción Molar	(2) Peso Molecular	(3) (1)*(2)
Helio	He	0.0054	4.003	0.0216
Dioxido de carbono	CO ₂	0.0003	44.010	0.0132
Nitrógeno	N ₂	0.1297	28.013	3.6333
Metano	C ₁	0.8283	16.043	13.2884
Etano	C ₂	0.0230	30.070	0.6916
Propano	C ₃	0.0088	44.097	0.3881
Isobutano	iC ₄	0.0013	58.124	0.0756
Butano	C ₄	0.0021	58.124	0.1221
Isopentano	iC ₅	0.0004	72.151	0.0289
Pentano	C ₅	0.0003	72.151	0.0216
Hexano	C ₆	0.0002	86.178	0.0172
Heptano plus	C ₇₊	0.0002	120.000	0.0240
Total		1.0000		18.3256

Tabla 1.2. Cálculo de la gravedad específica para una mezcla de gases

$$\gamma_g = \frac{\text{Peso molecular del gas}}{\text{Peso molecular del aire}} = \frac{18.3256}{28.9625} = 0.6327$$

1.2.5. Compresibilidad del gas (C_g)

La compresibilidad isotérmica de una sustancia es definida como el cambio de volumen por unidad de cambio de presión a una temperatura constante; de forma matemática:

$$c_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad \text{Ec.1.17}$$

De la Ec.1.3 podemos despejar el volumen de gas:

$$V = \frac{znRT}{p} \quad \text{Ec.1.18'}$$

y derivando con respecto a "p" y sustituyendo en la Ec. 1.17

$$c_g = -\frac{p}{z} \left[z \frac{\partial}{\partial p} \left(\frac{1}{p} \right) + \frac{1}{p} \left(\frac{\partial z}{\partial p} \right) \right] = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p} \right) \quad \text{Ec.1.19}$$

Para el caso de un gas ideal Ec.1.19 se reduce a:

$$c_g = \frac{1}{p} \quad \text{Ec.1.20}$$

Definiciones y conceptos fundamentales

1.2.6. Viscosidad del gas (μ_g)

Se llama viscosidad de un fluido a la resistencia de un fluido a un *esfuerzo cortante*. La viscosidad se debe a dos causas: la primera es la *fuerza de cohesión* que existe entre las moléculas de los fluidos, las cuales dificultan el desplazamiento relativo entre ellas; la segunda es la cantidad de movimiento entre las “capas” del fluido, que no se mueven a la misma velocidad. Por lo anterior, la viscosidad depende de la presión y la temperatura:

$$\mu = \mu(T, p)$$

Los gases deben su viscosidad principalmente a la transferencia de cantidad de movimiento molecular y ésta aumenta con la temperatura.

Al aumentar la temperatura a presión constante, la viscosidad de un líquido disminuye, mientras que la viscosidad de un gas aumenta. Esto se debe a que en los líquidos predominan las fuerzas de cohesión y éstas disminuyen al aumentar la temperatura.

La viscosidad del gas a presiones bajas aumenta conforme la temperatura aumenta, en cambio, para presiones altas, la viscosidad del gas disminuye conforme la temperatura se incrementa. Este comportamiento se modela en **Fig.1.11**.

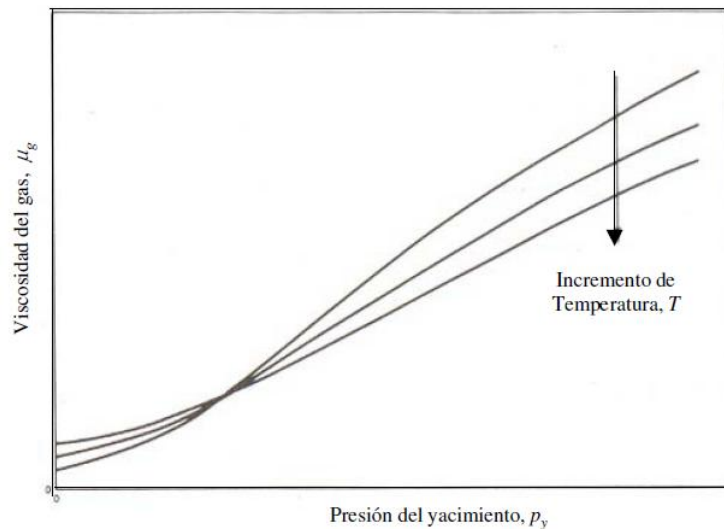


Figura 1.11. Comportamiento de la viscosidad del gas a tres diferentes temperaturas

La viscosidad del gas se puede medir de forma experimental utilizando un viscosímetro, el cual funciona midiendo el tiempo que tarda una esfera de metal con densidad conocida en recorrer una longitud determinada a través de un tubo ligeramente inclinado de igual diámetro que la esfera, esta prueba se realiza a alta presión. Una vez obtenido el dato del tiempo, se compara con valores conocidos y se obtiene la viscosidad del gas mediante el siguiente modelo:

Definiciones y conceptos fundamentales

$$\mu_g = \frac{(\rho_\theta - \rho_g)t_g}{(\rho_\theta - \rho_a)t_a} * \mu_a \quad \text{Ec.1.21}$$

Donde:

μ_g : Viscosidad del gas

μ_a : Viscosidad del gas de ajuste

ρ_θ : Densidad de la esfera

ρ_g : Densidad del gas

ρ_a : Densidad del gas de ajuste

t_g : Tiempo que tardó el gas en recorrer el tubo

t_a : Tiempo que tardó el gas de ajuste en recorrer el tubo

Si el gas se encuentra a baja presión en el viscosímetro, Ec.1.21 se reduce a:

$$\mu_g = \frac{t_a}{t_g} \mu_a \quad \text{Ec.1.22}$$

Debido a la complejidad que representa el cálculo de la viscosidad de forma experimental, en la industria petrolera se ha optado por hacer uso de *correlaciones* para obtener valores de viscosidad del gas natural. La **Fig. 1.12** representa la correlación de Carr, Kobayashi y Burrows para calcular la viscosidad del gas natural cuando la composición de la mezcla no es conocida, utilizando valores de temperatura, gravedad específica y peso molecular, así como correcciones al valor obtenido debido a la presencia de gases no hidrocarburos.

En cambio, si se conoce la composición de la mezcla y se tiene la opción de aplicar el método experimental para el cálculo de la viscosidad del gas, se debe hacer uso de la siguiente expresión:

$$\mu_{ga} = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \mu_i \sqrt{M_i}}{\sum_{i=1}^N y_i \sqrt{M_i}} \quad \text{Ec.1.23}$$

Donde:

μ_{ga} : viscosidad de la mezcla de gas a la presión atmosférica y temperatura deseada; [cP]

y_i : fracción molar del componente i

μ_i : viscosidad del componente i a la presión atmosférica y temperatura deseada. **Anexo 2**

M_i : peso molecular del componente i

N : número de componentes en la mezcla de gas

Definiciones y conceptos fundamentales

En el **anexo 2** se muestra un monograma para obtener las viscosidades de algunos componentes puros presentes en el gas natural.

En **anexo 3** se muestra un monograma que permite obtener la viscosidad del gas natural más fácil que con **Fig.1.12**

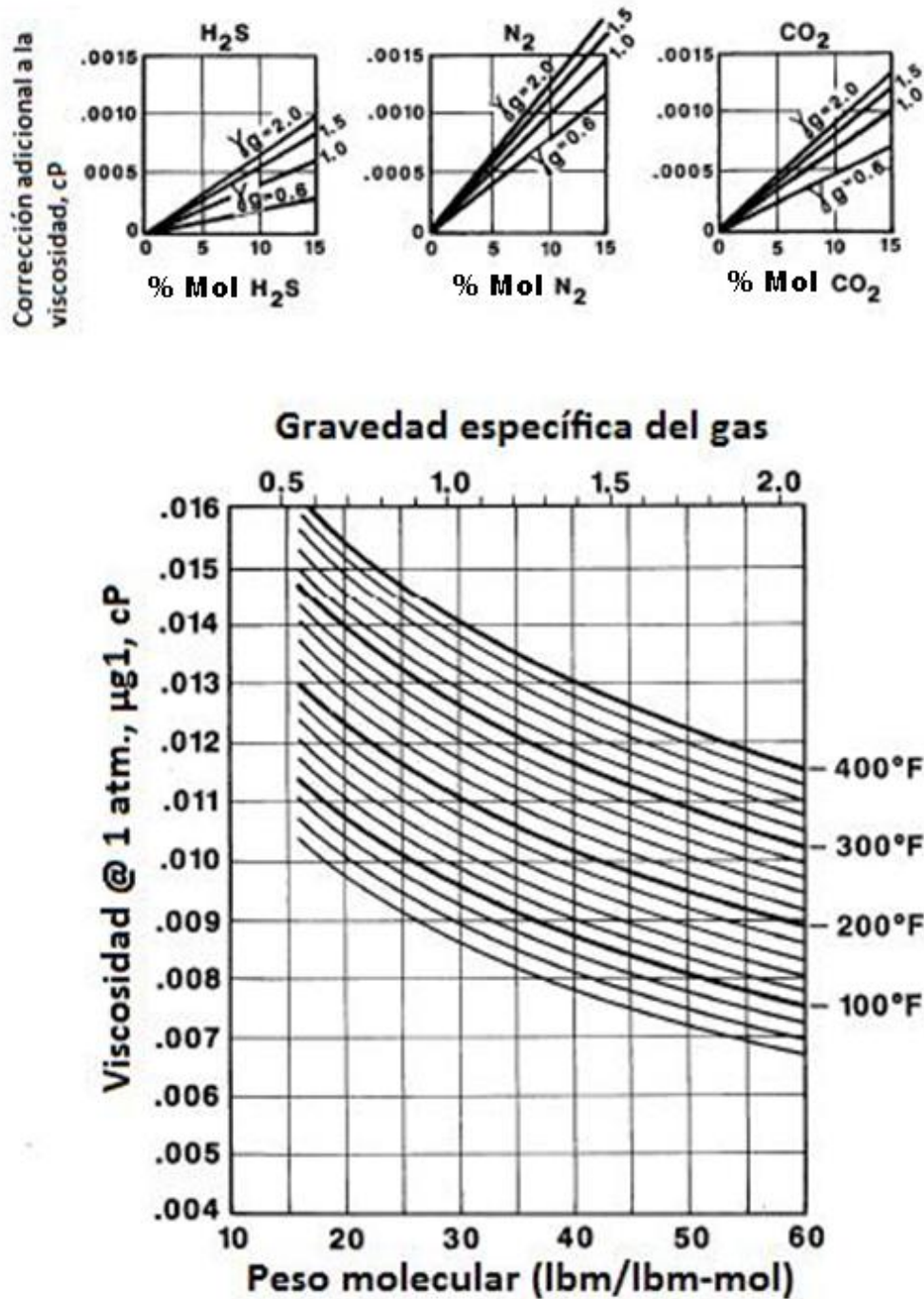


Figura 1.12. Viscosidad del gas natural a presión atmosférica

1.3. ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO

Un análisis cromatográfico es de suma importancia y esencial para los yacimientos de gas, ya que mediante este análisis se conoce la composición del gas, y a partir de éste determinar parámetros físicos como la densidad y viscosidad.

El análisis cromatográfico es de igual importancia que un análisis pVT para un yacimiento de aceite, y este no debe dejar de realizarse al momento de descubrir un nuevo yacimiento.

1.3.1. Cromatografía

La cromatografía puede definirse como la técnica de separación de una mezcla, basándose esta separación en la diferente velocidad con que se mueve cada uno de los componentes del gas a través de un medio poroso, arrastrados por una sustancia (disolvente) en movimiento.

También la podemos definir como una serie de técnicas que tienen en común la separación de los componentes de una mezcla mediante series de equilibrio de operaciones como resultado de la separación de las entidades resultado de la repartición de las dos diferentes fases; una estacionaria con gran superficie y la otra en movimiento y en contacto con la anterior. La cromatografía tiene diversos usos entre los cuales encontramos la identificación de los componentes de sustancias puras, el estudio de la cinética de las reacciones, investigaciones estructurales a escala molecular y la determinación de constantes fisicoquímicas.

Existen diversas técnicas para realizar cromatografía. La **tabla 1.3** muestra una clasificación de las diversas técnicas que se emplean.

Definiciones y conceptos fundamentales

Cromatografía de adsorción	<ul style="list-style-type: none">•Cromatografía en columna Líquido-Sólido (LSC)•Cromatografía de Papel (PC)•Cromatografía Gas-Sólido<ul style="list-style-type: none">•Columna empacada•Columna tubular abierta
Cromatografía de reparto	<ul style="list-style-type: none">•Cromatografía en columna Líquido-Líquido (LLC)•Cromatografía de papel (PC)•Cromatografía de capa delgada (TLC)•Cromatografía de emulsión (EC)•Cromatografía de espuma•Cromatografía Gas-Líquido (GLC)<ul style="list-style-type: none">•Columnas de relleno•Columnas tubulares abiertas
Cromatografía de exclusión	<ul style="list-style-type: none">•Cromatografía de Fitración de Gel o de Permeabilidad (GPC)•Molecular sieves (tamices moleculares)
Cromatografía de intercambio iónico	<ul style="list-style-type: none">•Cromatografía Líquido-Sólido (LSC)•Cromatografía de papel (CP)•Cromatografía de Capas Delgadas (TLC)

Tabla 1.3. Técnicas empleadas en los análisis cromatográficos

1.3.2. Cromatografía de gas

La cromatografía de gas (GC) es una técnica muy particular y versátil, la cual se aplica al análisis de gases y vapores de compuestos muy volátiles. Ésta técnica es aplicada a la solución de diversos problemas en varios campos, entre ellos se encuentra la industria petrolera; las compañías petroleras fueron de las primeras industrias en utilizar el método GC, la técnica fue utilizada para separar y determinar los diferentes compuestos del petróleo.

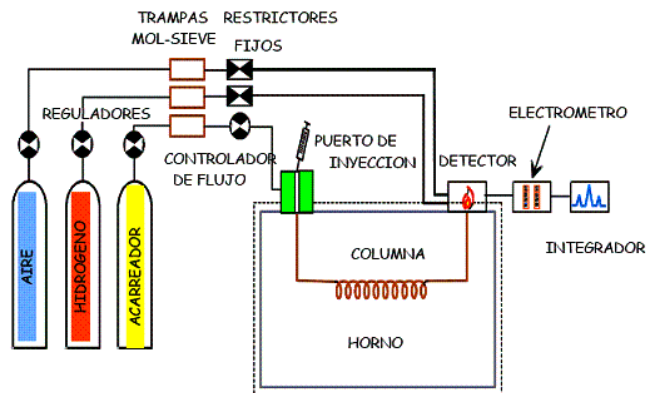


Figura 1.13. Esquema de un cromatógrafo

Definiciones y conceptos fundamentales

Una pequeña muestra del material a separar se inyecta en la corriente de un *gas inerte* (fase móvil), tal como nitrógeno, hidrógeno o helio, que corre hasta una columna que contiene un medio apropiado capaz de ir retardando el flujo de manera gradual de cada uno de los componentes individuales de la muestra que fluye a través de la columna (fase estacionaria), **Fig.1.14**. Los compuestos separados emergen a intervalos discretos característicos de cada componente y pasan a través de algún tipo de detector. Las diferencias en la *adsorción* o en el *reparto* sobre el material de la columna es el factor que hace posible la separación.

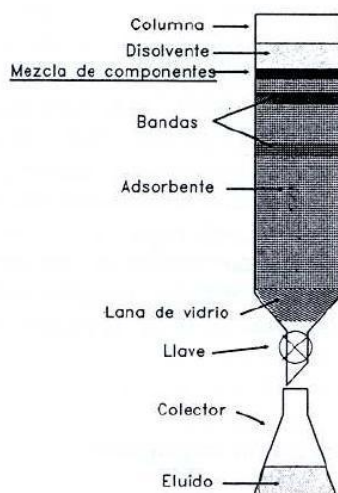


Figura 1.14. Columna cromatográfica

Los gases que se emplean en este tipo de cromatografía pueden adquirirse en estado puro, y para obtener resultados óptimos es necesario secar el gas antes de su uso, es decir, eliminar el vapor de agua que tenga presente. La elección del gas depende de la naturaleza de la muestra y del tipo de detector empleado; el hidrógeno y el helio, por ejemplo, son utilizados particularmente cuando el tipo de detector usado está basado en la *conductividad térmica*, ya que ambos poseen alta conductividad, lo cual permite una rápida respuesta del detector.

La velocidad de flujo del gas portador a través del aparato se controla por medio de una válvula especial y se mide con un *flujómetro*.

La cantidad de muestra que se debe introducir depende de la naturaleza de ésta, del tamaño de la columna y del tipo de detector; pero, generalmente en la muestra de gases se utilizan muestras pequeñas. Los volúmenes de muestra varían entre 0.1 y 10 [μl] para gases y líquidos. En general, muestras mayores conducen a peores separaciones. Las muestras de gases se introducen en el gas portador con una microjeringa, u otro aparato análogo, mediante una aguja que atraviesa un tapón de goma que tiene el aparato.

El horno del cromatógrafo se utiliza para eliminar el peligro de condensación de la muestra en el punto de inyección o a la salida de la columna, fenómeno que ocurre con sustancias relativamente no *volátiles*. Por lo general es suficiente una temperatura de unos 50 [°C] por debajo del punto de

Definiciones y conceptos fundamentales

ebullición del componente menos volátil. Para el caso del análisis de gases, el calentamiento no es esencial.

Como regla general, los análisis de gases se llevan a cabo en columna de adsorción (cromatografía gas-sólido), mientras que los líquidos y sólidos volátiles se cromatografían en columnas de reparto (cromatografía gas-líquido). Las columnas están diseñadas con materiales adecuados para el tipo de prueba que se va a realizar, pueden ser maleables y/o conductoras térmicas según el caso; las columnas de metal por ser inertes, resistentes y poseer buenas propiedades térmicas son las de mayor uso. Para muchos análisis se eligen columnas de 1.5 a 4.5 [m] de longitud y de 2 a 20 [mm] de diámetro. En cromatografía capilar de gases se emplean tubos de 3 a 300 [m] de longitud y de 0.1 a 1 [mm] de diámetro. Los adsorbentes más empleados en columnas de adsorción son la alúmina, carbón activado, gel de sílice y tamices moleculares.

El paso siguiente en el proceso es el llenado de la columna y es muy importante que sea de manera uniforme. El material se introduce lentamente hasta que la columna esta llena, inmediatamente después, se cierran los extremos de la columna y si se quiere que la columna tenga forma helicoidal, se dobla en este momento. Las columnas de metal enrollado o de vidrio se llenan mejor con la ayuda de un compresor de aire.

Los compuestos pueden detectarse de diferentes maneras, algunos compuestos pueden reconocerse por el color que comunican a la llama, el elemento se identifica midiendo la intensidad de la llama que sale en el extremo de la columna a intervalos regulares, con un sistema *fotoeléctrico* puede obtenerse un gráfico con el que puede hacerse una estimación cuantitativa de cada uno de los componentes, **Fig.1.15**. Otra forma de medir las sustancias es mediante un nitrómetro en el que se puede utilizar CO₂ como gas portador, una vez que ha salido de la columna se pasa por una solución fuertemente concentrada de KOH, donde se disuelve rápidamente. Las sustancias gaseosas que no se disuelven en esta solución se recogen en una bureta de gases, donde se mide el volumen a presión atmosférica de cada uno de los gases. Un tipo más de medidor es el *diferencial*, en el que no hay respuesta cuando pasa gas portador a través de él; sin embargo, cuando el gas lleva algún compuesto de la mezcla, la respuesta del detector es directamente proporcional a la cantidad o concentración del compuesto. El medidor diferencial funciona con procesos que miden la conductividad térmica del gas, mediante diferencia de densidades, la temperatura de la llama o la ionización.

Definiciones y conceptos fundamentales

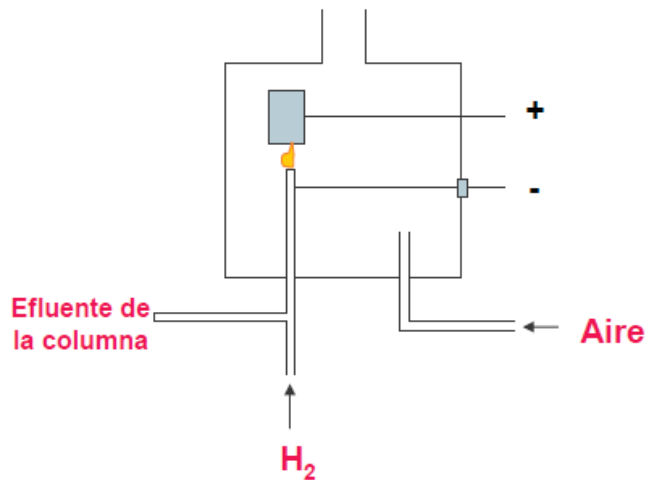


Figura 1.15. Medición de intensidad de la flama

El amplificador de señal es necesario debido a que los medidores mencionados con anterioridad dan lugar a una señal, la cual es muy débil y por consecuencia es necesario amplificarla antes de registrarla.

Los registradores no son más que una impresora de papel que se encarga de dibujar la señal mediante una curva con diferentes “picos”, los cuales representan a cada compuesto, siendo este el resultado análogo a un cromatograma.

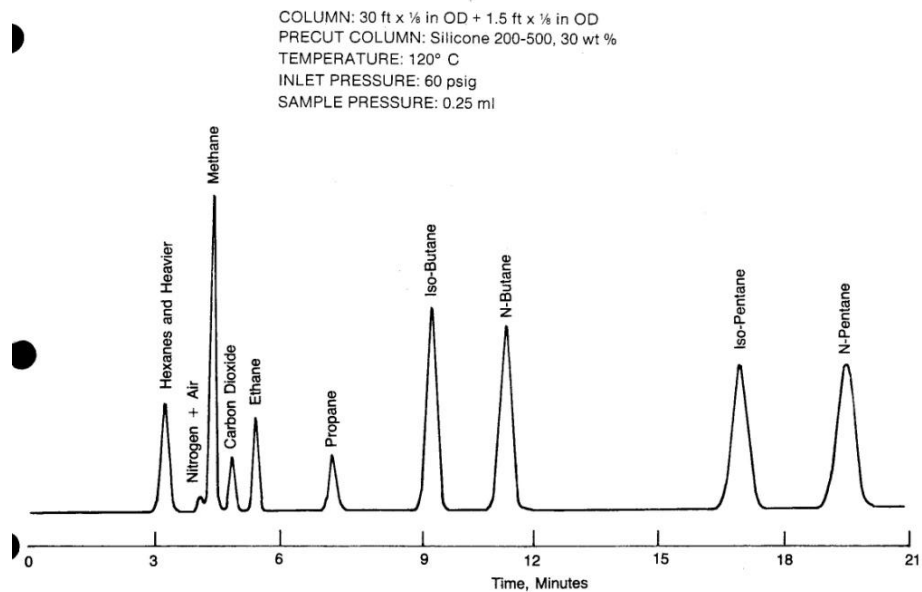


Figura 1.16. Cromatograma real de gas

Definiciones y conceptos fundamentales

La interpretación del cromatograma se realiza en muchos casos midiendo el tiempo que tarda en emerger de la columna, o de forma más estricta desde el comienzo de la separación a un pico dado de una sustancia determinada. Debido a que las condiciones de separación en muchos cromatógrafos son reproducibles, es posible convertir directamente las áreas descritas por los picos del cromatograma en medidas cuantitativas, comparándolas sencillamente con gráficos estándar del compuesto apropiado. Para definir estas áreas, se utilizan modelos que involucran como parámetros la altura y anchura del pico, **Fig1.17**.

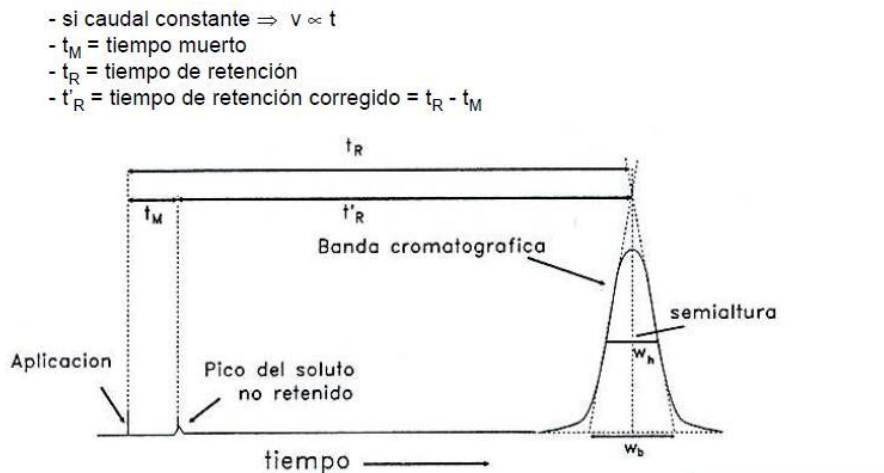


Figura 1.17. Análisis de un cromatograma

Otra forma de interpretar los cromatogramas es mediante la comparación de la altura de los picos que surgen después de los picos que emergieron de los componentes puros, o también pueden ser comparados con las curvas obtenidas de los elementos estándar. Los hexanos y los componentes más pesados (C_{6+}) son comparados con el pico de la curva del pentano de la muestra. Éste método es conocido como el método de altura máxima y únicamente puede ser usado si el cromatograma fue elaborado en *escala lineal*, en caso de no ser así, utilizar el método de áreas.

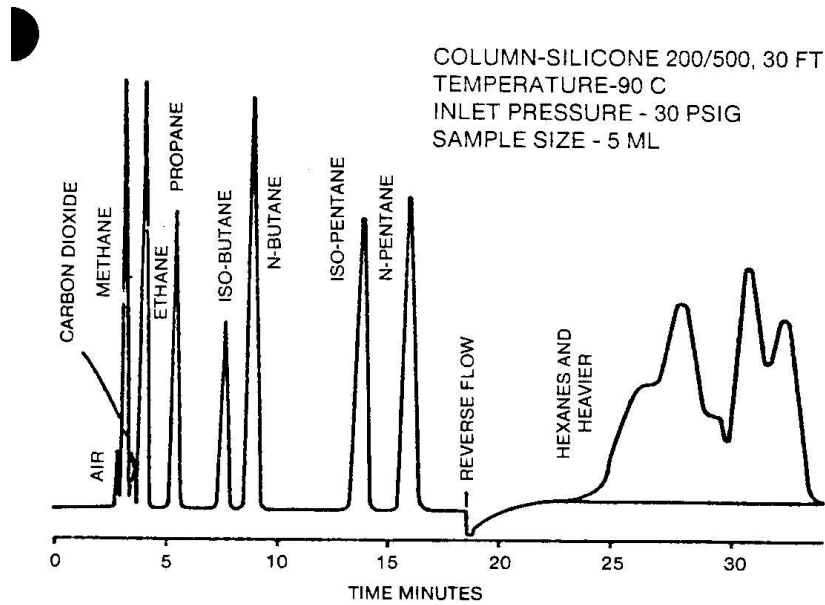


Figura 1.18. Cromatograma real donde se mide la cantidad de C6+

1.3.3. Procedimiento analítico

En todo análisis de muestras de gas, se realiza una corrida en columna de adsorción para determinar el oxígeno y nitrógeno que contiene la muestra; mediante una segunda corrida se determina el metano, dióxido de carbón, etano y los hidrocarburos más pesados. Si el contenido de dióxido de carbón es crítico, se realiza una corrida extra en columna porosa de polímero o en su defecto se utiliza la de adsorción pero con nitrógeno o argón como gas portador.

Una vez que se encuentran instalados los aparatos del cromatógrafo se determinan los factores de respuesta y se realiza el procedimiento de calibración.

Se remueven los líquidos de la muestra y se estabiliza manteniendo una temperatura igual o similar al momento de tomar la muestra.

Se introduce la muestra mediante la válvula de salida del portamuestra y la válvula de entrada del cromatograma mediante un tubo o manguera de algún material no absorbente para evitar alterar la muestra. La temperatura se debe mantener a lo largo de la línea.

Se sigue el procedimiento necesario para obtener las características de la muestra y se procede a realizar la prueba según el método seleccionado: preseparación de nitrógeno, dióxido de carbón, metano e hidrocarburos más pesados; columna de adsorción usando oxígeno o argón como gas portador; ó columna porosa de polímero.

1.3.4. Cálculos

1. Como primer paso se procede a calcular los factores de respuesta para cada componente, desde nitrógeno hasta n-pentano mediante la altura de la onda o área de la onda del cromatograma de referencia y según la siguiente expresión:

$$K = \frac{M}{P} \quad (1.3.1)'$$

donde:

K: Factor de respuesta

M: %Mol estándar del componente

P: Área de la onda o altura de la onda

En **Fig.1.19** se muestran los cálculos realizados en un análisis cromatográfico de los diferentes factores de respuesta.

Ejemplo para determinar el Factor de Respuesta a partir de la Referencia Estándar	
Componente	Factor de Respuesta
Nitrógeno	$\frac{2.03}{3140} = 0.0006465$
Metano	$\frac{89.75}{106874} = 0.0008398$
Dióxido de carbono	$\frac{0.53}{1174} = 0.0004514$
Etano	$\frac{3.08}{6389} = 0.0004821$
Propano	$\frac{1.90}{4944} = 0.0003843$
Iso-butano	$\frac{0.97}{2962} = 0.0003275$
N-butano	$\frac{0.97}{3038} = 0.0003193$
Iso-Pentano	$\frac{0.30}{1053} = 0.0002849$
N-Pentano	$\frac{0.29}{1098} = 0.0002641$

Figura 1.19. Cálculo de los factores de respuesta en un caso real

Definiciones y conceptos fundamentales

2. Se calcula el %Mol de cada componente desconocido de la mezcla
 - a. Se determina el área de la onda o su altura de cada componente (unidades arbitrarias).
 - b. Se calcula la concentración para cada componente de acuerdo a Ec.1.3.1

$$M = P * K$$
3. Determinar el %Mol de los hexanos y más pesados de la mezcla mediante el procedimiento usado en el punto 2 utilizando algunas correcciones simples.
4. Registrar los resultados en una tabla.

En **Fig.1.20** se muestra el cálculo del % mol de una mezcla utilizando los factores de respuesta tal y como lo indica el punto número 4.

Cálculo de la muestra desconocida utilizando los factores de respuesta				
Componente	Área del pico	Factor de calibración	% Mol sin normalizar	%Mol Normalizado
Nitrogeno	1050	0.0006465	0.679	0.68
Metano	95153	0.0008398	79.909	79.87
Dioxido de carbono	1255	0.0004514	0.566	0.56
Etano	21470	0.000482	10.348	10.34
Propano	13623	0.0003843	5.235	5.23
Iso-butano	2253	0.0003275	0.738	0.74
N-Butano	4324	0.0003193	1.381	1.38
Iso-pentano	1398	0.0002849	0.398	0.40
N-pentano	1321	0.0002641	0.349	0.35
Hexano plus	2080*		0.447**	0.45
*Área corregida del C ₆₊ = $2080 \times \frac{72}{92} = 1628$				
** % Mol C ₆₊ = $(0.398 + 0.349) \times \frac{1628}{1398 + 1321} = 0.447$				

Figura 1.20. Cálculo de la concentración de los componentes; caso real.

2. FUNDAMENTOS DEL FLUJO DE GAS EN MEDIOS POROSOS

En la ingeniería petrolera el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento se representa mediante modelos matemáticos que pueden ser demasiado complejos en su obtención y más aún para resolverse. Para entender el flujo de fluidos en medios porosos en la Ingeniería de Yacimientos se hace uso de la Ecuación de Difusión, misma que es obtenida combinando y desarrollando una ecuación de estado, una ecuación de movimiento y una ecuación de balance de materia y que involucra tanto al fluido como a la roca.

Los modelos matemáticos en ocasiones se pueden representar mediante diferentes parámetros y/o funciones a los habituales sin afectar el resultado; la finalidad en estos casos es tener diversas alternativas para resolver una ecuación y elegir la que nos facilite un mejor resultado. En este capítulo se presentará la ecuación de difusividad para un fluido compresible en términos de *pseudopresión* y *pseudotiempo*, presión y tiempo y el cuadrado de la presión y tiempo.

Aún teniendo la ventaja de presentar la Ecuación de Difusividad en diferentes términos, se tienen que hacer consideraciones que faciliten aún más el modelo, con la finalidad de poder linealizar la ecuación y poder resolverla analíticamente, ya que las ecuaciones de flujo naturalmente se encuentran en su forma generalizada y se pueden resolver solamente por métodos numéricos. Las consideraciones que se aplican en los desarrollos que se presentan son:

- Se considera un medio *isotérmico*
- Los efectos gravitacionales son despreciables
- El flujo de fluidos es *monofásico*
- El yacimiento es homogéneo, *isotrópico* e incompresible y la porosidad es constante
- Flujo laminar
- La *permeabilidad* es independiente de la presión

2.1. ECUACIÓN DE DIFUSIÓN PARA UN FLUIDO COMPRESIBLE

Primeramente mostraremos cómo obtener la ecuación de difusividad para un fluido compresible Ec.2.4 a partir del desarrollo de la ecuación de difusividad para un fluido ligeramente compresible cuyo desarrollo se muestra detalladamente en el **Anexo 4**.

Combinando la ecuación de movimiento, la ecuación de estado y la ecuación de continuidad para el desarrollo de la ecuación de difusión (Anexo 4) obtenemos en unidades de campo:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{1}{0.0002637} \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \quad \text{Ec.2.1}$$

Fundamentos de Flujo de Gas en Medios Porosos

Partiendo de la Ec.2.1, utilizando Ec.1.13 y considerando un medio isoentrópico y efectos gravitacionales nulos obtenemos:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{pM}{zRT} \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{pM}{zRT} \right)$$

ó

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{p}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{1}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{p}{z} \right) \quad \text{Ec.2.2}$$

Desarrollando el lado derecho de Ec. 2.2 tenemos

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{p}{z} \right) &= \frac{p}{z} \frac{\partial \phi}{\partial t} + \phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{z} \right) \\ \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{p}{z} \right) &= \frac{p}{z} \frac{\partial \phi}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} + \phi \frac{\partial}{\partial p} \left(\frac{p}{z} \right) \frac{\partial p}{\partial t} \\ \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{p}{z} \right) &= \phi \frac{p}{z} \frac{\partial p}{\partial t} \left[\frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} + \frac{z}{p} \frac{\partial}{\partial p} \left(\frac{p}{z} \right) \right] \\ \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{p}{z} \right) &= \phi \frac{p}{z} \frac{\partial p}{\partial t} (c_f + c_g) \\ \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{p}{z} \right) &= \phi c_t \frac{p}{z} \frac{\partial p}{\partial t} \end{aligned} \quad \text{Ec.2.3}$$

donde c_f y c_g están definidos por:

$$\begin{aligned} c_f &= \left(\frac{1}{\phi} \right) \left(\frac{\partial \phi}{\partial p} \right) \\ c_g &= \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} = \frac{z}{p} \frac{\partial}{\partial p} \left(\frac{p}{z} \right) \end{aligned}$$

Combinando Ecs. 2.2 y 2.3 nos queda

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{p}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{p}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{Ec.2.4}$$

La cual representa la ecuación de difusión para un fluido compresible y donde el término $\frac{k}{\phi \mu c_t}$ es llamado coeficiente de difusividad hidráulica η , por lo cual Ec.2.4 puede expresarse como:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{p}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{1}{\eta} \frac{p}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial t}$$

y en unidades de campo

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{p}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{0.000264k} \frac{p}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial t}$$

Fundamentos de Flujo de Gas en Medios Porosos

2.1.1. Ecuación de Difusión para un fluido compresible en términos de pseudopresión y pseudotiempo.

La Ec. 2.4 puede ser representada mediante el término

$$m(p) = 2 \int_{p_b}^p \frac{p}{\mu z} dp \quad \text{Ec.2.5}$$

donde $m(p)$ es la pseudopresión y p_b es la presión de referencia. Utilizando el término de pseudopresión, podemos expresar las diferenciales de Ec.2.4 como

$$\frac{\partial m(p)}{\partial t} = \frac{\partial m(p)}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{2p}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{Ec.2.6}$$

$$\frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{2p}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial r} \quad \text{Ec.2.7}$$

Sustituyendo Ecs.2.6 y 2.7 en Ec.2.4 obtenemos la ecuación de difusión en términos de pseudopresión y tiempo.

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial m(p)}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial m(p)}{\partial t} \quad \text{Ec.2.8}$$

Podemos modificar la Ec. 2.8 para incluir las variaciones de algunas propiedades del gas respecto al tiempo, para lo cual debemos definir la función de pseudotiempo

$$t_p(t) = \int_0^t \frac{dt}{\mu c_t} \quad \text{Ec.2.9}$$

Partiendo de la Ec. 2.9 podemos definir

$$\frac{\partial t_p}{\partial t} = \frac{1}{\mu c_t} \quad \text{Ec.2.10}$$

$$\frac{\partial m(p)}{\partial t} = \frac{\partial m(p)}{\partial t_p} \frac{\partial t_p}{\partial t} = \frac{1}{\mu c_t} \frac{\partial m(p)}{\partial t_p} \quad \text{Ec.2.11}$$

Sustituyendo las Ecs. 2.10 y 2.11 en Ec. 2.8 obtenemos la ecuación de difusión para un fluido compresible en función de la pseudopresión y el pseudotiempo:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial m(p)}{\partial r} \right) = \frac{\phi}{k} \frac{\partial m(p)}{\partial t_p} \quad \text{Ec.2.12}$$

Fundamentos de Flujo de Gas en Medios Porosos

La pseudopresión $m(p)$ es proporcional a la presión p , es decir, si la presión aumenta la pseudopresión aumentará también y viceversa. **Fig.2.1**

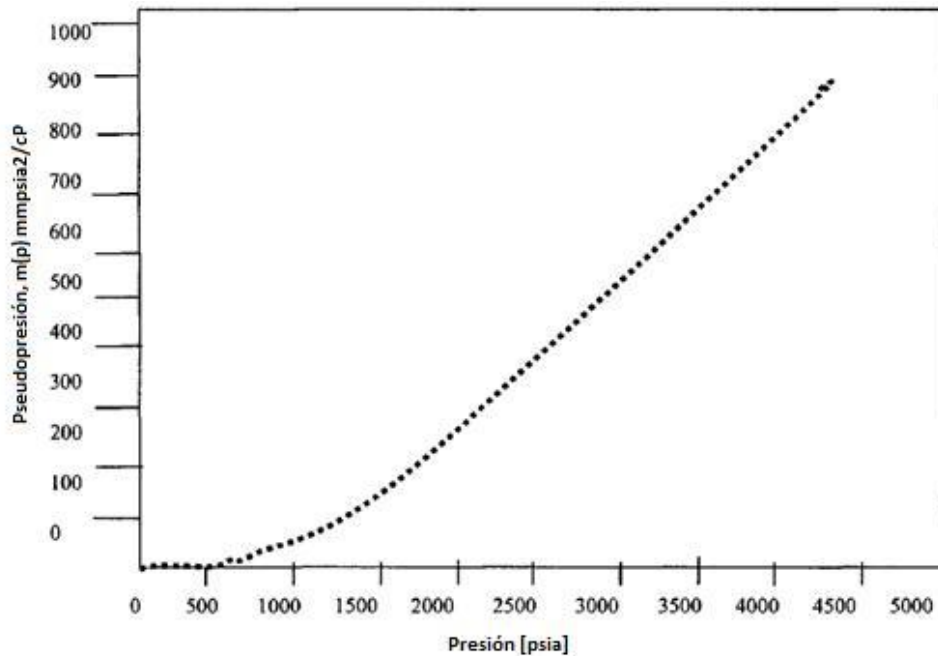


Figura2.1. $m(p)$ es proporcional a p

2.1.2. Ecuación de Difusión para un fluido compresible en función de las variables presión y tiempo.

Para definir la ecuación de difusión en términos de las variables presión y tiempo, debemos de asumir que $\frac{p}{\mu z}$ es constante.

Considerando \emptyset constante, Ec. 2.2 queda como

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{p}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\emptyset}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{z} \right) \quad \text{Ec.2.13}$$

entonces

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{z} \right) &= \frac{1}{z} \frac{\partial p}{\partial t} + p \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{1}{z} \right) \\ \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{z} \right) &= \frac{1}{z} \frac{\partial p}{\partial t} + p \frac{d}{dp} \left(\frac{1}{z} \right) \frac{\partial p}{\partial t} \\ \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{z} \right) &= \frac{p}{z} \frac{\partial p}{\partial t} \left(\frac{1}{p} - \frac{1}{z} \frac{dz}{dp} \right) \end{aligned} \quad \text{Ec.2.14}$$

Fundamentos de Flujo de Gas en Medios Porosos

De la ley de los gases reales, asumiendo condiciones isotérmicas y derivando respecto a p , tenemos:

$$\left(\frac{\partial \rho}{\partial p}\right)_T = \frac{M}{RTz} + \frac{M}{RT}p \left[\frac{\partial}{\partial p}\left(\frac{1}{z}\right)\right]_T \quad \text{Ec.2.15}$$

Combinando Ecs.1.13 , 2.15 y sabiendo que $c = \left(\frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}\right)_T$, podemos escribir la compresibilidad del gas como:

$$c_g = \frac{1}{p} + z \left[\frac{\partial}{\partial p}\left(\frac{1}{z}\right)\right]_T = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p}\right)_T \quad \text{Ec.2.16}$$

Sutituyendo Ec.2.16 en Ec.2.14, tenemos:

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{p}{z}\right) = c_g \frac{p}{z} \frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{Ec.2.17}$$

Para condiciones de flujo de gas únicamente (una fase) y \emptyset constante, podemos remplazar c_g por c_t en Ec.2.17, así obtenemos:

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{p}{z}\right) = c_t \frac{p}{z} \frac{\partial p}{\partial t} = \mu c_t \frac{p}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{Ec.2.18}$$

Por último combinamos Ecs.2.13 y 2.18 para obtener la Ecuación de Difusión para un Fluido Compresible en términos de las variables presión y tiempo bajo la suposición de que $\frac{p}{\mu z}$ es constante.

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}\left(r \frac{\partial p}{\partial r}\right) = \frac{\emptyset \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{Ec.2.19}$$

La ecuación anterior puede ser linealizada si asumimos que μc_t es constante y calculamos para presión media del yacimiento, \bar{p} .

En unidades de campo, Ec.2.19 queda

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}\left(r \frac{\partial p}{\partial r}\right) = \frac{\emptyset \mu c_t}{0.0002637k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{Ec.2.20}$$

Fundamentos de Flujo de Gas en Medios Porosos

2.1.3. Ecuación de Difusividad en términos de las variables presión al cuadrado y tiempo.

Para poder obtener la ecuación de difusión para flujo de gas en términos del cuadrado de la presión y el tiempo es necesario considerar como constante el término μz . Una vez hecha esta consideración, podemos escribir Ec. 2.13 como:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r p \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu z}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p^2}{z} \right) \quad \text{Ec.2.21}$$

De la ecuación anterior, nosotros debemos de considerar los siguientes arreglos

$$p \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{1}{2} \frac{\partial (p^2)}{\partial t} \quad \text{Ec.2.22}$$

y que

$$\frac{\partial (p^2)}{\partial t} = 2p \frac{\partial p}{\partial t}$$

ó

$$p \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{2} \frac{\partial (p^2)}{\partial t} \quad \text{Ec.2.23}$$

Sabiendo lo anterior, podemos sustituir Ecs. 2.18, 2.22 y 2.23 en Ec. 2.21 para obtener

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{1}{2} \frac{\partial (p^2)}{\partial r} \right] = \frac{\phi \mu z c_t}{k z} \left[\frac{1}{2} \frac{\partial (p^2)}{\partial t} \right] \quad \text{Ec.2.24}$$

Simplificando la Ec.2.24 obtenemos la Ecuación de Difusión para Flujo de Gas en Términos del Cuadrado de la Presión y el Tiempo, considerando que μz es constante

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{\partial (p^2)}{\partial r} \right] = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial (p^2)}{\partial t} \quad \text{Ec.2.25}$$

En unidades de campo

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{\partial (p^2)}{\partial r} \right] = \frac{\phi \mu c_t}{0.0002637k} \frac{\partial (p^2)}{\partial t} \quad \text{Ec.2.26}$$

Fundamentos de Flujo de Gas en Medios Porosos

2.2. ECUACIÓN DE DIFUSIÓN EN VARIABLES ADIMENSIONALES

2.2.1. Definición de variables adimensionales

La ecuación de difusión tiene diversos *parámetros* (ϕ, μ, c_t y k) que describen una gran cantidad de situaciones específicas, nosotros podemos escribir la ecuación de difusión en una forma más conveniente y general mediante el uso de variables *adimensionales*.

Las variables adimensionales son una combinación de variables del yacimiento para formar grupos adimensionales, cuyo objetivo es eliminar la presencia de variables del yacimiento en la solución.

Las variables adimensionales son directamente proporcionales a la variable real.

$$p_D \propto p$$

Para escribir la ecuación de difusión en variables adimensionales, nosotros contamos con grupos de variables que aparecen en las ecuaciones diferenciales y en las condiciones iniciales y de frontera. Las variables que se emplearán de aquí en adelante, se muestran en la **tabla 2.1**.

Variable adimensional	Gas			Líquido
	p	p^2	$m(p)$	p
r_D	$\frac{r}{r_w}$	$\frac{r}{r_w}$	$\frac{r}{r_w}$	$\frac{r}{r_w}$
t_D	$\frac{2.637 * 10^{-4} kt}{\phi \bar{\mu} c_r r_w^2}$	$\frac{2.637 * 10^{-4} kt}{\phi \bar{\mu} c_r r_w^2}$	$\frac{2.637 * 10^{-4} kt}{\phi \mu_i c_i r_w^2}$	$\frac{2.637 * 10^{-4} kt}{\phi \mu c_r r_w^2}$
p_D	$\frac{p k h \bar{p}}{7.110 * 10^5 \bar{z} T q_{sc} \bar{\mu}}$	$\frac{p^2 k h}{1.422 * 10^6 \bar{z} T q_{sc} \bar{\mu}}$	$\frac{p k h m(p_i)}{1.422 * 10^6 p_i T q_{sc}}$	$\frac{p k h}{2.637 * 10^{-4} B q \mu}$
Δp_D	$\frac{\Delta p k h \bar{p}}{7.110 * 10^{-4} \bar{z} T q_{sc i}}$	$\frac{\Delta p^2 k h}{1.422 * 10^6 \bar{z} T q_{sc} \bar{\mu}}$	$\frac{(m(p_i) - m(p)) k h}{1.422 * 10^6 T q_{sc}}$	$\frac{\Delta p k h}{2.637 * 10^{-4} B q_{sc} \mu}$
q_D	$\frac{\alpha \bar{z} T q_{sc} \bar{\mu}}{\bar{p} k h p_i}$	$\frac{\alpha \bar{z} T q_{sc} \bar{\mu}}{k h p_i^2}$	$\frac{\alpha T q_{sc}}{k h p_{pi}}$	$\frac{\alpha B q_{sc} \mu}{k h p_i}$
α	$7.110 * 10^5$	$1.422 * 10^6$	$1.422 * 10^6$	141.2
β	$2.637 * 10^{-4}$	$2.637 * 10^{-4}$	$2.637 * 10^{-4}$	$2.637 * 10^{-4}$

Tabla 2.1. Variables adimensionales para gas y aceite

Fundamentos de Flujo de Gas en Medios Porosos

Notese que las variables varían según si se utilizarán en yacimientos de aceite o yacimientos de gas; incluso son diferentes las variables adimensionales para gas según en los términos en que éstas se presenten.

2.2.2. Ecuación de Difusión en variables adimensionales en función de pseudopresión y pseudotiempo. Producción a gasto constante.

Para producción a gasto constante, debemos de considerar:

- Presión uniforme, p_i , antes de abrir el yacimiento a producción
- Producción a gasto constante de un solo pozo de radio r_w ubicado en el centro de un yacimiento cilíndrico
- No existe flujo en la frontera, r_e .

La ecuación de difusión y las *condiciones iniciales y de frontera* en términos de pseudopresión y pseudotiempo se pueden expresar matemáticamente como sigue.

La ecuación de difusión en unidades de campo partiendo de Ec. 2.12

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial m(p)}{\partial r} \right) = \frac{\phi}{2.637 \times 10^{-4} k} \frac{\partial m(p)}{\partial t_p} \quad \text{Ec.2.12}$$

y la condición inicial es

$$m(p)(r, t = 0) = p_{pi} \quad \text{Ec.2.27}$$

La condición de frontera interna (gasto constante de producción, $r = r_w$, $t > 0$) se obtiene a partir de Ec.2.26 la cual es empleada para el caso de fluidos ligeramente compresibles:

$$q = \frac{0.001127(2\pi r_w h) k}{B \mu} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w}$$
$$\left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w} = \frac{qB\mu}{0.007082kh} \quad \text{Ec.2.27}$$

donde q = es la producción de gas $\left[\frac{STB}{D} \right]$ y para obtener $q = \left[\frac{ft^3}{D} \right]$ Ec.2.27 queda

$$\left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w} = \frac{qB\mu}{0.03977kh} \quad \text{Ec.2.28}$$

Fundamentos de Flujo de Gas en Medios Porosos

para considerar Ec. 2.28 aplicable a fluidos compresibles, escribimos el Factor de Volumen como sigue:

$$B = \frac{zT p_{cs}}{z_{cs} T_{cs} p} \quad \text{Ec.2.29}$$

De Ec.5.42, podemos escribir la derivada de la presión en Ec.2.27, y obtenemos:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\mu z}{2p} \frac{\partial m(p)}{\partial r} \quad \text{Ec.2.30}$$

Sustituyendo Ecs. 2.29 y 2.30 en Ec.2.28 y derivando la pseudopresión con respecto al radio, obtenemos una ecuación para las condiciones de frontera interna:

$$\left(r \frac{\partial m(p)}{\partial r} \right)_{r=r_w} = \frac{50,300 p_{cs} T q}{k h T_{cs}} \quad \text{Ec.2.31}$$

La condición de frontera externa(*no existe flujo en la frontera* , $r = r_e, t > 0$) es:

$$\left(\frac{\partial m(p)}{\partial r} \right)_{r=r_e} = 0 \quad \text{Ec.2.32}$$

El cambio de la presión adimensional esta definida por $\Delta p_D = \frac{p_i - p}{p_i q_D}$; por lo cual Ec.2.31 sugiere que la pseudopresión adimensional se escriba como:

$$m(p)_D = \frac{k h T_{cs} (m(p)_i - m(p))}{50300 q T p_{cs}} \quad \text{Ec.2.33}$$

La ecuación 2.4 requiere que el pseudotiempo adimensional se defina como

$$t_{pD} = \frac{2.637 \times 10^{-4} k t_p}{\phi r_w^2} \quad \text{Ec.2.34}$$

Sustituyendo la definición para r_D y Ecs. 2.33 y 2.37, Ec.2.4 se simplifica a la ecuación de difusión en variables adimensionales en términos de la pseudopresión y el pseudotiempo.

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial m(p)_D}{\partial r_D} \right) = \frac{\partial p_{pD}}{\partial t_{pD}} \quad \text{Ec.2.35}$$

Fundamentos de Flujo de Gas en Medios Porosos

Ahora para la condición inicial sustituimos Ec.2.33 en Ec.2.26 y obtenemos la condición inicial en forma adimensional

$$m(p)_D(r_D, t_D = 0) = 0 \quad \text{Ec.2.36}$$

Para las condiciones de frontera interna y externa Ecs. 2.31 y 2.32 tenemos que son reducidas a su forma adimensional sustituyendo la definición de r_D Ec. y 2.33, para obtener:

Codición de frontera interna (producción a gasto contante, $r = r_w, t > 0$)

$$\left(\frac{\partial m(p)_D}{\partial r_D}\right)_{r_D=1} = -1 \quad \text{Ec.2.37}$$

Condición de frontera externa (no existe flujo en la frontera exterior, $r = r_e, t > 0$)

$$\left(\frac{\partial m(p)_D}{\partial r_D}\right)_{r_D=r_{eD}} = 0 \quad \text{Ec.2.38}$$

2.2.3. Ecuación de Difusión en función de la presión y el tiempo. Producción a Gasto Constante.

La ecuación de difusividad y las condiciones iniciales y de frontera en términos de la presión y el tiempo, se pueden expresar como sigue:

Partiendo de la Ecuación de Difusión Ec. 2.4

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{p}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{2.637 \times 10^{-4} k} \frac{p}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{Ec.2.4'}$$

la condición inicial

$$p(r, t = 0) = p_i \quad \text{Ec.2.39'}$$

la condición de frontera interna (gasto de producción constante, $r = r_w, t > 0$)

$$\left(r \frac{\partial p}{\partial r}\right)_{r=r_w} = \frac{25150 p_{cs} T q \mu z}{p k h T_{cs}} \quad \text{Ec.2.40'}$$

Fundamentos de Flujo de Gas en Medios Porosos

y la condición de frontera externa (no existe flujo en la frontera externa, $r = r_e, t > 0$)

$$\left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)_{r=r_e} = 0 \quad \text{Ec.2.41}$$

La condición de frontera interna (Ec.2.37) es similar que la definición para pseudotiempo y pseudopresión (Ec.2.30), y es obtenida de la misma si el término $\frac{p}{\mu z}$ se asume como constante en Ec.2.5 y sustituyendo la expresión resultante $p \left(\frac{2p}{\mu z}\right)$ por $m(p)$ en Ec.2.31.

r_D es definido en la tabla 2.1 por lo cual la condición de frontera interna Ec. 2.40 requiere que definamos la presión adimensional como:

$$p_D = \frac{\bar{p}khT_{cs}(p_i-p)}{25150qT\bar{\mu}z p_{cs}} \quad \text{Ec.2.42}$$

Debemos de hacer énfasis en el valor de $\frac{p}{\mu z}$, el cual fue asumido como constante, así como el valor medio de la presión en el área de drenaje, \bar{p} . Tomando en cuenta las consideraciones anteriores, la Ec.2.20 requiere que definamos al tiempo adimensional, como:

$$t_D = \frac{2.637 \times 10^{-4} kt}{\phi \bar{\mu} \bar{c}_i r_w^2} \quad \text{Ec.2.43}$$

Por último basta con sustituir la definición de r_D y Ecs. 2.42 y 2.43 en la ecuación 2.21 para obtener la Ecuación de Difusividad en Variables Adimensionales en Términos de Presión y Tiempo, asumiendo $\frac{p}{\mu z}$ como constante, de esta forma, obtenemos la ecuación de difusividad en variables adimensionales en términos de presión y tiempo:

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \quad \text{Ec.2.44}$$

Para la condición inicial sustituimos Ec.2.42 en Ec.2.39 para obtener la condición inicial en variables adimensionales:

$$p_D(r_D, t_D) = 0 \quad \text{Ec.2.45}$$

Para las condiciones de frontera interna y externa (Ecs. 2.40 y 2.41) sustituimos la definición de r_D y Ec.2.42 para obtenerlas en forma adimensional

Fundamentos de Flujo de Gas en Medios Porosos

Condición de frontera interna (gasto de producción constante, $r = r_w, t > 0$)

$$\left(\frac{\partial p_D}{\partial t_D}\right)_{r_D=1} = -1 \quad \text{Ec.2.46}$$

Condición de frontera externa (no existe flujo en la frontera externa, $r = r_e, t > 0$)

$$\left(\frac{\partial p_D}{\partial r_D}\right)_{r_D=r_{eD}} = 0 \quad \text{Ec.2.47}$$

2.2.4. Ecuación de Difusión en función de la presión al cuadrado y el tiempo. Producción a gasto constante.

Para este caso, al igual que en los anteriores debemos de definir la ecuación de difusividad y las condiciones iniciales y de frontera en términos de la presión al cuadrado y el tiempo. El desarrollo se muestra a continuación (se parte de las definiciones en función de la presión al cuadrado y el tiempo):

Partiendo de la Ecuación de Difusión

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{\partial (p^2)}{\partial r} \right] = \frac{\phi \mu c_t}{0.0002637k} \frac{\partial (p^2)}{\partial t} \quad \text{Ec.2.26}$$

La condición inicial es:

$$p(r, t = 0) = p_i \quad \text{Ec.2.48}$$

La condición de frontera interna (gsto de producción constante, $r = r_w, t > 0$) es:

$$\left[r \frac{\partial (p^2)}{\partial r} \right]_{r=r_w} = \frac{50300 p_{cs} T q \bar{\mu} \bar{z}}{kh T_{cs}} \quad \text{Ec.2.49}$$

Podemos notar que la condición de frontera interna Ec. 2.49 es similar que en la definición para términos de pseudopresión y pseudotiempo Ec.2.31. La Ec. 2.49 puede ser obtenida de la misma forma si asumimos como constante el término μz en Ec. 2.5 y si sustituimos el resultado $\frac{p^2}{\mu z}$ por $m(p)$ en Ec.2.31, definiendo las propiedades del gas para la presión media del área de drene, \bar{p} .

Fundamentos de Flujo de Gas en Medios Porosos

Finalmente para la condición de frontera externa (no existe flujo en la frontera externa, $r = r_e$, $t > 0$) tenemos:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)_{r=r_e} = 0 \quad \text{Ec.2.50}$$

r_D esta definido en la tabla 2.1 y Ec.2.26 requiere que definamos al tiempo adimensional t_D como Ec.2.43 y a la presión adimensional p_D como:

$$p_D = \frac{khT_{cs}(p_i^2 - p^2)}{50300qT\bar{\mu}z p_{cs}} \quad \text{Ec.2.51}$$

Haciendo las sustituciones de la definición de r_D , Ecs. 2.43 y 2.51, Ec. 2.26 queda simplificada en su forma adimensional en términos del cuadrado de la presión y el tiempo, asumiendo μz como constante como:

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \quad \text{Ec.2.52}$$

Para la condición inicial sustituimos Ec.2.51 en Ec. 2.48 para obtenerla en su forma adimensional

$$p_D(r_D, t_D = 0) = 0 \quad \text{Ec.2.53}$$

Por último para obtener las condiciones de frontera interna y externa Ecs. 2.49 y 2.50 sustituimos la definición de r_D y Ec.2.51.

Condición de frontera interna (gasto de producción constante, $r = r_w$, $t > 0$)

$$\left(\frac{\partial p_D}{\partial r_D}\right)_{r_D=1} = -1 \quad \text{Ec.2.54}$$

Condición de frontera externa (no existe flujo en la frontera, $r = r_e$, $t > 0$)

$$\left(\frac{\partial p_D}{\partial r_D}\right)_{r_D=r_{eD}} = 0 \quad \text{Ec.2.55}$$

3. SOLUCIÓN A LA ECUACIÓN DE DIFUSIÓN PARA FLUJO RADIAL DE UN POZO DE GAS QUE PRODUCE A GASTO CONSTANTE EN UN YACIMIENTO DE COMPORTAMIENTO INFINITO

La ecuación de difusión puede ser resuelta analíticamente para diversas geometrías de flujo. En general para el análisis de pruebas de presión en pozos de gas se utiliza la solución de la ecuación para un flujo con geometría radial.

Para la solución de flujo radial, podemos considerar alguna de las siguientes condiciones de frontera asumiendo la condición de producción a gasto constante:

- Yacimiento infinito
- Yacimiento circular finito sin flujo en la frontera externa
- Yacimiento circular finito con presión constante en la frontera externa

En este trabajo, utilizaremos la condición de frontera externa que supone un yacimiento infinito.

3.1. SOLUCIÓN A LA ECUACIÓN DE DIFUSIÓN PARA FLUJO RADIAL EN UN POZO QUE PRODUCE A GASTO CONSTANTE EN UN YACIMIENTO INFINITO.

Como se comentó con anterioridad, para el análisis de pozos de gas, la geometría de flujo más utilizada es la de flujo radial. La ecuación de flujo para esta geometría fue desarrollada en términos de variables adimensionales en la sección 2.2 bajo diversas consideraciones tratadas en la sección mencionada. La ecuación que representa este comportamiento es la siguiente:

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial \Delta p_D}{\partial r_D} \right) = \frac{\partial \Delta p_D}{\partial t_D} \quad \text{Ec.2.44}$$

Esta ecuación (Ec.2.44) necesita para ser resuelta condiciones iniciales y de frontera, mismas que fueron presentadas en la misma sección (sección 2.2) y que son las que definirán las condiciones de comportamiento infinito y gasto de producción constante.

a. *Condición de gasto de flujo constante*

$$r_D \left(\frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right)_{r_D=1} = -1 \quad \text{para } t > 0 \quad \text{Ec.3.1}$$

Solución a la Ecuación de Difusión

Esta condición es de frontera interna, ya que $r = r_w$ (dado que $r_D = 1$) y representa el gasto constante de producción debido a que no existe variación de presión en todo el pozo; al no existir cambios en la presión, no habrá cambios en el gasto de flujo. Esta condición asume que el radio del pozo es igual a cero e implica representar al pozo como una línea recta; podemos representarlo como:

$$\lim_{r_D \rightarrow 0} r_D \frac{\partial}{\partial r_D} (\partial p_D) = -1$$

b. *Condición de yacimiento infinito*

Para todo tiempo, la presión en la frontera externa se mantiene constante e igual a la presión inicial del yacimiento, esto debido a la consideración de yacimiento infinito, lo cual implica un radio infinito en el que nunca se llegará el abatimiento de presión, esto se representa como:

$$\Delta p_D \rightarrow 0 \text{ cuando } r_D \rightarrow \infty \text{ para todo } t_D$$

c. *Presión constante en todo el yacimiento antes del inicio de explotación.*

$$\Delta p_D = 0 \text{ al tiempo } t_D = 0 \text{ para todo } r_D$$

Bajo las condiciones anteriores, la solución de Ec. 2.44 es:

$$p_D = -\frac{1}{2} Ei \left(-\frac{r_D^2}{4t_D} \right) \tag{Ec.3.2}$$

en variables y unidades de campo

$$p_D = -\frac{1}{2} Ei \left(\frac{-9480 \mu c_t r^2}{kt} \right)$$

y la función Ei o integral exponencial que esta definida como:

$$-Ei(-x) = \int_x^\infty \frac{e^{-\xi}}{\xi} d\xi$$

Donde ξ es una variable de integración llamada constante de Euler y cuyo valor es 0.5772. La integral exponencial puede ser obtenida en Tablas de Funciones Matemáticas, pero también puede ser definida de forma conveniente a través de una serie de expansión definida por:

$$Ei(-x) = \ln(1.781x) + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-x)^n}{(n)(n!)} \tag{Ec.3.3}$$

Solución a la Ecuación de Difusión

$$Ei(-x) = \ln(1.781x) - x + \frac{x^2}{(2)(2!)} - \frac{x^3}{(3)(3!)} + \frac{x^4}{(4)(4!)} - \dots + \frac{(-x)^n}{(n)(n!)}$$

El número de términos requeridos depende de la magnitud de x y la exactitud deseada. Para valores de x menores que 0.001 el valor de la integral exponencial es aproximada por

$$Ei(-x) = \ln(1.781x) \text{ para } x < 0.01 \tag{Ec.3.4}$$

Para valores $x > 5$ la integral exponencial es aproximada a cero. La gráfica de la función Ei es mostrada en **Fig. 3.1**.

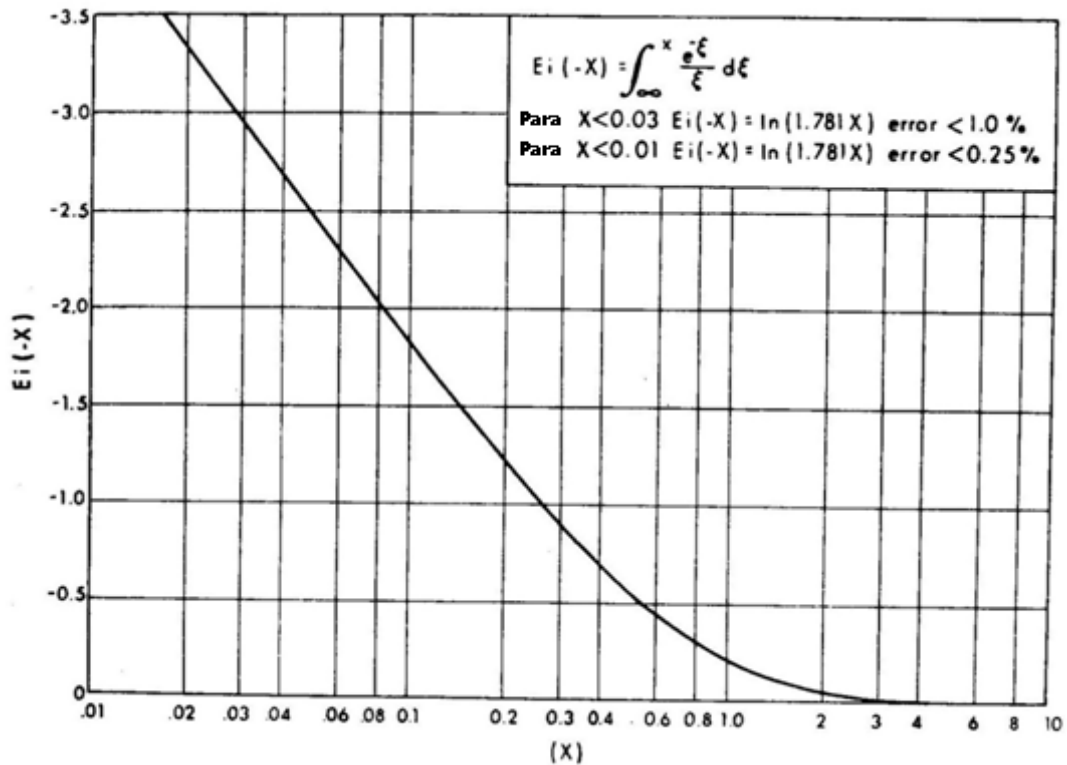


Fig. 3.1 Representación gráfica de la función integral exponencial

Según lo anterior, para $x < 0.01$ ó $\frac{1}{x} > 100$, Ec.3.2 la podemos expresar como

$$p_D = \frac{1}{2} \ln\left(\frac{4t_D}{1.781r_D^2}\right) \text{ para } \frac{4t_D}{r_D^2} > 100 \tag{Ec.3.5}$$

o bien

$$p_D = \frac{1}{2} \left[\ln\left(\frac{t_D}{r_D^2}\right) + 0.80907 \right] \text{ para } \frac{t_D}{r_D^2} > 25 \tag{Ec.3.6}$$

Solución a la Ecuación de Difusión

La gráfica de Ec.3.2 se muestra en **Fig.3.2** para diferentes valores de r_D . Ec.3.2 describe la relación de la presión, el radio y el tiempo para todo el yacimiento. Por lo regular, el punto de mayor interés para el análisis es el pozo, esto es, cuando $r = r_w$ ($r_D = 1$). Cuando $r_D = 1$ Ec.3.2 recibe un nombre especial, p_t . p_t es expresada en variables adimensionales y corresponde al valor de p_D en el pozo (no se consideran los efectos de turbulencia y daño).

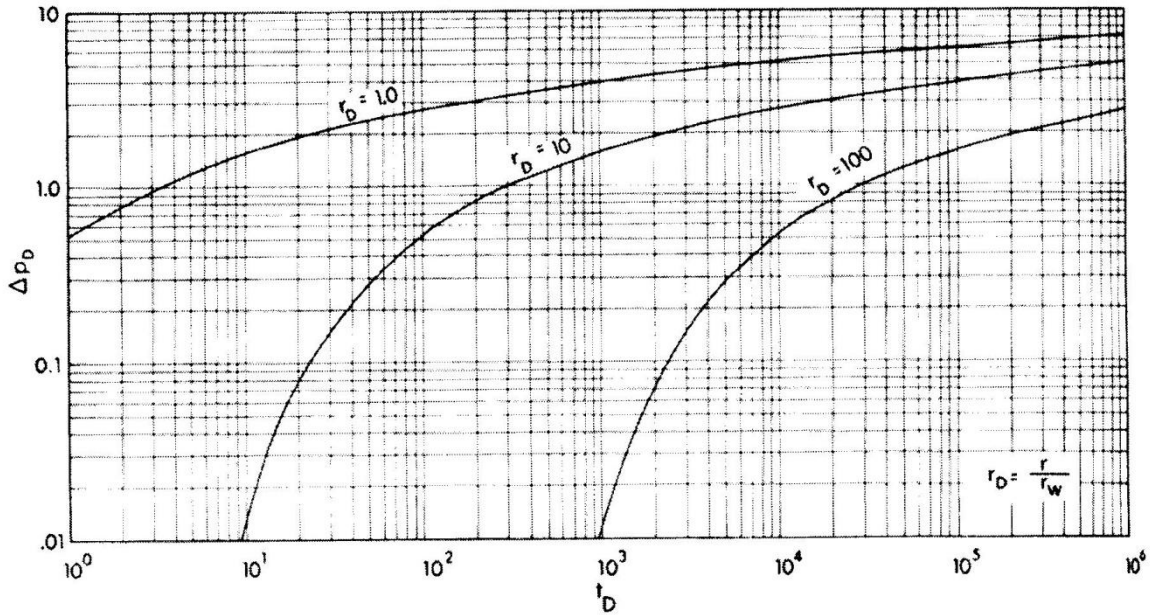


Fig.3.2. Curvas Tipo para diferentes valores de r_D

p_t varía con las condiciones de frontera, pero para el caso de gasto de producción constante en un yacimiento infinito, p_t es:

$$p_t = p_D|_{r_D=1} \tag{Ec.3.7}$$

$$p_t = -\frac{1}{2} Ei\left(-\frac{1}{4t_D}\right) \tag{Ec.3.8}$$

Representada en términos de la aproximación logarítmica, de Ec.3.6:

$$p_D = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0.809) \text{ para } t_d > 25 \tag{Ec.3.9}$$

Solución a la Ecuación de Difusión

3.2. REPRESENTACIÓN GRÁFICA (CURVA TIPO)

Las soluciones a las ecuaciones de flujo, y en particular para flujo cilíndrico radial, para las diversas condiciones de fronteras mencionadas con anterioridad pueden ser obtenidas analíticamente o numéricamente. En este caso, las soluciones pueden ser representadas gráficamente mediante curvas tipo. Esta forma de presentación de las ecuaciones de flujo tiene ventajas únicas para el análisis de pruebas de presión en pozos de gas.

Existen un gran número de curvas tipo para analizar los yacimientos de gas, algunas de ellas son:

- Solución fuente lineal
- Considerando efectos de *almacenamiento* y *daño*
- Para pozos con *fractura* vertical (conductividad infinita)
- Para pozos con *fractura* vertical (fractura natural)
- Para pozos en los que se varia el gasto de flujo

Para nuestro trabajo utilizaremos la curva tipo para la solución fuente lineal, **Fig. 3.3**, la cual representa la función Ei , que es solución para cualquier radio, gasto de producción constante y yacimiento de comportamiento infinito. Esta curva tiene su mayor aplicación para analizar los efectos de interferencia; tema de esta tesis.

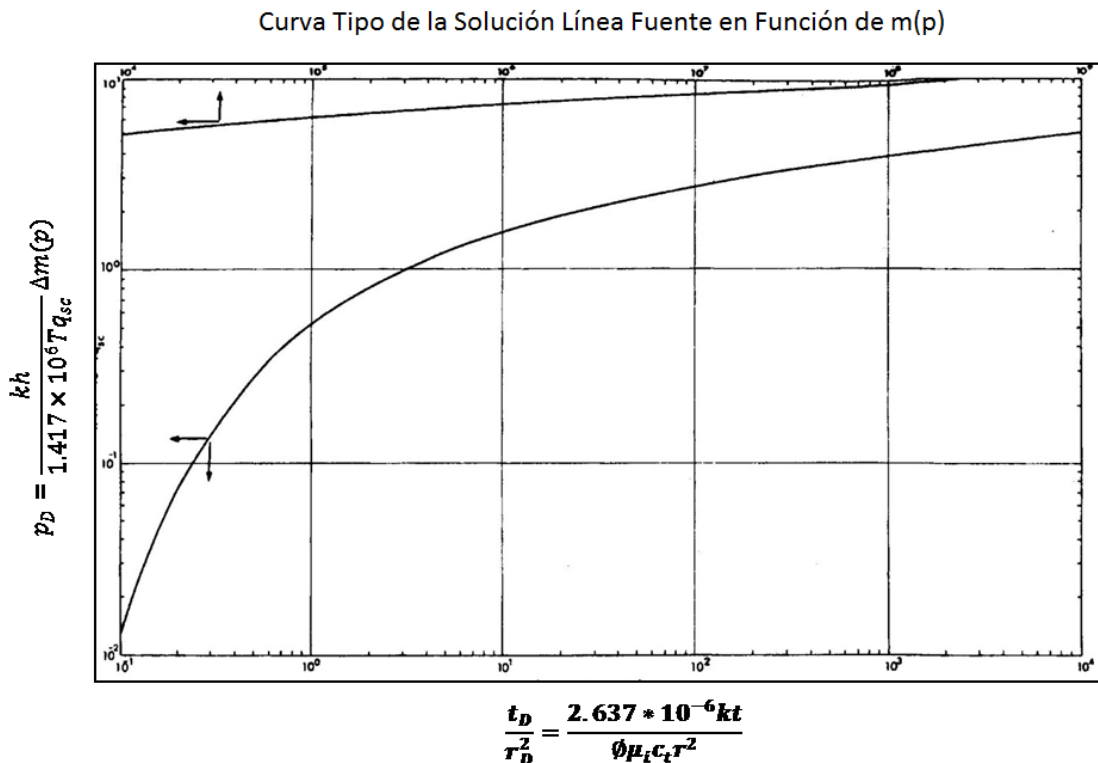


Fig. 3.3. Curva Tipo de la solución Fuente Lineal para yacimientos de gas

Solución a la Ecuación de Difusión

En **Fig. 3.4** se presenta la curva tipo de la solución Fuente Lineal para el estudio de yacimientos de aceite, la cual comparando con la Fig.3.3 presentan la misma curva. Esto se debe a que ambas curvas son representadas por la misma ecuación, Ec.3.2, la cual es función del tiempo y la presión adimensional, por tanto, tenemos que la única variante entre estas dos soluciones son las definiciones para la presión adimensional empleada en la curva, la cual para gas (Fig.3.3) es representada por Ecs.3.10 y para el caso de aceite (Fig.3.4) Ec.3.11.

$$p_D = \frac{kh}{1.417 \cdot 10^6 T q_{sc}} \Delta m(p) \quad (3.10)$$

$$p_D = \frac{kh}{141.2 q B \mu} \Delta p \quad (3.11)$$

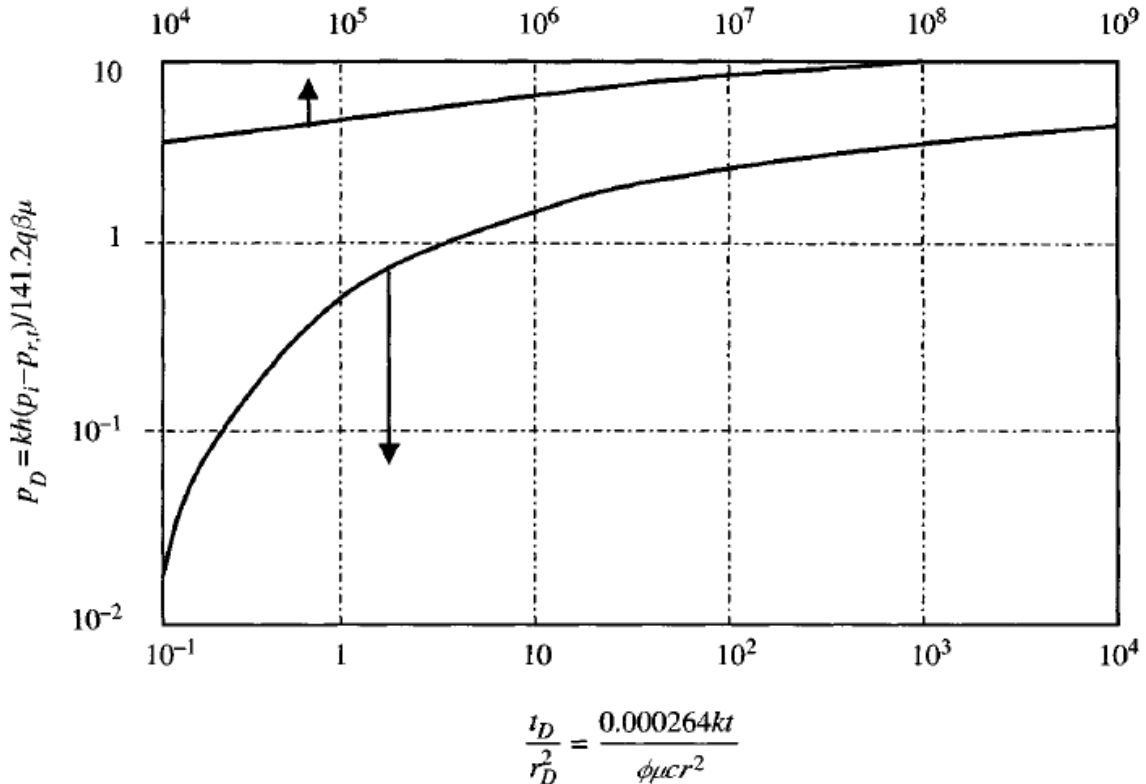


Fig. 3.4. Curva Tipo de la solución Fuente Lineal para yacimientos de aceite

Solución a la Ecuación de Difusión

Si hacemos la superposición de las gráficas podemos apreciar claramente que se trata de la misma curva. **Fig.3.5**

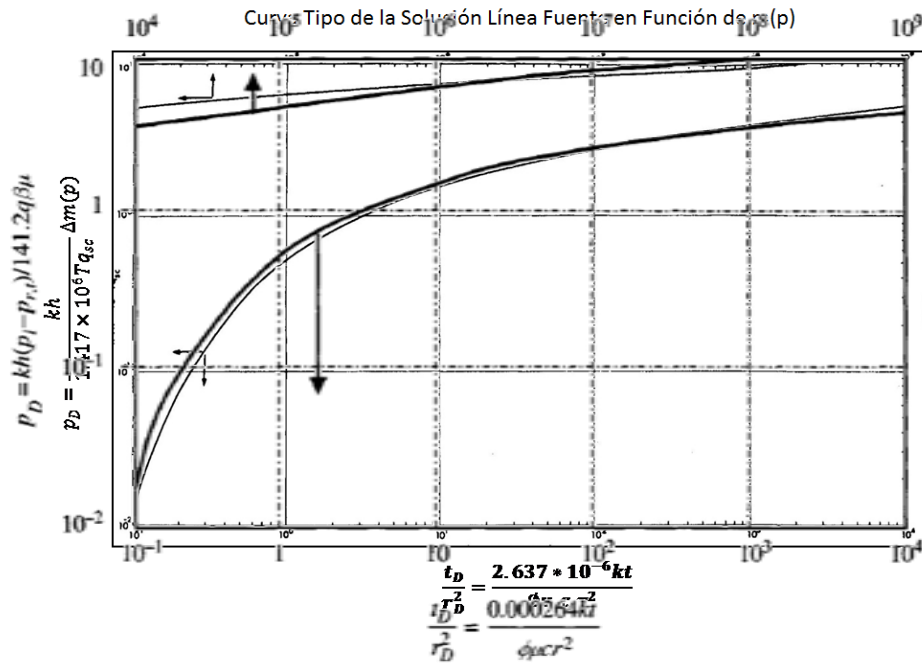


Figura 3.5. Superposición de la Curva Tipo para aceite y la Curva Tipo para gas

Para el caso de los yacimientos de gas podemos tratar la ecuación de difusión en función de la presión (p), la presión al cuadrado (p^2) y la pseudopresión ($m(p)$) tal y como se abordó en el capítulo 2 de este trabajo y por lo cual debemos de considerar diferentes definiciones de p_D . Apoyándonos de la tabla 2.1, vamos a definir p_D para cada uno de los casos mencionados y que serán empleados en cada curva tipo para resolver los casos de campo que se presentan en el capítulo 4, por tanto:

- a. Definición de p_D en función de p

$$\Delta p_D = \frac{p_i - p}{p_i q_D} \tag{Ec.3.12}$$

$$q_D = \frac{7.11 \times 10^5 z T q_{sc} \bar{\mu}}{\bar{p} k h p_i} \tag{Ec.3.13}$$

Solución a la Ecuación de Difusión

Sustituyendo Ec.3.13 en Ec.12, obtenemos

$$\Delta p_D = \frac{\bar{p}kh\Delta p}{7.11 \times 10^5 z T q_{sc} \bar{\mu}} \quad \text{Ec.3.14}$$

b. Definición de p_D en función de p^2

$$\Delta p_D = \frac{p_i^2 - p^2}{p_i^2 q_D} \quad \text{Ec.3.15}$$

$$q_D = \frac{1.422 \times 10^6 \bar{z} T q_{sc} \bar{\mu}}{k h p_i^2} \quad \text{Ec.3.16}$$

Sustituyendo Ec.3.16 en Ec.3.15, obtenemos

$$\Delta p_D = \frac{kh}{1.422 \times 10^6 z T q_{sc} \bar{\mu}} \Delta p^2 \quad \text{Ec.3.17}$$

c. Definición de p_D en función de $m(p)$

$$\Delta p_D = \frac{m(p)_i - m(p)}{m(p)_i q_D} \quad \text{Ec.3.18}$$

$$q_D = \frac{1.422 \times 10^6 T q_{sc}}{k h m(p)_i} \quad \text{Ec.3.19}$$

Sustituyendo Ec.19 en Ec.3.18, obtenemos

$$\Delta p_D = \frac{kh}{1.422 \times 10^6 T q_{sc}} \Delta m(p) \quad \text{Ec.3.20}$$

Las Ecs. 3.14, 3.17 y 3.20 son las definiciones que se deben de utilizar en las curvas tipo cuando el fluido se trate de gas y se deberá elegir según el término que sea tratado en el análisis. Así cuando el caso tratado sea analizado en función de la presión, se utilizará Ec. 3.14; cuando el análisis se realice en función de la presión al cuadrado, utilizaremos Ec. 3.19; y si el análisis se realiza en función de la pseudopresión, utilizaremos Ec.3.20.

4. APLICACIONES Y CASOS DE CAMPO

4.1. IMPORTANCIA Y DEFINICIÓN DE PRUEBA DE INTERFERENCIA DE PRESIÓN.

Una prueba de interferencia de presión es la medición de la presión de varios pozos en una zona de un yacimiento, de los cuales sólo uno de ellos se abre a producción o a inyección (pozo activo) mientras que los demás permanecen cerrados (pozos observadores) para medir el disturbio de presión generado entre el pozo activo y cada uno de los observadores.

El propósito de una prueba de interferencia es brindar información sobre la *anisotropía* del yacimiento, obteniendo mediante estas pruebas valores de porosidad, permeabilidad y extensión areal. Las pruebas de interferencia tienen la ventaja sobre las pruebas realizadas a un solo pozo de obtener resultados que reflejan características de una región más grande del yacimiento.

La realización de pruebas de interferencia tiene cuatro objetivos principales:

- Determinan el grado de comunicación entre dos o más pozos que están dentro del mismo yacimiento.
- Determinar la presencia o ausencia de barreras de flujo.
- Estimar la permeabilidad k y el producto porosidad-compresibilidad ϕc_t en el área comprendida entre los pozos y sus alrededores.
- Determinar la orientación máxima y mínima de permeabilidades en el yacimiento.

Actualmente, el ingeniero de yacimientos cuenta con cinco modelos generalizados para la interpretación de pruebas de interferencia, estas son:

- Modelo analítico simple: Utiliza la solución Fuente Lineal para flujo radial para el análisis. Las curvas tipo de interferencia con incremento o decremento de presión están disponibles para medir los datos de la prueba de dos pozos en un yacimiento homogéneo de gran tamaño.
- Un modelo analítico obtenido de una modificación a la solución Fuente Lineal y que ha sido desarrollado para yacimientos anisotrópicos. Brindan información hasta de 4 pozos, se puede calcular la dirección principal de la permeabilidad y su magnitud.
- Las curvas tipo para pruebas de interferencia de decremento o incremento están disponibles para yacimientos que presentan flujo lineal. Los datos para yacimientos altamente fracturados, formaciones geotérmicas y yacimientos de gas, pueden ser analizados utilizando éste modelo.
- Modelos de interpretación para prueba de interferencia vertical y prueba de pulso de un solo pozo. Esta prueba provee información sobre las discontinuidades del yacimiento, acuíferos y posiblemente capas incomunicadas.

Aplicaciones y Casos de Campo

- Modelos que son utilizados para analizar la respuesta de una perturbación pequeña en el gasto de flujo del pozo activo. Los análisis de prueba multipozo y prueba de pulso toman en cuenta los factores de daño y de almacenamiento, tanto para pozos de observación como en el pozo activo.

En una prueba de interferencia, la modificación del gasto de flujo en un pozo crea una presión de interferencia en un pozo observador, la cual puede ser analizada para determinar propiedades del yacimiento.

Las pruebas de interferencia requieren de al menos un pozo activo (productor o inyector) y un pozo observador. En **Fig.4.1** se ilustran dos pozos en los que se esta aplicando una prueba de interferencia a un yacimiento. El pozo de observación esta cerrado y esta encargado de medir la presión.

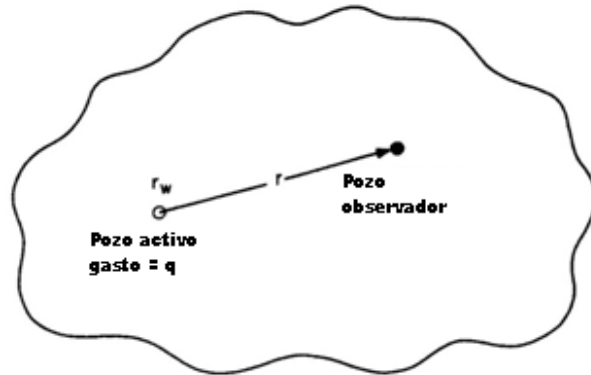


Figura 4.1. Pozos activo y observador en una prueba de interferencia

En las pruebas de interferencia el *gasto* es variado mientras se mide la respuesta de la presión de fondo fluyendo en el pozo observador. En **Fig.4.2** se muestran las gráficas de la variación del gasto en el pozo productor y la respuesta de las presiones para ambos pozos respectivamente.

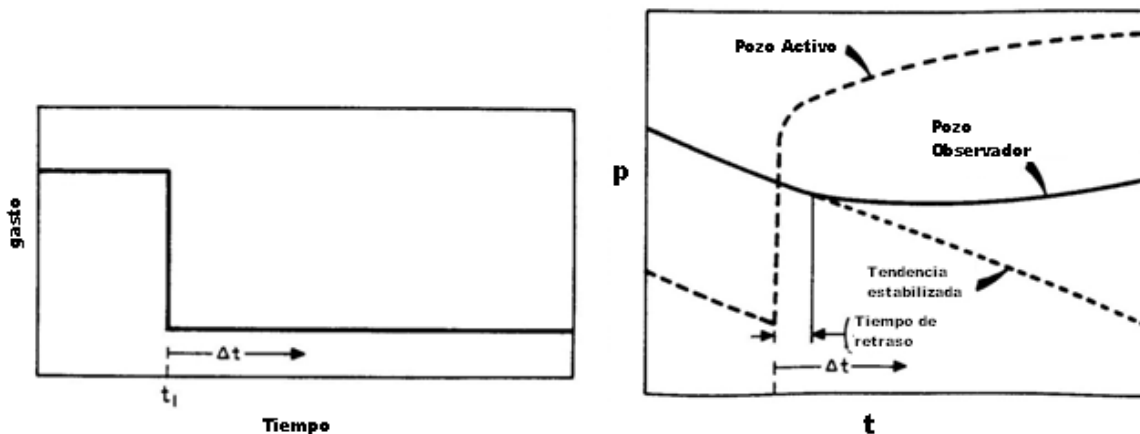


Figura 4.2. Comportamiento del gasto de flujo y la presión de fondo fluyendo en una prueba de interferencia.

Aplicaciones y Casos de Campo

Las pruebas de presión multipozo tienen la ventaja de investigar una región más grande del yacimiento que una prueba de un solo pozo. Aunque se tiene el paradigma de que las pruebas de interferencia sólo pueden proveer información de la región situada entre pozos, éstas pruebas arrojan resultados afectados por una región mucho más grande.

4.2. FUNDAMENTOS DE CONCORDANCIA DE CURVA TIPO (PUNTO MATCH).

A partir de este punto, usaremos p_D para hablar de Δp_D y usaremos $m(p)$ sabiendo que es posible utilizar las otras 2 definiciones, p y p^2 .

La gráfica logarítmica de la solución Fuente Lineal – curva tipo – mostrada en **Fig.4.3** se utiliza para analizar pruebas de interferencia. Para interpretar la curva tipo, debemos considerar las definiciones de $P_D(r_D, t_D)$ y t_D/r_D^2 ; tomando las definiciones logarítmicas para estas definiciones, obtenemos:

$$\log[p_D(r_D, t_D)] = \log \frac{kh}{1.417 \cdot 10^6 T_{sc}} + \log[\Delta m(p)] \quad \text{Ec.4.1}$$

y

$$\log \left(\frac{t_D}{r_D^2} \right) = \log \left(\frac{2.637 \cdot 10^{-4} k}{\phi \mu_i c_i r^2} \right) + \log t \quad \text{Ec.4.2}$$

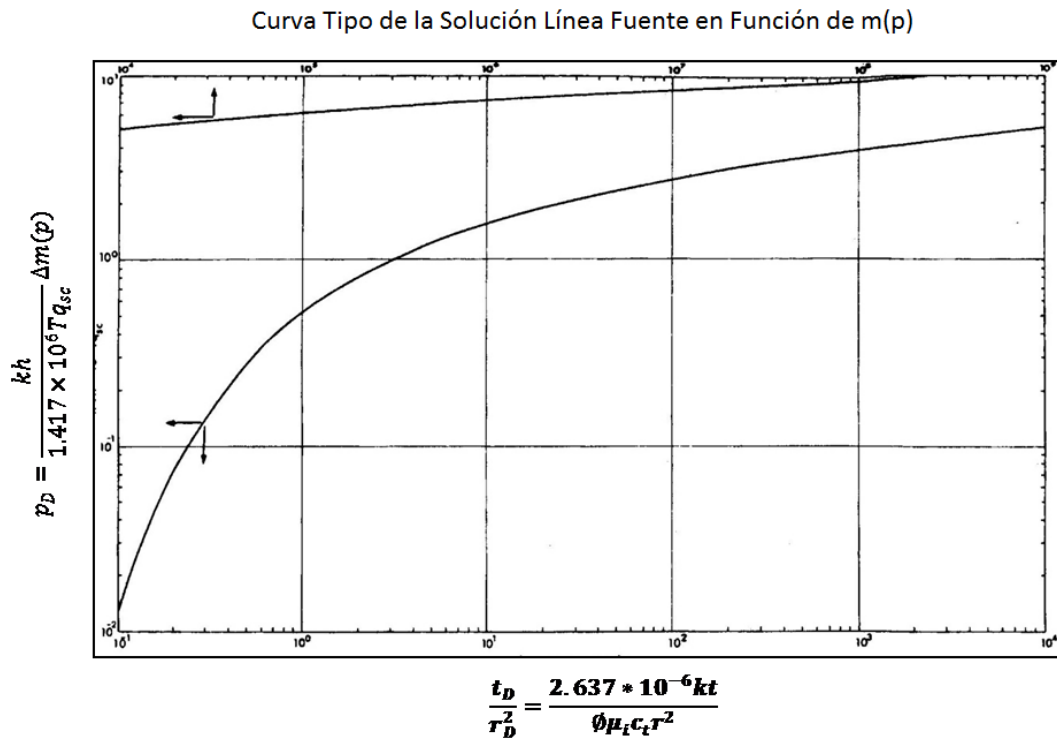


Figura 4.3. Curva Tipo

Aplicaciones y Casos de Campo

Los primeros términos del lado derecho de Ecs. 4.1 y 4.2 representan las constantes que rigen la distribución de presión en el yacimiento. Revisando Ecs. 4.1 y 4.2 sugieren que la gráfica del logaritmo de la diferencia de presión ($\Delta m(p)$) contra el logaritmo del tiempo (t) debe ser exactamente la curva del logaritmo de $p_D(r_D, t_D)$ contra el logaritmo de t_D/r_D^2 .

Por lo anterior, las bases para obtener la aproximación por curva tipo son las siguientes. Si las mediciones son graficadas como el logaritmo del cambio de presión (debido al cambio de gasto) contra el logaritmo del tiempo (siendo cero el momento justo del cambio de gasto para generar el pulso), entonces la gráfica deberá ser similar a la gráfica logarítmica de $p_D(r_D, t_D)$ contra t_D/r_D^2 (Fig.4.3). Si la alineación de las gráficas es obtenida, entonces kh/μ_g puede ser calculado mediante el desplazamiento vertical del eje horizontal y $kh/\phi c_t \mu_g$ puede calcularse del desplazamiento horizontal del eje vertical. La gráfica de campo debe ser alineada a la Curva Tipo lo mejor posible y se debe de elegir un punto común de referencia, el cual será llamado "match point"; sus coordenadas son conocidas en ambas gráficas y por lo tanto, obtendremos del Match Point los valores de p_D y t_D/r_D^2 de la curva tipo y $\Delta m(p)$ y t de la curva de interferencia del pozo. Podemos obtener la capacidad de flujo kh , mediante la sustitución de las coordenadas de p_D y $\Delta m(p)$ del Match Point en la definición de la presión adimensional, y el producto $\phi c_t h$, mediante la sustitución de las coordenadas de t y t_D/r_D^2 del Match Point en la definición de t_D/r_D^2 . La última opción es preferible de abordar debido a que la compresibilidad efectiva del sistema puede no ser conocida con precisión; si el producto $\phi c_t h$ es conocido, entonces es posible determinar con éste la capacidad de flujo con tiempo del Match Point.

4.3. TÉCNICA MATCH POINT

De forma sencilla, se definen los siguientes pasos básicos involucrados en el procedimiento de ajuste de la Curva Tipo:

1. Graficar los cambios de presión $\Delta m(p)$ contra el tiempo t en cualquier sistema de unidades sobre un papel de escala logarítmica. Se deberá usar la misma escala que la Curva Tipo, es decir, si en la curva tipo tenemos 3 ciclos en el eje horizontal y 3 ciclos en el eje vertical, la gráfica de campo deberá de tener el mismo número de ciclos en cada eje.

Aplicaciones y Casos de Campo

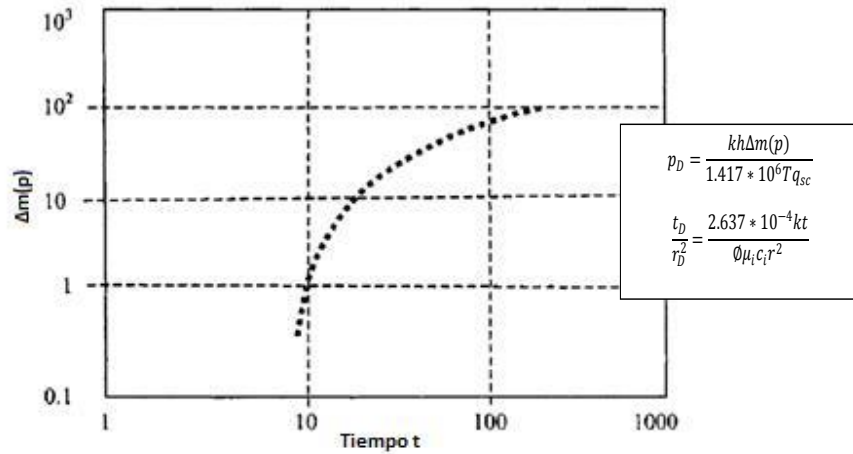


Figura 4.4. Gráfica obtenida de los datos de una prueba de interferencia

- Ubicar los puntos graficados sobre la Curva Tipo, de tal forma que ambas curvas coincidan una sobre la otra lo mejor posible. Mantener los dos ejes coordenados de forma paralela.

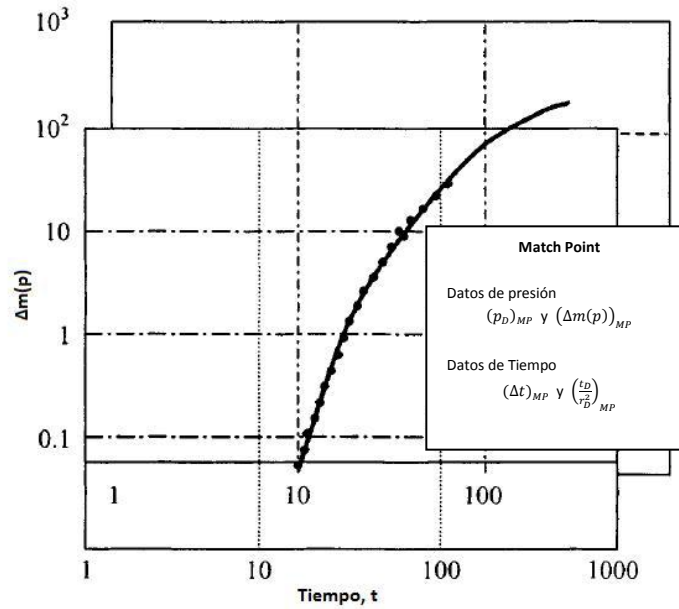


Figura 4.5. Superposición de la gráfica obtenida de la prueba y la curva tipo

- Para calcular parámetros del yacimiento, seleccionar el Match Point en el mejor punto conveniente para ambas gráficas y registre las coordenadas. Una vez obtenido el Match Point, usar las coordenadas para calcular los parámetros del yacimiento k y ϕc_t mediante Ecs. 4.3 y 4.4.

$$k = \frac{1.422 \times 10^6 T q_{sc}}{h} \frac{(p_D)_{MP}}{(\Delta m(p))_{MP}} \tag{Ec.4.3}$$

Aplicaciones y Casos de Campo

$$\phi c_t = \left(\frac{0.000264k}{\mu r^2} \right) \left[\frac{t_{MP}}{(t_D/r_D^2)_{MP}} \right] \quad \text{Ec.4.4}$$

Si la curva de campo fue tratada en términos de presión p o presión al cuadrado p^2 , se deberá de hacer uso de Ecs. 4.5 y 4.7 en lugar de Ec. 4.3 respectivamente.

$$k = \frac{7.110 \times 10^5 z T q_{sc} \mu (p_D)_{MP}}{h \bar{p} (\Delta p)_{MP}} \quad \text{Ec.4.5}$$

Ec.4.5 tiene una variante que es equivalente y es ampliamente utilizada en la industria y con la cual obtenemos valores similares, esta es Ec. 4.6.

$$k = \frac{141.2 q_g B_{gi} \mu_{gi}}{h} * \frac{(p_D)_{MP}}{(\Delta p)_{MP}} \quad \text{Ec.4.6}$$

Finalmente, para el caso de la presión al cuadrado:

$$k = \frac{1.422 \times 10^6 z T q_{sc} \mu (p_D)_{MP}}{h (p^2)_{MP}} \quad \text{Ec.4.7}$$

Donde:

k : Permeabilidad [mD]

q_g : Gasto de gas [mmpcd]

B_{gi} : Factor de volumen del gas a condiciones iniciales del yacimiento $\left[\frac{\text{bbl}}{\text{mmpcd}} \right]$

μ_{gi} : Viscosidad del gas a condiciones iniciales del yacimiento [cP]

h : Espesor del yacimiento [ft]

p_D : Valor de la presión adimensional del Match Point [1]

Δp : Valor de la diferencia de presión del Match Point [psi]

μ : Viscosidad del gas a las condiciones del yacimiento [cP]

r : Distancia entre pozos [ft]

t : Valor del tiempo del Match Point [hrs]

$\frac{t_D}{r_D^2}$: Valor del cociente del tiempo adimensional entre el radio adimensional del pozo al cuadrado

z : Factor de compresibilidad del gas [1]

T : Temperatura del yacimiento [°R]

q_{sc} : Gasto de gas a condiciones estándar [mmpcd]

\bar{p} : Presión media del yacimiento [psi]

Aplicaciones y Casos de Campo

4.4 APLICACIÓN 1. INTERFERENCIA ENTRE EL POZO TORRES-10 Y EL POZO BICENTENARIO-42.

Debido a la necesidad de conocer el grado de conectividad entre bloques y formación en el Complejo Universidad Nacional, se realizará una prueba de interferencia con los siguientes datos:

Pozo pulsante: Torres-10
 Pozo observador: Bicentenario-42

Como parte de la información proporcionada por el activo, contamos con una sección estructural y un plano estructural de los pozos involucrados en la prueba, los cuales se muestran en las Figs. 4.6 y 4.7 respectivamente.

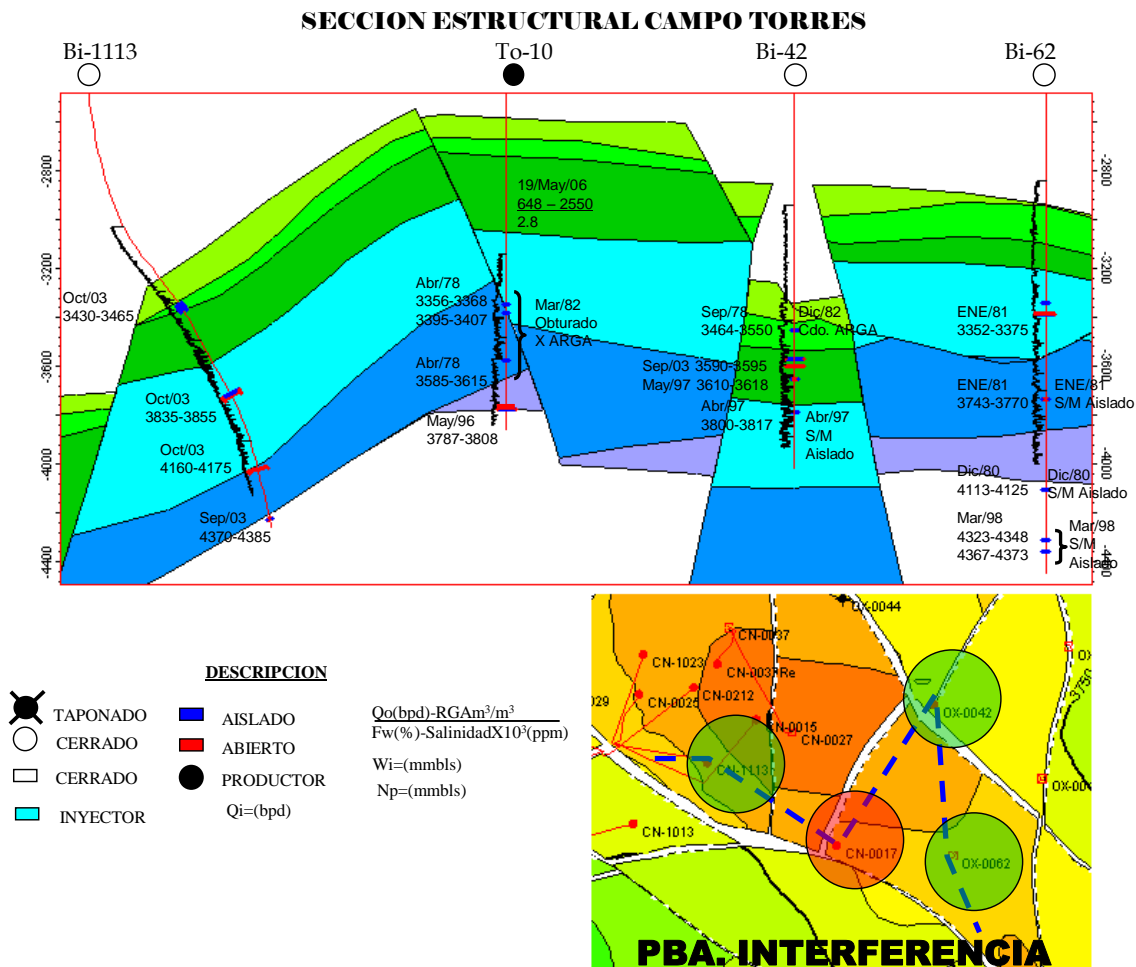


Figura 4.6. Sección estructural campo Torres

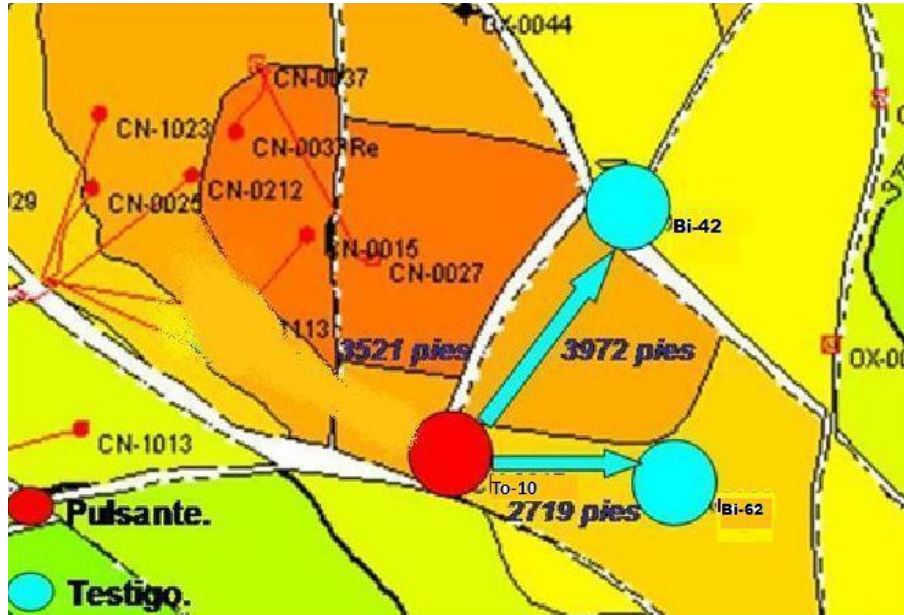


Figura 4.7. Plano estructural de los pozos involucrados

Así mismo es necesario conocer los pozos involucrados de forma individual y no sólo a nivel de yacimiento, por tanto, en **Figs. 4.8 y 4.9** se muestran los estados mecánicos de los pozos Torres-10 y Bicentenario-42 respectivamente.

Contando con la información anterior, podemos determinar datos que son necesarios para el análisis de la prueba de interferencia, como lo son:

- h . Espesor de la formación; se utiliza en las ecuaciones de análisis
- \emptyset . Porosidad; se utiliza en las ecuaciones de análisis
- r_w . Radio del pozo; se utiliza en las ecuaciones de análisis
- S_o . Saturación de aceite
- S_g . Saturación de gas
- S_w . Saturación de agua
- Profundidad del intervalo productor
- Formación productora
- L . Distancia del pozo pulsante al pozo observador
- p_y . Presión del yacimiento
- T_y . Temperatura del yacimiento

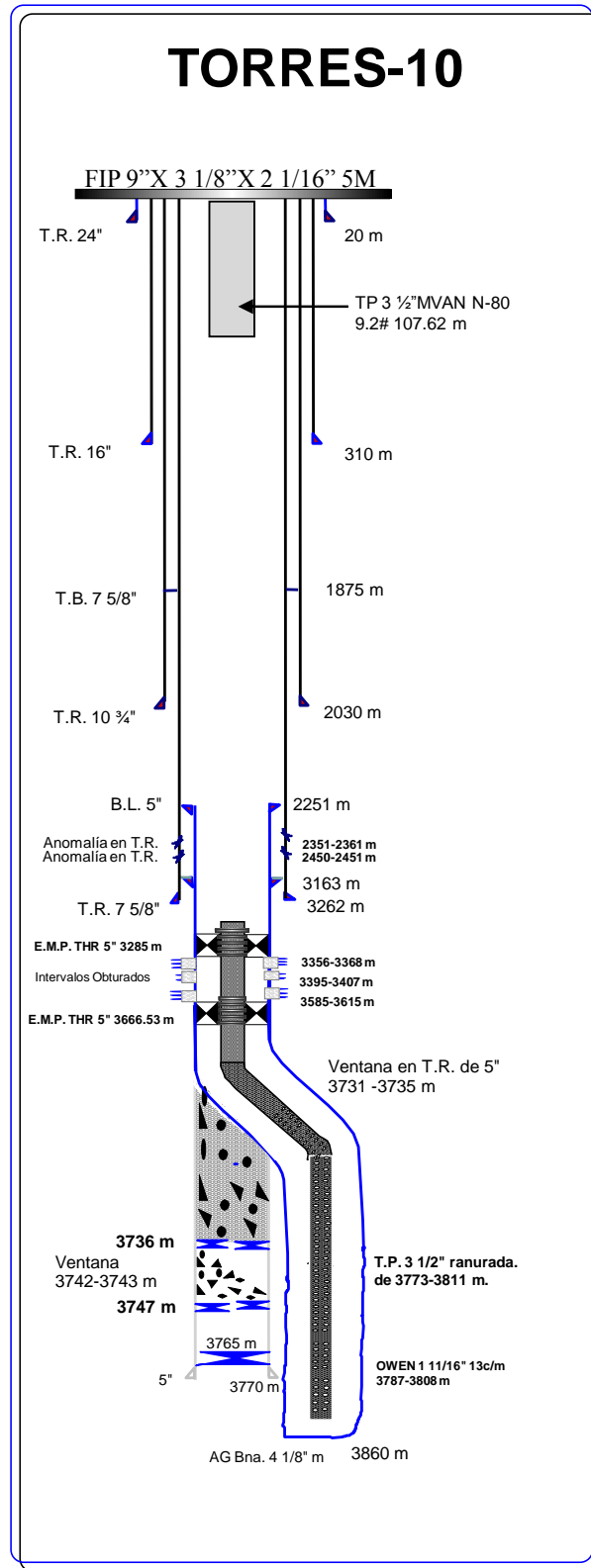


Figura 4.8. Estado mecánico del pozo Torres-10

Bicentenario-42

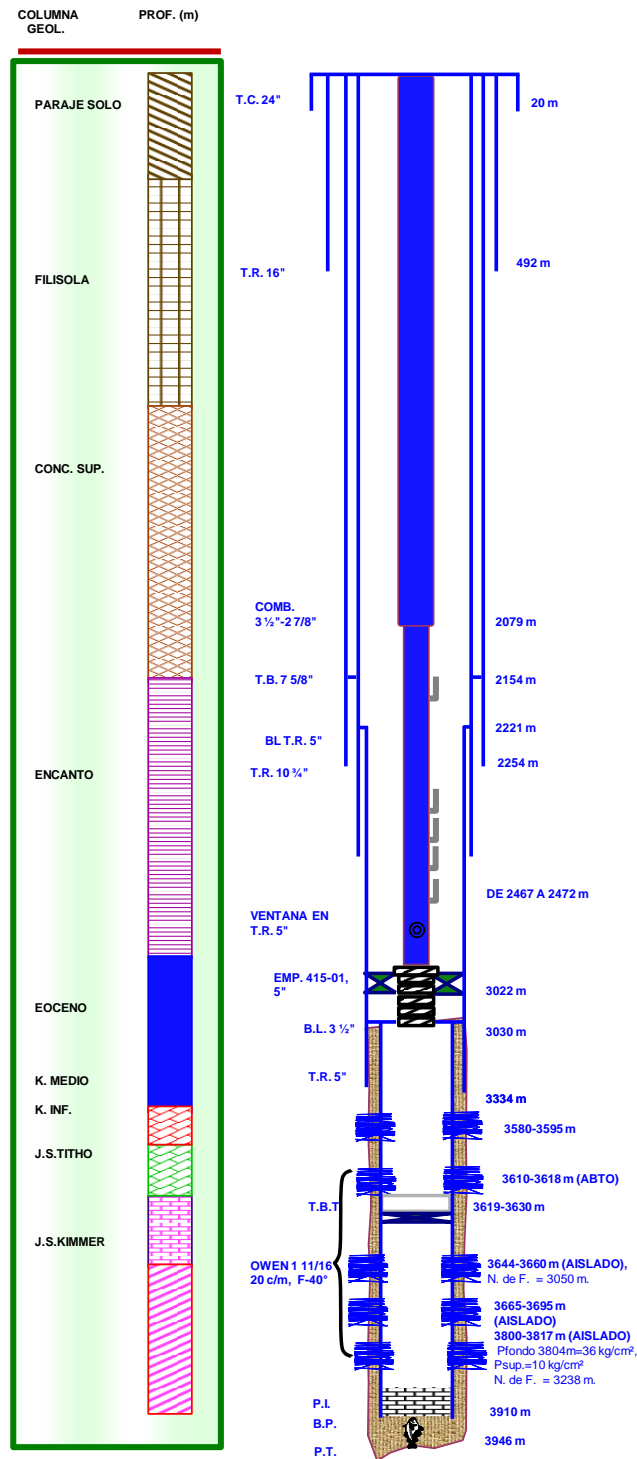


Figura 4.9. Estado mecánico del pozo Bicentenario-42

Aplicaciones y Casos de Campo

Después de analizar las figs. 4.6 a 4.9 extraemos la información necesaria y la presentamos resumida en la **tabla 4.4**.

Pozo	r_w [ft]	h [ft]	ϕ [frac]	p_y [psia]	T_y [°F]	S_w [frac]	L [ft]	Profundidad [m]	Formación
To-10	0.3	988	0.06	1094	253	0.28	--	3787-3808	JSOx
Bi-42	0.3	988	0.06	1260	253	0.25	3972	3580-3595 3610-3618	KI

Tabla 4.4. Datos extraídos necesarios para la interpretación de la prueba

Una vez que hemos identificado la información del yacimiento y de los pozos involucrados, iniciamos con el tratamiento de la información propia de la prueba, es decir, los datos de presión y tiempo registrados por la sonda durante la prueba.

El primer paso que debemos realizar es graficar las curvas de presión vs tiempo del pozo observador Bicentenario-42 para visualizar su comportamiento. Una vez que tenemos la grafica p vs t identificamos y marcamos el inicio del pulso generado por el pozo Torres-10 revisando la bitácora de operaciones del mismo o mediante el análisis visual. El comportamiento de la presión en el pozo observador debe de estar estable antes del pulso, esto nos permitirá identificar que no existe ninguna perturbación y así identificar fácilmente el pulso generado. Se debe trazar una línea de tendencia al comportamiento estabilizado de la presión y obtener su ecuación, de esta forma será fácil identificar la interferencia generada por el pulso al ubicar el momento en que se separa la curva de tendencia del comportamiento estable de la curva registrada por la sonda y con la ecuación de la línea de tendencia podremos calcular el Δp que existe entre la tendencia y el disturbio, **Fig. 4.10**.

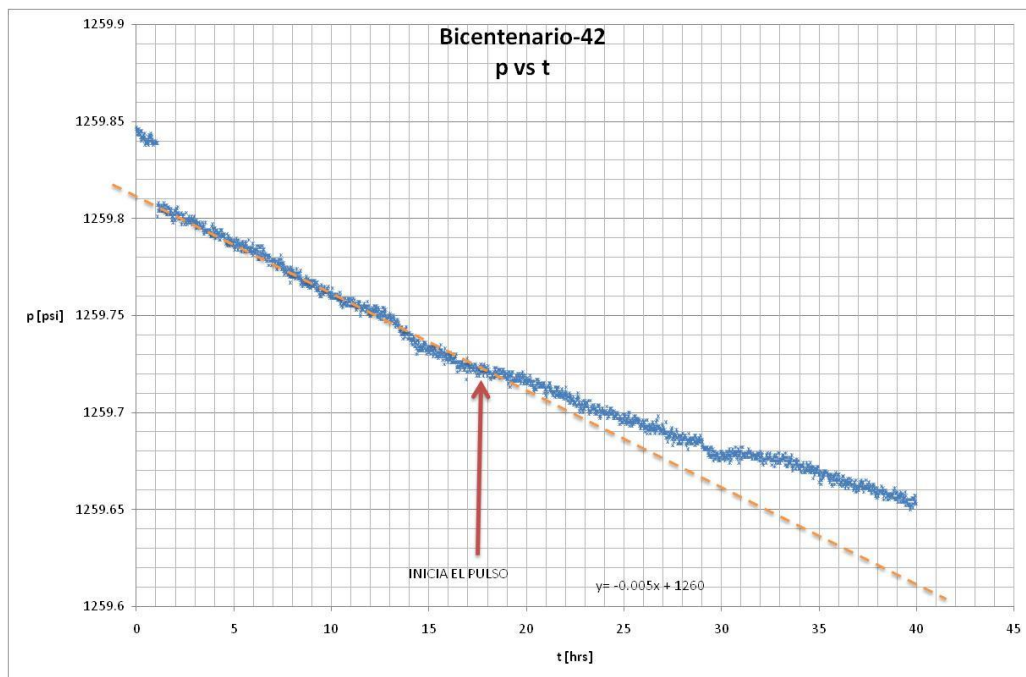


Figura 4.10. Gráfica de presión vs tiempo del pozo Bicentenario-42

Aplicaciones y Casos de Campo

El siguiente paso consiste en calcular la presión correspondiente a los diferentes valores de t resultado de la ecuación de la línea de tendencia y obtener el valor de Δp resultado de la diferencia entre el valor real medido y el valor de tendencia. Una vez obtenidos los valores de Δp , se gráficán para el lapso que duro el disturbio.

Por ejemplo, para el caso del pozo Bicentenario-42, tenemos la siguiente ecuación:

$$p = -0.005t + 1260$$

Con la cual calcularemos los valores de presión correspondientes a los diferentes valores de t y el Δp generado, **tabla 4.5**.

$$\Delta p = p_{wf(\text{medido})} - p_{wf(\text{calculado})}$$

t	Pwf	Pwf	Dp
0	1259.846	1259.8	0.046
0.01388889	1259.847	1259.79993	0.04706944
0.02777778	1259.846	1259.79986	0.04613889
0.04166667	1259.845	1259.79979	0.04520833
0.05555556	1259.843	1259.79972	0.04327778
0.06944444	1259.843	1259.79965	0.04334722
0.08333333	1259.846	1259.79958	0.04641667
0.09722222	1259.844	1259.79951	0.04448611
0.11111111	1259.845	1259.79944	0.04555556

Tabla 4.5. Calculo de Δp para algunos valores de t del pozo Bicentenario-62

Ya obtenido el valor de Δp para el lapso que dura el disturbio, se grafica Δp vs t . **Fig. 4.11**.

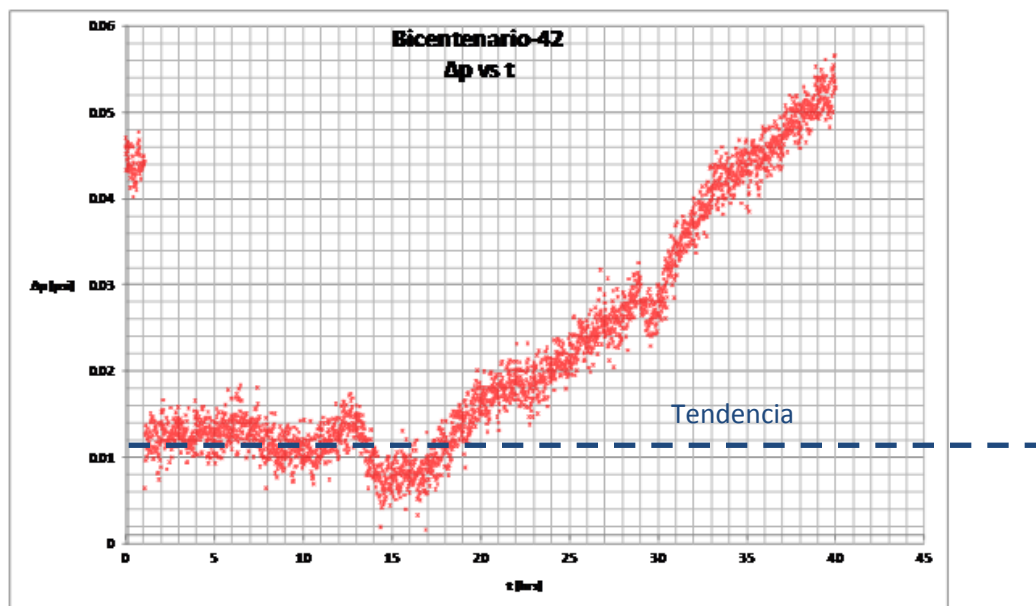


Figura 4.11. Δp vs t del pulso del pozo Bicentenario-42

Aplicaciones y Casos de Campo

Este gráfico de Δp vs t es el que debe ser graficado en escala logarítmica para superponerlo con la Curva Tipo y obtener el Match Point. La gráfica en escala logarítmica se muestra en la **Fig. 4.12**.

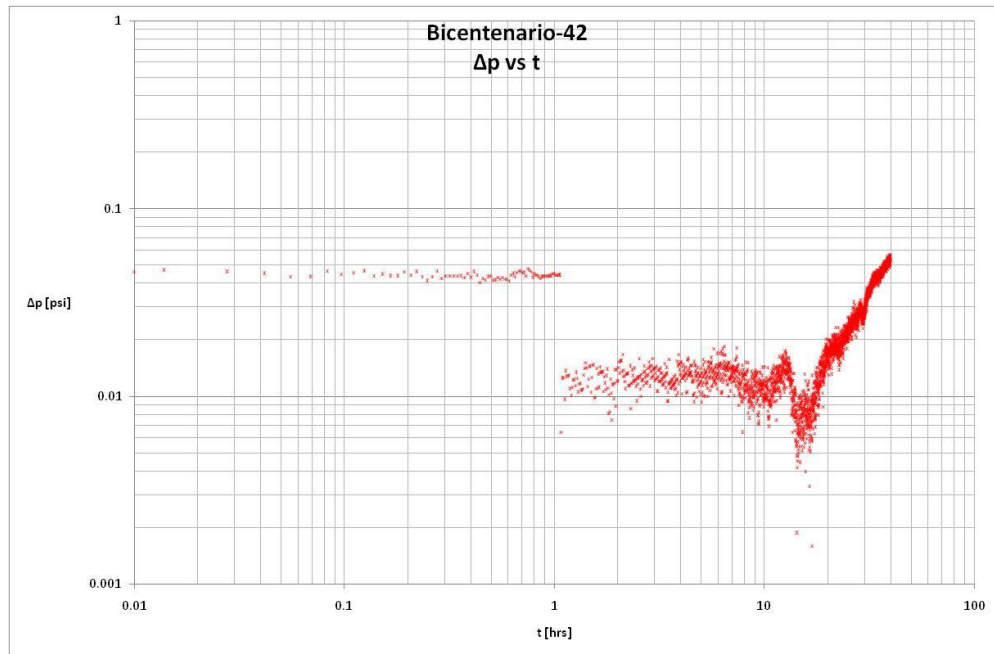


Figura 4.12. Δp vs t del pulso del pozo Bicentenario-42 en escala logarítmica

Una vez obtenida la gráfica en escala logarítmica, realizamos el *matcheo* entre la gráfica de campo y la curva tipo, recordando que ambas gráficas deben de estar en la misma escala y que esta debe ser la que se adapte mejor a ambas. Para nuestro ejemplo, realizamos el *matcheo* tal como se ilustra en **Fig.4.13**, obteniendo los datos siguientes para el *Match Point*:

$$\begin{aligned}t &= 0.05 \text{ [hrs]} \\ \Delta p &= 0.4 \text{ [psi]} \\ \frac{t_D}{r_D^2} &= 9 \\ p_D &= 0.61\end{aligned}$$

Con los datos anteriores, podemos hacer uso de Ecs. 4.4 y 4.5 para calcular c_t y k , sin embargo, existen datos que aún desconocemos y que tienen que ser calculados para las condiciones de nuestro pozo, estos datos son: z y μ . Sin embargo, para calcular los datos anteriores tenemos que contar con el análisis composicional del gas, mismo que debe ser proporcionado como información adicional y que para nuestro ejemplo se presenta en la **Tabla 4.6**.

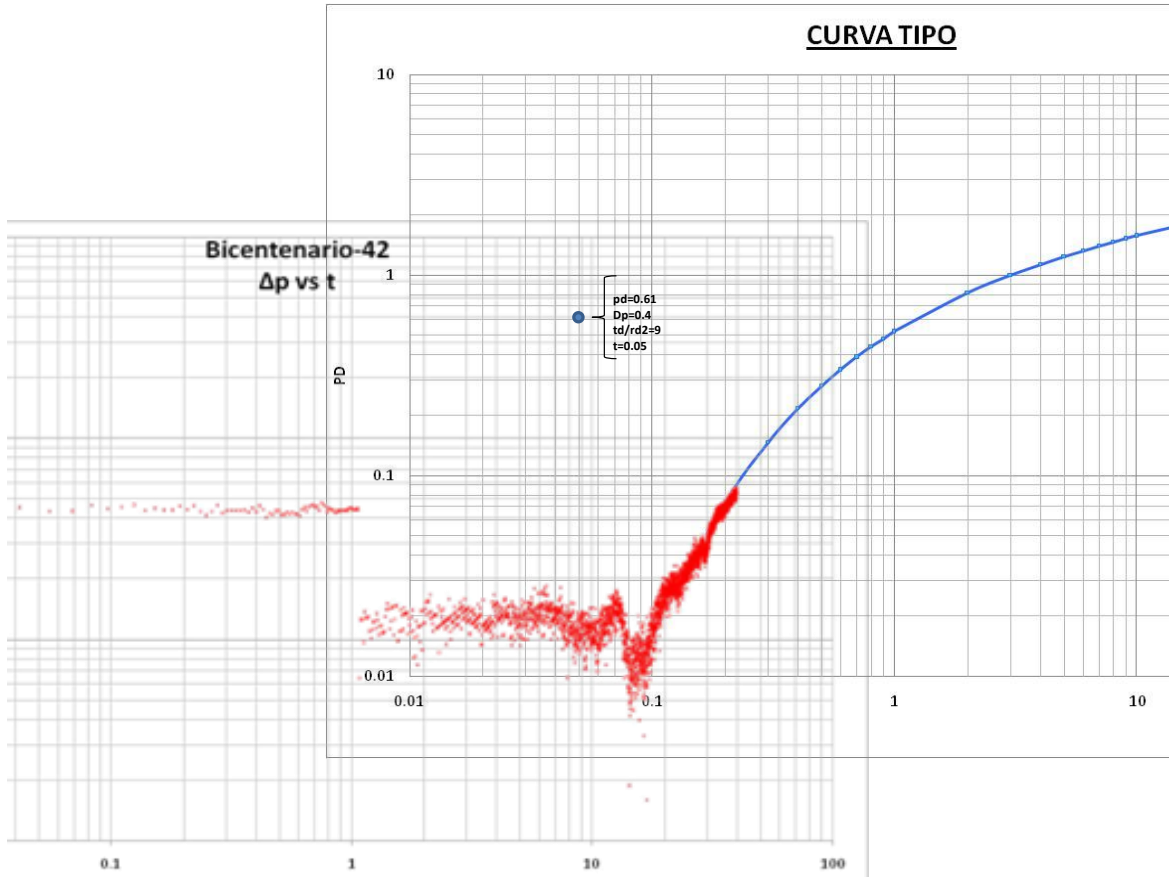


Figura 4.13. Matcheo del pozo Bicentenario-42

El valor de z lo calculamos con la correlación Carr, misma que podrá consultarse en el Anexo 5 y mediante la cual obtuvimos un valor de:

$$z = 0.9694$$

Para calcular el valor de μ_g recurrimos a la correlación de Lee, la cual se adjunta para su consulta en el Anexo 6 y mediante la cual se obtuvo el valor de:

$$\mu_{gi} = 0.0154 \text{ [cP]}$$

Finalmente con los datos anteriores conocidos, procedemos a calcular el valor de k mediante Ec.4.5:

$$k = \frac{(7.110 \times 10^5)(0.9694)(713)(12.5)(0.0154) 0.61}{(988)(1260)} \frac{0.61}{0.4} = 115.89 \text{ [mD]}$$

Y con Ec. 4.4 y el dato obtenido con anterioridad, calculamos el valor de ϕ_{ct} :

$$\phi_{ct} = \frac{0.000264 * 115.89}{0.0154 * 3972^2} \frac{9}{0.05} = 2.2666 \times 10^{-5} \text{ [psi}^{-1}\text{]}$$

Aplicaciones y Casos de Campo

Por tanto el valor de la compresibilidad total c_t es:

$$c_t = \frac{2.2666E - 05}{0.06} = 3.7776 \times 10^{-4} [psi^{-1}]$$

Interpretación con Pseudopresión

Para enriquecer el ejemplo y abordar la ecuación correspondiente a la presión al cuadrado se realizará el matcheo del pozo Bicentenario-42 con la grafica en función de la pseudopresión, sabiendo que el procedimiento es el mismo que el realizado con anterioridad para el pozo Bicentenario-42 en función de la presión y por lo cual únicamente presentaremos las graficas obtenidas y la aplicación de las ecuaciones correspondientes.

En función de la pseudopresión **Fig.4.14** representa la gráfica de campo para el pozo Bicentenario-42.

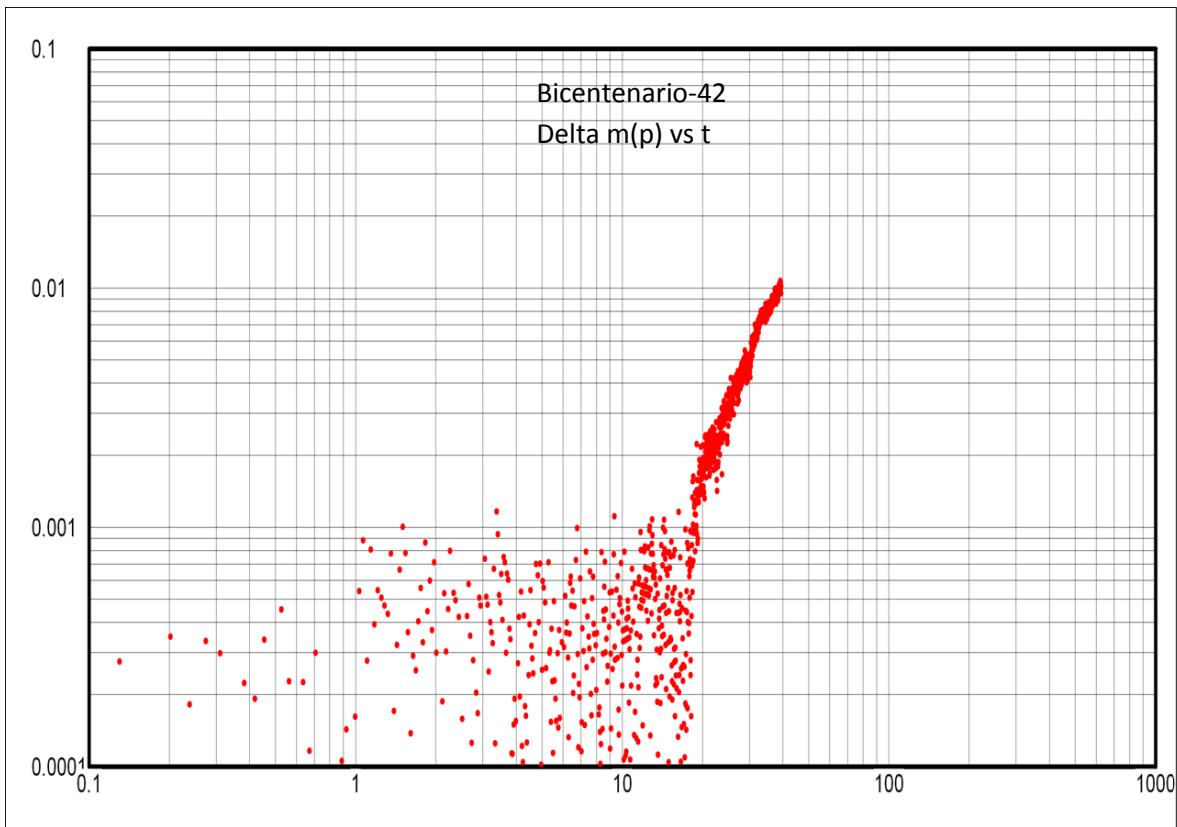


Figura 4.14. Gráfica de campo del pozo Bicentenario-42 en función de la pseudopresión

Aplicaciones y Casos de Campo

Realizando la superposición de la gráfica de campo **Fig.4.14** y la curva tipo **Fig. 4.15** obtenemos los siguientes valores para el Match Point:

$$\begin{aligned}p_D &= 0.09[\text{psi}] \\ \Delta m(p) &= 0.01 \times 10^6 \left[\frac{\text{psi}}{\text{cP}} \right] \\ t &= 88[\text{hrs}] \\ t_D / r_D^2 &= 0.5\end{aligned}$$

Realizando los cálculos correspondientes con Ecs.4.3 y 4.4 obtenemos:

$$\begin{aligned}k &= \frac{(1.422 \times 10^6)(713)(12.5)}{988} \times \frac{0.09}{0.01 \times 10^6} = 115.04[\text{md}] \\ \phi c_t &= \frac{(0.000264)(115.04)}{(0.0154)(3972^2)} \times \frac{88}{0.5} = 2.2 \times 10^{-5} \\ c_t &= 3.67 \times 10^{-4}[\text{psi}^{-1}]\end{aligned}$$

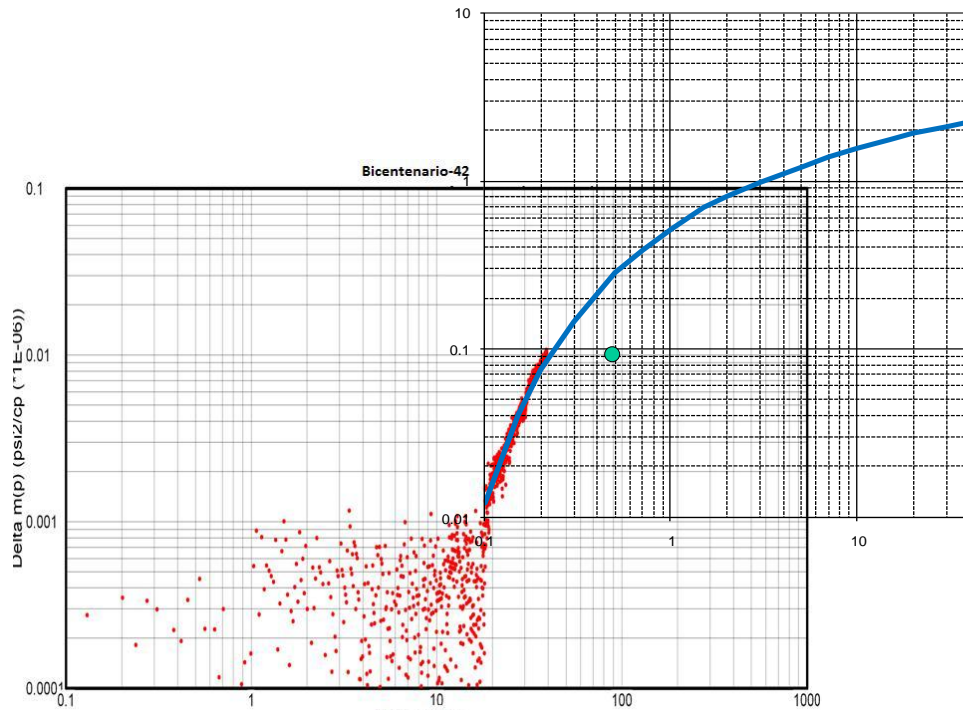


Figura 4.15. Matcheo del pozo Bicentenario-42 en función de $m(p)$

Aplicaciones y Casos de Campo

ACTIVO DE PRODUCCIÓN: UNAM-FI
LABORATORIO DE YACIMIENTOS

ING. JAVIER BARROS SIERRA.

COORD. DISEÑO DE EXPLOTACIÓN
ACTIVO UNAM-FI
Ciudad Universitaria, D.F.

ANÁLISIS COMPOSICIONAL DEL GAS

350/2003

POZO: BICENTENARIO No.42

MUESTREO: 07/05/2003

ANÁLISIS: 13/05/2003

Bateria Bicentenario, separador vertical. P= 8.0 kg/cm²; T= 45°C; H= 13:15 hr.

	% MOL
NITROGENO	1.274
DIOXIDO DE CARBONO	1.287
ACIDO SULFHIDRICO	1.075
METANO	78.989
ETANO	9.232
PROPANO	4.467
ISOBUTANO	0.686
BUTANO NORMAL	1.742
ISOPENTANO	0.269
PENTANO NORMAL	0.534
HEXANO Y MAS PESADOS	0.445
TOTAL	100.000
PESO MOLECULAR PROMEDIO	21.143
PRESION PSEUDOCRITICA	677.524
TEMPERATURA PSEUDOCRITICA	398.091
DENSIDAD RELATIVA DEL GAS	0.730
ETANO LIQUIDO RECUPERABLE (m ³ / 1000 m ³)	0.312
ETANO LIQUIDO RECUPERABLE (GPM)	2.325
PROPANO Y MAS PES. LIQ. RECUP. (m ³ / 1000 m ³)	0.335
PROPANO Y MAS PES. LIQ. RECUP. (GPM)	2.499
PODER CALORIFICO BRUTO (BTU/P ³)	1209.355
PODER CALORIFICO BRUTO (Kcal/m ³)	10788.249

M en I. Erasmo Castellanos Q.

Coord. Diseño Activo UNAM-FI.

Tabla 4.6. Análisis composicional del gas del pozo Bicentenario-42

Aplicaciones y Casos de Campo

4.5. APLICACIÓN 2. INTERFERENCIA ENTRE EL POZO TORRES-10 Y EL POZO BICENTENARIO-62.

Debido a la necesidad de conocer el grado de conectividad entre bloques y formación en el Complejo Universidad Nacional, se realizará una prueba de interferencia con los siguientes datos:

Pozo pulsante: Torres-10

Pozo observador: Bicentenario-62

De manera análoga al ejercicio realizado en el punto 4.4 procedemos a recopilar toda la información necesaria para el análisis de nuestra prueba. En este caso se trata del pozo Bicentenario-62 el cual es pozo vecino del Bicentenario-42 y por lo cual utilizaremos información del pozo Bicentenario-42.

Por parte del activo vamos a utilizar para el análisis del pozo Bicentenario-62 las **Figs.4.6, 4.7**, en donde podemos ubicar el pozo Bicentenario-62 a 2719 pies del pozo pulsante Torres-10. Así mismo contamos con el estado mecánico del pozo Bicentenario-62 y Torres-10 en **Figs. 4.16 y 4.8**, respectivamente. Finalmente utilizaremos la **Tabla 4.6** para realizar los cálculos correspondientes para Z y μ debido a que es la única información con que se cuenta y aceptada como válida debido a que el pozo Bicentenario-42 y Bicentenario-62 se encuentran en el mismo yacimiento y por tanto almacenan el mismo fluido.

La información recopilada se encuentra resumida en la **Tabla 4.7**.

Pozo	r_w [ft]	h [ft]	ϕ [fracc]	p_y [psia]	T_y [°F]	S_w [fracc]	L [ft]	Profundidad [m]	Formación
To-10	0.3	988	0.06	1094	253	0.28	--	3787-3808	JSOx
Bi-62	0.3	988	0.06	1250	253	0.25	2729	3352-3375 3400-3415	KI

Tabla 4.7. Datos necesarios para la interpretación de la prueba

Como sabemos y siguiendo el camino propuesto en el caso del pozo Bicentenario-42, procedemos a graficar la curva p vs t para identificar el momento del pulso y obtener la ecuación correspondiente a la tendencia y poder calcular Δp , **Fig.4.17**.

BICENTENARIO 62 ACTUAL

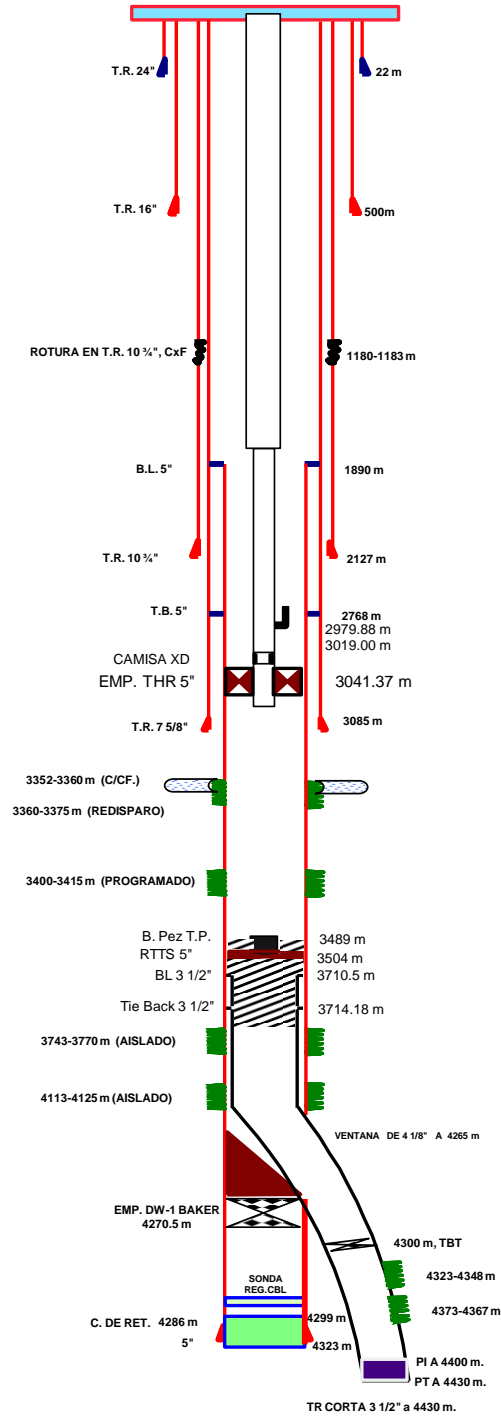


Figura 4.16. Estado mecánico del pozo Bicentenario-62

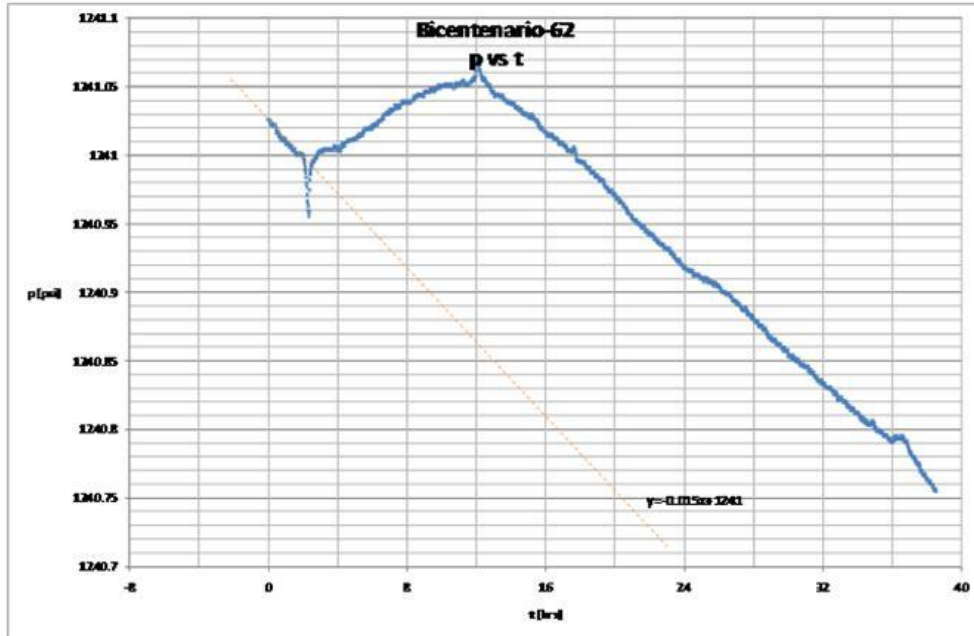


Figura 4.17. p vs t del pozo Bicentenario-62

En donde podemos obtener la ecuación de tendencia de la presión estabilizada e identificar el momento del pulso alrededor de las 2.5 hrs. del momento del cierre y con la cual podemos calcular el Δp y graficarlo para el matcheo. En Fig.4.18 se muestra la gráfica logarítmica de Δp .

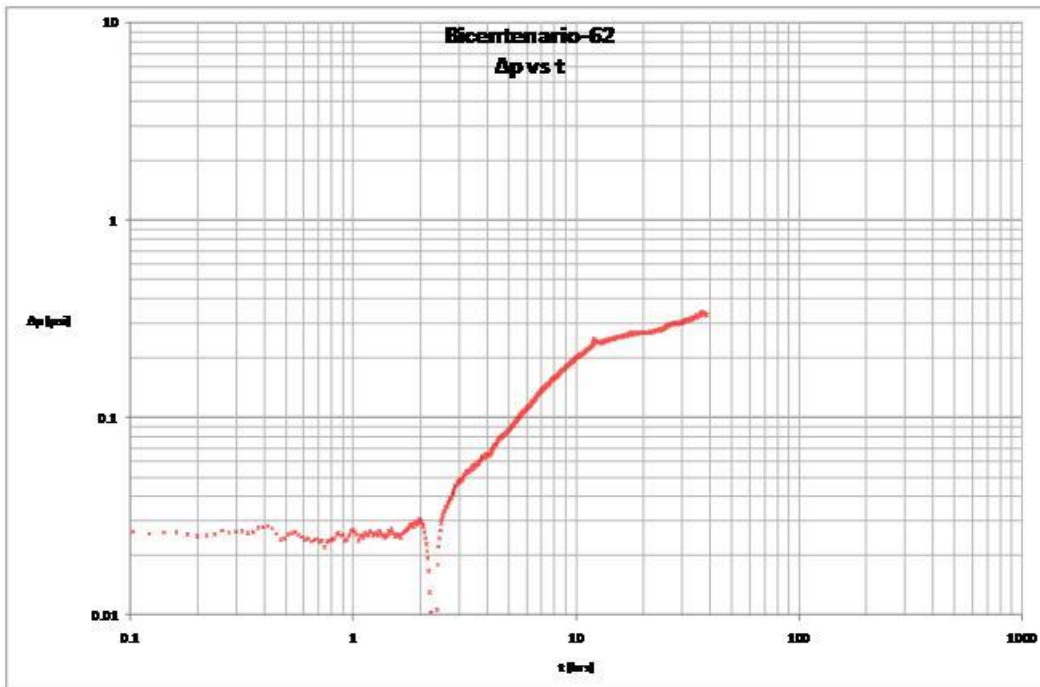


Figura 4.18. Δp vs t del pozo Bicentenario 62

Aplicaciones y Casos de Campo

Realizando el matcheo para el pozo Bicentenario-62 utilizando como función la presión, **Fig.4.19**, obtenemos los siguientes datos:

$$p_D = 0.4$$

$$\Delta p = 0.3 \text{ [psi]}$$

$$t_D / r_D^2 = 2$$

$$t = 29 \text{ [hrs]}$$

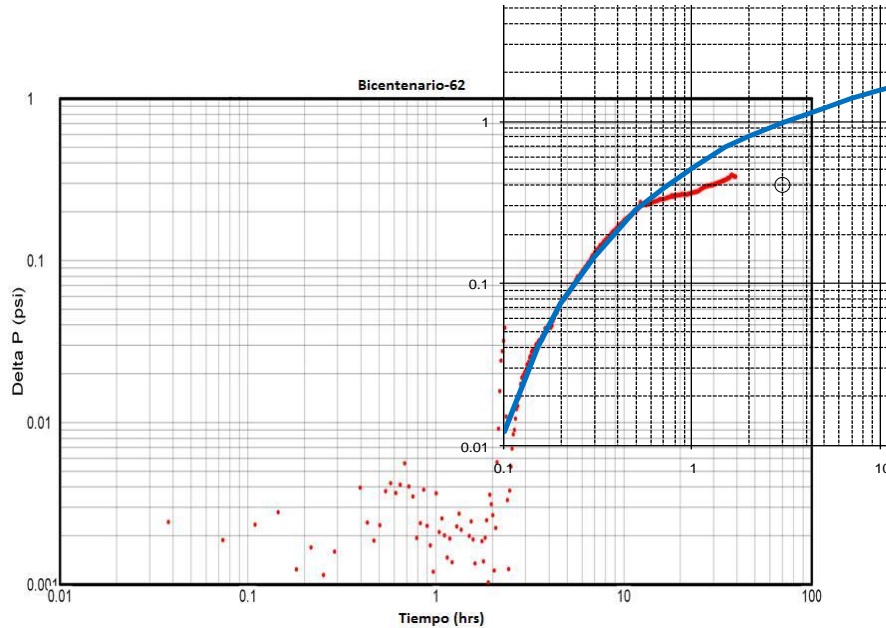


Figura 4.19. Matcheo del pozo Bicentenario-62 utilizando para el análisis la presión

Con los datos obtenidos de **Fig.4.19**, obtenemos los siguientes resultados:

$$k = \frac{(7.11 \times 10^5)(0.9694)(713)(12.5)(0.0154)}{(988)(1250)} \times \frac{0.4}{0.3} = 102.13 \text{ [mD]}$$

$$\phi c_t = \frac{0.000264 \times 102.13}{0.0154 \times 2729^2} \times \frac{29}{2} = 3.4088 \times 10^{-6} \text{ [psi}^{-1}\text{]}$$

$$c_t = 5.6813 \times 10^{-5} \text{ [psi}^{-1}\text{]}$$

Solución con Pseudopresión

A continuación vamos a realizar el ejercicio utilizando la función pseudopresión Ec.2.5, la cual debe de ser calculada mediante algún método numérico y que para el caso de este trabajo se utilizó el método del trapecio, mismo que esta desarrollado en el **Anexo 7** para su consulta.

Primeramente tenemos que realizar la gráfica $m(p)$ vs t y obtener la ecuación de la tendencia del comportamiento estabilizado para poder calcular un $\Delta m(p)$ y realizar la gráfica logarítmica tal y como se ha venido manejando en las aplicaciones anteriores, **Fig. 4.20**.

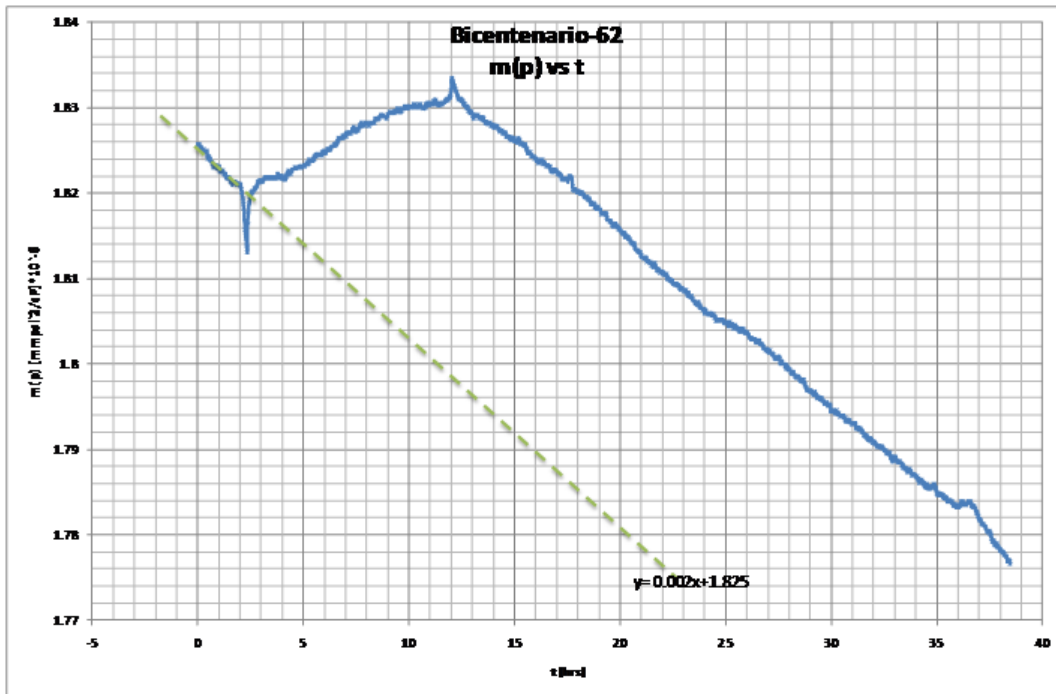


Figura 4.20. $m(p)$ vs t del pozo Bicentenario-62

Una vez que hemos obtenido la ecuación para calcular el $\Delta m(p)$ y que para este caso es $m(p) = -0.002t + 1.825$ según **Fig.4.20**, realizamos el cálculo de $\Delta m(p)$ con los valores obtenidos de la lectura de la sonda y los calculados mediante la ecuación obtenida del comportamiento estable tal y como se explicó en la **Tabla 4.5** para el caso de la presión del pozo Bicentenario-42, con estos valores de $\Delta m(p)$ realizamos la gráfica logarítmica que será utilizada en el matcheo, **Fig.4.2**

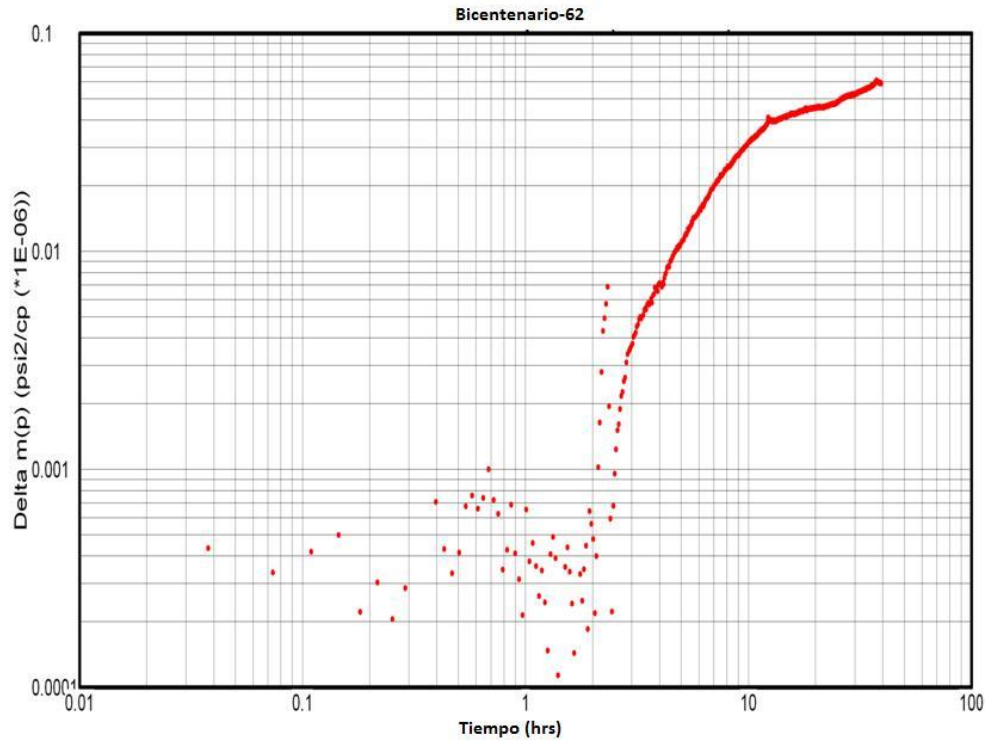


Figura 4.21 Gráfica logarítmica $\Delta m(p)$ vs t del pozo Bicentenario-62

En **Fig.4.22** se muestra el matcheo realizado con **Fig.4.21** y con la curva tipo en términos de $m(p)$ y mediante las cuales obtenemos los siguientes valores:

$$\begin{aligned}m(p)_D &= 0.31 \\ \Delta m(p) &= 0.039 \times 10^6 \text{ [psi]} \\ t &= 69 \text{ [hrs]} \\ t_D / r_D^2 &= 3\end{aligned}$$

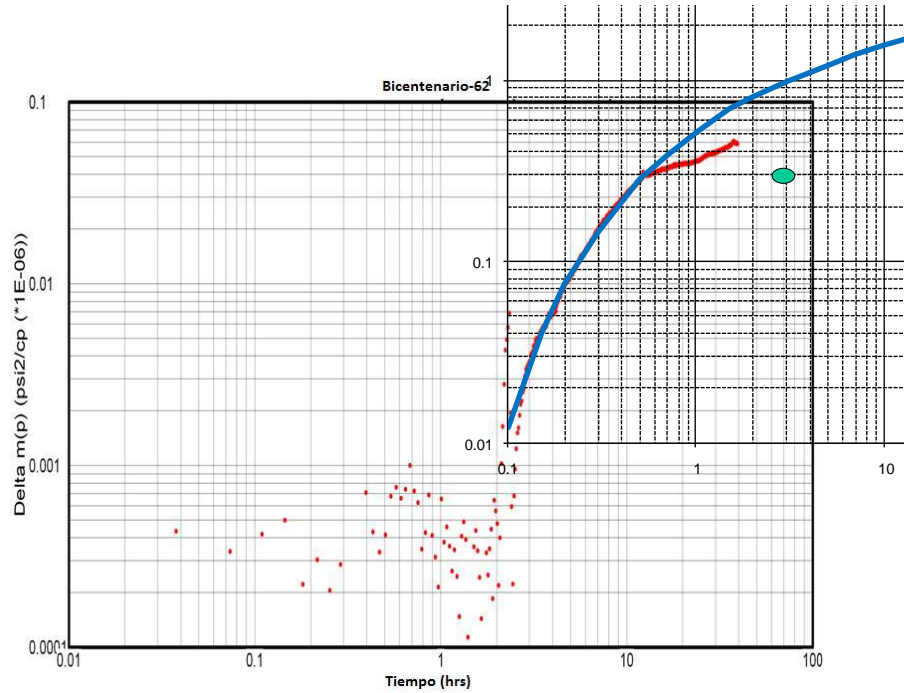


Figura 4.22. Matcheo realizado con las curvas de $m(p)$ del pozo Bicentenario-62

Con los datos obtenidos en **Fig.4.22** procedemos a realizar los cálculos correspondientes mediante Ecs. 4.3 y 4.4:

$$k = \frac{(1.422 \times 10^6)(713)(12.5)}{988} \times \frac{0.31}{0.039 \times 10^6} = 101.96 [mD]$$

$$\phi c_t = \frac{(0.000264)(101.96)}{(0.0154)(2729^2)} \times \frac{69}{3} = 5.3980 \times 10^{-6} [psi^{-1}]$$

$$c_t = 8.9967 \times 10^{-5} [psi^{-1}]$$

Aplicaciones y Casos de Campo

Solución con p^2

Por último y con el fin de ejemplificar las 3 variantes que tenemos al analizar pruebas de interferencia de presión en yacimientos de gas realizaremos el matcheo en términos de la presión al cuadrado p^2 .

Iniciamos este ejercicio desde el momento en el que obtenemos la gráfica logarítmica del Δp^2 , y que se muestra en **Fig.4.23**.

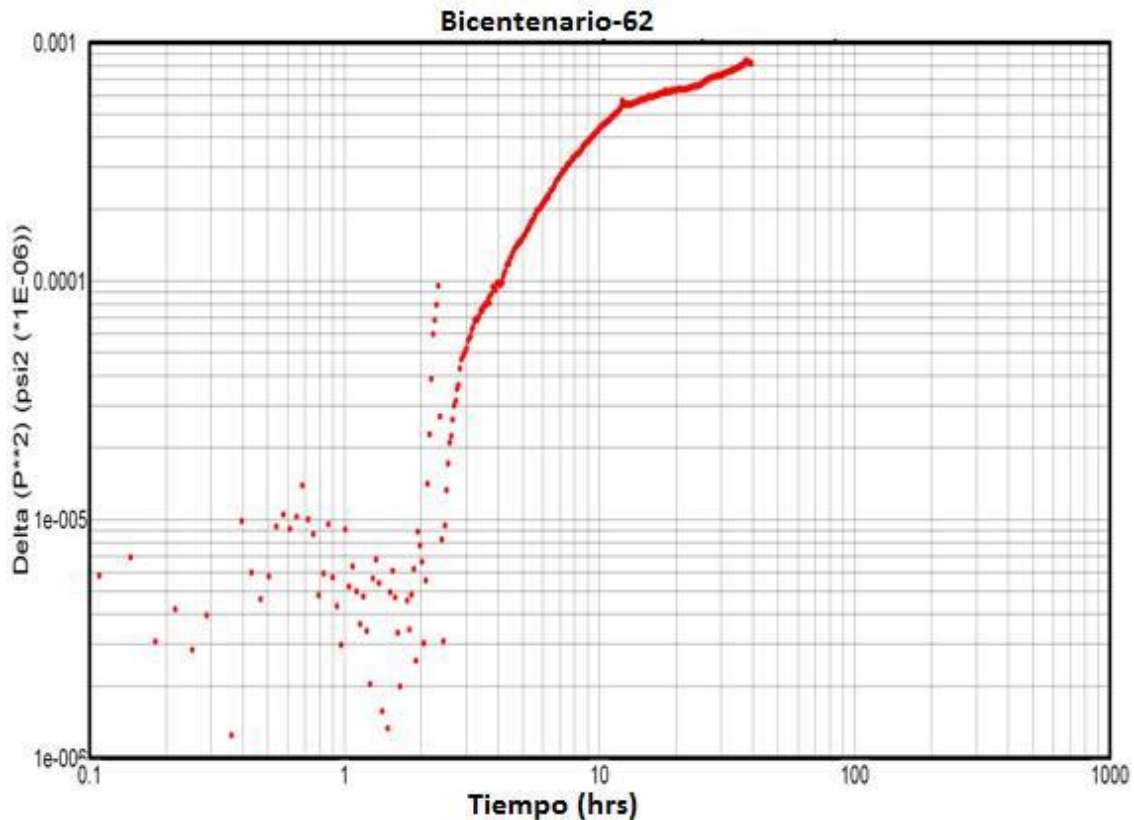


Figura 4.23. Gráfica logarítmica de Δp vs t del pozo Bicentenario-62

En **Fig.4.24** se muestra el matcheo del pozo Bicentenario-62 utilizando **Fig.4.23** y la curva tipo en términos de p^2 y mediante el cual obtenemos los siguientes datos.

$$\begin{aligned}p_D &= 0.3 \\ \Delta p^2 &= 0.00052 \times 10^6 \text{ [psi]} \\ t &= 43 \text{ [hrs]} \\ t_D / r_D^2 &= 2\end{aligned}$$

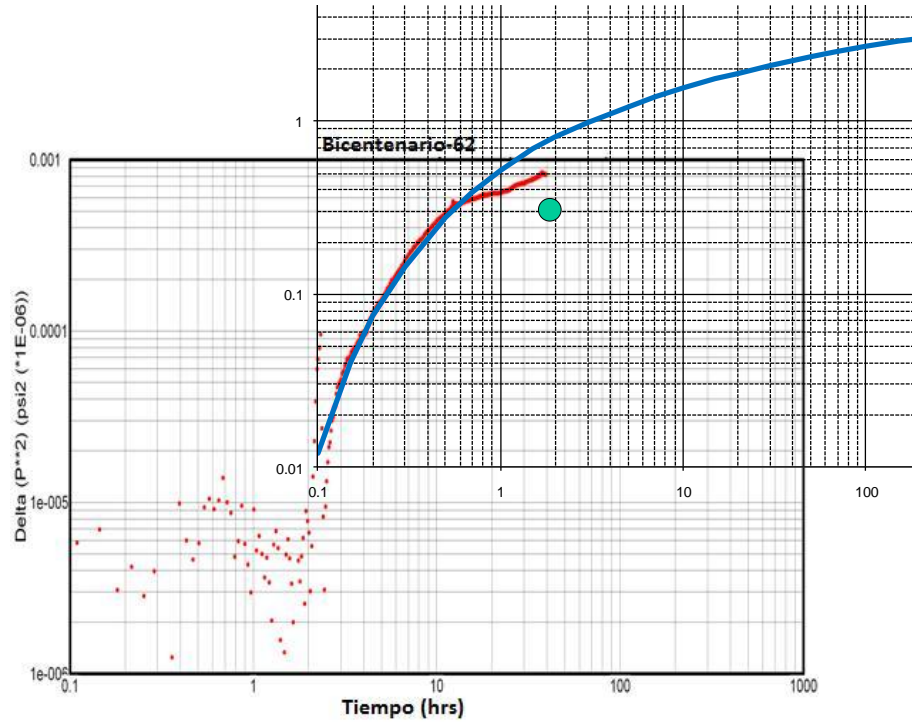


Figura 4.24. Matcheo utilizando p^2 del pozo Bicentenario-42

Utilizando los datos obtenido con **Fig.4.24** y aplicando Ecs. 4.7 y 4.4 obtenemos:

$$k = \frac{(1.422 \times 10^6)(0.9694)(713)(12.5)(0.0154)}{988} \times \frac{0.3}{520} = 110.48[mD]$$

$$\phi c_t = \frac{(0.000264)(110.48)}{(0.0154)(2729^2)} \times \frac{40}{1.9} = 5.3538 \times 10^{-6}[psi^{-1}]$$

$$c_t = 8.9231 \times 10^{-5}[psi^{-1}]$$

4.6 DISEÑO DE UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA

El procedimiento que utilizamos para interpretar las pruebas de interferencia de presión se rige según el marco teórico en el que esta desarrollado y es el que se aplica en la actualidad por los intérpretes de las pruebas, sin embargo, existen procedimientos operacionales en las empresas petroleras que indican el procedimiento exacto de realización y según las normas aplicadas en cada empresa. Por tanto, a continuación se presenta un procedimiento técnico tomado de una empresa petrolera para la realización de Pruebas de Interferencia de Presión.

Una prueba de interferencia puede ser tan sencilla como cerrar un pozo y observar la respuesta en otro, o bien tan complicada como tener varios pozos pulsantes y varios pozos observadores. Por ello, el diseño y planeación de la prueba debe ser elaborado por un equipo multidisciplinario, en donde participen todos los involucrados en la obtención y utilización de los datos generados. A continuación se presenta una guía en la elaboración de diseño y programa operativo de la prueba:

1. Definir el objetivo de la prueba, ¿qué es lo que se quiere medir? y ¿para qué?
 - a. Determinar el grado de comunicación entre pozos.
 - b. Determinar la cantidad de bloques.
 - c. Conectividad de un área del yacimiento.
 - d. Detección y posicionamiento de fallas impermeables o permeables.
 - e. Determinación de patrones preferenciales de flujo.
 - f. Porosidad interconectada de un área del yacimiento.
 - g. Anisotropía de un área del yacimiento
 - h. Orientación de fracturas naturales.
 - i. Orientación de fracturas inducidas.
 - j. Compresibilidad total del sistema poroso.
 - k. Determinación de la posición del contacto de fluidos.
2. El diseño de la prueba lo debe realizar un equipo multidisciplinario, donde participen todas las personas involucradas en la obtención y utilización de los datos generados durante las operaciones.
3. Para el diseño de la prueba, se deben tener presentes los programas operativos y de mantenimiento de las instalaciones asociadas al yacimiento, donde se va a realizar la prueba. Esto tiene por objeto evitar disturbios a la prueba ocasionados por el cierre de pozos realizados fuera del programa operativo de la prueba. También se pueden aprovechar libranzas (cierre de pozos) programadas para obtener información.
4. Para conocer en cierta medida los aspectos de la heterogeneidad del yacimiento, tales como la distribución de permeabilidad, porosidad, litología, petrografía, estratificación,

Aplicaciones y Casos de Campo

continuidad lateral y vertical, el modelo geológico, y el modelo de flujo entre otros, es conveniente contar con el análisis e integración de la siguiente información:

- a. Registros de producción
 - b. Pruebas de formación (RFT/MDT).
 - c. Análisis de núcleos.
 - d. Características de los fluidos del yacimiento, análisis PVT y contactos de fluidos.
 - e. Datos de la terminación del pozo (incluyendo disparos, fracturamientos hidráulicos, estimulaciones, etc.)
 - f. Historia de perforación y producción.
 - g. Datos de los pozos vecinos.
 - h. Modelo geológico, espesor neto, porosidad, compresibilidad, factor de volumen de la formación, sistema de fallas y fracturas, etc.
 - i. Evaluación geológica de estudios sísmicos (sísmica 3-D del yacimiento y VSP).
 - j. Interpretación de registros de agujero descubierto y entubado.
 - k. Mecanismos de empuje del yacimiento (recuperación primaria, secundaria o mejorada).
 - l. Tabla de marea.
5. Revisar el modelo geológico (visualizado en tres dimensiones), tomando en cuenta los posibles datos de porosidad, permeabilidad, saturación de agua congénita, zonas de contenido de arcillas, espesores netos, contactos, análisis PVT de fluidos, unidades de flujo, configuración de fallas y fracturas, plano de esfuerzos y contornos; para determinar la mejor ubicación de los pozos a intervenir en la prueba. En caso de no existir el modelo geológico, analizar la distribución de los valores del gasto que tienen los pozos vecinos al área de prueba para identificar el efecto de éstos, y generar la secuencia de cierre.
 6. Si se quiere obtener información sobre las heterogeneidades del yacimiento, localizar al menos tres pozos observadores en la misma unidad de flujo o en las que se consideren que estén conectadas. Bajo la premisa de una dirección preferente de flujo, paralelo a la dirección de fallas geológicas, se traza un sistema coordinado con uno de los ejes coincidente con la línea de máxima permeabilidad, los pozos observadores deben seleccionarse de tal forma que la recta que une a los pozos con el pozo activo tengan características de perpendicularidad considerando el pozo activo como origen en el sistema coordinado.
 7. Hacer un análisis de composición de los fluidos, para determinar si se requiere equipo especial debido a la presencia de ácido sulfhídrico o gases tóxicos. El ácido sulfhídrico cristaliza el acero y puede ocasionar alguna falla en el equipo, lo que debe ser considerado en la selección de las herramientas.
 8. Obtener la porosidad promedio mediante registros y calibrarla con información de núcleos.
 9. Con el análisis de la información anterior, establecer el modelo del yacimiento que será utilizado para realizar el diseño de la prueba.

Aplicaciones y Casos de Campo

10. Simular la prueba de interferencia en un software especializado o con el modelo de simulación numérica del yacimiento. Se deberá realizar un análisis de sensibilidad de los parámetros a obtener, para determinar lo siguiente:
 - a. Tiempos mínimos requeridos de ejecución de la prueba.
 - b. Valores estimados de los gastos de los pozos activos.
 - c. Disturbios de presión generados durante la prueba para una adecuada selección de la herramienta de medición de presión.

11. Del diseño de la prueba de interferencia se debe obtener un valor de :
 - a. Magnitud de la variación de presión, la cual deberá ser suficiente para ser detectada con las herramientas a usar. Esta magnitud es directamente proporcional al gasto empleado para crear el disturbio en el yacimiento.
 - b. Duración aproximada del periodo de almacenamiento en los pozos que intervengan en la prueba.
 - c. Duración de la prueba para que la respuesta esperada pueda reflejarse en los datos obtenidos. Se debe considerar la corrección necesaria por efecto de almacenamiento y daño.

12. Es muy importante que se determine el periodo de almacenamiento de los pozos observadores, ya sea con un modelo de simulación previo a la operación, o bien durante la prueba mediante el uso de sensores a tiempo real. Cuando se ha terminado el efecto de almacenamiento en el pozo observador se debe generar el pulso en el pozo activo.

13. Se recomienda cumplir las siguientes condiciones: máximo gasto posible (para generar mayor Δp); registrar tendencia de presión.

14. Verificar que la variación de presión generada para la prueba de interferencia sea mucho mayor que el disturbio generado por los pozos productores vecinos y el efecto de marea (disponer de la tabla de marea). De otra forma, no se obtendrá información adecuada del análisis de la prueba de interferencia.

15. Verificar que se tengan disponibles suficientes sensores de presión a tiempo real y de memoria, (aún para el evento de que alguno de ellos falle durante la ejecución de la prueba) adecuados a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

16. Recopilar las pruebas de presión – producción y de variación de presión, ordenarlas en forma cronológica, obtener valores promedio de permeabilidad y analizar los problemas operativos que se presentaron, haciendo énfasis en pruebas de interferencia previas.

17. Revisar los estados mecánicos de los pozos, generar y llevar a cabo un programa de calibración, para verificar las condiciones mecánicas de los pozos como son: profundidad total, integridad de las tuberías y que no haya restricciones al flujo; en caso de haber resistencia determinar su origen. Si algún pozo involucrado en la prueba presenta algún problema se deberá considerar sustituirlo por otro.

Aplicaciones y Casos de Campo

18. Diseñar el programa operativo con los pasos en detalle a seguir durante la realización de la prueba de interferencia.
19. En los sitios en donde se vaya a utilizar equipo para medición de flujo, verificar que los puntos de interconexión con dicho equipo estén en buenas condiciones y sean del tamaño y cédula adecuados.
20. Con el objeto de no afectar los programas de entrega de hidrocarburos se deberá considerar la producción a diferir, ocasionada por el cierre de pozos para efectuar las pruebas de interferencia, en la elaboración de los programas operacionales.

Frecuencia de la medición

1. Es necesario realizar pruebas de interferencia en un yacimiento tan pronto como sea posible, de preferencia durante su delimitación o al inicio de la explotación del yacimiento, para tener mayor conocimiento de éste y poder elegir la mejor estrategia de explotación.
2. De preferencia no se deben realizar pruebas de interferencia cuando el yacimiento se encuentre en etapa de saturación, ya que el efecto de tener dos o más fluidos móviles en el yacimiento complica el comportamiento de la presión en éste. Aunque existen métodos para el análisis de la prueba de interferencia bajo condiciones de flujo multifásico en el yacimiento, este análisis es mucho más sencillo cuando existe flujo monofásico en el yacimiento.
3. La realización de las pruebas dependerá de las necesidades de información (enumeradas en la sección anterior).
4. El número de pruebas de interferencia a realizar en un yacimiento, dependerá de su heterogeneidad, extensión, tipo de roca, tipo de fluido, variación de compresibilidad, entre otras variables; o de información que se requiera para determinar el proceso de explotación.

Control de Calidad

1. El responsable de la realización de la prueba debe verificar que se tomen las medidas necesarias para la adecuada realización de la prueba y se anote en la bitácora todo lo relacionado con la ejecución de la prueba.
2. Coordinar con el personal que hace movimientos de equipo, la realización de la prueba para evitar que existan derivaciones de flujo, cambios de estranguladores, etc., que generen algún disturbio de presión no planeado que afecte los resultados de la prueba.

Aplicaciones y Casos de Campo

3. Reunirse con el personal involucrado en la realización de la prueba, para la exposición del objetivo y su diseño.
4. Debido a que puede haber variación en la columna de fluido que esté en el pozo, se recomienda introducir una herramienta para medir la densidad del fluido que esté pasando por los sensores y poder identificar este efecto.
5. Definir la frecuencia de muestreo conveniente, si se cambia la frecuencia de medición una vez que se inicia la prueba, se debe considerar que la respuesta de presión puede sufrir variación.
6. Verificar en la unidad de registros que los componentes estén en condiciones adecuadas:
 - a. El transductor
 - b. Electrónica de fondo de pozo
 - c. Equipo de transmisión (cable y conectores)
 - d. Decodificador / Codificador (Interfase electrónica)
 - e. Software de procesamiento de datos
 - f. Equipo de almacenamiento de datos.
7. Verificar que el equipo medidor de presión (sensores):
 - a. Esté calibrado y que antes de introducirlo al pozo, el equipo registre las condiciones atmosféricas, es decir, 14.7 ± 1 psi y temperatura ambiente.
 - b. Sea adecuado para las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.
 - c. Tenga la precisión adecuada para el pulso de presión que se va a generar en la prueba.
 - d. Tenga la resolución adecuada para el pulso de presión que se va a generar en la prueba.
 - e. Que la batería sea la adecuada para operar durante toda la prueba.
 - f. Que el dispositivo para el almacenamiento de datos sea de la capacidad adecuada para guardar la información que se genere.
8. Se debe verificar que se esté registrando la presión en todo momento, y que presente la tendencia adecuada.
9. Se debe verificar que la presión esté estabilizada en los pozos que intervendrán en la prueba (observadores y activos), antes de generar el disturbio de presión en el pozo activo.
10. Verificar que el ritmo de producción o inyección sea aproximadamente constante en el pozo o pozos que estén generando el disturbio de presión. Esto tiene como objeto facilitar el análisis de los datos de presión.

Conclusiones y Recomendaciones

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo al trabajo realizado fue posible llegar a las siguientes conclusiones y recomendaciones:

CONCLUSIONES

1. El trabajo realizado cumplió satisfactoriamente los objetivos propuestos al inicio del mismo trabajo, ya que representa un documento confiable de consulta para los estudiantes de ingeniería petrolera en las asignaturas previstas, así mismo el lector será capaz de interpretar pruebas de interferencia de presión en yacimientos de gas de manera practica con la premisa de contar con los conocimientos básicos de Caracterización Dinámica de Yacimientos y los abordados en esta tesis.
2. Las pruebas de interferencia de presión en yacimientos de gas deberán analizarse de manera distinta a las pruebas de interferencia de presión en yacimientos de aceite debido a que las definiciones de las variables adimensionales son distintas en cada caso y las propiedades utilizadas del gas tienen un comportamiento diferente, por ejemplo, la viscosidad del gas.
3. Las pruebas de interferencia de presión representan sin duda una herramienta esencial para la Caracterización Dinámica de Yacimientos debido al alcance en cuanto a profundidad de estudio se refiere.
4. La curva tipo de la solución Fuente Lineal será la misma para aceite y para gas; incluso si se trata de gas, será la misma para las 3 variantes, esto se debe a que la curva tipo es generada por la solución de la ecuación de difusión expresada como función en variables adimensionales $p_D(t_D, r_D)$ lo que genera una misma curva. Únicamente se debe de tener cuidado al realizar los cálculos de la Técnica Match Point al utilizar las definiciones adecuadas según sea el caso.
5. En el análisis del pozo Bicentenario-42 se obtuvieron resultados muy similares tanto para k como para c_t en los análisis de p y $m(p)$. Lo anterior se debe a que al tratarse de variaciones de presión muy pequeñas durante la prueba, el factor $\frac{p}{\mu z}$ tiene variaciones proporcionales, es decir igual de pequeñas a tal grado que para los ejemplos abordados, μ y z se pueden considerar constantes. La similitud de los resultados nos califica el análisis como correcto.
6. Para el caso del Pozo Bicentenario-62 se presentó una variación en el resultados de c_t , adjudicada a la precisión que se tiene en la técnica *Match Point* la cual puede ser variable dependiendo del interprete y que puede representar cambio amplio en el resultado debido al orden que se maneja para medir la compresibilidad del sistema y que es alrededor de 1×10^{-5} . Por tal motivo aún y con las variaciones existentes en los resultados para los diferentes tipos de análisis, consideramos exitoso el análisis por tratarse de una diferencia del orden de $2 \times 10^{-6} [psi^{-1}]$.

Conclusiones y Recomendaciones

Recomendaciones

1. Antes de comenzar con el análisis de los datos de una prueba de presión, es necesario recopilar la mayor información posible del yacimiento y de los pozos involucrados tal como se mostró en el capítulo 4. Lo anterior con la finalidad de familiarizarse con los pozos y el yacimiento y tener información disponible en caso de necesitar aclarar anomalías.
2. Hoy en día las herramientas para la medición de presión tienen capacidades amplias de almacenamiento, lo cual ha ocasionado que se tengan miles de datos medidos en una sola prueba, por lo anterior se hace necesario recurrir a un software de cálculo que tenga la capacidad de procesar toda esa información y sea capaz de graficar los datos para poder realizar el análisis de forma adecuada.
3. Debido a que el análisis por medio de la Técnica Match Point es de manera gráfica y que la variación de los ciclos de las gráficas logarítmicas puede ser muy grande se hace necesario realizar el ajuste con sumo cuidado y de ser posible tener idea de los resultados que se pueden obtener para no caer en errores debido a la claridad en el Match por parte del interprete.
4. Aún obteniendo resultados similares para las tres variantes de análisis en pruebas en yacimientos de gas, resulta ser más factible el tratamiento con la pseudopresión $m(p)$ sencillamente porque esta función a diferencia del tratamiento con p y p^2 involucra variaciones de μ y z respecto a la presión y temperatura lo que resulta más aproximado debido al manejo de gas.
5. En las pruebas de interferencia de presión realizadas en yacimientos de gas deberán utilizarse las siguientes ecuaciones:

Solución empleada	k	ϕc_t
$m(p)$	$k = \frac{1.422 \times 10^6 T q_{sc}}{h} \frac{(p_D)_{MP}}{(\Delta m(p))_{MP}}$	$\phi c_t = \left(\frac{2.64 \times 10^{-4} k}{\mu r^2} \right) \left[\frac{t_{MP}}{(t_D/r_D^2)_{MP}} \right]$
p^2	$k = \frac{1.422 \times 10^6 z T q_{sc} \mu}{h} \frac{(p_D)_{MP}}{(p^2)_{MP}}$	$\phi c_t = \left(\frac{2.64 \times 10^{-4} k}{\mu r^2} \right) \left[\frac{t_{MP}}{(t_D/r_D^2)_{MP}} \right]$
Δp	$k = \frac{7.110 \times 10^5 z T q_{sc} \mu}{h \bar{p}} \frac{(p_D)_{MP}}{(\Delta p)_{MP}}$	$\phi c_t = \left(\frac{2.64 \times 10^{-4} k}{\mu r^2} \right) \left[\frac{t_{MP}}{(t_D/r_D^2)_{MP}} \right]$

1. LEY DE LOS GASES IDEALES

Para entender la ecuación de estado de los gases reales, debemos de la idea hipotética de un gas ideal. La ecuación de los gases ideales que se presentará se utiliza como bases de la ecuación de los gases reales.

Un gas ideal tiene las siguientes propiedades:

1. El volumen ocupado por las moléculas es insignificante respecto al volumen ocupado por el gas.
2. No existen fuerzas de atracción o repulsión entre las moléculas o entre las moléculas y las paredes del contenedor.
3. No existe pérdida de energía en las colisiones entre moléculas, es decir, todas las colisiones son perfectamente elásticas.

Para poder desarrollar la ecuación de los gases ideales, debemos de tener en cuenta algunas otras ecuaciones y leyes, estas son:

Ecuación de Boyle

Boyle observó de manera experimental que el volumen de un gas ideal es inversamente proporcional a la presión de una cierta masa de gas cuando la temperatura se mantiene constante. Lo anterior se puede representar como

$$V \sim \frac{1}{p} \quad \text{o} \quad pV = \text{constante} \quad (\text{A1})$$

Ecuación de Charles

El trabajo experimental de Charles llevó a descubrir que el volumen de un gas ideal es directamente proporcional a la temperatura de una cierta masa de gas cuando la presión es manida como constante. Matemáticamente se representa como:

$$V \sim T \quad \text{o} \quad \frac{V}{T} = \text{constante} \quad (\text{A2})$$

Ley de Avogadro

La ley de estado de Avogadro dice que, bajo las mismas condiciones de temperatura y presión, volúmenes iguales de todos los gases ideales contienen el mismo número de moléculas. En otras palabras, el peso molecular de cualquier gas ideal a ciertas condiciones de presión y temperatura ocupa el mismo volumen que el peso molecular de cualquier otro gas ideal.

Según la ley de Avogadro, hay 2.73×10^{26} moléculas por libra-mol de gas ideal.

2.73×10^{26} : Es el conocido Número de Avogadro

Anexos

Las ecuaciones de Boyle, Charles y Avogadro se pueden combinar para obtener una ecuación para gases ideales.

Primeramente debemos imaginar un proceso de dos pasos ordenados para combinar la ecuación de Charles y la ecuación de Boyle para describir el comportamiento de un gas ideal cuando la temperatura y la presión cambian. Iniciamos con un una masa de gas dada, la cual ocupa un volumen V_1 a la presión p_1 y la temperatura T_1 y que finalizará con un volumen V_2 a la presión p_2 y temperatura T_2 .

$$(V_1 \text{ a } p_1, T_1) |_{T_1=cte} \xrightarrow{\text{paso 1}} (V \text{ a } p_2, T_1) \quad (\text{A3})$$

$$(V \text{ a } p_2, T_1) |_{p_2=cte} \xrightarrow{\text{paso 2}} (V_2 \text{ a } p_2, T_2) \quad (\text{A4})$$

En el primer paso se realiza el cambio en la presión, de p_1 a p_2 mientras que la temperatura se mantiene constante. Lo anterior ocasiona que el volumen cambie de V_1 a V . En el segundo paso, la presión se mantiene constante en el valor de p_2 . La temperatura es cambiada al valor de T_2 , causando que el volumen cambie a V_2 . El cambio en el volumen del gas durante el primer paso se puede describir por medio de la ecuación de Boyle considerando una masa de gas y la temperatura como constantes. Esto es de forma matemática:

$$p_1 V_1 = p_2 V \quad \text{o} \quad V = \frac{p_1 V_1}{p_2} \quad (\text{A5})$$

Donde V representa el volumen a la presión p_2 y temperatura T_1 , la ecuación de Charles se aplica al cambio del volumen del gas durante el segundo paso, considerando que la masa del gas y la presión se mantienen constantes. Esto es:

$$\frac{V}{T_1} = \frac{V_2}{T_2} \quad \text{o} \quad V = \frac{V_2 T_1}{T_2} \quad (\text{A6})$$

Considerando las Ecs. A5 y A6, se elimina el volumen V

$$\frac{p_1 V_1}{p_2} = \frac{V_2 T_1}{T_2} \quad (\text{A7})$$

O

$$\frac{p_1 V_1}{T_1} = \frac{p_2 V_2}{T_2} \quad (\text{A8})$$

Por lo tanto, para una masa de gas dada, pV/T es una constante. Podríamos designar a esa constante con el símbolo R cuando la cantidad de gas es igual a un peso molecular.

$$\frac{pV_M}{T} = R \quad (\text{A9})$$

Anexos

Es en este punto donde no sabemos si R es igual para todos los gases ideales. Por lo tanto, debemos de considerar la ley de Avogadro, la cual menciona que el peso molecular de un gas ideal ocupa el mismo volumen que el peso molecular de cualquier otro gas ideal a las mismas condiciones de presión y temperatura. Esto es:

$$V_{MA} = V_{MB} \quad (A10)$$

Donde V_{MA} representa el volumen del peso molecular del gas A y V_{MB} representa el volumen del peso molecular del gas B, ambos a las mismas condiciones de presión p y temperatura T .

Entonces, de Ec. A8:

$$\frac{pV_{MA}}{T} = R_A \quad \text{o} \quad V_{MA} = \frac{R_A T}{p} \quad (A11)$$

y

$$\frac{pV_{MB}}{T} = R_B \quad \text{o} \quad V_{MB} = \frac{R_B T}{p} \quad (A12)$$

Donde R_A representa la constante del gas para el gas A y R_B representa la constante del gas para el gas B. La combinación de Ecs. A10, A11 y A12, nos da como resultado:

$$\frac{R_A T}{p} = \frac{R_B T}{p} \quad \text{o} \quad R_A = R_B \quad (A13)$$

Por lo tanto, la constante R es la misma para todos los gases ideales y es llamada la *constante universal de los gases*.

DE acuerdo a lo anterior, tenemos la ecuación de estado para un peso molecular de cualquier gas ideal.

$$pV_M = RT \quad (A14)$$

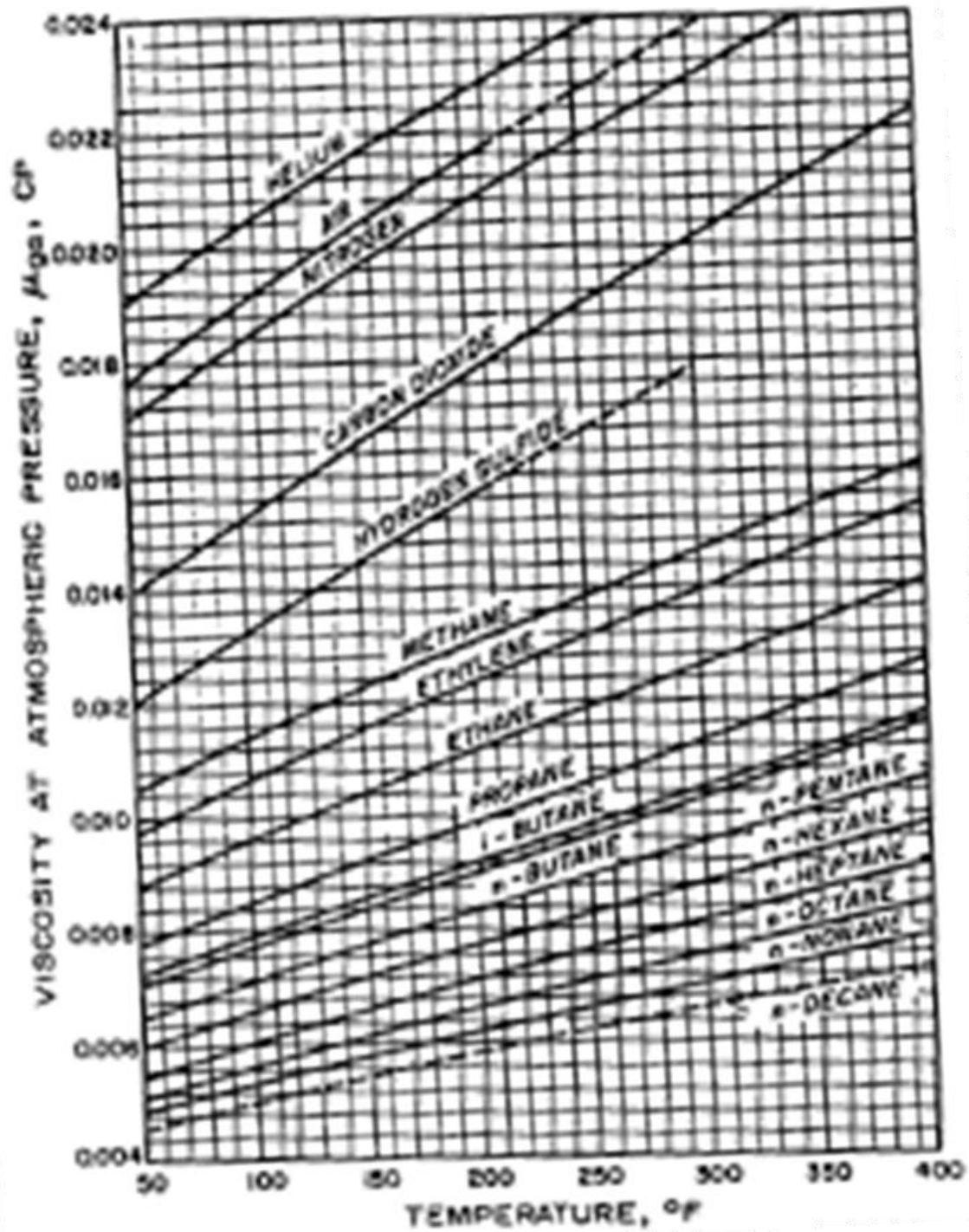
Donde V_M es el volumen de n moles de gas a la temperatura T y presión p . Como n es la masa de gas dividida por el peso molecular, entonces la EC.XX puede escribirse como:

$$pV = \frac{m}{M} RT \quad \text{o} \quad pv = \frac{RT}{M} \quad (A15)$$

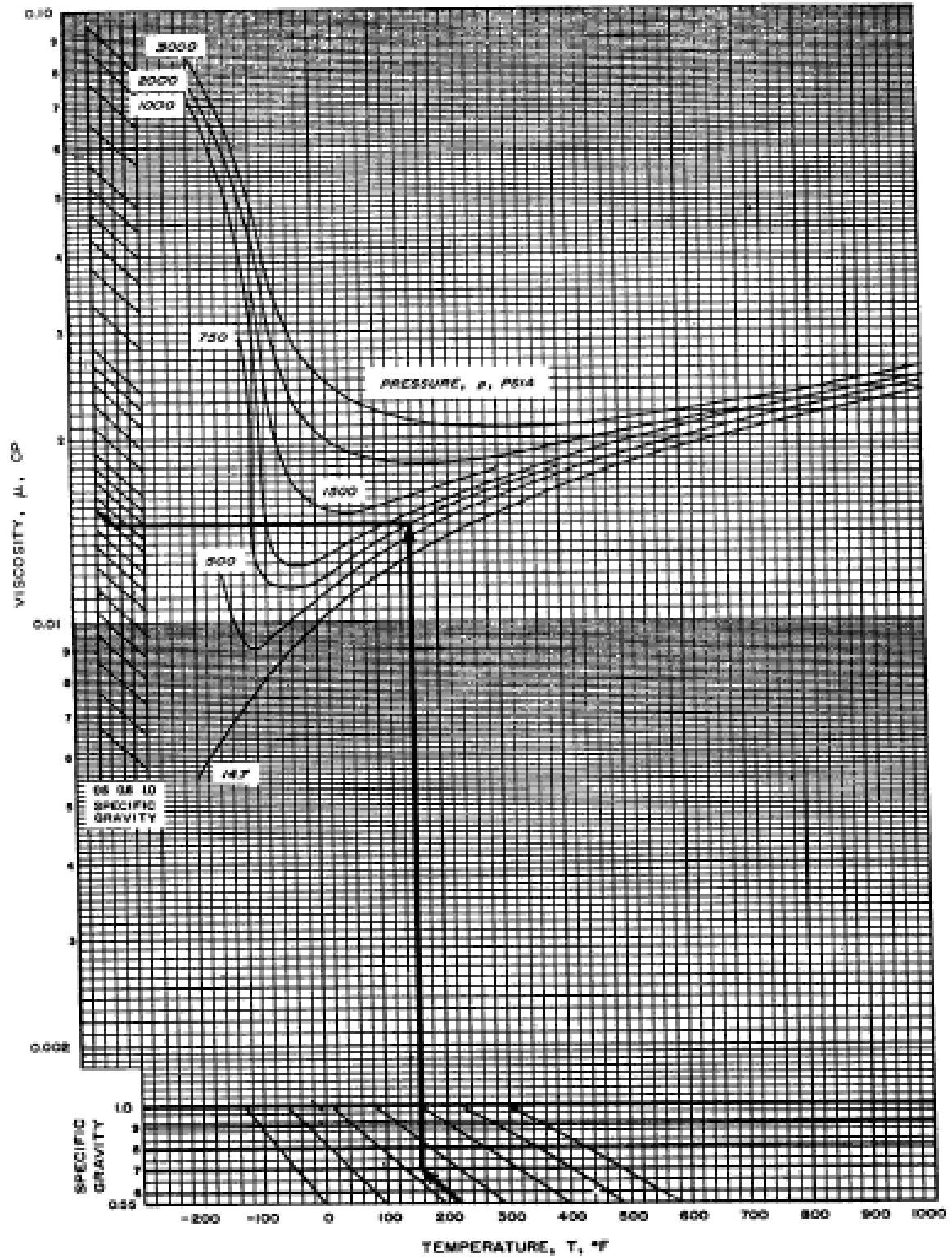
Donde m es la masa y v es el volumen por unidad de masa, o *volumen específico*.

Ec. A15 es conocida como la *Ley del gas ideal*.

Anexo 2. Correlacion para determinar la viscosidad de componentes puros.



ANEXO 3. Correlación para determinar la viscosidad del gas natural



ANEXO 4. Ecuación de difusión para un fluido ligeramente compresible

Para comenzar con la derivación de la ecuación de difusión para un fluido ligeramente compresible, primero consideramos el volumen de control mostrado en la figura 1.

Asumimos que el volumen de control mostrado en la figura es el medio poroso y que la dirección de flujo es en la dirección de $-r$ (del yacimiento al pozo). También consideramos que la generación de materia es cero (no existen fuentes ni sumideros).

Tomando en cuenta las consideraciones anteriores, definimos el balance de materia para ese elemento como

$$w_e - w_s = q_m \quad (1)$$

Definiendo el flujo másico que entra al sistema a la distancia $r + \Delta r$ tenemos

$$w_e = -\rho v A_{r+\Delta r} \quad (2)$$

Donde el signo negativo se debe a que la dirección de flujo es en la dirección de $-r$. El área de la cara de un cilindro es $2\pi r h$; entonces:

$$w_e = -\rho v (2\pi)(r + \Delta r)h \quad (3)$$

Ahora para el flujo másico que sale del volumen de control w_s al radio r , tenemos

$$w_s = [-\rho v - \Delta(-\rho v)]A_r = [-\rho v + \Delta(\rho v)]A_r \quad (4)$$

Donde $\Delta(\rho v)$ es el cambio del flujo de masa dentro del volumen de control y A_r es el área de la cara de salida del flujo; entonces:

$$w_s = [-\rho v + \Delta(\rho v)](2\pi r h) \quad (5)$$

La masa en el volumen de control a un tiempo dado es el producto del volumen de poros (V_p) y la densidad del fluido. El volumen poroso está dado por:

$$V_p = 2\pi r \Delta r h \phi \quad (6)$$

Por lo tanto, la masa dentro del volumen de control está dada por

$$m = 2\pi r \Delta r h \phi \rho \quad (7)$$

Ahora para definir el gasto de masa acumulado en un intervalo de tiempo Δt (del tiempo t al tiempo $t + \Delta t$) es igual al cambio de masa en el volumen de control durante ese intervalo de tiempo dividido por Δt :

$$q_m = \frac{2\pi r \Delta r h \phi \rho|_{t+\Delta t} - 2\pi r \Delta r h \phi \rho|_t}{\Delta t} \quad (8)$$

Anexos

Combinando las Ecs. 3, 5 y 8, podemos expresar la Ec.1 como

$$-\rho v(r + \Delta r)2\pi h - [-\rho v + \Delta(\rho v)]2\pi r h = \frac{2\pi r \Delta r h \phi \rho|_{t+\Delta} - 2\pi r \Delta r h \phi \rho|_t}{\Delta t} \quad (9)$$

Expandiendo la Ec. 9

$$-\rho v r 2\pi h - \rho v \Delta r 2\pi h + \rho v 2\pi r h - \Delta(\rho v) 2\pi r h = \frac{2\pi r \Delta r h \phi \rho|_{t+\Delta} - 2\pi r \Delta r h \phi \rho|_t}{\Delta t} \quad (10)$$

Dividiendo Ec.10 por el volumen total $2\pi r \Delta r h$ obtenemos

$$-\frac{\rho v}{r} - \frac{\Delta(\rho v)}{\Delta r} = \frac{\phi \rho|_{t+\Delta} - \phi \rho|_t}{\Delta t} \quad (11)$$

Factorizando del lado izquierdo el término $(1/r\Delta r)$ y simplificando el lado derecho, nos queda:

$$-\frac{1}{r\Delta r} [\Delta r \rho v + r \Delta(\rho v)] = \frac{\Delta(\phi \rho)}{\Delta t} \quad (12)$$

Rearreglando la Ec.12

$$\frac{1}{r} \left[\rho v + r \frac{\Delta(\rho v)}{\Delta r} \right] = -\frac{\Delta(\phi \rho)}{\Delta t} \quad (13)$$

Tomando límites a la Ec. 13 para cuando Δr y $\Delta t \rightarrow 0$ tenemos

$$\frac{1}{r} \left[\rho v + r \frac{\partial(\rho v)}{\partial r} \right] = -\frac{\partial(\phi \rho)}{\partial t} \quad (14)$$

Desarrollando mediante la regla de la cadena:

$$\frac{\partial(r\rho v)}{\partial r} = \rho v \frac{\partial r}{\partial r} + r \frac{\partial(\rho v)}{\partial r} \quad (15)$$

Sustituyendo Ec.15 en Ec.14

$$\frac{1}{r} \left[\frac{\partial(r\rho v)}{\partial r} \right] = -\frac{\partial(\phi \rho)}{\partial t} \quad (16)$$

Ec. 16 representa la ecuación de continuidad en coordenadas radiales, y es la expresión matemática del principio de conservación de masa.

Para obtener la ecuación de difusión nos apoyamos en una ecuación de movimiento, la cual involucra la velocidad relativa del fluido y el gradiente de presión dentro del medio poroso. El flujo de fluidos generalmente esta modelado por la Ley de Darcy, la cual indica que la velocidad es directamente proporcional al negativo del gradiente de presión. Para coordenadas radiales, considerando flujo radial y efectos gravitacionales despreciables, escribimos la ecuación de movimiento como:

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \quad (17)$$

Anexos

Por otra parte, para el desarrollo de la ecuación de difusión nos apoyamos de una ecuación de estado que relaciona la densidad, la presión y la temperatura; sin embargo la ecuación de estado presentada considera condiciones isotérmicas debido a que la capacidad térmica del fluido es despreciable en comparación con la capacidad térmica de la formación. Por tanto, definimos la compresibilidad del fluido como:

$$c = - \left(\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} \right)_T = \left(\frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T \quad (18)$$

Si consideramos las derivadas parciales como totales debido a la condición isotérmica y reorganizando Ec. 18, obtenemos:

$$c \, dp = \frac{1}{\rho} \, d\rho \quad (19)$$

Para un fluido de compresibilidad pequeña y constante con ρ_b conocida y definida como densidad a presión de referencia p_b nosotros integramos Ec. 19 para obtener

$$\rho = \rho_b e^{[c(p-p_b)]} \quad (20)$$

Ec. 20 es utilizada como la ecuación de estado para un fluido ligeramente compresible y con compresibilidad constante.

Para obtener la ecuación de difusión debemos de combinar la ecuación de continuidad (Ec. 16), la ecuación de movimiento (Ec. 17) y la ecuación de estado (Ec. 20). Combinando Ec. 16 y Ec. 17, tenemos:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi) \quad (21)$$

Considerando la permeabilidad y la viscosidad como constantes y aplicando la regla de la cadena, obtenemos

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\mu}{k} \left(\phi \frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho \frac{\partial \phi}{\partial t} \right) \quad (22)$$

Expandiendo Ec. 22 por la regla de la cadena

$$\frac{\rho}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) + \frac{\partial p}{\partial r} \frac{\partial \rho}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\mu}{k} \phi \rho \left(\frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} \right) \quad (23)$$

De Ec. 20

$$\frac{\partial \rho}{\partial p} = c \rho_b e^{[c(p-p_b)]} \quad (24)$$

Donde c es asumida como constante y muy pequeña, por lo cual

$$\frac{\partial \rho}{\partial p} = c \rho \quad (25)$$

Anexos

Definiendo la compresibilidad del volumen poroso, c_f , como

$$c_f = \left(\frac{1}{\phi}\right) \left(\frac{\partial \phi}{\partial p}\right) \quad (26)$$

y la compresibilidad total como

$$c_t = c + c_f \quad (27)$$

Utilizando Ecs. 18, 26 y 27, reescribimos Ec. 23 como

$$\frac{\rho}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) + c \rho \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 = \frac{\phi \mu c_t}{k} \rho \frac{\partial p}{\partial t} \quad (28)$$

Dividiendo Ec. 28 entre ρ obtenemos

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) + c \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (29)$$

Asumiendo que, para flujo radial de un fluido con compresibilidad pequeña y constante el valor de $c \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2$ es despreciable comparado con los demás términos de Ec. 29, obtenemos la ecuación diferencial parcial

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (30)$$

La ecuación de difusividad en unidades de campo es

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{0.0002637k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (31)$$

Ec. 30 representa la ecuación de difusión para un fluido ligeramente compresible para flujo radial. El término $\frac{0.0002637k}{\phi \mu c_t}$ es llamado coeficiente de difusividad hidráulica y comunmente es denotado por η (con unidades de ft^2/hr).

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t}$$

Anexo 5. Calculo de Z

$$Z = 1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right) \rho_r + \left(A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right) \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_{pr}} + \left(\frac{A_7 \rho_r^2}{T_{pr}^3} \right) (1 + A_8 \rho_r^2) * \exp(-A_8 \rho_r^2)$$

Donde

$$\rho_r = \frac{0.27 p_{pr}}{Z T_{pr}}$$

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}}$$

$$T_{pr} = \frac{T + 460}{T_{pc}}$$

$$A_1 = 0.31506$$

$$A_2 = -1.0467$$

$$A_3 = -0.5783$$

$$A_4 = 0.5353$$

$$A_5 = -0.6123$$

$$A_6 = -0.10489$$

$$A_7 = 0.68157$$

$$A_8 = 0.68446$$

Para gases superficiales:

$$T_{pc} = 167 + 316.67 \gamma_{gf}$$

$$p_{pc} = 702.5 - 50 \gamma_{gf}$$

Para gases húmedos:

$$T_{pc} = 238 + 210 \gamma_{gf}$$

$$p_{pc} = 740 - 100 \gamma_{gf}$$

DENSIDAD DEL GAS LIBRE

La densidad del gas libre esta dada por la siguiente expresi3n

$$\rho_g = \frac{0.0764 \gamma_{gf}}{B_g}$$

Sustituyendo B_g en ρ_g obtenemos:

$$\rho_g = \frac{2.7044 p \gamma_{gf}}{Z(T + 460)}$$

ANEXO 6. Correlación de lee para el calculo de μ

La viscosidad del gas se obtiene con la correlación de Lee:

$$\mu_g = K \exp\left(X \left(\frac{\rho_g}{62.428}\right)^Y\right) \times 10^{-4}$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.5794\gamma_{gf})(T + 460)^{1.5}}{(209 + 550.4\gamma_{gf} + (T + 460))}$$

$$Y = 2.4 - 0.2X$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{(T + 460)} + 0.2987\gamma_{gf}$$

ANEXO 7. Cálculo de $m(p)$ utilizando el método del trapecio

Para poder calcular $m(p)$ es necesario que utilicemos un método numérico; a continuación mostraremos un ejemplo que ilustre este calculo mediante el uso de la regla del trapecio.

Para el cálculo de μ es necesario utilizar una correlación, para este caso utilizamos la de *Carr, Kobayashi and Burrows*; para el factor de compresibilidad Z utilizamos *Dranchuk, Purvis and Robinson*, y se utiliza el valor cero para la presión de referencia.

Calcular

$$m(p) = \int_0^p \frac{p}{\mu Z} dp$$

A varias presiones de un gas húmedo ($\gamma=0.61$) a una temperatura de 120°F, con las siguientes propiedades, tabla 4.1:

p(psia)	z	μ (cp)
0	1.000	---
400	0.955	0.0118
800	0.914	0.0125
1200	0.879	0.0134
1600	0.853	0.0145
2000	0.838	0.0156

Tabla 4.1. Datos de z y μ para diferentes valores de p

Solución: El método se muestra de forma tabular en la tabla 4.2 y los resultados obtenidos de la misma en la tabla 4.3

Columna	Término	Unidades	Fuente
(1)	p	Psia	dato
(2)	Z	-	dato
(3)	μ	Cp	dato
(4)	$2 \left(\frac{p}{\mu Z} \right)$	M psia/cp	$2 \times (1) \div (2) \div (3)$
(5)	Media $2 \left(\frac{p}{\mu Z} \right)$	M psia/cp	Promedio de las dos entradas sucesivas de la columna (4)
(6)	Δp	psi	Diferencia de las dos entradas sucesivas de la columna (1)
(7)	Media $2 \left(\frac{p}{\mu Z} \right) \Delta p$	MM psia ² /cp	(5) \times (6)
(8)	$m(p)$	MM psia ² /cp	(7) \div entrada previa de (8)

Tabla 4.2. Integración numérica para calcular $m(p)$

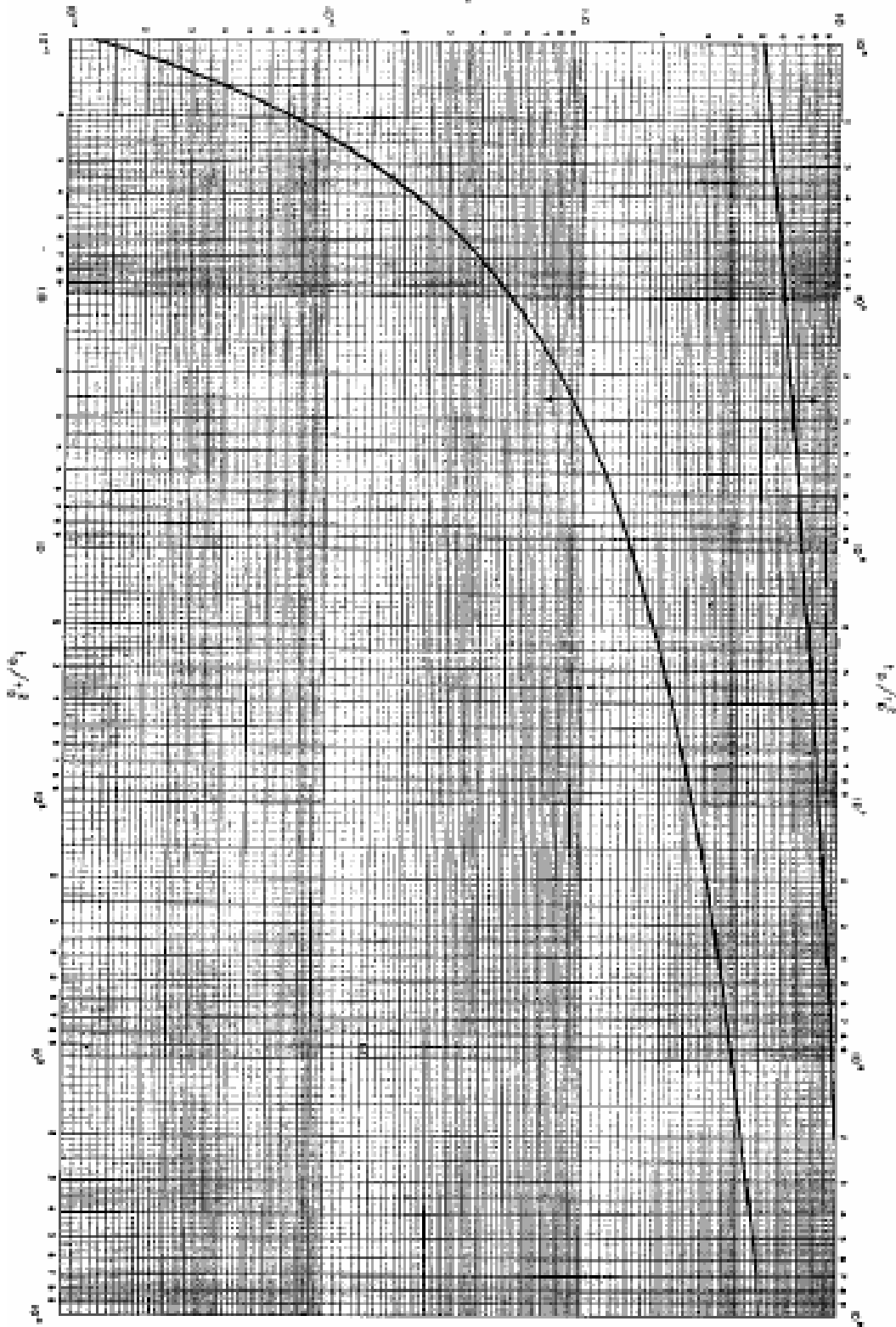
Anexos

Resultados

Datos			Integración Numérica				
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
0			0.0				0.0
400	0.955	0.0118	70.9	35.5	400	14.2	14.2
800	0.914	0.0125	140.0	105.5	400	42.2	56.4
1200	0.879	0.0134	203.8	171.9	400	68.8	125.2
1600	0.853	0.0145	258.7	231.3	400	92.5	217.7
2000	0.838	0.0156	306.0	282.4	400	113.0	330.7

Tabla 4.3. Resultados del método de integración numérica

ANEXO 8. Curva Tipo de la Solución Fuente Lineal



BIBLIOGRAFIA

1. Abbott, David; Andrews, R. S. *Introducción a la cromatografía*. España, Editorial Alhambra, S.A. 1973.
2. Castro Herrera, Israel. *Apuntes de la Materia Caracterización Dinámica de Yacimientos*. Facultad de Ingeniería, UNAM, 2009.
3. Caudhry Amanat U. *Gas Well Testing Hand Book*. USA, Advanced TWPSOM Petroleum Systems, Inc. 2003.
4. Cuautli Hernández, María Elena. *Propiedades de los Fluidos Petroleros*. 2005, Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM.
5. Dirección Corporativa de Finanzas. *Reporte anual de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2010*. México, PEMEX, 2010.
6. Economides, Michael J.; Ogbe, David. *How to Analyze Interference Well Test*.
7. ESP OIL. *Análisis de Pruebas de Presión*. 2004
8. Grob, Robert L. *Modern Practice of Gas Chromatography*. USA, A Wiley-Interscience Publication. 1977.
9. Guzmán Arévalo José David. *Análisis de la producción en yacimientos de gas con baja permeabilidad*. Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2009.
10. Islas Castelán María Rufina. *Conceptos básicos del comportamiento de yacimientos*. Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2006.
11. Martínez Romero, Nestor. *Nuevos Procedimientos Para La Caracterización Dinámica de Yacimientos A Partir de Pruebas de Pozos Múltiples*. 2000, Tesis de Maestría, Facultad de Ingeniería, UNAM.
12. McCain D., Jr. William D. *The properties of petroleum fluids*. USA, PennWell Publishing Company. 1990.
13. Ramírez Ovalle, Grecia Lucina. *Recuperación de líquidos en pozos de gas*. 2009, Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM.
14. Ramírez Sabag, Jetzabeth, Gerardo Lozano Villajuana y Rodolfo Carlos Pérez Tavares. *Productividad de pozos petroleros*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2007.
15. Rodríguez Nieto, Rafael. *Apuntes de la materia Ingeniería de yacimientos de gas*. Facultad de Ingeniería, UNAM, 2010-1.
16. Smith, Robert Vicent. *Practical Natural Gas Engineering*. USA, PennWell Publishing Company, 1993.
17. Villamar Vigueras, Manuel Juan. *Apuntes de la materia Caracterización Estática de Yacimientos*. Facultad de Ingeniería, UNAM, 2009-1.
18. *Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography*.