



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

## FACULTAD DE INGENIERÍA

### EVALUACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

**INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A :**

**MURGUÍA VELÁZQUEZ GUILLERMO ARTURO**

DIRECTOR DE TESIS: ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA



CD. UNIVERSITARIA, MÉXICO D. F., JUNIO 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.



## **Agradecimientos**

*A mis padres, Luis Murguía Romero y Yolanda Velázquez Torres por todo lo que han hecho por mí, por confiar en mí y darme la fuerza para levantarme en los momentos difíciles. Gracias a ustedes ahora estoy aquí realizando uno de mis más importantes objetivos. Gracias por sus valiosos consejos y por su amor y cariño incondicionales. Son lo más importante para mí, los quiero mucho.*

*A mis hermanos, Natalia y Luis por apoyarme y estar conmigo siempre, por sus consejos y cariño incondicional, gracias por todo, ya que sin ustedes mi familia no sería la misma.*

*A mi pareja, por acompañarme durante esta etapa de mi vida y apoyarme en todo momento, gracias por estar conmigo.*

*A mi director de tesis, Ing. Leonardo Cruz Espinoza, por dedicarme tanto tiempo para cumplir con esta meta, muchas gracias.*

*A mis sinodales, los ingenieros Manuel Villamar, Cristina Avilés, Agustín Velasco e Israel Castro por su apoyo en la revisión de este trabajo y por brindarme sus conocimientos y sabios consejos a lo largo de mi carrera profesional.*

*A la UNAM, porque es un orgullo formar parte de ella y estar "hecho en CU".*



<b>Contenido</b>	<b>Pág.</b>
<b>Agradecimientos</b> .....	<b>3</b>
<b>I. Contenido</b> .....	<b>5</b>
<b>II. Lista de figuras</b> .....	<b>7</b>
<b>III. Lista de tablas</b> .....	<b>8</b>
<b>1. Introducción y Descripción Básica</b> .....	<b>9</b>
1.1. <i>Historia del Fracturamiento Hidráulico</i> .....	9
1.2. <i>Etapas del Fracturamiento Hidráulico</i> .....	14
1.3. <i>Esfuerzos Involucrados en un Fracturamiento Hidráulico</i> .....	16
1.4. <i>El proceso de Fracturamiento y sus Elementos</i> .....	18
1.5. <i>Equipo Superficial y Preparación del Pozo</i> .....	20
1.6. <i>Consideraciones de la Terminación</i> .....	21
<b>2. Diseño del Fracturamiento Hidráulico</b> .....	<b>23</b>
2.1. <i>Diseño de la Fractura</i> .....	23
2.1.1. <i>Objetivos del Diseño de la Fractura</i> .....	23
2.1.2. <i>Mecánica de la Fractura</i> .....	28
2.1.3. <i>Elasticidad</i> .....	29
2.1.4. <i>Geomecánica de la Fractura</i> .....	31
2.2. <i>Materiales Para el Fracturamiento</i> .....	34
2.2.1. <i>Sistemas del Fluido Fracturante</i> .....	34
2.2.2. <i>Apuntalantes</i> .....	37
2.3. <i>Recolección de Datos Necesarios para el Diseño del Fracturamiento</i> .....	42
2.3.1. <i>Evaluación de la Formación</i> .....	42
2.3.2. <i>Registros</i> .....	43
2.3.3. <i>Núcleos</i> .....	47
2.3.4. <i>Inclinómetros de Superficie</i> .....	50
2.3.5. <i>Monitoreo con Inclinómetros de fondo</i> .....	51
2.3.6. <i>Monitoreo Microsísmico</i> .....	52
2.3.7. <i>Presión</i> .....	54
2.4. <i>Control de Calidad</i> .....	56
<b>3 Evaluación Post-Fracturamiento</b> .....	<b>57</b>
3.1 <i>Introducción a la Evaluación Post-Fracturamiento con Datos Dinámicos</i> .....	57
3.2 <i>Pruebas de Presión-Producción (PTA - Pressure Transient Analysis)</i> .....	59
3.3 <i>La Caída de Presión y el Régimen de Flujo Radial</i> .....	60

3.4	<i>Daño, Almacenamiento y Flujo Dominado por las Condiciones de Frontera</i> .....	63
3.4.1	<i>Daño de Van Everdingen y Hurst</i> .....	63
3.4.2	<i>Almacenamiento del Pozo</i> .....	66
3.4.3	<i>Flujo Dominado por las Condiciones de Frontera</i> .....	68
3.5	<i>Regímenes de Flujo para una Fractura Vertical que Cruza a un Pozo Vertical</i> .....	69
3.6	<i>Reglas Básicas para Identificar la Presencia de los Regímenes de Flujo para Pozos Fracturados Verticalmente</i> .....	71
3.7	<i>Pruebas a Pozos de Gas y Otras Complicaciones</i> .....	85
3.8	<i>Ejemplo: Interpretación de una Prueba de Decremento de Presión</i> .....	87
3.9	<i>Ejemplo: Interpretación de una Prueba de Incremento de Presión</i> .....	92
<b>4.</b>	<b>Predicción del Comportamiento</b> .....	<b>101</b>
4.1.	<i>Introducción</i> .....	101
4.2.	<i>Método de la Curva Tipo</i> .....	101
4.3.	<i>Métodos Analíticos y Semianalíticos</i> .....	109
4.4.	<i>Métodos Numéricos</i> .....	111
4.5.	<i>Ejemplos de Aplicación: Predicción del Comportamiento</i> .....	115
4.5.1	<i>Ejemplo del Método Numérico</i> .....	115
4.5.2	<i>Ejemplo del Método de la Curva Tipo</i> .....	119
<b>5.</b>	<b>Conclusiones y Recomendaciones</b> .....	<b>125</b>
<b>IV.</b>	<b>Bibliografía</b> .....	<b>129</b>

<b>Lista de figuras</b>	<b>Pág.</b>
fig. 1.1 - Fracturamiento hidráulico realizado en tierra, BJ Services.....	11
fig. 1.2 – Fracturamiento Hidráulico realizado costa afuera, BJ Services.....	12
fig. 1.3 – Una de las primeras gráficas de presión de tratamiento y de decremento publicadas.....	13
fig. 1.4 - Transporte del apuntalante y el diseño óptimo de la fractura.....	15
fig. 1.5 - Estado general de los esfuerzos.....	16
fig. 1.6 - Efecto de la desviación del pozo en el gradiente de fractura.....	17
fig. 1.7 – Proceso de fracturamiento hidráulico (BJ Services).....	20
fig. 2.1 – Definición de la capacidad de fractura adimensional, $F_{cd}$ .....	23
fig. 2.2 - Radio efectivo del pozo $r_{w'}/x_f$ vs. $F_{CD}$ (Prats 1961).....	24
fig. 2.3- Radio efectivo del pozo, $r_{w'}/x_f$ vs. $F_{CD}$ .....	25
fig. 2.4 - Media longitud de fractura deseada para diferentes permeabilidades de la formación (Veatch 1983).....	26
fig. 2.5 – Media longitud de fractura optima en función de la conductividad de la fractura.....	27
fig. 2.6 – Media longitud de fractura optima en función del área de drene.....	28
fig. 2.7 – Esquema de los modelos de fractura. (Nolte 1986).....	30
fig. 2.8 – Relaciones altura-crecimiento para una zona ideal. (Nolte 1988).....	33
fig. 2.9. - Ejemplo de datos de conductividad. (Schubarth 2004).....	39
fig. 2.10 - Diseño esquemático del TSO.....	40
fig. 2.11 – Ancho del TSO en función del volumen del fluido y la eficiencia.....	41
fig. 2.12 - Imagen de la interfase formación-apuntalante (Jones y Britt, 2009).....	42
fig. 2.13 – Registros de temperatura antes y después del fracturamiento. (Dobkins 1981).....	45
fig. 2.14 – Registros de temperatura mostrando una anomalía en la zona del tratamiento, (Dobkins 1981).....	45
fig. 2.15 – Cruce de la temperatura debajo de los disparos. (Dobkins 1981).....	46
fig. 2.16 – Datos de deformación y esfuerzos. (Smith et al. 2001).....	48
fig. 2.17 – Modulo dinámico para el tiempo de viaje.....	49
fig. 2.18 – Correlación de modulo dinámico de Young con el modulo estático. (Britt et al. 2006).....	49
fig. 2.19 – Inclinómetro de fondo, (Britt et al. 2006).....	50
fig. 2.20 – Principio del monitoreo con inclinómetro.....	51
fig. 2.21 – Principio del monitoreo con inclinómetro.....	52
fig. 2.22 - Evento microsismico. (Fisher, 2005).....	53
fig. 2.23 – Arreglo de geófono multicomponente.....	53
fig. 2.24 – Comparación del decremento de la presión.....	55
fig. 3.1– Principales datos dinámicos recolectados durante un fracturamiento.....	58
fig. 3.2 - Modelo Conceptual de Theis.....	61
fig. 3.3 - Ejemplo de régimen de flujo radial ( $k=5md$ ).....	63
fig. 3.4 – Ejemplo simulado del régimen de flujo de almacenamiento ( $C=0.025bbl/psi$ ).....	67
fig. 3.5 – Modelo conceptual de un pozo fracturado verticalmente (vista de planta).....	69
fig. 3.6– Patrones de flujo para regímenes de flujo en pozos fracturados verticalmente (Cinco-Ley y Samaniego-V. (1981)).....	71
fig. 3.7 - Gráficas de diagnóstico: respuestas de presión típicas de un pozo fracturado en una prueba de decremento.....	74
fig. 3.8 - Sensibilidad de la gráfica de diagnóstico a cambios en $F_{CD}$ y $x_f$ .....	78
fig. 3.9 – Ajuste de la respuesta del pozo usando el almacenamiento y el modelo de daño de Agarwal.....	79
fig. 3.10 - $r_{w'}/x_f$ vs. $F_{CD}$ [Cinco-Ley et al. (1978)]......	81
fig. 3.11 – Comparación de varias respuestas del modelo de la fractura.....	84

fig. 3.12 – Gráfica de diagnóstico: ejemplo de prueba de decremento .....	87
fig. 3.13 - Análisis de almacenamiento: ejemplo de decremento .....	88
fig. 3.14 - Análisis del régimen de flujo lineal: ejemplo de decremento de presión.....	89
fig. 3.15 - Análisis del régimen de flujo bilineal: ejemplo de decremento de presión .....	89
fig. 3.16 - Ajuste preliminar usando los regímenes de flujo derivados de los valores de los parámetros: ejemplo de decremento de presión.....	91
fig. 3.17 - Ajuste final: ejemplo de decremento de presión .....	92
fig. 3.18 - Gráfica resumen: ejemplo de incremento de presión.....	93
fig. 3.19 - Gráfica de diagnóstico: ejemplo de decremento de presión.....	94
fig. 3.20 - Gráfica de flujo lineal: Ejemplo de prueba de incremento .....	96
fig. 3.21 - Gráfica de flujo bilineal: Ejemplo de prueba de incremento .....	96
fig. 3.22 - Ajuste utilizando los parámetros estimados del régimen de flujo: Ejemplo de prueba de incremento.....	97
fig. 3.23 – Comparación final con los parámetros ajustados: Ejemplo de prueba de incremento de presión 98	
fig. 4.1 - Curva tipo de Fetkovich (Fetkovich et al. (1983)).....	104
fig. 4.2 - Ejemplo de ajuste de curva tipo de Fetkovich et al. (1987).....	106
fig. 4.3 - Esquema del ejemplo del problema.....	112
fig. 4.4 - Interpretación de los datos de la prueba de incremento realizada después del fracturamiento del ejemplo.....	116
fig. 4.5 - Comportamiento del pozo después de la fractura.....	116
fig. 4.6 - Ajuste del simulador: comportamiento de pozo $k=0.0115\text{md}$ , media longitud de fractura efectiva, incrementándose con el tiempo.....	118
fig. 4.7 - Predicción del comportamiento basado en los valores de los parámetros ajustados.....	118
fig. 4.8 - Curva tipo cartesiana de Agarwal-Gardner para estimar el volumen original del gas (de Agarwal et al. 1999).....	120
fig. 4.9 - Ajuste de curva tipo de Agarwal-Gardner de los datos del ejemplo .....	121
fig. 4.10 - Predicción del gasto y producción acumulada de la curva tipo de Agarwal-Gardner.....	122

## Lista de tablas

Tabla 1-1 - Resumen de la historia del fracturamiento hidráulico .....	14
Tabla 1-2 - Datos necesarios para el diseño del fracturamiento .....	19
Tabla 3-1 - Resumen de identificación de régimen de flujo de una prueba de decremento .....	76
Tabla 3-2 - Modelos de pozos fracturados verticalmente incorporados comúnmente al software de interpretación de pruebas de presión.....	84
Tabla 4-1 - Comparación de los métodos de predicción del comportamiento para pozos fracturados hidráulicamente.....	114
Tabla 5-1 Capacidades y Limitaciones para Estimar Parámetros de la Fractura .....	126

## 1. Introducción y Descripción Básica

El fracturamiento hidráulico se ha convertido en una operación común en los últimos años, desafortunadamente a la mayoría de los pozos fracturados hidráulicamente no se les hace la evaluación necesaria para saber si la fractura alcanzó los objetivos del diseño. En esta tesis se pretende dar una visión general sobre los métodos que existen para obtener los parámetros más importantes de una fractura hidráulica, enfocándose principalmente en las pruebas de presión-producción para pozos fracturados hidráulicamente, desde hacer una selección más adecuada del método de evaluación a utilizar, basado en las necesidades específicas de cada pozo, hasta hacer una predicción del comportamiento de la fractura más certera, de tal manera, que se pueda conocer qué tan precisa fue la geometría de la fractura creada con respecto a la que se diseñó, y así mejorar los tratamientos futuros.

Este trabajo se divide en cuatro capítulos. El primero habla sobre el fracturamiento hidráulico, su historia y su definición, una breve introducción y descripción básica del mismo.

El segundo capítulo trata sobre el diseño del fracturamiento hidráulico y los métodos de recolección de los datos necesarios para llevar a cabo una buena operación, así como obtener estos parámetros mientras se está llevando a cabo la misma, con métodos como el monitoreo microsísmico y con inclinómetros de fondo y de superficie.

El tercer capítulo, es sobre la evaluación post-fracturamiento con datos dinámicos, es decir, con pruebas de presión-producción. En este capítulo se habla sobre la obtención de parámetros como el ancho, longitud, altura y conductividad de la fractura, terminando el capítulo con dos ejemplos de interpretación de los datos de pruebas de presión-producción, esto, con la intención de ayudar a generar alguna experiencia en el proceso de interpretación y análisis y para tener conocimiento y entender las limitaciones que existen con este método.

Y finalmente, el último capítulo trata sobre la predicción del comportamiento de pozos fracturados hidráulicamente con el uso de los parámetros obtenidos en la evaluación post-fracturamiento. Se mencionan tres métodos de predicción y se muestran dos ejemplos donde se demuestra la predicción del comportamiento con el caso de algún pozo documentado en la literatura y donde el comportamiento pronosticado puede ser comparado fácilmente con lo que en realidad ocurrió.

### 1.1. Historia del Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico ha hecho una contribución muy importante en la industria petrolera como una de las principales maneras de incrementar la producción. Desde que Amoco lo presentó en 1947, se han realizado miles de tratamientos de fracturamiento. Este tipo de estimulaciones, no solo incrementa el gasto de producción sino que también se le acredita el incorporar billones de barriles de aceite y trillones de pies cúbicos de gas, que de otra manera no serían

económicamente explotables. Además, el fracturamiento hidráulico ha acelerado la producción de hidrocarburos e incrementado significativamente su valor presente. Hoy, el fracturamiento hidráulico se realiza en todo el mundo. En 1991, una encuesta del Instituto Francés del Petróleo reportó que al 71% de todos los pozos terminados alrededor del mundo se les ha realizado este tipo de estimulación. Para la mayoría de los operadores, el segundo mayor gasto es la estimulación de pozos. El primero es la perforación, por supuesto.

Poco después de la introducción del fracturamiento hidráulico, la importancia de los datos de la presión del fracturamiento fue reconocida por Godbey y Hodges (1958). Después, la presión de fractura y su relación con los esfuerzos in-situ, fueron incluidos en los primeros modelos de Khristianovic y Zheltov (1955), Perkins y Kern (1961) y Geertsma y de Klerk (1969). Sin embargo, pasaron muchos años antes de que los análisis de los datos de la presión de fractura empezaran a ser aceptados en la industria.

En 1978, la compañía Amoco inicio un programa coordinado de la recolección y análisis de datos de campo para mejorar la comprensión de la mecánica del proceso del fracturamiento (Veatch y Crowell, 1982). Una serie de artículos de la conferencia y exhibición técnica anual de la SPE de 1979 presentaron resultados de este programa, incluyendo un artículo de Nolte y Smith (1981) que presentó las bases científicas para la interpretación del comportamiento de la presión durante el tratamiento de fracturamiento. Desarrollos adicionales incluyen el uso de registros sínicos para determinar los esfuerzos del yacimiento y el diagnóstico de la temperatura después del proceso de fracturamiento (Dutton et al. 1982) y registros de trazadores para determinar la altura de la fractura (Dobkins 1981).

Nolte (1979) presentó procedimientos para cuantificar el coeficiente de pérdida de filtrado, ancho y largo de fractura, eficiencia del fluido y el tiempo de cierre de la fractura de una prueba Minifrac, la cual, puede ser usada para diseñar el fracturamiento (Schlottman et al. 1981; Elbert et al. 1984; Dobkins 1981; Smith 1985; Smith et al. 1987; Morris y Sinclair 1984). El trabajo de Nolte y Smith fue extendido para incluir el análisis para determinar la programación del apuntalante y del fluido a partir de la eficiencia del mismo cuando hay muy poca, o no existe información disponible (Nolte 1986). Además, un trabajo teórico cubrió tres populares modelos de geometría de fractura 2D (Nolte 1986), geometrías más complejas involucran el aumento de la altura de la fractura (Martins y Harper 1985), y la pérdida de fluido dependiente de la presión (Castillo 1987). De hecho, las Compañías de servicios presentan, rutinariamente, la recolección y el análisis de datos de la presión del fracturamiento, usando las técnicas de Nolte y Smith (1981).

El fracturamiento hidráulico de las formaciones de aceite y gas tiene una larga historia. El fracturamiento de pozos de aceite por ejemplo, puede ser comenzado con los pozos disparados con nitroglicerina líquida a finales de 1890 en el noreste de los Estados Unidos. El fracturamiento hidráulico con ácido para estimular el comportamiento de un pozo fue presentado en los años 30's. La idea de fracturar hidráulicamente una formación para mejorar la producción de aceite y gas fue primero concebida y realizada por Stanolind Oil and Gas Corporation, después de un estudio extensivo de las presiones encontradas mientras se cementaban los pozos (Farris 1953). El

primer intento para fracturar hidráulicamente un pozo fue realizado en el campo de gas Hugoton en Grand County, Kansas, en 1947. Un total de 1000 galones de gasolina napalm fueron inyectados, seguidos de un gel fracturante para estimular la formación Chase en el campo Hugoton a 2400 pies. No se utilizó apuntalante en este primer tratamiento, y la producción del pozo no fue mejorada considerablemente. De manera interesante, la industria encontró pronto, el uso de los apuntalantes, esto fue crítico para la recuperación de hidrocarburos. El proceso del fracturamiento hidráulico se presentó primero en la industria por J. B. Clark en 1948 (y patentado por Clark en 1949).

La compañía Halliburton, recibió una licencia exclusiva para el nuevo proceso. Los primeros tratamientos de fracturamiento comerciales fueron realizados en el condado de Stephens, Oklahoma y en el condado de Archer, Texas, el 17 de marzo de 1949, usando una mezcla de aceite crudo y gasolina y aproximadamente de 100 a 150 libras de arena. Ambos pozos fueron exitosos y posteriormente, la aplicación del fracturamiento hidráulico creció rápidamente (Maly y Morton, 1951). Es importante observar, que en los primeros fracturamientos, se pensaba que todas las fracturas creadas se orientaban horizontalmente (Clark et al. 1953; Huitt y McGlothin 1958; Huitt et al. 1958; Huitt 1960). Pero Hubbert y Willis (1957) usaron un modelo de gelatina para mostrar que casi todas las fracturas eran verticales y los resultados de Anderson y Stahl (1967) confirmaron esto. El primer fracturamiento en usar más de medio millón de libras de apuntalante fue realizado por Pan American Petroleum Corporation, en el condado Stephens, Oklahoma, en octubre de 1968. Hoy este tipo de tratamientos se realizan regularmente alrededor del mundo (fig. 1.1 y 1.2).



**fig. 1.1 - Fracturamiento hidráulico realizado en tierra, BJ Services.**

*Equipo necesario para llevar a cabo un tratamiento de fracturamiento hidráulico en tierra, se observa en la parte inferior las presas, el equipo de alta presión (lado izquierdo), equipo de monitoreo (lado derecho), BJ Services.*



**fig. 1.2 – Fracturamiento Hidráulico realizado costa afuera, BJ Services**

*Fracturamiento Hidráulico realizado costa afuera y se observa que es necesario llevar equipo adicional en un barco debido a las reducidas dimensiones que se tienen en una plataforma, BJ Services.*

Existen varias razones para llevar a cabo un fracturamiento hidráulico, incluyendo la eliminación del daño, el aumento de la producción y el control de la formación. Se han hecho avances técnicos significativos en los 50 años posteriores al primer tratamiento comercial. Los primeros tratamientos consistieron de pequeños volúmenes de fluido y apuntalante diseñado para evitar el daño en las cercanías del pozo. A finales de los 70's y en los 80's se realizaron estimulaciones de fracturamiento hidráulico masivas para mejorar el comportamiento de la producción y la recuperación de las reservas de las formaciones de gas. A principios de los 80's el fracturamiento tip-screenout (TSO) fue desarrollado y utilizado para incrementar la conductividad de la fractura y el comportamiento del pozo. En los 90's el frac-packing (una combinación del fracturamiento TSO y el empaquetamiento de grava) fue usado para el control de la formación en formaciones no consolidadas de alta permeabilidad. Se desarrollaron sistemas de fluidos más limpios y más adecuados. Se presentaron apuntalantes sintéticos de alta resistencia para aplicaciones en pozos profundos.

El fracturamiento hidráulico es complicado por el hecho de que los eventos no pueden ser observados directamente. Esta complicación ha sido superada por análisis indirectos basados en la presión del pozo y el gasto de producción. Además, con el desarrollo del monitoreo microsísmico, las dimensiones de la fractura pueden ser determinadas complementándose con las técnicas de las pruebas de presión y el monitoreo microsísmico.

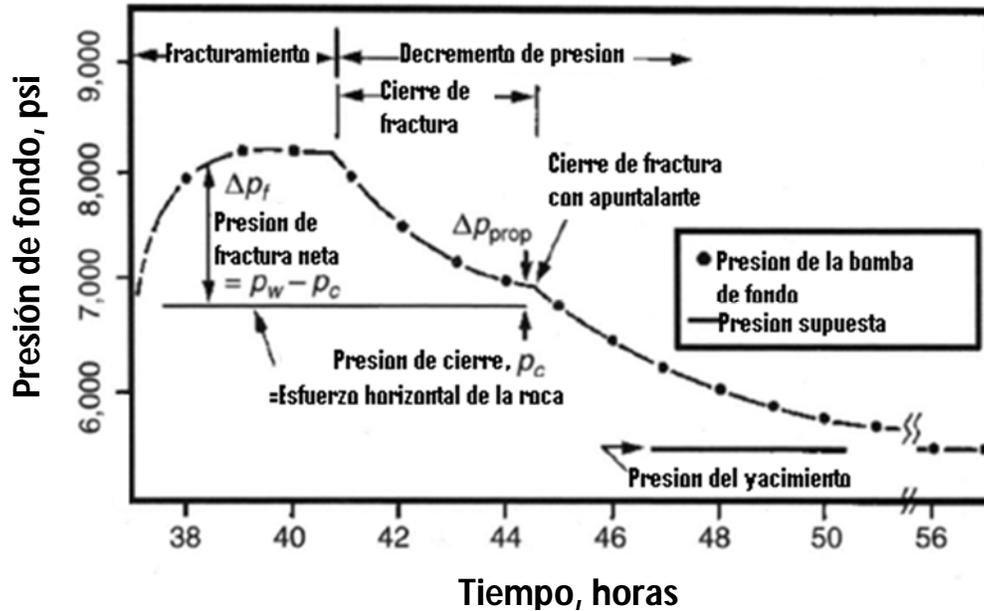


fig. 1.3 – Una de las primeras gráficas de presión de tratamiento y de decremento publicadas.

La analogía con las pruebas de presión en yacimientos se puede ver en la figura, con el incremento de la presión durante la inyección y la caída de la presión o decremento después del cierre.

El análisis de la repuesta de la presión de fractura es el análogo de las pruebas de presión-producción en la ingeniería de yacimientos. Sin embargo, las pruebas de presión en yacimientos es una disciplina madura, mientras que su aplicación en el fracturamiento hidráulico sigue siendo desarrollada. La figura 1.3 muestra uno de los primeros datos publicados de la presión de fondo, durante y después de un fracturamiento. La analogía con las pruebas de presión en yacimientos se puede ver en la figura, con el incremento de la presión durante la inyección y la caída de la presión o decremento después del cierre. La figura también muestra que durante la primera mitad del tratamiento, la presión iba incrementando, mientras que durante la otra mitad del tratamiento, la presión se mantiene esencialmente en una caída constante. El análisis de las presiones del fracturamiento se ha hecho más definitivo con la adición del monitoreo de fractura microsísmico. Las imágenes microsísmicas son más difíciles y costosas de obtener que la presión del tratamiento. Sin embargo, el uso ocasional de las imágenes microsísmicas, en conjunto con el análisis de presión, debe ser suficiente para desarrollar un modelo geomecánico de un área específica. A continuación se presenta un breve resumen sobre la historia del fracturamiento hidráulico.

**Tabla 1-1 - Resumen de la historia del fracturamiento hidráulico**

Año	Evento
1890	Pozos disparados con nitroglicerina líquida a finales de 1890 en el noreste de los Estados Unidos.
1930's	Fue presentado el fracturamiento hidráulico con ácido para estimular el comportamiento de un pozo
1947	El primer intento para fracturar hidráulicamente un pozo fue realizado en el campo de gas Hugoton en Grand County, Kansas.
1948	El proceso del fracturamiento hidráulico se presentó primero en la industria por J. B. Clark. Fue patentado por J. B. Clark
1968	Los primeros tratamientos de fracturamiento comerciales fueron realizados en el condado de Stephens, Oklahoma y en el condado de Archer, Texas El primer fracturamiento en usar más de medio millón de libras de apuntalante fue realizado por Pan American Petroleum Corporation
1978	La compañía Amoco inicio un programa coordinado de la recolección y análisis de datos de campo para mejorar la comprensión de la mecánica del proceso del fracturamiento
1979	Una serie de artículos de la conferencia y exhibición técnica anual de la SPE de 1979 presentaron resultados de este programa
1979 1980's	Nolte (1979) presentó procedimientos para cuantificar el coeficiente de pérdida de filtrado, ancho y largo de fractura, eficiencia del fluido y el tiempo de cierre de la fractura de una prueba Minifrac, la cual, puede ser usada para diseñar el fracturamiento A principios de los 80's el fracturamiento tip-screenout (TSO) fue desarrollado y utilizado para incrementar la conductividad de la fractura y el comportamiento del pozo
1990's	En los 90's el frac packing (una combinación del fracturamiento TSO y el empacamiento de grava) fue usado para el control de la formación en formaciones no consolidadas de alta permeabilidad.
1990's	Se desarrollaron sistemas de fluidos más limpios y más adecuados. Se presentaron apuntalantes sintéticos de alta resistencia para aplicaciones en pozos profundos.

## 1.2.Etapas del Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico consiste en iniciar una fractura en la formación con la presión hidráulica de un fluido fracturante, propagando la fractura con el fluido, y manteniendo la fractura creada abierta con el apuntalante. La fractura se convierte en un camino conductivo entre la formación y el pozo para producir hidrocarburos. El fracturamiento tiene tres etapas (fig. 1.4), la etapa del colchón, la etapa de la inyección del fluido fracturante con el apuntalante y el lavado de los fluidos fracturantes. La etapa del colchón (sin apuntalante) es usada para iniciar y propagar la fractura, desarrollar un ancho de fractura y proporcionar algún fluido de sacrificio por el filtrado que exista. La segunda etapa, o la del fluido fracturante con apuntalante, son usadas para colocar el apuntalante en la fractura creada en la etapa anterior así que debe haber una concentración constante del mismo a lo largo de la fractura hasta que se termine de bombear. Esto se alcanza, aumentando gradualmente la concentración del apuntalante hasta la concentración máxima deseada. En el proceso de deshidratación de la mezcla (pérdida de filtrado), las concentraciones de apuntalante más bajas que han llegado hasta la punta de la fractura se ha deshidratado en la

misma, así que la concentración de apuntalante resultante en la fractura es igual a la concentración del apuntalante máxima final. Y por último, el tratamiento es lavado en los disparos. Aunque el fracturamiento puede ser diseñado para un comportamiento óptimo del pozo, el éxito del proceso está fuera del control del ingeniero de diseño o de ejecución. Por ejemplo, la dirección de propagación de la fractura es controlada por el estado de los esfuerzos in-situ. La geometría de la fractura es similarmente controlada por los parámetros geomecánicos y de filtrado.

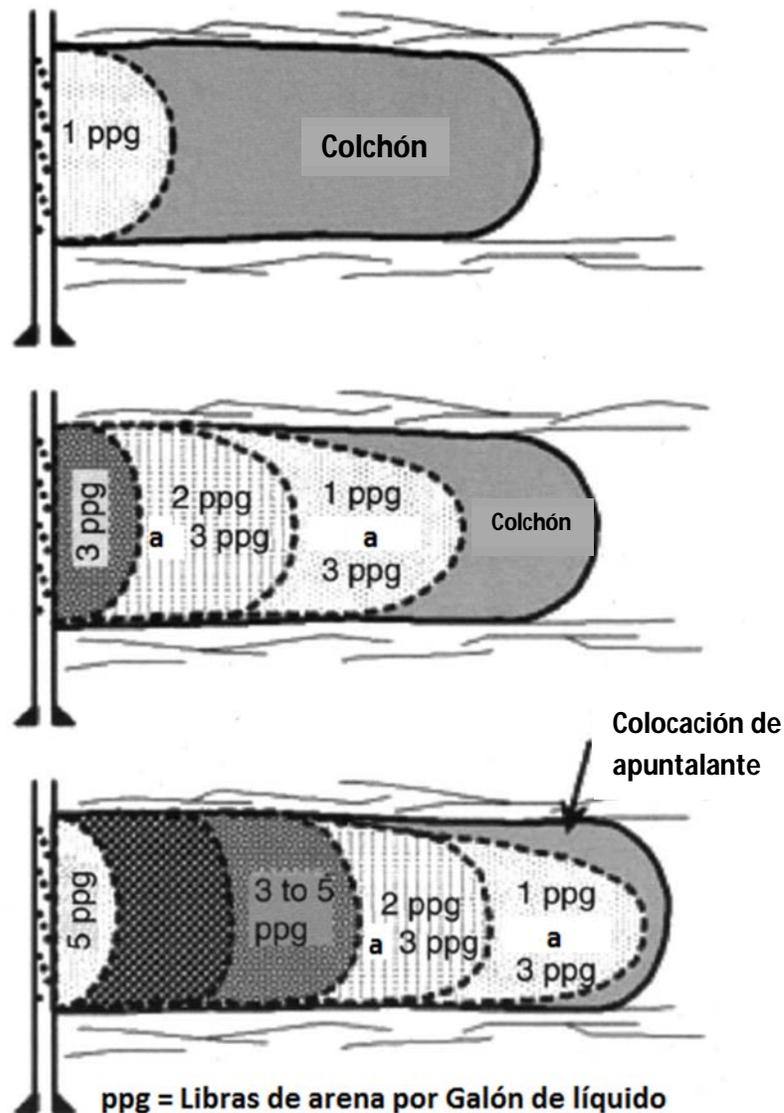


fig. 1.4 - Transporte del apuntalante y el diseño óptimo de la fractura.

*El fracturamiento tiene tres etapas, la etapa del colchón (arriba), la etapa de la inyección del fluido fracturante con el apuntalante (en medio) y el lavado de los fluidos fracturantes (abajo).*

### 1.3. Esfuerzos Involucrados en un Fracturamiento Hidráulico

Los tres esfuerzos principales que controlan la geometría y la propagación de la fractura son: los esfuerzos verticales, los esfuerzos horizontales mínimos y los esfuerzos horizontales máximos (fig. 1.5). Normalmente, el principal esfuerzo máximo, es el esfuerzo vertical (a menudo igual al peso de sobrecarga), mientras que los esfuerzos horizontales máximos son generalmente los esfuerzos principales intermedios. En este ambiente de fallas normales, la fractura hidráulica se propaga como una fractura vertical en la dirección del esfuerzo intermedio (el esfuerzo horizontal máximo). Debido a que la dirección de la fractura está controlada por el estado de los esfuerzos in-situ, el fracturamiento hidráulico, generalmente, no es una buena manera para establecer comunicación con un objetivo del yacimiento deseado a cientos o miles de pies lejos del pozo.

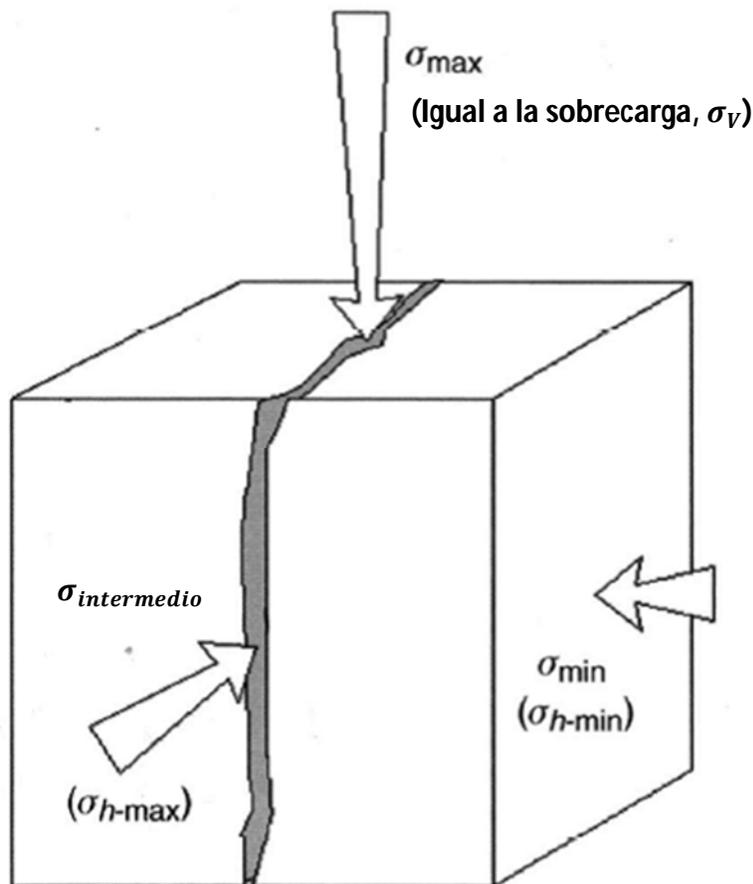
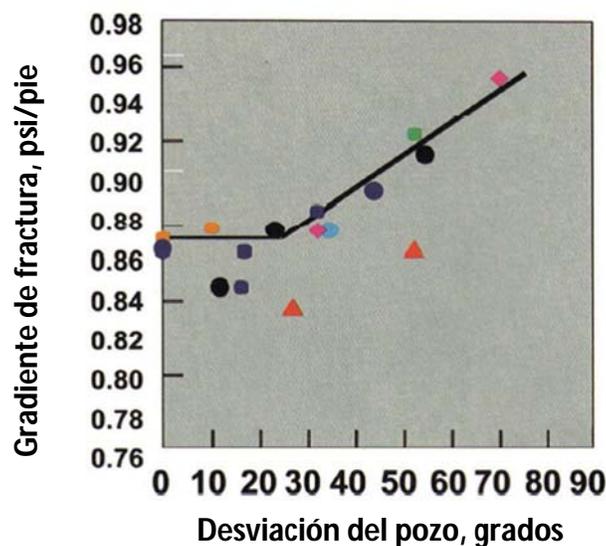


fig. 1.5 - Estado general de los esfuerzos

*Esta figura representa un estado de los esfuerzos muy típico y de ninguna manera representa todas las posibilidades existentes.*

Aunque el estado de los esfuerzos identificados en la figura 1.5 es muy típico, de ninguna manera representa todas las posibilidades existentes. Por ejemplo, a menores profundidades, donde el peso de sobrecarga es pequeño y los esfuerzos verticales no son los esfuerzos principales máximos, se propaga una fractura horizontal (en lugar de una vertical). Y en algunos yacimientos a alta profundidad, donde los esfuerzos principales han sido alterados por actividad geológica como intrusiones de sal o esquistos, pueden resultar en fracturas horizontales.

El diseño de los disparos es extremadamente importante para un fracturamiento exitoso. Por ejemplo, si el estado de los esfuerzos in-situ favorece alguna orientación de fractura, disparos mal alineados pueden resultar en presiones de tratamiento extremadamente altas y comunicación pobre entre la fractura y el pozo, el cual puede comprometer la ejecución del tratamiento y el no alcanzar los objetivos del diseño. Si, por otro lado, los esfuerzos horizontales mínimos y máximos son similares, estas cuestiones son mucho menos importantes. Por ejemplo, en el Golfo de México, los esfuerzos horizontales, son generalmente similares y se han encontrado pocos problemas en el fracturamiento de pozos desviados, mientras que en el Mar del Norte, donde los esfuerzos horizontales pueden diferir significativamente, pueden ocurrir muchos problemas y se perforan pozos desviados (en forma de S) para aliviar algunos de los problemas más relevantes. La figura 1.6 muestra una gráfica de la presión de cierre instantáneo y gradiente de fractura vs. la desviación de un pozo para un campo en el sector noruego del Mar del Norte. Mientras que la desviación del pozo incrementa, la presión requerida para crear una fractura también incrementa. Una vez reconocida, la desviación del pozo fue alineada con el esfuerzo horizontal máximo (dirección de la fractura), y los problemas del bombeo fueron aligerados.



**fig. 1.6 - Efecto de la desviación del pozo en el gradiente de fractura.**

*La figura muestra una gráfica de la presión de cierre instantáneo y gradiente de fractura vs. la desviación de un pozo para un campo en el sector noruego del Mar del Norte. Mientras que la desviación del pozo incrementa, la presión requerida para crear una fractura también incrementa.*

## 1.4.El proceso de Fracturamiento y sus Elementos

El diseño del fracturamiento abarca la recolección de datos, el diseño del tratamiento y documentación, y la interacción entre el proveedor de servicios y el operador. Los datos incluyen, los parámetros necesarios del yacimiento para estimar el potencial del pozo y los datos geomecánicos para calcular la geometría de la fractura. En la práctica, puede no ser posible o económicamente viable recolectar datos de todas las fuentes deseadas. Sin embargo, en un desarrollo inicial del pozo, se debe hacer un esfuerzo para entender completamente al pozo desde todas las perspectivas posibles.

Para justificar el fracturamiento hidráulico, el potencial de flujo de la formación debe ser evaluado a fondo. Los parámetros requeridos del yacimiento para la estimación del comportamiento incluyen; la porosidad, la saturación de agua, la permeabilidad y la presión del yacimiento. Esos parámetros pueden ser determinados con registros, núcleos y pruebas de presión-producción. Otra información que puede ayudar a la evaluación del potencial del pozo incluye el conocimiento de los minerales que constituyen a la formación; la proximidad de los contactos gas, agua y aceite; y un estimado del área de drene.

Una vez que se ha establecido que un fracturamiento hidráulico nos proporciona viabilidad económica, se requieren ciertos datos geomecánicos para estimar las dimensiones de la fractura y el diseño preliminar del tratamiento requerido, para optimizar la recuperación de aceite y gas. Los datos geomecánicos incluyen; los esfuerzos horizontales, el módulo de Young y el coeficiente de filtrado. El esfuerzo mínimo horizontal puede ser estimado con las ecuaciones de Hubbert y Willis, con la ecuación de Eaton, o con el uso de datos de registros sísmicos, pero al final debe ser validado con una prueba de inyectividad "prefrac". El módulo de Young puede ser estimado con registros sísmicos, de una prueba de inyección "prefrac", o medido con pruebas de compresión triaxial de núcleos de la formación (este es el método más recomendado). El coeficiente de filtrado puede ser estimado con cálculos basados en el fluido, características de la pared del pozo y/o datos de la fractura. La pérdida del filtrado puede ser determinada con un estudio de núcleos. Otros datos incluyen la temperatura del yacimiento, el esfuerzo de sobrecarga, el gasto de inyección del fluido y las limitaciones asociadas con las tuberías, la reología y la densidad del apuntalante.

Pueden ser necesarias pruebas de inyectividad y minifrac en algunos de los pozos al principio del desarrollo del programa para determinar los esfuerzos de la formación y del filtrado. También el esfuerzo de sobrecarga y el módulo de Young deberían ser necesarios solo en los primeros pozos, a menos que la geología varíe significativamente de una área a otra en la región de desarrollo o el costo de la estimulación este muy por encima del de las pruebas, como sucede en ambientes costa afuera.

Un diseño del tratamiento preliminar debe ser formulado para ayudar a la planeación del tratamiento principal. Aunque puede ser que este no sea el diseño final, esto nos proporcionara estimados de los requisitos del tratamiento, incluyendo, cantidades de fluido, químicos y apuntalantes; volúmenes necesarios de almacenamiento en el lugar, equipo de fracturamiento; localización, dimensionamiento y la logística de la posición del equipo; además del personal

necesario. El programa del tratamiento esperado debe ser revisado con la compañía de servicios lo más pronto posible para asegurar que se cuente con todo el equipo necesario.

El diseño del fracturamiento y la ejecución deben ser preparados, ya sea por el operador o conjuntamente con el personal de la compañía de servicios para cada tratamiento y debe incluir todos los datos pertinentes del pozo, de la terminación, del fracturamiento y del yacimiento. Antes del fracturamiento, esos datos deben ser revisados por las partes interesadas como parte del proceso preliminar del diseño de la fractura. Estos datos revisados son una parte crítica del diseño del tratamiento para minimizar problemas subsecuentes operacionales. La tabla 1.2 resume en una lista la información necesaria para el diseño del fracturamiento.

**Tabla 1-2 - Datos necesarios para el diseño del fracturamiento**

<b>Categoría</b>	<b>Parámetro</b>	<b>Método</b>
<b>Formación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ <b>Porosidad</b></li> <li>✓ <b>Saturación de Agua</b></li> <li>✓ <b>Permeabilidad</b></li> <li>✓ <b>Mineralogía</b></li> <li>✓ <b>Presión del yacimiento</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ <b>Núcleos y registros</b></li> <li>○ <b>Núcleos y registros</b></li> <li>○ <b>Pruebas de presión – producción, núcleos y registros núcleos</b></li> <li>○ <b>núcleos</b></li> <li>○ <b>Pruebas de presión - producción</b></li> </ul>
<b>Configuración del pozo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ <b>TP's y TR's</b></li> <li>✓ <b>Empacador</b></li> <li>✓ <b>Disparos</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ <b>Profundidad, tamaño y peso</b></li> <li>○ <b>Profundidad y tipo</b></li> <li>○ <b>Tamaño, densidad y fase</b></li> </ul>
<b>Geometría de la fractura</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ <b>Esfuerzos mínimos</b></li> <li>✓ <b>Módulo de Young</b></li> <li>✓ <b>Esfuerzos de sobrecarga</b></li> <li>✓ <b>Temperatura del yacimiento</b></li> <li>✓ <b>Coefficiente de filtrado</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ <b>Pruebas de inyectividad</b></li> <li>○ <b>Núcleos</b></li> <li>○ <b>Registros de densidad</b></li> <li>○ <b>Medición estática</b></li> <li>○ <b>Pruebas de inyectividad</b></li> </ul>
<b>Materiales fracturantes</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ <b>Compatibilidad (formación)</b></li> <li>✓ <b>Compatibilidad (fluidos)</b></li> <li>✓ <b>Transporte del apuntalante</b></li> <li>✓ <b>Conductividad de la fractura</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ <b>Pruebas de núcleos</b></li> <li>○ <b>Pruebas de núcleos y fluidos</b></li> <li>○ <b>Viscosidad del fluido</b></li> <li>○ <b>Tamaño, tipo y concentración</b></li> </ul>
<b>Diseño preliminar del fracturamiento</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ <b>Volumen del fluido y del apuntalante</b></li> <li>✓ <b>Almacenamiento en el lugar</b></li> <li>✓ <b>Equipo</b></li> <li>✓ <b>Tamaño del lugar</b></li> <li>✓ <b>Requerimientos de personal</b></li> </ul>	

### 1.5. Equipo Superficial y Preparación del Pozo

Para llevar a cabo de manera exitosa un tratamiento de fracturamiento hidráulico, se requiere de un laboratorio químico portátil en el lugar. La logística y la preparación del pozo pueden ser extremadamente importantes, debido a las grandes cantidades de materiales y equipo que son usados para ejecutar un fracturamiento y alcanzar los objetivos del mismo. El equipo necesario para un fracturamiento incluye; tanques de almacenamiento, contenedores del apuntalante y de aditivos, tanques para el almacenamiento del fluido base del fracturamiento, etc. Además, es necesaria una mezcladora para mezclar todos los componentes del tratamiento, y pipas para llevar el fluido fracturante desde la cabeza del pozo hasta el fondo con suficiente potencia hidráulica para iniciar y propagar la fractura. La figura 1.7 muestra el equipo necesario para el almacenamiento del fluido, el equipo de monitoreo y el equipo de bombeo que se usan en un fracturamiento hidráulico.



**fig. 1.7 - Proceso de fracturamiento hidráulico (BJ Services).**

*La figura muestra el equipo necesario para el almacenamiento del fluido, el equipo de monitoreo y el equipo de bombeo que se usan en un fracturamiento hidráulico. (BJ Services).*

## 1.6. Consideraciones de la Terminación

El diseño apropiado de un programa de disparos o terminación puede tener una gran influencia en el éxito del fracturamiento hidráulico. En el de disparos; el lugar de los mismos, tamaño y orientación con respecto al plano de la fractura, así como el número de disparos también afectará la forma en que la fractura es generada y el apuntalante es depositado.

El tamaño de los disparos es importante porque la entrada debe ser lo suficientemente grande para que deje pasar el apuntalante fácilmente. Este tamaño debe ser de alrededor de siete veces el tamaño del apuntalante (Gruesbeck y Collins, 1982).

El número de disparos también juega un papel importante para determinar la presión por fricción en los disparos, los requerimientos de potencia y los costos del tratamiento. La presión por fricción en los disparos (por ejemplo, la caída de presión a través de los mismos) puede ser calculada con:

$$\Delta p_{pf} = \frac{(0.2969)(q^2 \rho)}{(N^2 d^4 C_p^2)} \quad (1.1)$$

Donde  $\rho$  = la densidad del fluido en lbm/gal,  $q$  = gasto bombeado en bbl/min,  $C_p$  = coeficiente de descarga  $0.3 < C_p < 0.95$ ,  $N$  = número de perforaciones abiertas,  $d$  = diámetro de perforación, in, y  $\Delta p_{pf}$  = caída de presión a través de los disparos en psi.

La ecuación 1.1 muestra que si uno dispara un intervalo pequeño (20 pies) a través de una tubería ( $d=0.20$  in) con un disparo por pie (spf), se puede generar una presión por fricción en los disparos de hasta 1415 psi. Esto resulta en un gasto de bombeo de 30 bbl/min, una densidad de fluido de 8.4 lbm/gal, y un coeficiente de descarga de 0.625; si todas las perforaciones están abiertas. La ecuación 1.2 describe los requerimientos de potencia:

$$HHP = 0.0245qp \quad (1.2)$$

Se puede ver que disparando un pequeño intervalo puede requerir potencia adicional y poner la estimulación en riesgo.

Además del número y tamaño de los disparos abiertos, la orientación de los mismos con respecto a la orientación del plano de fractura también es de mucha importancia. BP y Arco (Martins et al. 1992) determinaron que orientando la fase de la pistola al plano de fractura creada se disminuye la posibilidad de arenamiento. Pearson et al. (1992) mostraron que la presión de fractura se incrementaba cuando los disparos no estaban alineados con la orientación de la fractura. Si se conoce el plano de fractura y las pistolas pueden ser orientadas confiablemente, una fase de 180 grados sería la óptima.

Abass et al. (1994) mostraron que la fase de los disparos debería ser diseñada idealmente para asegurar el número adecuado de disparos a 30 grados del esfuerzo horizontal máximo. Las pistolas orientadas a 60 y 120 grados son mejores para las estimulaciones, porque los disparos están más cerca a la dirección del plano de fractura. Las pistolas con fases de 0 y 90 grados deben evitarse.

La mala orientación y la reducida densidad de los disparos ponen al tratamiento en riesgo debido a la posibilidad de arenamientos, pero también incrementan los costos del tratamiento porque se requieren presiones muy altas. En muchas áreas, 1 spf y una fase de 0-180 grados es el estándar para los pozos. En intervalos cortos (menos de 50 pies) se recomienda que se usen por lo menos 4 spf con una fase de 60 o 120 grados para asegurar que un adecuado número de disparos estén alineados con la dirección de la fractura (esfuerzo máximo horizontal).

La potencia requerida por disparos alineados inapropiadamente, junto con el riesgo de un arenamiento, hace insignificante el costo de algunos disparos extras.

A continuación, en el Capítulo 2, se presenta el desarrollo del proceso de diseño del fracturamiento hidráulico, así como la evaluación que se lleva a cabo después del tratamiento en el capítulo 3 y por último, en el capítulo 4 se revisará de manera breve la predicción del comportamiento de un pozo fracturado hidráulicamente.

## 2. Diseño del Fracturamiento Hidráulico

### 2.1. Diseño de la Fractura

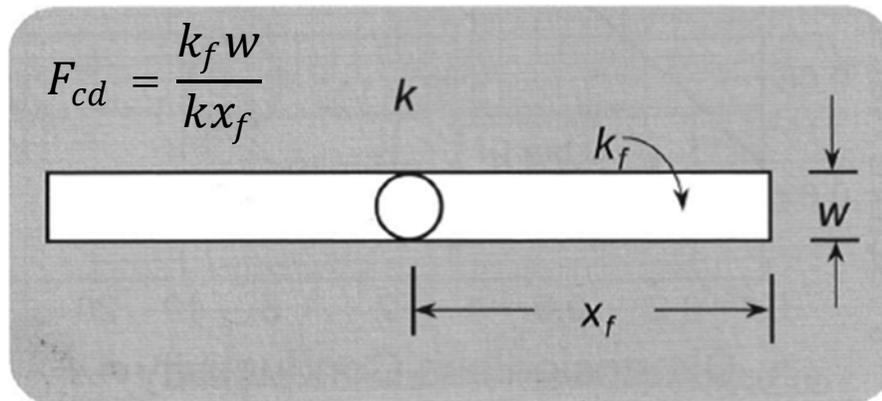
#### 2.1.1. Objetivos del Diseño de la Fractura

El objetivo primordial del fracturamiento hidráulico es el de crear y mantener una fractura estable con una excelente conductividad para maximizar la productividad del pozo y la recuperación final. Para comprender esto, uno debe entender primero la relación entre las variables de permeabilidad de la formación y la fractura, la media longitud de la fractura, y la conductividad de la fractura. La interdependencia de esas variables es mejor descrita mediante la conductividad de la fractura adimensional,  $F_{cd}$ . La ecuación es:

$$F_{cd} = k_f w / (k x_f) \quad (2.1)$$

Donde,  $k$  es la permeabilidad de la formación,  $k_f$  es la permeabilidad de la fractura,  $w$  es el ancho de fractura, y  $x_f$  es la media longitud de fractura. La ecuación 2.1 relaciona la capacidad de la fractura a permitir el flujo de fluidos hacia el pozo, con la capacidad del yacimiento de permitir el flujo de fluidos hacia la fractura. Los parámetros utilizados para definir  $F_{cd}$  se ilustran en la figura 2.1.

- Media longitud de fractura,  $x_f$ , pies
- Permeabilidad de la formación,  $k$ , md
- Capacidad de flujo de la fractura,  $k_f w$ , md-pie



**fig. 2.1 – Definición de la capacidad de fractura adimensional,  $F_{cd}$ .**

*En la imagen se muestran los parámetros necesarios para definir  $F_{cd}$ .*

En 1961, Prats mostro que para pozos en formaciones de permeabilidad moderada a alta, el flujo pseudoradial puede ser modelado por el comportamiento de flujo radial. El uso del flujo radial

permite el modelado del comportamiento del pozo a través del concepto del radio efectivo del pozo,  $r'_w$ . Este concepto proporciona una medida del incremento aparente en el radio del pozo como resultado de una fractura. Un pozo fracturado aparenta tener un diámetro mayor que el diámetro real. Por ejemplo, de la figura 2.2, vemos que si  $F_{cd}$  es grande, entonces  $r'_w = x_f/2$ ; esto es, que resultan fracturas con una alta conductividad si el radio efectivo es aproximadamente igual a la media longitud de fractura. En esencia, fracturar pozos en yacimientos con permeabilidades que van de moderadas a altas es equivalente a expandir el diámetro de los pozos. El concepto del radio efectivo del pozo es una poderosa herramienta para entender el comportamiento de un pozo fracturado en yacimientos permeables.

En yacimientos de baja permeabilidad donde el periodo de flujo transitorio es largo (por ejemplo, en una formación de gas), este concepto es menos útil. La figura 2.2 gráfica la relación del radio efectivo del pozo con la media longitud de fractura como una función de la conductividad adimensional de la fractura.

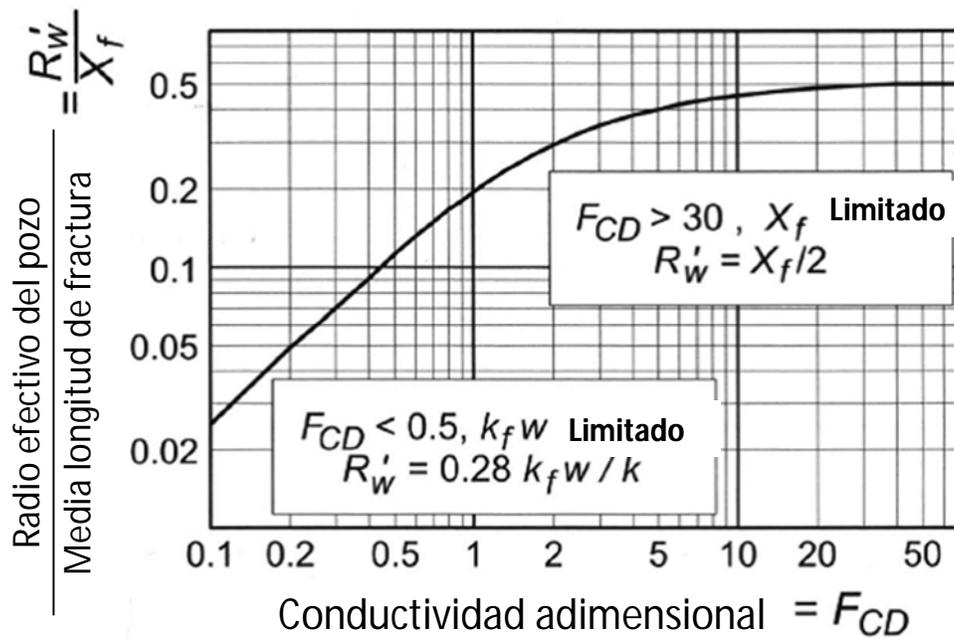


fig. 2.2 - Radio efectivo del pozo  $r'_w/x_f$  vs.  $F_{CD}$  (Prats 1961).

En la figura vemos que si  $F_{CD}$  es grande, entonces  $r'_w = \frac{x_f}{2}$ ; esto es, que resultan fracturas con una alta conductividad si el radio efectivo es aproximadamente igual a la media longitud de fractura.

Si por ejemplo,  $F_{cd}$  es bajo ( $F_{cd} < 0.5$ ) la fractura tiene una conductividad finita, y los fluidos del yacimiento tenderán a fluir hacia el pozo en lugar de fluir hacia la punta de la fractura, el objetivo deseado. La figura también indica que incrementando la longitud de la fractura no se mejoraría la respuesta del yacimiento. Análogamente, si el valor de  $F_{cd}$  es alto ( $F_{cd} > 500$ ), la fractura tiene conductividad infinita, así que incrementando la conductividad de la fractura no se mejoraría la respuesta del yacimiento. Para propósitos prácticos, las fracturas que tengan  $F_{cd} > 20$  actúan como

fracturas de conductividad infinita, donde el radio efectivo del pozo,  $r_w'$ , es la mitad de la longitud de la fractura. El trabajo de Prats (1961), desarrollo el concepto de los pliegues de incremento (FOI) el cual relaciona el comportamiento del pozo después del fracturamiento con el comportamiento antes del mismo.

$$FOI = \ln(r_e/r_w) / \ln(r_e/r_w')$$
(2.2)

Este concepto es usado para mostrar los beneficios del fracturamiento hidráulico y es más aplicable cuando el periodo de flujo transitorio es más corto. Además el trabajo de Prats (1961) mostro que para cualquier volumen de apuntalante, el incremento de la productividad es maximizado si la fractura es creada y el apuntalante se coloca para alcanzar un  $F_{cd}$  de 2.3. La figura 2.3 muestra una gráfica de FOI vs. Conductividad adimensional de fractura hecha con estimulaciones en estado estacionario con fracturas de volumen constante. Si el yacimiento estimulado tiene  $k=0.5$  md o  $k=10$  md, la productividad máxima después de la fractura ocurrirá para una conductividad adimensional de fractura de 2.3.

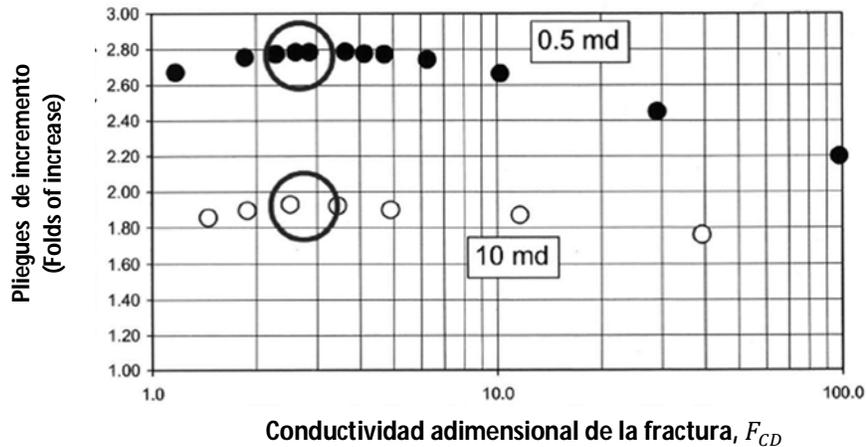


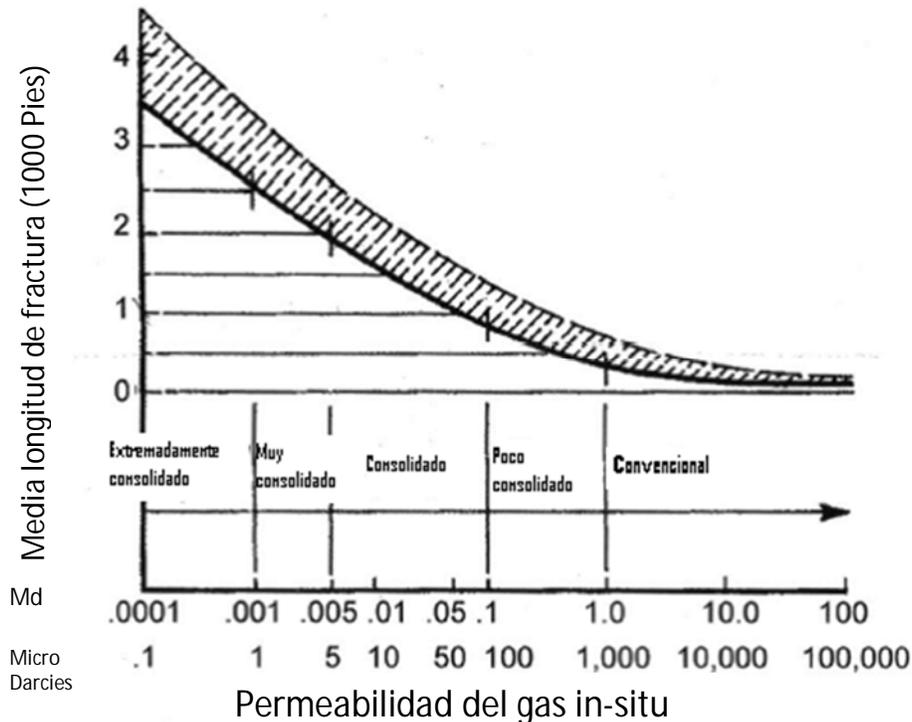
fig. 2.3- Radio efectivo del pozo,  $r_w'/x_f$  vs.  $F_{CD}$ .

La figura muestra una gráfica de FOI vs. Conductividad adimensional de la fractura hecha con fracturas de volumen constante. Si el yacimiento estimulado tiene  $k=0.5$  md o  $k=10$  md, la productividad máxima después de la fractura ocurrirá para una conductividad adimensional de fractura de 2.3.

Así, si el objetivo del fracturamiento es maximizar la productividad del pozo, puede alcanzarse con un  $F_{cd}$  de esta magnitud. En el campo este trabajo puede ser usado para maximizar el comportamiento del pozo. Por ejemplo, cuando en el lugar y en el rediseño de un tratamiento de fracturamiento después de obtener los parámetros geomecánicos y de balance de materia de una prueba Minifrac, el tratamiento rediseñado debe tener como objetivo un  $F_{cd}$  mínimo de 2.3. Esta discusión muestra un hecho fundamental del fracturamiento hidráulico: uno de los parámetros más importantes para lograr los objetivos del fracturamiento es la permeabilidad del yacimiento.

El fracturamiento hidráulico es principalmente un proceso de aceleración del gasto para un flujo de una sola fase (como en los yacimientos de gas); sin embargo, puede ocurrir el aumento de las

reservas a partir de un fracturamiento hidráulico mejorando la comunicación vertical de los hidrocarburos con el pozo, mejorando la recuperación de capas con permeabilidades más grandes y extendiendo la vida operacional. Los objetivos del fracturamiento hidráulico son mejor logrados mediante la optimización económica, ya que casi todas las decisiones de si se hace o no un fracturamiento, son de carácter económico.



**fig. 2.4 - Media longitud de fractura deseada para diferentes permeabilidades de la formación (Veatch 1983).**

*Se observa que una media longitud de fractura óptima es inversamente proporcional a la permeabilidad.*

Existen muchos criterios económicos y del comportamiento del pozo que pueden ser usados para optimizar las estimulaciones de fracturamiento. Los más comunes son: el valor presente neto, la tasa interna de retorno, el potencial inicial, el comportamiento del pozo por año, etc. (Veatch 1983; Britt et al. 1985). Sin embargo, cada uno de estos parámetros proporciona diferentes dimensiones óptimas, por lo tanto, el criterio de optimización debe ser determinado por los objetivos corporativos.

La figura 2.4 gráfica la media longitud de fractura vs. Permeabilidad de la formación, mostrando que una media longitud de fractura óptima es inversamente proporcional a la permeabilidad. Esto

es, mientras que la permeabilidad del yacimiento se vuelve menor, la media longitud de fractura óptima debe ser mayor.

Las figuras 2.5 y 2.6 muestran un ejemplo de un estudio de optimización económica realizado en una formación de gas ( $k=0.01\text{md}$ ). Estas figuras muestran que incrementando la conductividad de fractura (mejorando el tipo de apuntalante) se tiene un pequeño impacto económico, mientras que incrementando la media longitud de fractura se tiene un impacto significativo. La figura 2.6 muestra que el área de drene tiene un efecto importante en la media longitud de fractura óptima.

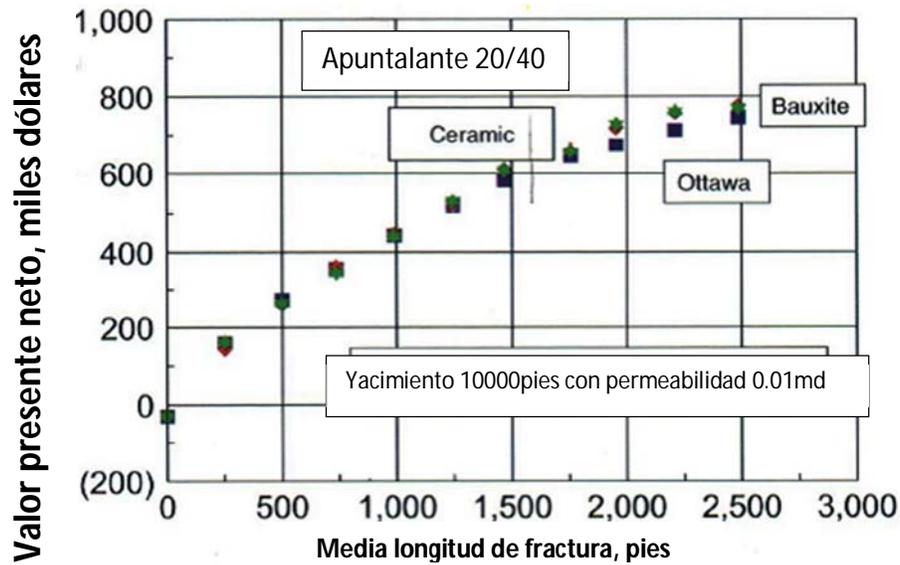


fig. 2.5 – Media longitud de fractura óptima en función de la conductividad de la fractura.

*Se muestra que incrementando la conductividad de fractura (mejorando el tipo de apuntalante) se tiene un pequeño impacto económico, mientras que incrementando la media longitud de fractura se tiene un impacto significativo.*

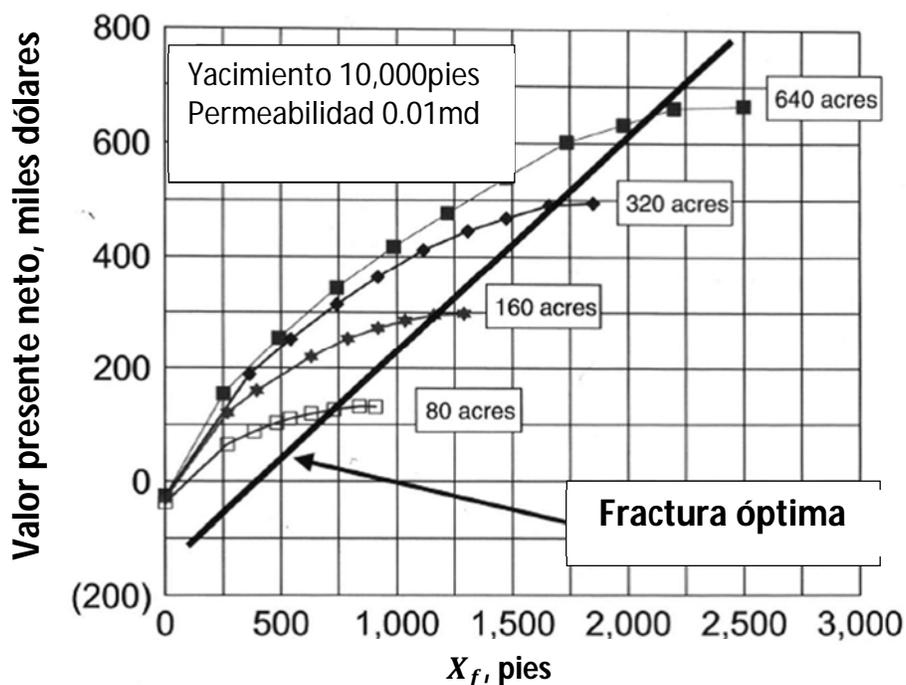


fig. 2.6 – Media longitud de fractura óptima en función del área de drenaje.

*Se muestra que el área de drenaje tiene un efecto importante en la media longitud de fractura óptima.*

### 2.1.2. Mecánica de la Fractura

La mecánica de la fractura abarca muchos aspectos importantes del proceso de diseño de la fractura. Primero, la mecánica de la fractura debe considerar el balance de materia y la cantidad del volumen total del fluido inyectado. El balance de materia, por lo tanto, debe contabilizar el fluido que se pierde y el que se queda en la fractura mientras se está generando ésta. Segundo, se debe establecer la relación entre el ancho de fractura y la presión hidráulica aplicada. Tercero, se debe contabilizar la pérdida de presión asociada con el flujo de fluido en la fractura con la aplicación de las ecuaciones de flujo de fluidos. Finalmente, se debe satisfacer el criterio de la presión de propagación en la punta de la fractura.

**Balance de materia.** La ecuación de balance de materia (continuidad) para el fracturamiento hidráulico simplemente expresa la siguiente relación:

$$\text{Volumen bombeado} = \text{volumen en la fractura} + \text{volumen perdido} \quad (2.3)$$

Definiendo el volumen bombeado, volumen perdido y el volumen en la fractura por  $V_p$ ,  $V_l$  y  $V_f$ , respectivamente, tenemos que:

$$V_p = qt_p \quad (2.4)$$

$$V_l = 2Ch_pL\sqrt{t} + 2Ls_p h_p \quad (2.5)$$

$$V_f = whL \quad (2.6)$$

Sustituyendo las ecuaciones 2.4, 2.5 y 2.6 en la ecuación 2.3 y resolviendo para la longitud de punta a punta, L, tenemos:

$$L = qt_p / (whL + 2Ch_pL\sqrt{t} + 2Ls_p h_p) \quad (2.7)$$

Donde q=gasto de bombeo en  $ft^3/min$ ,  $t_p$ =tiempo de bombeo en minutos, C=coeficiente de pérdida de fluido en  $ft/min^{1/2}$ ,  $h_p$ =altura de la fractura permeable en pies, w=ancho de fractura promedio en pies,  $s_p$ =perdida de fluido por área antes de la formación del enjarre, y h=altura total de la fractura en pies.

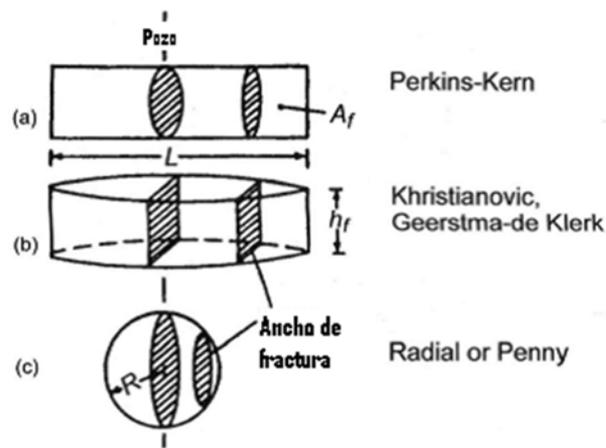
La ecuación 2.7 determina la longitud que resultara de un fracturamiento en términos de otras variables, y se aproxima (en un 10%) a los modelos computarizados de fracturas. Note que esta ecuación puede ser reordenada para formar una ecuación cuadrática en términos de  $t_p$ . Resolviendo esta ecuación obtenemos el tiempo de bombeo para obtener la longitud de fractura deseada. Una inspección más detallada de la ecuación 2.7 indica que incrementando algunos de los términos en el denominador (exceptuando al tiempo) disminuirá la longitud de fractura. En particular, cambiando la altura, h, y/o el coeficiente de pérdida de fluido, C, se puede afectar la longitud de fractura.

### 2.1.3. Elasticidad

El término de ancho de fractura, w, en la ecuación 2.7, ha causado muchos problemas en la industria debido a dos suposiciones fundamentalmente diferentes, que arrojan resultados significativamente distintos y son usadas para los diseños con una altura constante. Los dos modelos matemáticos son comúnmente llamados modelos de Perkins y Kern (1961) (PK) y el de Khristianovic y Zheltov (1955) (K). Las diferencias de los modelos resultan de sus diferentes aplicaciones de la teoría de elasticidad del fracturamiento hidráulico. Se debe mencionar que el modelo de PK fue extendido después por Nordgren (1972), mientras que el modelo de K fue extendido por Geertsma y de Klerk (1969). Como resultado, los modelos "PK" y "PKN" son usados alternadamente con los modelos de Perkins y Kern, así como "K" y "GDK" son para el modelo de Khristianovic.

Una solución clásica en la teoría de la elasticidad predice que, para una superficie infinita elástica en el plano de esfuerzos (por ejemplo, la deformación restringida entre los planos paralelos en la superficie) con una apertura bajo presión a través de la misma, la apertura se deformara como si fuera una elipse. La elipse tendrá un eje mayor igual a la media longitud de la apertura y un eje menor proporcional a la presión y la longitud de la apertura; e inversamente proporcional al módulo elástico como se ve en la figura 2.7a para la solución PKN y la figura 2.7b para la solución GDK. Como se muestra, la elipse en el modelo PKN es vertical, mientras que la elipse en el modelo

GDK es horizontal. Como resultado ha existido un debate durante los últimos 30 años para saber cuál es el correcto.



**fig. 2.7 – Esquema de los modelos de fractura. (Nolte 1986).**

*Como se muestra, la elipse en el modelo PKN es vertical, mientras que la elipse en el modelo GDK es horizontal. Como resultado ha existido un debate durante los últimos 30 años para saber cuál es el correcto. (Nolte 1986).*

La creencia prevaleciente es que el modelo PKN es más aplicable para fracturas que son largas en comparación con su altura y que el modelo GDK es más aplicable para fracturas que son cortas comparadas con su altura. En este último escenario, una "penny frac" o un modelo 3d sería más apropiado. El modelo "penny frac" se muestra en la figura 2.7c. Sin embargo, para el caso general, con la longitud mayor que su altura, el modelo PKN predecirá un menor ancho; así mismo, de la ecuación 2.7, el modelo PKN predecirá normalmente una mayor longitud. También el modelo PKN predice que la presión neta (presión del fluido en la fractura menos la presión de cierre de la formación) se incrementa mientras que la longitud,  $L$ , se incrementa también; análogamente, el modelo GDK predice que la presión neta disminuye con  $L$ . Esta diferencia en el comportamiento de la presión neta, es significativa debido a que las mediciones de la presión de fondo indican que, si la altura es relativamente constante y significativamente más pequeña que la longitud de fractura, la presión se incrementara como lo predice el modelo PKN. También, imágenes de fondo obtenidas por Smith et al. (1982), las cuales midieron directamente el ancho de fractura en una terminación con agujero descubierto, indicaron que la relación presión-ancho del modelo PKN era más aplicable. La consecuencia de las suposiciones de diferente ancho es una gran variación en el fluido requerido para alcanzar una longitud dada y con el modelo PKN prediciendo los menores requerimientos del fluido. Como se mostró, la formulación matemática apropiada para el ancho fue validada con el "televiwer" de fondo y es continuamente validada hoy con la ayuda de los

datos de los Inclinomeros de fondo. Esto ha resultado en que se diga lo siguiente: “las fracturas son más largas y estrechas de lo que habíamos pensado”.

#### 2.1.4. Geomecánica de la Fractura

Para realizar un trabajo de fracturamiento de manera exitosa, se debe entender primero el efecto de muchos parámetros críticos. Estos parámetros están dentro de distintas categorías: como esos de los cuales solo tenemos algún tipo de control, pero necesitamos entenderlos, y esos que nosotros controlamos pero tienen un menor impacto en el proceso. La primera categoría incluye, la altura de la fractura, el coeficiente de pérdida de fluido, los efectos de la punta de la fractura, el módulo de Young y la relación de Poisson. La segunda categoría incluye, el gasto de bombeo y la viscosidad del fluido.

Hasta aquí sabemos que las formaciones que contienen y producen hidrocarburos se consideran generalmente como sistemas elástico-lineales. Como resultado, las propiedades de la formación pueden ser caracterizadas por dos constantes elásticas, el módulo de Young y la relación de Poisson. El módulo de Young nos dice que tan dura o rígida es la formación y cuantifica que tan fácilmente puede ser deformado un núcleo por un esfuerzo axial. La relación de Poisson cuantifica cuanto se expande o contrae un núcleo lateralmente debido a una compresión o tensión axial y en conjunto con el módulo de Young se caracteriza la transmisibilidad de la presión horizontal causada por la sobrecarga.

La importancia e interacción de esas categorías se comprende mejor revisando las relaciones del modelado de fracturas. Considere por ejemplo, el modelo PKN. Las siguientes relaciones muestran la altura de la fractura, la presión neta, el ancho de fractura y las relaciones de presión de cierre:

$$p_{net} = (p - \sigma_c) \alpha \left[ \frac{E'^4}{h^4} \left( \frac{\mu q x_f}{E'} \right) + \frac{k_{lc-app}^4}{h^4} \right]^{1/4} \quad (2.8a)$$

$$bw \propto \left[ \left( \frac{\mu q x_f}{E'} \right) + \frac{k_{lc-app}^4}{E^4} \right] \quad (2.8b)$$

$$\Delta p \propto \frac{E' C h_p}{h^2} \quad (2.8c)$$

Donde  $h$  es la altura de la fractura,  $\mu$  es la viscosidad del fluido fracturante,  $q$  es el gasto de bombeo,  $E'$  es el módulo de deformación del plano  $[E/(1-\nu^2)]$ ,  $E$  es el módulo de Young,  $x_f$  es la media longitud de fractura,  $k_{lc-app}$  es la resistencia aparente de la fractura,  $\Delta p^*$ , y  $C$  son el parámetro de declinación de la presión de un análisis de decremento de presión usado para determinar el coeficiente de fuga (Gidley et al. 1989) y está relacionado con el gasto a la presión de declinación.

Las ecuaciones 2.9a y 2.9b muestran las relaciones de una fractura radial donde:

$$p_{net} \propto \frac{E'}{R} (\mu q R / E')^{1/4} \quad (2.9a)$$

$$w \propto (\mu q R / E')^{1/4} \quad (2.9b)$$

Una revisión de las relaciones del modelo matemático para la geometría de la fractura y el filtrado para una altura reducida y la fractura radial (ec. 2.10a, 2.10b y 2.10c y las ec. 2.11 a y 2.10b, respectivamente) muestran que las dimensiones de la fractura son fuertemente afectadas por los procesos de la altura de la fractura, los módulos, el filtrado y la punta de la fractura, y en un menor grado por las propiedades que están bajo el control del ingeniero de diseño, como el gasto de bombeo y la viscosidad del fluido fracturante. Es fácil entender la importancia de la altura de la fractura para el proceso de diseño porque mientras más grande sea la altura de la fractura mayor será el volumen del fluido y el apuntalante requeridos para alcanzar las dimensiones de la fractura diseñada. Sin embargo, el control de la altura de la fractura puede ser muy complicado.

La altura de la fractura es generalmente controlada por los esfuerzos in-situ y por el espesor de la formación, además de que es difícil medirla directamente. La variable de pérdida de fluido,  $C$ , es una función compleja del fracturamiento y de los fluidos del yacimiento, la permeabilidad de la formación y los aditivos para el control de pérdida de fluidos, además deben ser medidos en el campo. Así, el módulo se convierte en el único parámetro que se puede y debe ser medido directamente. La variable que gobierna la resistencia de la fractura,  $k_{lc-app}$ , es pobremente entendida y difícil de medir en el campo. Además, la relación de Poisson tiene poco impacto en el módulo de deformación del plano debido a que en las rocas productoras de hidrocarburos, la relación de Poisson generalmente varía de 0.2 a 0.3. Por consiguiente, debemos concluir que es importante una comprensión del rol que juega el módulo de Young y su cálculo en el laboratorio.

Como se mostró, la presión neta es directamente proporcional a la altura de la fractura y casi directamente al módulo de Young. También, nótese el rol limitado que juega la viscosidad, el gasto de bombeo y la longitud de la fractura en la presión neta. El módulo de Young también es un parámetro dominante para determinar el ancho de fractura. Finalmente, el módulo de Young afecta el comportamiento de disminución de presión y así, los datos del análisis de decremento de presión para los parámetros críticos, como el coeficiente de pérdida de fluido,  $C$ . esos argumentos también aplican en situaciones donde deseamos usar simulaciones 3d o el modelo GDK.

Los factores principales que influyen la altura de la fractura son los esfuerzos, la profundidad de invasión como un resultado del filtrado, la presión de la fractura y, en un menor grado, el módulo de Young. La estratificación, ductilidad, gradientes del fluido y las diferencias de fuerzas también juegan un papel menos importante. La diferencia de los esfuerzos entre el objetivo de la formación y los estratos en las fronteras es el parámetro más importante, porque si no hay diferencia de esfuerzos, no hay mucho que se pueda hacer para controlar el aumento de la altura de la fractura. La capacidad de alcanzar este objetivo entonces se basa en la magnitud del espesor de la formación, el filtrado y los módulos relacionados en las ecuaciones 2.8. Si el objetivo en la formación es delgado con poco filtrado y un alto módulo, la retención puede ser difícil con una diferencia significativa de esfuerzos.

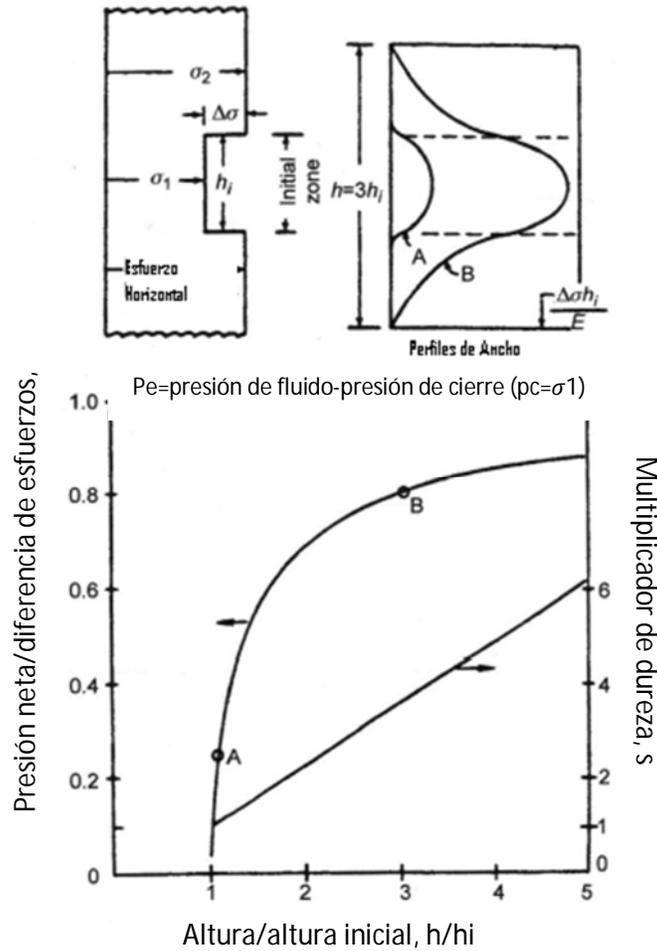


fig. 2.8 – Relaciones altura-crecimiento para una zona ideal. (Nolte 1988).

El efecto de las variaciones del esfuerzo de cierre en el aumento de la altura de la fractura puede ser visto en la figura 2.8. Esta figura muestra una gráfica de la relación de la presión neta con la diferencia de los esfuerzos vs. la relación de la altura de la fractura con la altura inicial de la fractura para un sistema simple. Como se puede observar, el crecimiento casi ilimitado de la altura de la fractura ocurre cuando la presión neta de fractura alcanza el 85% de la diferencia de esfuerzos. El objetivo del ingeniero de diseño es entender la magnitud de la diferencia de esfuerzos y diseñar un tratamiento que mantenga la presión neta de tratamiento debajo de este rango para alcanzar las dimensiones de la fractura deseadas. Esta es, de hecho, una tarea difícil (ver ecuaciones 2.8a, 2.8b y 2.8c). Lo único que el ingeniero de diseño controla es el gasto de bombeo y la viscosidad del fluido fracturante. Su efecto en la presión neta de tratamiento es limitado; y reduciendo el gasto de bombeo o la viscosidad del fluido a la mitad, la presión neta de tratamiento solo se reduce un 18% si la fractura está contenida, y la reducción casi no tiene efecto en la ausencia de una diferencia de esfuerzos. Una revisión de los datos de esfuerzos publicados en Norte América (más de 200 muestras) indicó que la diferencia de esfuerzos promedio es de aproximadamente 750psi.

Finalmente, aunque el módulo de Young (contenido en el módulo de deformación del plano,  $E' = E/(1-\nu^2)$ ) tiene un efecto casi directo en la magnitud de la presión neta de tratamiento (como se muestra en las ecs. 2.8), el efecto de la diferencia de módulos en el aumento de la altura de la fractura entre la formación y las fronteras es usualmente pequeño. Por ejemplo, los cálculos sugieren que una diferencia de diez veces la diferencia de los módulos resulta en una longitud de punta a punta que es solo 1.7 veces la altura de la fractura.

En la discusión anterior hemos usado modelos 2D para entender el proceso y las relaciones de los procesos. Pero como se dijo antes, es recomendable usar modelos 3D para diseñar tratamientos de fracturamiento.

Hasta aquí ya se ha comprendido que el objetivo principal de un fracturamiento hidráulico es el de crear y mantener un canal conductivo para maximizar la productividad del pozo y la recuperación final. También ha quedado clara la importancia de la conductividad adimensional de la fractura  $F_{cd}$  ya que está puede ser un factor determinante para saber si se siguen llevando acabo tratamientos de fracturamiento hidráulico o no. A continuación se muestran los materiales necesarios para realizar un fracturamiento hidráulico y los principales factores a considerar para una buena selección de los mismos.

## 2.2. Materiales Para el Fracturamiento

El objetivo principal del fracturamiento hidráulico es crear una vía conductiva a través de la cual los hidrocarburos puedan ser producidos hacia el pozo. Para alcanzar este objetivo se requiere del uso de dos materiales principales: el fluido fracturante (y aditivos) y el apuntalante. El propósito del sistema de fluidos es iniciar, propagar y transportar el apuntalante, mientras que el propósito del apuntalante es el de mantener una vía conductiva hacia el pozo, una vez que las bombas se apagan y se pone el pozo a producir. Los volúmenes y cantidades de esos dos materiales principales se deben especificar durante el diseño de la fractura.

### 2.2.1. Sistemas del Fluido Fracturante

La selección del fluido fracturante es subjetiva e involucra la experiencia del personal, consideraciones geográficas y el consejo de los proveedores de servicios. Además, el ingeniero de diseño debe considerar los factores más específicos orientados a los objetivos del tratamiento, la formación y las propiedades del fluido. El criterio de selección puede ser agrupado en las siguientes categorías:

1. Compatibilidad con el medio ambiente y seguridad
2. Compatibilidad entre la formación y los aditivos
3. Preparación simple y control de calidad
4. Presión de bombeo baja
5. Viscosidad apropiada
6. Perdida de fluido baja
7. El retorno del fluido y la limpieza (para fracturas con una alta conductividad)

## 8. Economía

**Compatibilidad con el medio ambiente y seguridad.** La compatibilidad con el medio ambiente y la seguridad son consideraciones primordiales en la selección de un fluido fracturante. Como resultado, el uso de los fluidos de fracturamiento base aceite se ha reducido considerablemente en los últimos años. Se deben tomar precauciones especiales. Las espumas ya sean base aceite o base agua, también pueden ser peligrosas. Existen varios grados de toxicidad asociados con los componentes del fluido fracturante como es el metanol, los biocidas, los surfactantes y los polímeros. Un aparato de respiración es necesario para los operadores de la mezcladora para prevenir algún daño cerebral que pueda ser irreversible. Los oxidantes, como el amonio o el persulfato de sodio, no pueden estar en contacto con fuentes de combustible. Los aditivos anticorrosión se deben manejar con cuidado y las hojas de seguridad deben estar disponibles en el lugar para el proveedor del servicio y deben ser revisadas para todos los productos químicos del lugar. Se deben realizar simulacros y se deben discutir todos los riesgos antes de realizar el tratamiento de fracturamiento.

**Compatibilidad entre la formación y los aditivos químicos.** Una consideración primordial en la selección del sistema del fluido fracturante es su compatibilidad con la formación, con los fluidos de la formación y los aditivos químicos. Un fluido fracturante es una mezcla compleja de químicos y pueden existir algunas reacciones con la formación y sus fluidos: el hinchamiento o la migración de arcillas, la disolución de material cementante, intercambio de iones, alteración en la mojabilidad, alteración en el pH, producción de ácido sulfhídrico si las temperaturas son bajas (por debajo de 180°F), producción de arenas, emulsiones de la formación, etc. Cada uno de esos valores debe ser evaluado y se deben realizar los ajustes pertinentes.

**Preparación simple y control de calidad.** La composición del fluido fracturante debe ser lo más simple posible, ya que cada componente y aditivo que se le agrega aumenta el costo e incrementa también la carga del monitoreo de la calidad química. Los aditivos de viscosidad mejoran el transporte del apuntalante. Se usan reguladores de pH para la hidratación, la reticulación y la estabilidad térmica. NaCl, KCl, o polímeros catiónicos prevén el hinchamiento y la migración de las arcillas. Agentes reductores de pérdida de filtrado reducen la pérdida de agua en la formación. Los surfactantes son usados para una mejor recuperación y como ayuda en la prevención de emulsiones. Los biocidas prevén la biodegradación del gel fracturante y así la contaminación del pozo. Especialmente costa afuera se bombean más tratamientos de aditivos líquidos, porque esos aditivos son más fáciles de manejar sobre la marcha.

**Presión de bombeo baja.** La mayoría de los fluidos fracturantes tienen una propiedad deseable, reducir el arrastre (tener una menor presión por fricción) cuando se bombea bajo condiciones de turbulencia. En los fluidos fracturantes base aceite y base agua se usan polímeros de alto peso molecular y polímeros solubles en hidrocarburos para reducir la presión por fricción. Los efectos de las pobres capacidades de reducción por fricción en un fluido fracturante son a una presión mayor de tratamiento, mayores requerimientos de potencia y mayores costos.

**Viscosidad apropiada.** Los fluidos fracturantes están hechos para iniciar y propagar una fractura, crear un ancho suficiente, transportar el apuntalante y crear un canal conductivo. La viscosidad del fluido excesiva puede incrementar la presión de fracturamiento, los costos y la altura de la fractura mientras impacta negativamente la conductividad de la fractura misma. Las viscosidades del fluido deben de ser suficientes para un transporte adecuado; sin embargo, el apuntalante ha sido bombeado con fluidos de muy baja viscosidad, incluyendo agua, con reductor de fricción.

**Control de pérdida de filtrado.** Los sistemas de fluidos fracturantes ofrecen muchos grados de control de pérdida de filtrado. Fluidos base agua con polímeros dan control de pérdida de filtrado generando un enjarre en las formaciones con una permeabilidad menor a 5-10md. Espumas que tienen en su interior gas pueden dar un control de pérdida de filtrado comparables con geles con hidrocarburos cuando la fase líquida externa de la espuma es estabilizada con polímeros. El filtrado con espumas también es dependiente de la permeabilidad de la formación.

En permeabilidades del yacimiento menores a 0.1md, el coeficiente de pérdida de filtrado total,  $C_t$ , empieza a ser influenciado por la resistencia del filtrado en la roca del yacimiento. La resistencia del filtrado en el yacimiento es influenciada por el filtrado del fluido fracturante y los fluidos de la formación, la porosidad del yacimiento, la compresibilidad de los fluidos de la formación y la permeabilidad del yacimiento. Para una permeabilidad de yacimiento menor a 0.01md, la resistencia del yacimiento domina al filtrado, y las propiedades de filtrado dejan de ser importantes.

Para yacimientos naturalmente fracturados, es de primordial importancia no permitir al polímero filtrarse hacia las fracturas naturales si estas son la principal fuente de la permeabilidad del yacimiento. Los aditivos de pérdida de fluido (particularmente en arenas de tamaño de malla 100) deben ser considerados porque prevén que al polímero entre a las fracturas naturales.

La pérdida del fluido, el cual es definido como la pérdida del fluido por unidad de área antes de que se forme el enjarre, puede ser significativo en yacimientos naturalmente fracturados así como en yacimientos con permeabilidades en un rango de 1 a 10md. La pérdida del fluido se incrementa fuertemente con la permeabilidad del yacimiento y es afectado por los factores que afectan el flujo de fluido en los yacimientos, como es la viscosidad y compresibilidad del filtrado.

**El retorno del fluido y la limpieza.** Para obtener una fractura conductiva, el fluido fracturante debe ser removido de la formación. Como se discutió antes, es importante prevenir que el polímero invada la matriz de la roca y las fracturas naturales. Un buen control de pérdida de fluido y un rompedor del fluido pueden complementar esto.

Los rompedores del gel oxidan la parte principal del polímero, permitiendo al fluido sacarlo de la fractura. El persulfato de sodio y de amonio es usado comúnmente a temperaturas mayores a 150° F, o a temperaturas más bajas con un activador. Los rompedores de enzimas como la hemicelulosa son usados en temperaturas debajo de 120° F con un pH menor a 8.5. En 1991 las compañías de servicio empezaron a ofrecer rompedores encapsulados diseñados para liberar el oxidante después de que el bombeo se haya detenido.

Los rompedores encapsulados son usados muy agresivamente en la etapa del colchón (por ejemplo, 7lbm/1000gal) (Small et al. 1991), con la concentración reducida un poco durante las etapas de apuntalamiento posteriores. A veces un rompedor convencional es agregado en las etapas finales del tratamiento para mejorar la limpieza en las zonas cercanas al pozo. Las pruebas han mostrado que un fluido fracturante con 2lbm/1000gal de rompedor puede actuar antes de llegar a la fractura.

Algunos problemas con el deterioro de la conductividad de la fractura resultan cuando se usan espumas o fluidos base aceite siempre y cuando se rompan apropiadamente. Los geles hidrocarburos se rompen con un aditivo base. A menores temperaturas (por ejemplo <math><120^\circ\text{F}</math>), el romper los geles hidrocarburos puede ser un problema. Las espumas se rompen cuando se drena el líquido, cuando la roca absorbe el surfactante, y/o cuando el polímero en la fase líquida se rompe. El retorno del fluido cuando se trata de espumas tiene la ventaja de que el nitrógeno o el  $\text{CO}_2$  se expanden.

**Economía.** Después de reducir la lista de los posibles sistemas de fluidos fracturantes, el ingeniero debe comparar sus costos relativos. Los costos del fluido base y los aditivos deben ser contabilizados junto con los costos de eliminación. Para fluidos base aceite y emulsiones de polímeros, se debe considerar el valor del hidrocarburo recuperado. Los tratamientos con espumas y fluidos hidrocarburos son considerablemente más caros debido a los costos agregados de seguridad, equipo e implementación.

Además de los costos de los materiales y bombeo, se debe considerar el valor presente neto de la producción después del fracturamiento. Esto está en función de la geometría y de la conductividad de la fractura. Esta evaluación se puede realizar de una mejor manera usando un paquete de diseño integrado que contenga un simulador de fracturas, un simulador de producción y un programa de optimización económica.

### 2.2.2. Apuntalantes

El apuntalante es para mantener abierta la fractura y proporcionar una vía conductiva desde el yacimiento hacia el pozo. Su efectividad es evaluada por la magnitud de la conductividad de la fractura alcanzada.

**Tipos de apuntalantes disponibles.** Actualmente existen muchas clases de apuntalantes disponibles. El más común es la arena. Una alternativa son los apuntalantes recubiertos de resina. Esos apuntalantes son de arena (los más comunes) o apuntalantes cerámicos y después se le agrega una delgada cubierta de resina. Los apuntalantes se diferencian principalmente por su gravedad específica y resistencia. El costo de los apuntalantes cerámicos es de 5 a 10 veces más caros que los que están hechos con arena.

**Tamaño del apuntalante.** El tamaño de la partícula del apuntalante es una consideración crítica en el diseño que depende de los esfuerzos y del transporte del mismo (por ejemplo, el ancho de

fractura que se puede alcanzar). En general, los apuntalantes de mayor tamaño son mejores, debido a que la conductividad se incrementa a un menor costo si se puede colocar exitosamente en el lugar deseado durante el tratamiento de fracturamiento.

Cuando el apuntalante se puentea, esto es causado por un pequeño diámetro de los disparos, un ancho de fractura estrecho, se atora en la formación y/o hay invasión de finos, un apuntalante de mayor tamaño no necesariamente mejorara la conductividad de la fractura; en este último caso, un apuntalante de menor diámetro dará un mejor control de la formación. En la mayoría de los casos, se utilizan los siguientes tamaños de apuntalantes, 20/40, 16/20 y 12/20, aunque tamaños menores de 30/60 o 40/70 son a menudo usados en terminaciones "frac pack" en formaciones no consolidadas donde el control de arena de la formación se convierte en una consideración adicional primordial para la selección del apuntalante. La figura 2.9 muestra una gráfica de la conductividad en función del esfuerzo de cierre para varios tipos de apuntalante con diámetros de partícula similares. Sin embargo, la conductividad de varios tipos de apuntalantes reacciona de manera distinta cuando se les aplica un esfuerzo de cierre.

La distribución del tamaño puede jugar un rol significativo en la conductividad de la fractura, con una distribución de tamaño reducida proporcionando una conductividad mejorada sobre una mayor distribución con una mayor cantidad de finos. Para probar la distribución de tamaños del apuntalante se requiere de un análisis de tamiz, el cual debe ser realizado periódicamente como una práctica de control de calidad en los tratamientos de fracturamiento. El Instituto Americano de Petróleo (API) proporciona dos publicaciones que detallan las pruebas para apuntalantes de arena con una resistencia intermedia y alta (RP56 1983; RP 60 1989). API recomienda que el 90% de las muestras de arena probadas estén entre los tamaños de tamiz diseñados y correspondan al tamaño de la malla indicada. Menos de 0.1% de la muestra total de apuntalante debe de ser mayor que el tamaño de la malla del tamiz de mayor tamaño y no más del 1.0% debe de ser menor que el menor tamaño de la malla del tamiz más pequeño. La presencia de cualquier partícula que no sea parte del apuntalante reducirá la conductividad de la fractura.

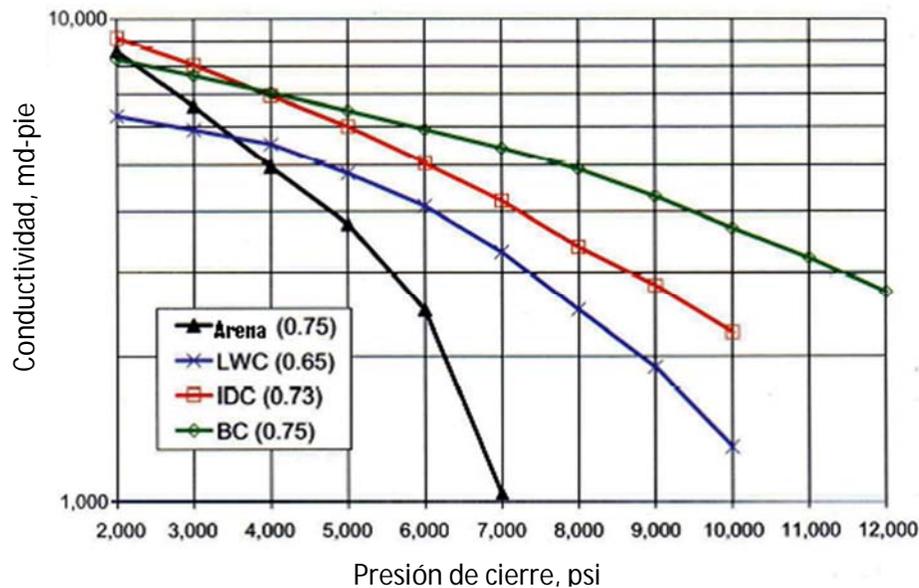


fig. 2.9. - Ejemplo de datos de conductividad. (Schubarth 2004).

La figura muestra una gráfica de la conductividad en función del esfuerzo de cierre para varios tipos de apuntalante con diámetros de partícula similares. Sin embargo, la conductividad de varios tipos de apuntalantes reacciona de manera distinta cuando se les aplica un esfuerzo de cierre.

**Concentración de apuntalante.** Otro parámetro a considerar para general la conductividad de la fractura es la concentración del apuntalante. El ancho de una fractura (por ejemplo, el modelo PKN) es proporcional al producto de la presión neta del tratamiento y la altura de la fractura dividida por el módulo de Young. El ancho de fractura también es proporcional a la relación de la raíz cuarta del producto del gasto de bombeo, viscosidad y la media longitud de la fractura. Como resultado de la cuarta potencia, hay muy poco que hacer para alterar el ancho de la fractura hidráulica. El ancho final apuntalado es entonces relacionado con el ancho hidráulico y la concentración final del apuntalante en la fractura. Por ejemplo, de acuerdo a API RP 56, si el ancho hidráulico es de 0.2 in, y se usa arena como apuntalante con una concentración final de 9 lbm/gal, la cobertura del apuntalante es 0.8 lbm/pie<sup>2</sup>. Esto muestra que incluso alcanzar 1 lbm/pie<sup>2</sup> es difícil, pero los datos de pruebas estándar son recolectados a 2 lbm/pie<sup>2</sup>. Así, la conductividad de fractura típica es generalmente menor que la mitad de los datos medidos en el laboratorio.

Muchos parámetros adicionales son importantes para la generación de la conductividad de la fractura con apuntalante. La esfericidad y redondez son dos de esos parámetros. La esfericidad se refiere a que tan bien un grano del apuntalante se aproxima a la forma de una esfera, mientras que la redondez es una medición cualitativa de la suavidad de la superficie del apuntalante. La medición más ampliamente usada de esfericidad y redondez fue desarrollada por Krumbein y Sloss (1963). API recomienda que la arena usada como apuntalante debe tener una esfericidad y redondez de 0.6, mientras que los apuntalantes cerámicos deben tener un valor mínimo de 0.7. En la aplicación con apuntalantes donde el esfuerzo está por encima de las 4000psi, entre más

esférico sea el apuntalante mayor será la permeabilidad. A esfuerzos menores, la angulosidad del apuntalante incluso mejora la permeabilidad. Esos apuntalantes angulares de poca calidad no deben ser usados en la aplicación de esfuerzos grandes porque generalmente generan muchos finos porque se tienden a romper muy fácilmente cuando están en contacto con los esfuerzos cercanos al pozo.

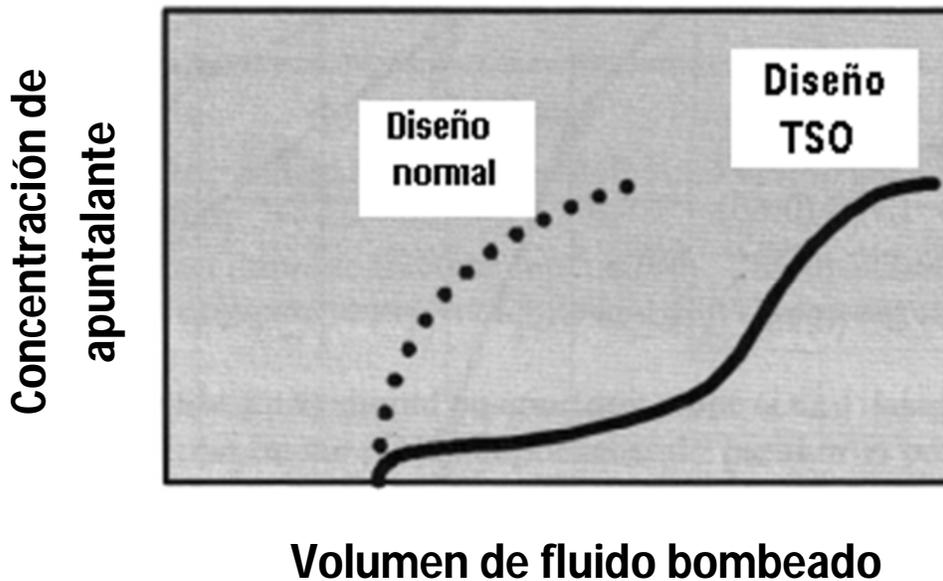


fig. 2.10 - Diseño esquemático del TSO.

**Técnica de fracturamiento TSO.** Otra manera de generar conductividad de la fractura es la técnica de fracturamiento TSO, la cual es usada para detener la propagación de la fractura (altura y longitud) mientras que se sigue bombeando una mezcla de apuntalantes móviles para generar un ancho de fractura adicional, de tal modo que se incremente la conductividad de la fractura (Smith et al. 1984; Martins 1992). Para ejecutar ese diseño, una etapa de baja concentración de apuntalante se extiende sobre el diseño del tratamiento convencional para alcanzar la punta de la fractura mientras se agota el colchón, la propagación de la fractura se detiene, y la mezcla adicional es bombeada incrementando el ancho de fractura. La figura 2.10 muestra un diseño esquemático TSO que muestra la baja concentración extendida y las etapas de la mezcla móvil.

Los diseños de fractura TSO pueden incrementar efectivamente la conductividad de la fractura, incrementando el ancho de fractura. Debido a que el diseño se basa en un fenómeno de almacenamiento de fractura, el ancho se incrementa asociado con un diseño TSO que es determinado rápidamente como una función del volumen de fractura o tiempo. La figura 2.11 ilustra este fenómeno (Nolte 1986). Se puede alcanzar un aumento de dos veces el ancho de fractura y la conductividad puede alcanzar un 50% de eficiencia del tratamiento con un incremento de 1.8 en el tamaño del tratamiento.

La relación entre el volumen de fractura y el ancho, no es más que un criterio importante del diseño de un TSO. Parámetros adicionales de importancia para el diseño del TSO incluyen, la geometría de la fractura, la longitud y el módulo de Young. La rigidez de la fractura está definida como la relación de la carga de la presión neta con el volumen de fractura en un área constante de fractura. Establecido de manera simple, la rigidez de la fractura es la resistencia de la formación al aumento del ancho que ocurre durante un diseño TSO. La rigidez de la fractura es:

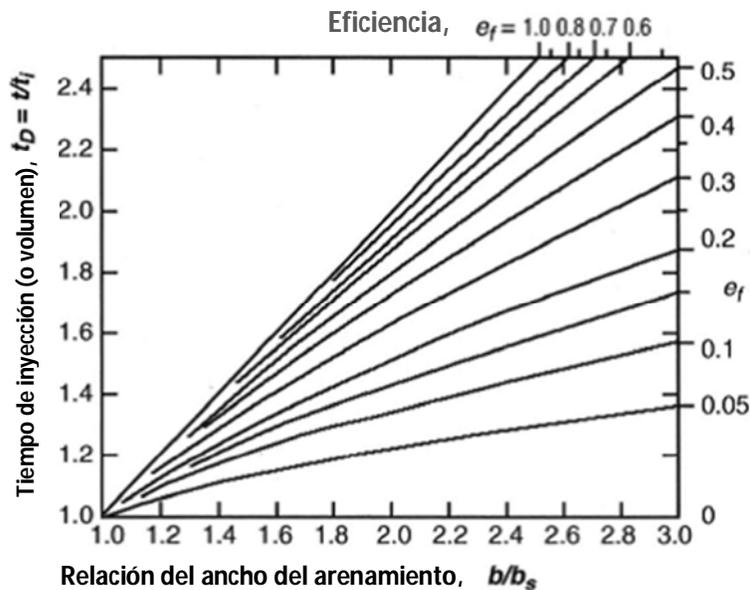
$$s = \left( \frac{dp_{net}}{dV_f} \right) A \tag{2.10}$$

Para alturas reducidas, la rigidez de la fractura se convierte en:

$$s = \left( \frac{E\tau}{\pi h_f^2 L_f} \right) \tag{2.11}$$

Mientras que para el crecimiento radial de fracturas, la rigidez se convierte en:

$$s = \left( \frac{3E\tau}{16r^3} \right) \tag{2.12}$$



**fig. 2.11 – Ancho del TSO en función del volumen del fluido y la eficiencia.**

*Debido a que el diseño se basa en un fenómeno de almacenamiento de fractura, el ancho se incrementa asociado con un diseño TSO que es determinado rápidamente como una función del volumen de fractura o tiempo.*

La inspección de las ecs. 2.11 y 2.12 muestra que la rigidez y así, el aumento de presión después del arenamiento es más grande en las formaciones de módulos altos con fracturas cortas. Esto no implica que el diseño de fractura TSO no debe ser usado en esos ambientes, sino que esa consideración se le debe dar al rápido incremento de presión que ocurrirá después del arenamiento y a cualquier otra implicación en la operación. Incluso en un arenamiento totalmente

encerrado, los beneficios de producción alcanzados pueden más que compensar los costos operacionales como resultado del arenamiento, siempre que la presión se haya levantado debido a una mezcla móvil (como se dijo anteriormente) e identificado con un comportamiento prolongado de una pendiente unitaria en una gráfica de Nolte-Smith.

Los siguientes parámetros también son importantes para alcanzar una conductividad de fractura adecuada:

1. Esfuerzo del apuntalante
2. Conductividad efectiva (limpieza del fluido fracturante)
3. Incrustación de apuntalantes
4. Flujo multifásico
5. Consideraciones de flujo no darciano

## 2.3.Recolección de Datos Necesarios para el Diseño del Fracturamiento

### 2.3.1. Evaluación de la Formación

Los parámetros importantes para la caracterización de un yacimiento para el fracturamiento hidráulico y la recuperación de hidrocarburos incluyen, la porosidad, la permeabilidad, saturaciones del fluido y la litología de las formaciones. El conocimiento de esos parámetros se usa para calcular los gastos netos, los volúmenes de hidrocarburos y los gastos de producción antes y después del fracturamiento. La siguiente sección sobre registros, núcleos y presiones resume su uso en el fracturamiento hidráulico.

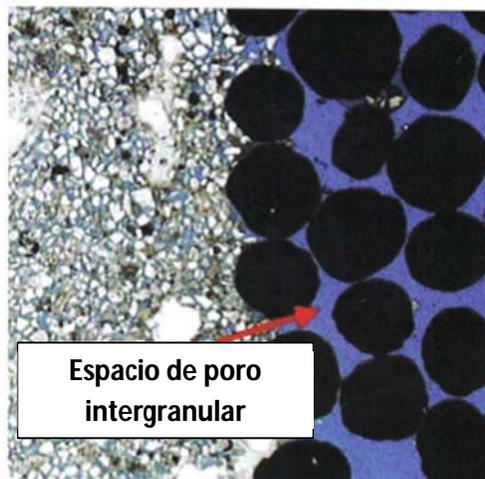


fig. 2.12 - Imagen de la interfase formación-apuntalante (Jones y Britt, 2009).

*Imagen de la interfase formación-apuntalante, se puede observar la diferencia de la formación que se encuentra muy consolidada y el apuntalante donde existe mayor espacio para transportar fluidos.*

### 2.3.2. Registros

El registro sísmico dipolar (un registro de espaciado largo con tiempos de viaje de esfuerzos compresionales y de esfuerzos cortantes) ha demostrado tener aplicación de la distribución de los esfuerzos mínimos horizontales (Dutton et al. 1982). Esos datos son críticos para definir la diferencia de esfuerzos de cierre entre los estratos para determinar parámetros como la altura. Las velocidades sísmicas cortantes y compresionales pueden ser usadas para calcular las propiedades dinámicas de las rocas elásticas y el esfuerzo de cierre teórico. Los esfuerzos calculados con estos registros deben ser calibrados a los esfuerzos in-situ actuales midiendo los esfuerzos de cierre en tres o cuatro zonas del pozo y entonces realineando los esfuerzos calculados en arenas y lutitas.

Actualmente existen muchos métodos para determinar el azimuth de la fractura. Las técnicas usadas más comúnmente son el análisis "borehole breakout", los registros de rayos gama después del fracturamiento, Inclínometros de superficie y mapeo microsísmico. Aunque son efectivas, esas técnicas requieren de un núcleo orientado y equipo especializado a boca de pozo.

Los registros de geometría del pozo miden la excentricidad del pozo y su orientación y por lo tanto se deben realizar en agujero abierto. En casos donde el diámetro mínimo del pozo es igual al diámetro de la barrena, los deslaves o derrumbes han sido llamados "breakouts" (Gough y Bell 1981; Thorpe y Springer 1982; Babcock 1978). Los "breakouts" no deben ser confundidos con los deslaves comunes. La geometría de pozo puede ser afectada por los esfuerzos en la tierra en la región cercana al pozo. El azimuth de la fractura también es afectado por esos esfuerzos (Brown et al. 1980; Bell y Gough 1979) así como la fuerza cortante de la roca (Bell y Gough 1979). Los esfuerzos diferentes causarán una concentración preferencial de esfuerzos del lado perpendicular del pozo en la dirección del esfuerzo máximo, y si la fuerza de corte es lo suficientemente alta el "breakout" se limitará a esta región. En ese caso el "breakout" se desarrollará con el eje largo de pozo elíptico perpendicular al azimuth esperado de la fractura hidráulica.

Para determinar el azimuth con un registro de rayos gama con un giroscopio, el tratamiento de fracturamiento se realiza con un trazador radioactivo. La dirección de la fractura es determinada identificando la dirección del máximo conteo de rayos gama. Este método es mejor en ambientes con agujero descubierto debido a que los resultados son muy influenciados por la fase de los disparos.

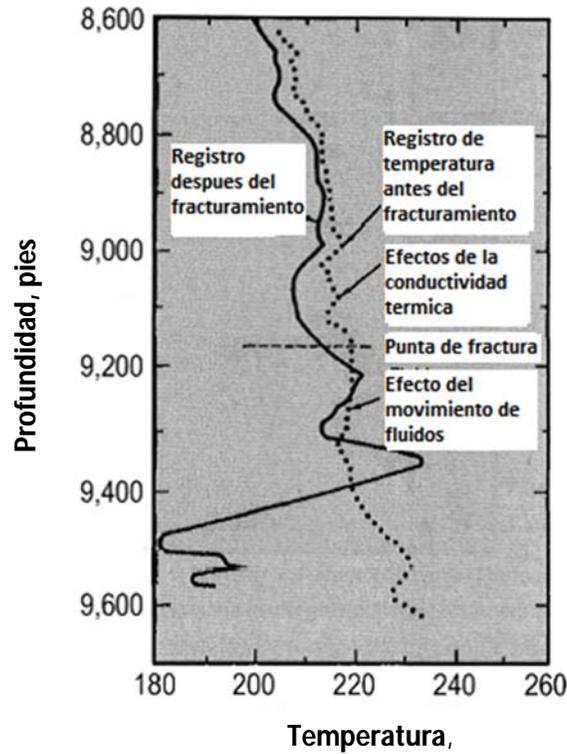
Los registros de temperatura se usan a menudo para inferir la altura de la fractura. Para que sean efectivos, se debe correr un registro de temperatura base para determinar el gradiente geotérmico y la temperatura estática del fondo del pozo. Para obtener una medida válida de la temperatura estática, el pozo debe cerrarse por varios días antes de tomar el registro. Las variaciones de la temperatura causadas por la circulación del pozo durante operaciones de limpieza y otras operaciones, usualmente requieren de varios días para disiparlas.

Las mediciones del perfil del cambio de la temperatura deben realizarse lo más pronto posible después del fracturamiento.

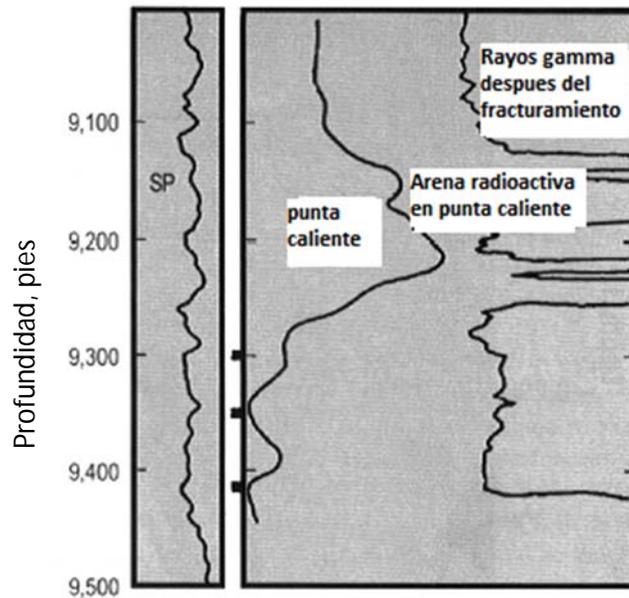
Se debe hacer un mínimo de tres corridas de registros en intervalos de 45 minutos desde el inicio de cada corrida. No se debe permitir ningún retorno de flujo desde el pozo antes o durante la medición de la temperatura. Los registros se deben hacer desde unos cientos de pies sobre el intervalo disparado hasta algunos cientos de pies debajo de la fractura o hasta llegar al fondo del pozo.

Después de un Minifrac o un tratamiento de fracturamiento, ocurrirá la transferencia de calor sobre la zona tratada debido a la conducción radial del mismo, mientras que sobre las caras de la fractura, la transferencia de calor se llevara a cabo en un flujo lineal. Idealmente, a través de esas dos áreas, la temperatura se recuperara a diferentes tasas después del final del bombeo, causando una anomalía en la temperatura para identificar la zona de fractura. Desafortunadamente, esta situación ideal raramente ocurre, haciendo una interpretación incorrecta de los registros de temperatura después del fracturamiento.

Un registro de temperatura base estática y una medición de la circulación de agua fría se deben correr para determinar el gradiente de temperatura e identificar las anomalías causadas por los cambios en la formación, el pozo y la terminación. La figura 2.13 muestra los efectos de conductividad de diferentes formaciones en un registro antes y después del fracturamiento (Dobkins 1981). Nótese que una limpieza detrás de la tubería de revestimiento creara una anomalía fría que puede ser interpretada como la zona fracturada. Por otro lado, una sección completamente llena con cemento aislara al pozo y creara una punta caliente en el registro. También, un cambio en el diámetro de la tubería como en el fondo de la T.P. o T.R. pueden causar un desplazamiento en el registro. Todas las anomalías que mencionamos pueden ser detectadas con el registro de temperatura base y removidas de la interpretación del registro después del fracturamiento.



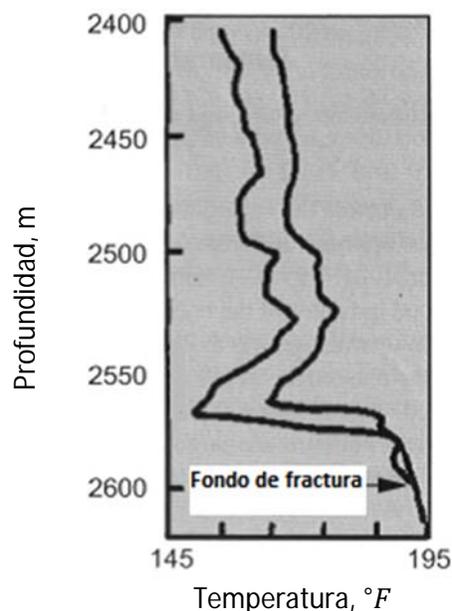
**fig. 2.13 – Registros de temperatura antes y después del fracturamiento. (Dobkins 1981).**  
 Los efectos de conductividad de diferentes formaciones en un registro antes y después del fracturamiento (Dobkins 1981). Nótese que una limpieza detrás de la tubería de revestimiento crea una anomalía fría que puede ser interpretada como la zona fracturada.



**fig. 2.14 – Registros de temperatura mostrando una anomalía en la zona del tratamiento, (Dobkins 1981).**  
 Registros de temperatura mostrando una anomalía en la zona del tratamiento, se observa una anomalía tibia o una punta caliente sobre la zona fracturada y el problema asociado con escoger la cima de la fractura.

La figura 2.14 muestra una anomalía tibia o una punta caliente sobre la zona fracturada y el obvio problema asociado con escoger la cima de la fractura (Dobkins 1981). Se ha dicho en la literatura que es causado por el movimiento del fluido después del cierre y que la punta caliente es parte de la altura de la fractura.

Los cruces de la temperatura son a menudo observados debajo del intervalo disparado de una corrida de registros. Debajo de los disparos el pozo se llena con fluido caliente estancado. Cualquier descuido en el crecimiento de la fractura pondrá el fluido fuera de la T.R. que es más frío que dentro de la misma. Así, el calor del fluido ira en dirección opuesta que la que está, en y sobre la zona fracturada, y el pozo se podría enfriar con el tiempo. Esto a menudo resulta en un cruce de la temperatura como se ve en la figura 2.15, la cual puede ser un buen indicador del fondo de la fractura creada.



**fig. 2.15 – Cruce de la temperatura debajo de los disparos. (Dobkins 1981).**

*Cualquier descuido en el crecimiento de la fractura pondrá el fluido fuera de la T.R. que es más frío que dentro de la misma. Así, el calor del fluido ira en dirección opuesta a la que está, en y sobre la zona fracturada, y el pozo se podría enfriar con el tiempo. Esto a menudo resulta en un cruce de la temperatura como se ve en la figura, la cual puede ser un buen indicador del fondo de la fractura creada.*

Los registros de temperatura son herramientas de investigación poco profundas; así, que sirven mejor cuando la fractura es vertical. Por la misma razón, este registro es una herramienta pobre para hacerla si la fractura es vertical y el pozo es desviado. Esto es verdad si los esfuerzos horizontales son casi iguales (las ondas de los esfuerzos alrededor del pozo son grandes), llevando

a la fractura lejos del pozo y haciendo la geometría de la fractura difícil de interpretar de un registro de temperatura.

Además de los registros de temperatura, los registros de rayos gama son a menudo usados después del fracturamiento para evaluar la altura de la fractura. Una ventaja de los registros de rayos gama sobre los registros de temperatura es que no necesitan correrse inmediatamente después de la estimulación. Sin embargo, las otras restricciones en los registros de temperatura se aplican igual que a los registros radioactivos.

### 2.3.3. Núcleos

Los análisis de núcleos son la mejor técnica disponible para obtener el módulo de Young y la relación de Poisson para su uso en el diseño y la evaluación de fracturamiento hidráulico. De hecho, el módulo de la formación es el único parámetro del fracturamiento que puede ser medido directamente a través de las pruebas de compresión triaxiales. Esta medición mejora el análisis de otros parámetros geomecánicos (diferencia de esfuerzos y coeficiente de filtrado).

Ambas constantes elásticas deben ser medidas en el laboratorio con una prueba de compresión triaxial. Esta prueba caracteriza las propiedades elásticas bajo condiciones estáticas (una variación lenta de la carga) similar a la que resulta del proceso de fracturamiento hidráulico. La figura 2.16 muestra una gráfica del esfuerzo axial efectivo vs. la deformación que resulta de una prueba de compresión triaxial. Esta prueba es generalmente hecha sometiendo un pequeño núcleo envuelto para mantener la presión y cargándole a la muestra axialmente para producir gráficas de deformaciones axiales, laterales y volumétricas por encima de la presión de confinamiento (esfuerzo axial efectivo). También en esta figura se muestra una línea dibujada a través de la región elástica lineal, generalmente a presiones por encima de las que se ven durante un fracturamiento, el cual representa la falla dúctil (reacomodamiento de los granos) de la muestra y finalmente la falla de la muestra. Estas muestras (núcleos) representan una formación que va de ligeramente consolidada a no consolidada ( $E=1 \times 10^6 \text{ psi}$ ). En una formación más consolidada, más dura, el tamaño de la región dúctil sería mucho menor y podría no ser evidente en la gráfica debido a la desviación del comportamiento elástico lineal y la falla de la muestra es pequeña.

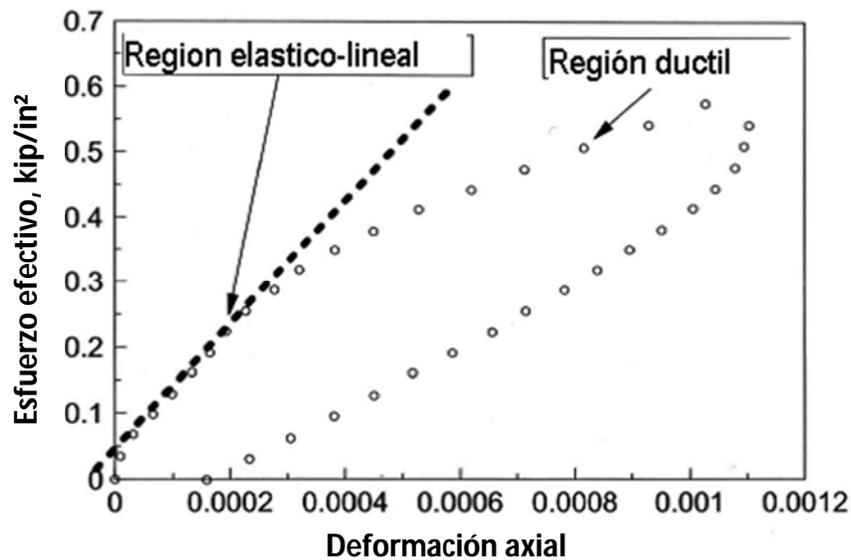


fig. 2.16 – Datos de deformación y esfuerzos. (Smith et al. 2001).

*La figura muestra una gráfica del esfuerzo efectivo vs. la deformación que resulta de una prueba de compresión triaxial. Esta prueba es generalmente hecha sometiendo un pequeño núcleo envuelto para mantener la presión y cargándole presión a la muestra axialmente para producir graficas de deformaciones axiales, laterales y volumétricas por encima de la presión de confinamiento.*

En contraste, los valores dinámicos de las propiedades elásticas pueden ser inferidos (usando relaciones elásticas) de los tiempos de viaje de esfuerzos compresionales y de corte de registros sísmicos. La diferencia entre el modelo dinámico y el estático puede ser significativa y además puede requerir correlaciones para relacionar las propiedades dinámicas con las propiedades estáticas para el diseño. La figura 2.17 muestra un estimado de los módulos dinámicos derivados de los tiempos de viaje de los esfuerzos compresionales, mientras que la figura 2.18 muestra una correlación de modulo dinámico de Young con el modulo estático de Young para una formación del sur de Texas (Britt et al. 2006).

El uso de los núcleos orientados para predecir el azimuth de la fractura ha sido sugerido por muchos años (Bown et al. 1980; Bell y Gough 1979). La principal ventaja del análisis de núcleos para el azimuth de la fractura es su facilidad de aplicación. Durante las operaciones para obtener los núcleos, el trabajo adicional para orientar y analizar el núcleo es pequeño comparado con otros procedimientos para medir el azimuth de la fractura (Rowley et al. 1981; Robertson 1964). También, ya que se obtienen los núcleos en la vida temprana de un campo, la recolección de datos del azimuth también es muy rápida. La principal desventaja del análisis de núcleos orientados es el hecho de que se trata de una medición indirecta, y no es fácil saber si la respuesta es correcta. El análisis de núcleos más exitoso es la medición directa en el lugar de la relajación de la tensión (Blanton 1983; Blanton y Teufel 1983).

La técnica de relajación de tensión ha probado ser precisa en muchas pruebas en las cuales el azimuth también fue medido con otros procedimientos. Estas incluyen pruebas en roca volcánica de Nevada; en arenas de baja permeabilidad de Mesaverde; en una formación de gas en arenas de baja permeabilidad en Cotton Valley y una arena de Oklahoma de alta porosidad y alta permeabilidad. (Lacy 1987; Teufel 1982; Teufel et al; 1984; Smith et al. 1985).

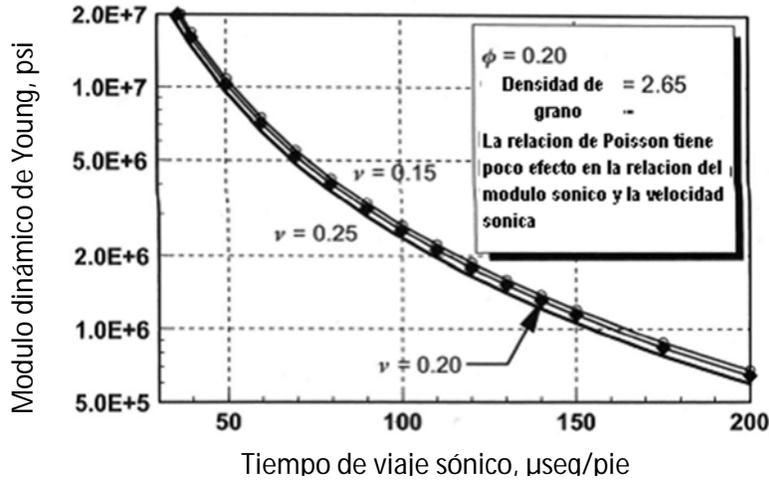


fig. 2.17 – Modulo dinámico para el tiempo de viaje.

Modulo dinámico para el tiempo de viaje, se muestra un estimado de los módulos dinámicos derivados de los tiempos de viaje de los esfuerzos compresionales.

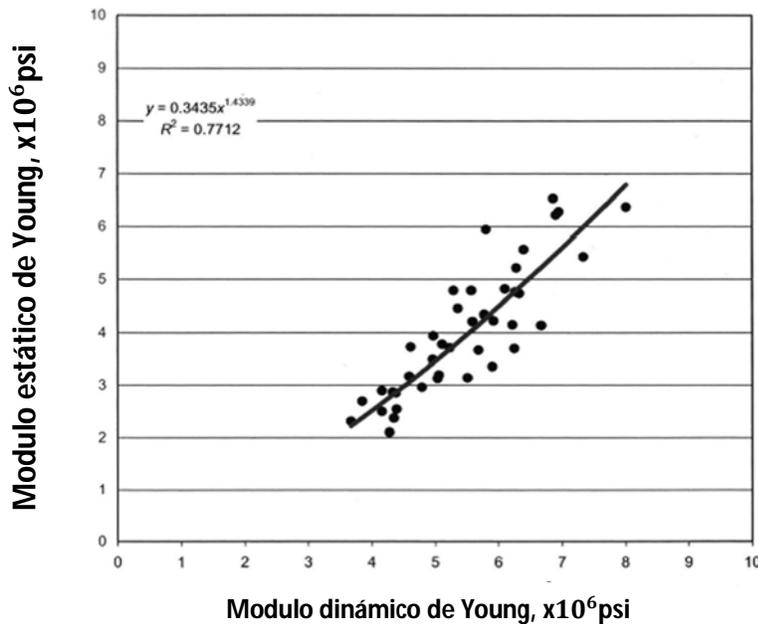


fig. 2.18 – Correlación de modulo dinámico de Young con el modulo estático. (Britt et al. 2006).

La grafica muestra una correlación de modulo dinámico de Young con el modulo estático de Young para una formación del sur de Texas (Formación Wilcox, Sur de Texas).

#### 2.3.4. Inclínómetros de Superficie

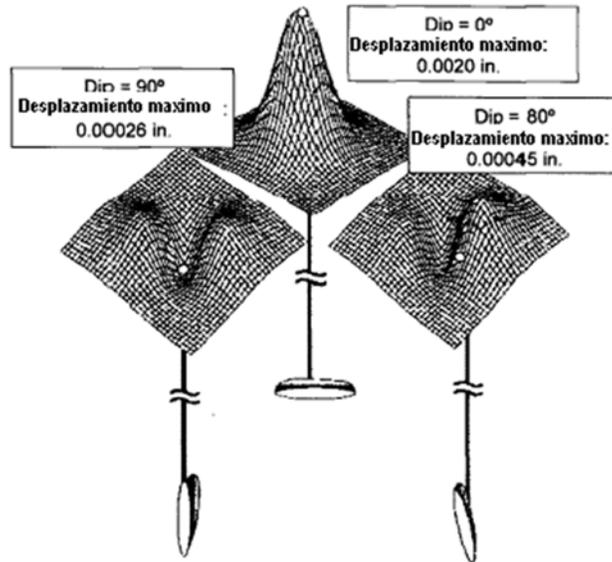
Los Inclínómetros son altamente sofisticados, instrumentos extremadamente precisos que usan sensores de burbuja para medir el cambio del ángulo de una superficie. El uso de los Inclínómetros para monitorear las fracturas hidráulicas, a profundidades de hasta 12000 pies, está basado en la suposición de que la tierra responderá de manera elástica a las deformaciones causadas por la apertura de una fractura hidráulica. En ese caso, la superficie de la tierra se deformará de una manera predecible y las mediciones de esta deformación pueden ser interpretadas para obtener datos con respecto a la geometría de la fractura (Wood et al. 1976; Wood 1981; Davis 1983).

Un arreglo típico de inclinómetros consiste de 12 a 16 Inclínómetros espaciados uniformemente y radialmente alrededor del pozo, a una distancia de alrededor de 0.4 veces la profundidad de la zona que se va a fracturar. Cada instrumento es instalado en un hoyo no muy profundo, usualmente de 10 a 20 pies de profundidad y se rellena el hueco con el inclinómetro dentro con arena para aislar al dispositivo del ambiente de la superficie y de los efectos del ruido. La figura 2.19 muestra un inclinómetro superficial usado en un proyecto del oeste de Missouri (Britt et al. 2006).



**fig. 2.19 – Inclínómetro de fondo, (Britt et al. 2006).**

*Inclínómetro de fondo, Se observa un inclinómetro superficial usado en un proyecto del oeste de Missouri.*



**fig. 2.20 – Principio del monitoreo con inclinómetro.**

*Principio del monitoreo con inclinómetro. La imagen muestra las respuestas de ángulos teóricos para fracturas verticales, inclinadas y horizontales.*

Los Inclinómetros son instrumentos capaces de medir cambios en el ángulo de una superficie con una precisión de  $1 \times 10^{-7}$  radianes.

Para analizar los datos, los ángulos observados son comparados con valores teóricos para muchas combinaciones posibles del azimuth y buzamiento de la fractura; así el azimuth es determinado para saber cuál produce el menor error. La figura 2.20 muestra las respuestas de ángulos teóricos para fracturas verticales, inclinadas y horizontales.

### 2.3.5. Monitoreo con Inclinómetros de fondo

Los Inclinómetros de fondo operan exactamente con el mismo principio de los Inclinómetros de superficie, pero provén información significativamente diferente. La figura 2.21 muestra una comparación de los inclinómetros de fondo y los inclinómetros de superficie para la fractura creada. Como se muestra, los inclinómetros de superficie proveen información con respecto a la dirección de la fractura (esfuerzo máximo horizontal), mientras que los inclinómetros en el pozo proporcionan información con respecto a la altura de la fractura creada; sin embargo, no se proporciona información en cuanto a la dirección. Mientras la fractura es creada, la formación es apartada de las caras de la fractura. Directamente a través del centro de la fractura, no se puede apreciar ningún ángulo, debido a que el movimiento es solamente lateral, mientras que sobre y debajo del centro de la fractura, la formación alrededor del pozo se desplazara en ángulos

opuestos. Cuando el sensor del inclinómetro en el pozo está cerrado (a unos cientos de pies), la cima y el fondo de la fractura son delineados por un valor pico en cada una de las curvas.

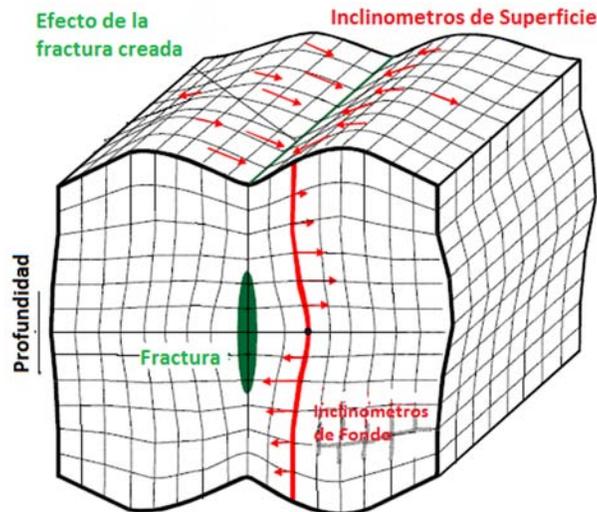


fig. 2.21 – Principio del monitoreo con inclinómetro.

*La figura muestra una comparación de los inclinómetros de fondo y los inclinómetros de superficie para la fractura creada. Como se muestra, los inclinómetros de superficie proveen información con respecto a la dirección de la fractura (esfuerzo máximo horizontal), mientras que los inclinómetros en el pozo proporcionan información con respecto a la altura de la fractura creada.*

### 2.3.6. Monitoreo Microsísmico

La teoría del monitoreo microsísmico tiene sus bases en la sismología. Como los terremotos, los eventos microsísmicos emiten ondas elásticas P y S (ondas de compresión y de corte, respectivamente). A pesar de la elasticidad en la naturaleza, los eventos microsísmicos usualmente ocurren a frecuencias mucho más altas que los terremotos, con un rango de frecuencia de 200 a 2000 Hz. Una fractura hidráulica causa un incremento en los esfuerzos de la formación proporcional a la presión de fractura neta, así como un incremento en la presión de poro causada por el filtrado del fluido fracturante. En la punta de la fractura, grandes esfuerzos de tensión se forman y crean esfuerzos de corte significativos. Los procesos en la punta y los incrementos en la presión de poro resultan en discontinuidades alrededor de la fractura hidráulica. Las discontinuidades son como pequeños terremotos en la formación con un epicentro en, o cerca de la fractura hidráulica. La figura 2.22 muestra un esquema del proceso en el cual la fractura hidráulica se comienza a crear y los procesos en la punta y del filtrado muestran la llegada de las ondas compresionales y de corte. La figura 2.23 muestra un ejemplo de un geófono de tres componentes y su interpretación acústica. Usando los tiempos de llegada de las ondas P y S en los componentes x, y, y z, se puede determinar la localización y la dirección.

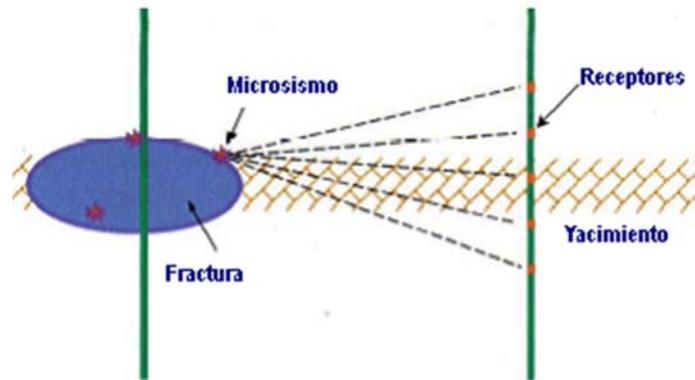


fig. 2.22 - Evento microsísmico. (Fisher, 2005).

Se muestra un esquema del proceso en el cual la fractura hidráulica se comienza a crear y los procesos en la punta y del filtrado muestran la llegada de las ondas compresionales y de corte a los receptores que se encuentran en el pozo de observación.

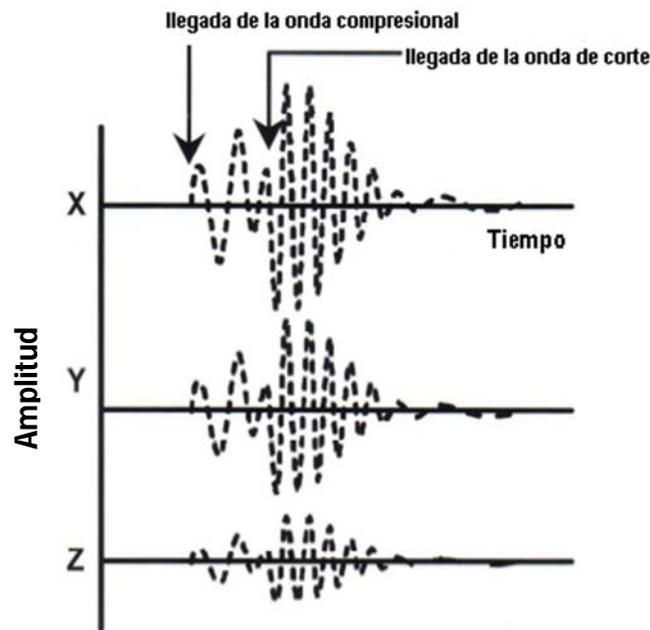


fig. 2.23 – Arreglo de geófono multicomponente.

Arreglo de geófono multicomponente con llegadas de ondas P. Se observa un ejemplo de un geófono de tres componentes y su interpretación acústica. Usando los tiempos de llegada de las ondas P y S en los componentes x, y, y z, se puede determinar la localización y la dirección.

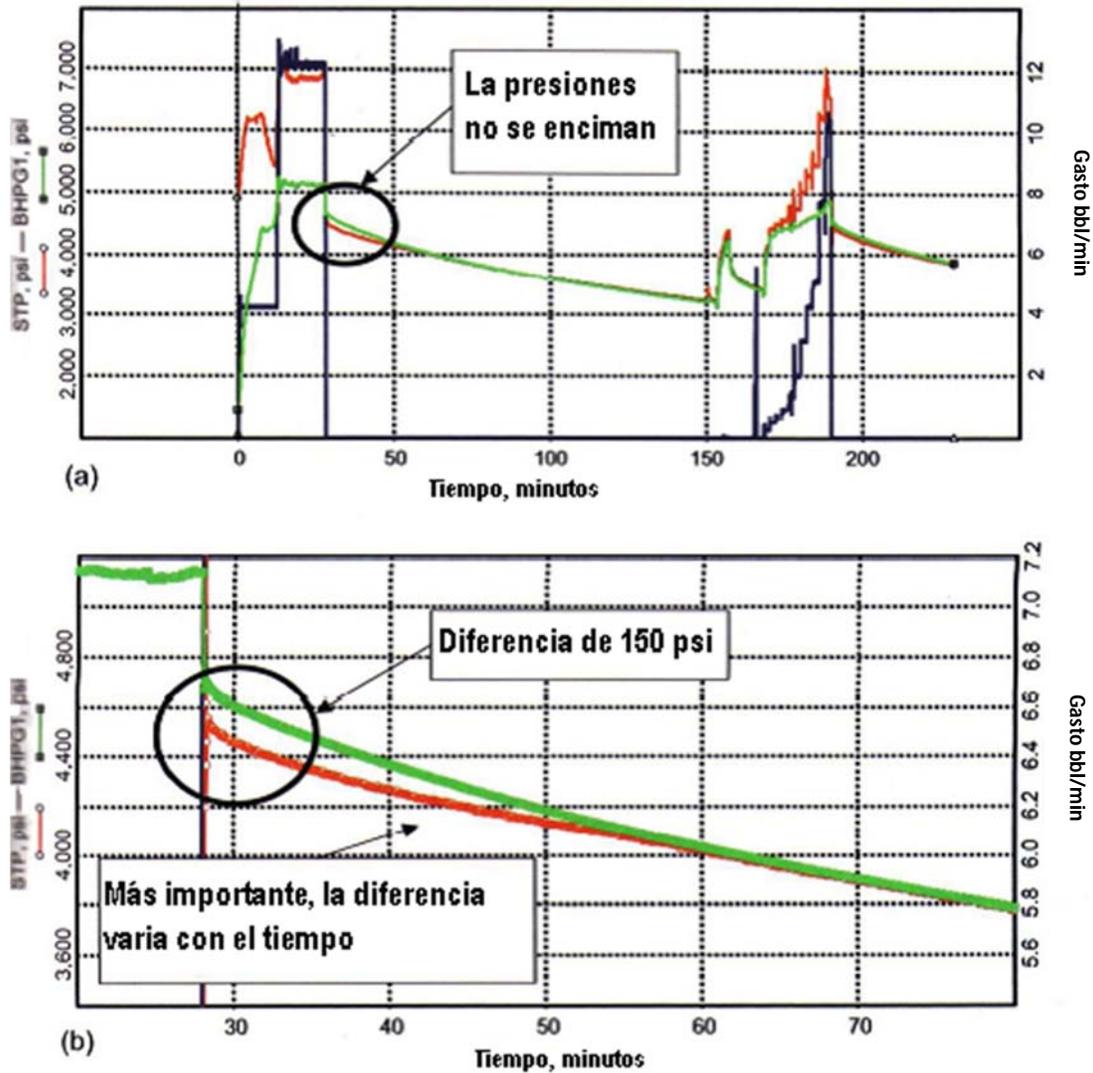
Además de la amplitud de la información que es obtenida del mapeo microsísmico, las mediciones son mucho más fáciles de realizar que las mediciones con el inclinómetro de fondo, y los sensores en el pozo pueden estar desde 1000 hasta 1500 pies lejos de la fractura.

### 2.3.7. Presión

Los análisis de la presión del tratamiento y del decremento de presión después del fracturamiento son algunos de los métodos más comunes para evaluar los fracturamientos hidráulicos. Aunque los datos de la presión de superficie se usan comúnmente, se necesitan las mediciones de la presión de fondo para maximizar los beneficios de estos análisis. Además, el uso de los datos superficiales puede llevarnos a obtener interpretaciones erróneas. La figura 2.24 muestra una gráfica que compara la presión de superficie y la presión de fondo de una prueba Minifrac de decremento de presión. Evidentemente, la presión de superficie y la presión en el fondo difieren enormemente durante el bombeo. Sin embargo, incluso después del cierre, en ausencia de la presión por fricción y corrigiendo la presión hidrostática, las presiones de fondo y superficie difieren en magnitud y pendiente. Así, no solo la evaluación del fracturamiento sería inapropiada sino que también los aspectos del balance de materia de la prueba Minifrac serían erróneos. Para propósitos prácticos, el uso de los datos de fondo pueden ser limitados; sin embargo, el ingeniero debe apreciar que no toda la información importante es obtenida de las mediciones de la presión de superficie. En particular, existen tres pruebas de presión que requieren la medición de la presión de tratamiento del fondo del pozo (BHTP) cuando sea posible. Estas incluyen:

- Prueba del esfuerzo de cierre in-situ para establecer la presión de fractura base
- Pruebas Minifrac para determinar la mecánica del crecimiento de la fractura (datos de bombeo) y para estimar el coeficiente de pérdida de fluido (datos de decremento)
- Análisis de la presión de tratamiento del fondo del pozo de la fractura (Fracture BHTP) para determinar la mecánica de la fractura

En todos los casos, los datos de presión necesarios para eliminar la presión por fricción en la tubería como un factor, es la presión en los disparos. Sin los datos de presión de fondo, el ingeniero de diseño se queda con la combinación de la presión neta del tratamiento final en el cierre y el decremento de presión.



**fig. 2.24 – Comparación del decremento de la presión.**

*Comparación del decremento de la presión (de superficie en rojo y de fondo en verde) en una prueba Minifrac. Se observa que sí existe una diferencia entre las presiones de fondo y de superficie pero sobre todo, se demuestra que varían con el tiempo.*

Generalmente, para medir la presión del tratamiento del fondo del pozo se usan cuatro métodos (Nolte 1982). Uno de los métodos requiere una terminación con agujero descubierto (sin empacador) y la reducción del bombeo ya sea por la tubería o por el espacio anular. El lado estático (sin bombear), se carga con un fluido de gradiente conocido. Así, mientras se está bombeando, la presión en la superficie en el lado estático, corregida por la presión hidrostática, es una buena medida de la presión de tratamiento del fondo del pozo.

Otro método involucra la medición de la presión en superficie de un medidor montado en un mandril, llevando la línea eléctrica por fuera de la tubería.

Otra técnica emplea un medidor de presión en el fondo colocada en un mandril simple debajo del empacador. Con esta técnica las BHTP's son medidas, pero no se puede acceder a la información hasta después del tratamiento. Para los dos procedimientos donde la BHTP es medida en tiempo real, las compañías de servicios pueden proporcionar camiones equipados con computadoras que faciliten la manipulación rápida de la prueba prefrac y/o mantener los datos del tratamiento gráficos para tomar decisiones rápidas.

#### **2.4.Control de Calidad.**

El control de calidad y garantía es uno de los componentes de la ejecución del fracturamiento y la evaluación post-fracturamiento más importantes y subestimados. Una buena calidad proporciona al ingeniero la habilidad de diseñar, monitorear, predecir y determinar las dimensiones alcanzadas de la fractura. Para alcanzar los objetivos con éxito, todos deben estar seguros de que lo que se suponía que se iba a bombear fuera bombeado. En su forma más sencilla, este programa de calidad debe incluir el entendimiento de los materiales fracturantes y los componentes antes de la ejecución y los aspectos del balance de materia (fluidos, aditivos y apuntalantes) antes y después de la estimulación. También debe incluir la recolección de las muestras durante la estimulación y su revisión después del tratamiento. Cualquier programa de calidad también debe incluir un estricto apego a las reglas de seguridad.

### **3 Evaluación Post-Fracturamiento**

#### **3.1 Introducción a la Evaluación Post-Fracturamiento con Datos Dinámicos**

Después del diseño y la ejecución del fracturamiento, es necesario saber, que resultados indica la fractura creada, comparada con la que se diseñó. Por ejemplo, variables como el esfuerzo necesario para que el apuntalante colapse, la velocidad de asentamiento del apuntalante, el saber si la limpieza del fluido es buena o no, conocer si la acción fracturante fue efectiva, o que se cierren las secciones que no tienen apuntalante; pueden afectar el tratamiento o la creación de la fractura. Y por supuesto, el proceso de diseño mismo, está basado en una simple imagen del yacimiento y es manejada por modelos simplificados del proceso del fracturamiento. Todo esto, nos lleva a la conclusión de que la fractura creada, muy probablemente no va a ser idéntica a la fractura diseñada.

Claro está que nos gustaría encontrar una manera de evaluar efectivamente las propiedades de la fractura. La evaluación post-fracturamiento empieza con un simple balance de materia del volumen bombeado hacia la formación y los volúmenes del apuntalante (volumen de la fractura creada). La medición o estimación de los gastos de producción (indicadores de una estimulación exitosa) nos dicen que la caracterización cuantitativa depende casi exclusivamente de la recolección y análisis de los datos dinámicos.

La recolección de datos dinámicos involucra la medición de los cambios de presión en el fondo del pozo en respuesta a un estímulo controlado en el gasto de producción o inyección. Los datos que se obtienen en el pre-fracturamiento (SRT's, minifrac y otras pruebas de bombeo) son ejemplos de datos dinámicos (resultados que serán usados para el diseño de la estimulación).

Los principales conjuntos de datos dinámicos (presión y gasto vs. tiempo) recolectados durante un fracturamiento se muestran en la figura 3.1.

La parte A de esta figura muestra los datos antes del fracturamiento y el periodo de la fractura principal. Un análisis de este tipo de datos es ilustrado en la parte B de la figura mostrando el ajuste de la presión del tratamiento en un simulador de fracturas. Ambos conjuntos de datos tienen una duración aproximada de unos minutos a algunas horas.

El tercer conjunto de datos dinámicos mostrado como la parte C de la figura 3.1 representa el tradicional inicio del periodo de evaluación después del fracturamiento y muestra los conjuntos de datos más comunes para la evaluación de la terminación de un pozo. Esta parte de la figura muestra una prueba de incremento. Esos conjuntos de datos tienen una duración normalmente de unas horas a algunos días.

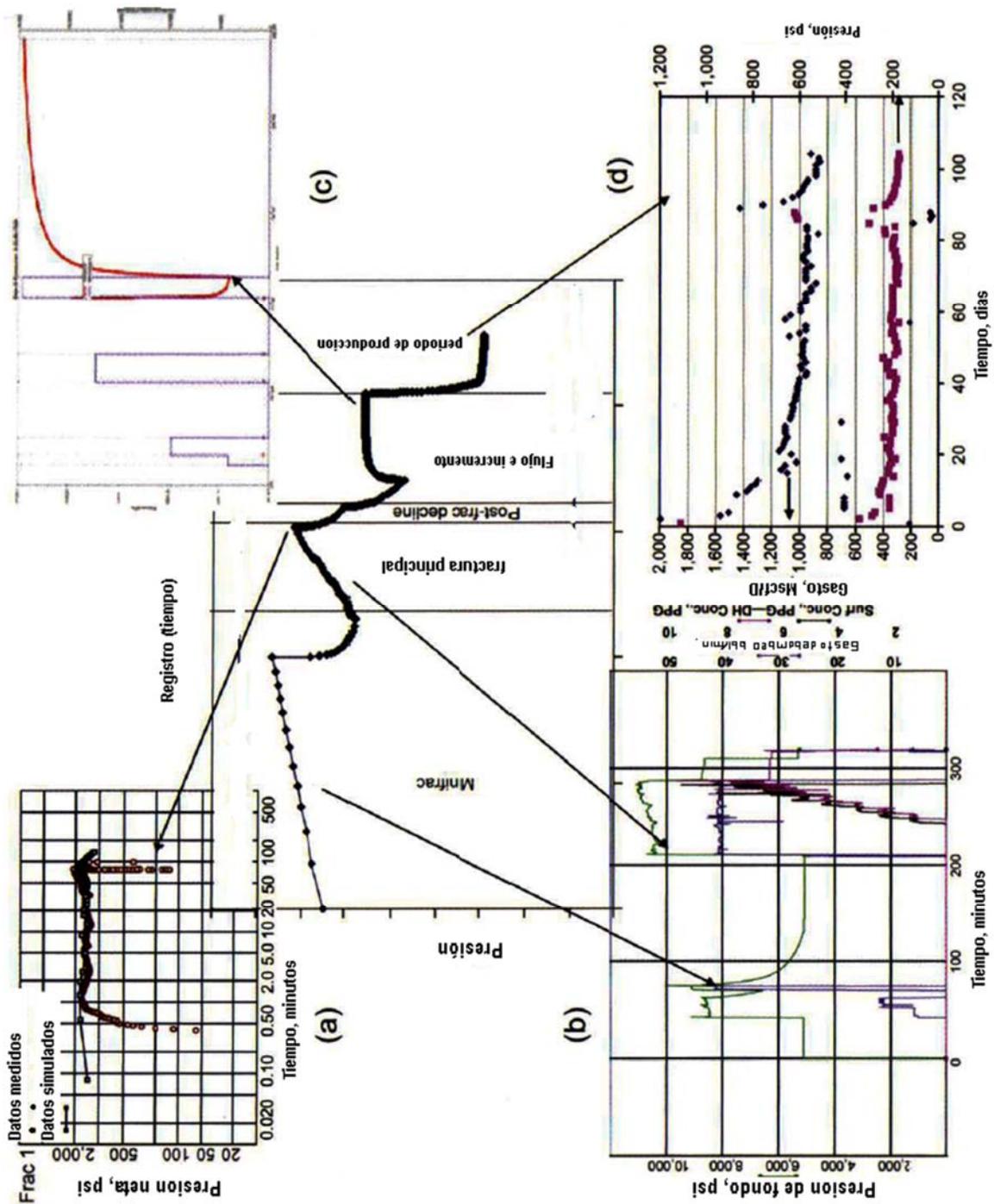


fig. 3.1– Principales datos dinámicos recolectados durante un fracturamiento.

Datos dinámicos (presión y gasto vs. tiempo) recolectados antes, durante y después de un fracturamiento hidráulico. La parte A de esta figura muestra los datos antes del fracturamiento y el periodo de la fractura principal. Un análisis de este tipo de datos es ilustrado en la parte B de la figura mostrando el ajuste de la presión del tratamiento en un simulador de fracturas. La parte C de la figura representa el tradicional inicio del periodo de evaluación después del fracturamiento. El ultimo conjunto de datos dinámicos mostrado como la parte D, son una excepción a la definición de datos dinámicos ya que los cambios del gasto no son impuestos ni controlados, son más bien el resultado de un número de cuestiones operacionales o de la condición del pozo.

El último conjunto de datos mostrado como la parte D, son una excepción a la definición de datos dinámicos. Primero, los cambios del gasto no son impuestos ni controlados, son más bien el resultado de un número de cuestiones operacionales o de la condición del pozo. Otro cambio no planeado, común en el gasto del pozo, ocurre cuando el gasto cae por debajo de los valores necesarios para llevar continuamente fluidos a la superficie. Cuando el gasto cae debajo de este nivel, la contrapresión en la pared del pozo incrementa y el pozo deja de fluir. Después de un periodo suficiente, la presión del pozo incrementa hasta permitir el flujo con altos gastos de nuevo, descargando temporalmente los líquidos. Otra disminución o aumento en el gasto que puede ocurrir, es causada por los cambios en la contrapresión resultantes de los cambios de presión en la línea de descarga. Segundo, los valores actuales de los gastos no son mediciones instantáneas, sino que son valores promedio diarios (por ejemplo, los gastos reflejan la producción acumulada diaria, mientras que las presiones son valores instantáneos reportados por un sistema automático en un tiempo generalmente consistente durante la producción diaria). La dificultad con el uso de la producción acumulada diaria, como un sustituto para el gasto instantáneo, es que el cambio de presión día a día no es una respuesta directa a los cambios diarios del gasto. Por ejemplo, la presión del pozo puede ser reportada al final de un corto periodo de cierre aunque el pozo haya estado produciendo en la mayoría del día.

Sin embargo, los datos mostrados en la parte D de la figura, pueden ser extremadamente útiles para un aprendizaje a largo plazo ya que esos datos tienen ventajas. Para uno, están casi siempre disponibles. Además, aunque es fácil verlo de las figuras de la gráfica, estos datos son por mucho los que más duran. En general, lo útil de estos datos es más una ventaja para la predicción del gasto y de las reservas, que en la evaluación post-fracturamiento. Sin embargo, la magnitud de estos datos ofrece una ventaja para juzgar la efectividad del comportamiento de las estimulaciones en pozos de formaciones de baja permeabilidad, porque como podemos ver, los pozos en estas formaciones requieren de tiempos de pruebas de incremento de presión demasiado largos.

Los datos en la parte D encajan en el marco teórico de la curvas de decremento o análisis del decremento del gasto (RDA – rate decline analysis). Los métodos RDA tienen sus bases en los clásicos PTA (pressure transient analysis) y han tenido una mayor área de investigación activa y desarrollo en los últimos 15 años. Aunque esta forma de análisis puede ser, y a menudo, es usada en la post-evaluación, los procedimientos son históricamente usados en conjunto con los métodos de estimación de reservas y predicción del gasto.

### **3.2 Pruebas de Presión-Producción (PTA - Pressure Transient Analysis)**

Los PTA son una tecnología de ingeniería de yacimientos con sus bases en métodos similares usados en hidrología. Esos métodos han jugado un rol establecido en la evaluación de pozos de hidrocarburos desde los años 40's, con la publicación del trabajo de Everdengen y Hurst (1949), los PTA encajan en la rama de las matemáticas aplicadas llamada teoría del problema inverso, en el

cual las matemáticas realizan la estimación de las propiedades de un sistema a través de la respuesta del mismo, inducido por un estímulo específico.

Los PTA como todos los problemas de solución inversa, usan los siguientes pasos. Primero, el sistema físico es reducido a un sistema conceptual de menor complejidad. Segundo, se desarrollan una serie de ecuaciones, relacionando la respuesta del sistema conceptual con la forma y longitud de la señal de entrada (o estímulo) y los valores de los parámetros del sistema conceptual; en la mayoría de los casos el estímulo es hecho lo más simple posible. Tercero, este grupo de ecuaciones es resuelto para producir expresiones para programar los valores de las respuestas del sistema inducidas por la señal de entrada.

Para ilustrar este proceso en el contexto de los PTA, vamos a revisar rápidamente el problema de flujo monofásico considerado por Theis (1935). Esto no solo ilustrará el proceso, sino que proveerá uno de los resultados primarios que vamos a usar más adelante.

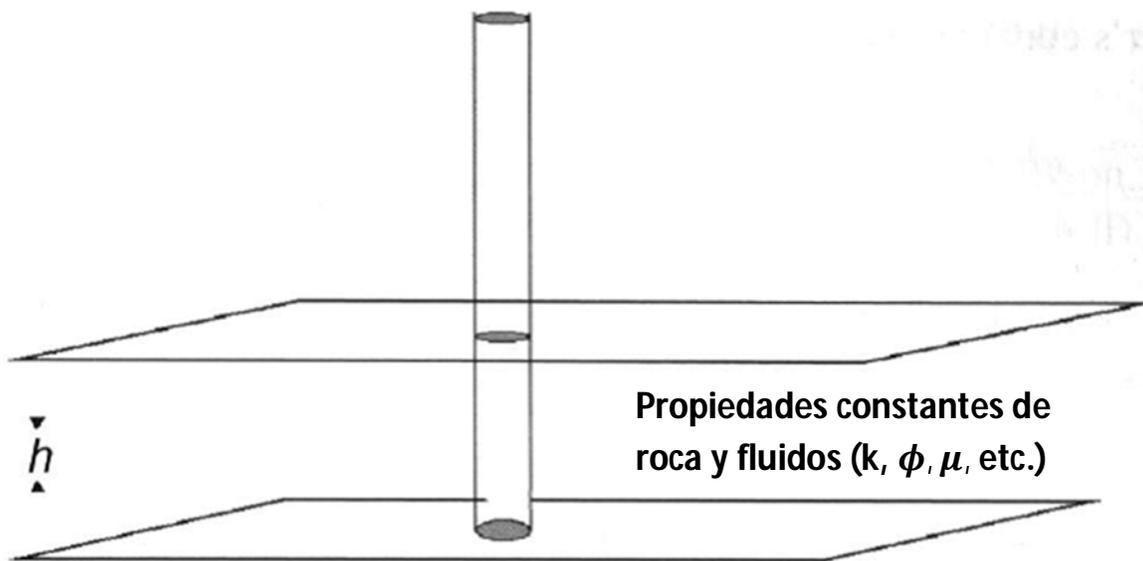
### 3.3 La Caída de Presión y el Régimen de Flujo Radial

Consideremos el siguiente escenario. Un nuevo pozo es perforado en una formación de calidad desconocida. El pozo penetra un intervalo donde los registros indican que la formación contiene hidrocarburos explotables. La cuestión básica que quisiéramos responder es esta; Si el pozo produce, ¿puede la presión medida ser analizada de alguna forma para obtener información adicional acerca de las características de la formación?

Si reducimos este sistema físico al sistema conceptual mostrado en la figura 3.2, las principales suposiciones que se hacen al sistema son estas:

- La formación contiene solo una fase de hidrocarburo, líquido, y está sobre la presión de burbuja, con una compresibilidad pequeña y constante. Además, la viscosidad de la fase líquida del hidrocarburo es constante.
- El agua presente es inmóvil, con compresibilidad constante.
- La formación está en condiciones vírgenes, y la presión es constante en todas direcciones.
- Un pozo cilíndrico penetra la formación y hay una conectividad perfecta entre la formación y el pozo.
- La formación tiene propiedades constantes (espesor, porosidad, permeabilidad y compresibilidad) y se considera infinito en todas direcciones.

También asumiremos que el pozo produce a un gasto constante, medido en superficie. Esto implica que el gasto en el fondo del pozo está relacionado al gasto en la superficie a través del factor de volumen de la formación,  $B_o$ , el cual también asumiremos como constante.



**fig. 3.2 - Modelo Conceptual de Theis.**

*Modelo Conceptual de Theis. Con la definición del sistema conceptual, podemos proceder a desarrollar las ecuaciones que relacionan la respuesta de este sistema conceptual a la forma y fuerza del estímulo de entrada y los valores de los parámetros del sistema.*

Con esta definición del sistema conceptual, podemos proceder a desarrollar las ecuaciones que relacionan la respuesta de este sistema conceptual a la forma y fuerza del estímulo de entrada y los valores de los parámetros del sistema. En este caso, como es usualmente en las pruebas de presión, la respuesta es el cambio de la presión de fondo fluyendo medido como una función del tiempo  $P_{wf}(t)$ , mientras que la señal de entrada es la producción del pozo impuesta a un gasto constante en superficie. Debido a que el pozo es un cilindro que penetra completamente al yacimiento, el flujo hacia el pozo tiene simetría radial y las isobaras (líneas de presión constante) en el yacimiento serían cilindros concéntricos al pozo. Así, la presión en cualquier punto del yacimiento es una función de la distancia radial al pozo y del tiempo,  $p(r, t)$ . Combinando la ecuación de continuidad (conservación de masa) con la ley de Darcy nos lleva a una ecuación diferencial parcial que dice que la presión está en función de  $r$  y  $t$ ,  $p(r, t)$ . Cuando esta ecuación es resuelta sujeta a las condiciones de frontera apropiadas (Raghavan 1993), obtenemos:

$$p_i - p(r, t) = -\frac{qB\mu}{4\pi kh} Ei\left(-\frac{r^2}{4\eta t}\right) \quad (3.1)$$

Esta es la solución, que describe los cambios de presión en función del tiempo y la distancia radial en el sistema conceptual de la figura 3.2. Para llegar a esta solución, tuvimos que asumir que el volumen del pozo había sido reducido a cero. Esto es usualmente llamado, solución línea fuente.

Evaluando esta solución cuando  $r=r_w$ , nos da el comportamiento pronosticado de la presión de fondo fluyendo  $P_{wf}(t)$ , como:

$$p_i - p_{wf}(t) = -\frac{qB\mu}{4\pi kh} Ei\left(-\frac{r_w^2}{4\eta t}\right) \quad (3.2)$$

El símbolo  $-Ei(-x)$  es una función especial llamada integral exponencial.

La ecuación 3.2, es la solución presentada por Theis para un problema a gasto constante, es la expresión que puede ser usada para analizar los valores medidos de la presión de fondo fluyendo para estimar  $k$  y  $\phi\mu c_t$  con el método de la curva tipo (match point) (Agarwal et al. 1970).

La ecuación 3.2 es incomoda en la práctica cuando tratamos de estimar parámetros del sistema. El proceso común para realizar esto en los PTA es desarrollar aproximaciones lineales simples a la solución completa que son válidas sobre periodos de tiempo limitados. Esos periodos de tiempo limitados, son llamados regímenes, la solución de Theis solo tiene uno.

Para desarrollar el régimen de flujo asociado con la solución de Theis, primero debemos notar que para valores pequeños, estrictamente positivos de  $\varepsilon$ , podemos aproximar la función  $Ei$  con (Dake 1978):

$$Ei(-\varepsilon) = \ln(\varepsilon) + \gamma \quad (3.3)$$

Donde  $\gamma$  es la constante de Euler. Combinando la ecuación 3.3 con la ecuación 3.2, nos da:

$$p_i - p_{wf}(t) = -\frac{qB\mu}{4\pi kh} \left[ \ln\left(\frac{r_w^2}{4\eta t}\right) + \gamma \right] = \frac{162.6qB\mu}{kh} \left[ \log t + \log \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} - 3.23 \right] \quad (3.4)$$

Donde hemos obtenido la última igualdad en la ecuación 3.4, cambiando a las unidades de campo y reemplazando la función del logaritmo natural con el logaritmo base 10.

La ecuación 3.4 define el régimen de flujo radial. Este régimen de flujo es muy importante en las pruebas de presión porque ocurre en todos los modelos analíticos.

La ecuación 3.4 muestra que una gráfica de caída de presión,  $p_i - p_{wf}(t)$  vs. el logaritmo del tiempo de producción, nos va a dar una línea recta con una pendiente,  $m$ , inversamente proporcional al producto permeabilidad por espesor,  $kh$ . Específicamente:

$$kh = \frac{162.6qB\mu}{m} \quad (3.5)$$

La figura 3.3 ilustra el procedimiento de análisis mencionado en los párrafos anteriores. Entrando a esta figura a 10 y 100 horas y leyendo las presiones de la línea recta dibujada, obtenemos un valor de la pendiente de aproximadamente 534 psi/ciclo logarítmico. Usando los valores conocidos de  $q=500$ bpd,  $Bo=1.5$ RB/bbl,  $\mu=0.7$ cp, y  $h=25$ pies, calculamos:

$$k = \frac{(162.6)(500)(1.18)(.7)}{(534)(25)} = 4.9md$$

Nótese que escoger la región correcta en los datos para construir la línea recta del periodo de flujo radial es crítico para la realización de este análisis. El problema general para la identificación del periodo de flujo se discutirá más adelante.

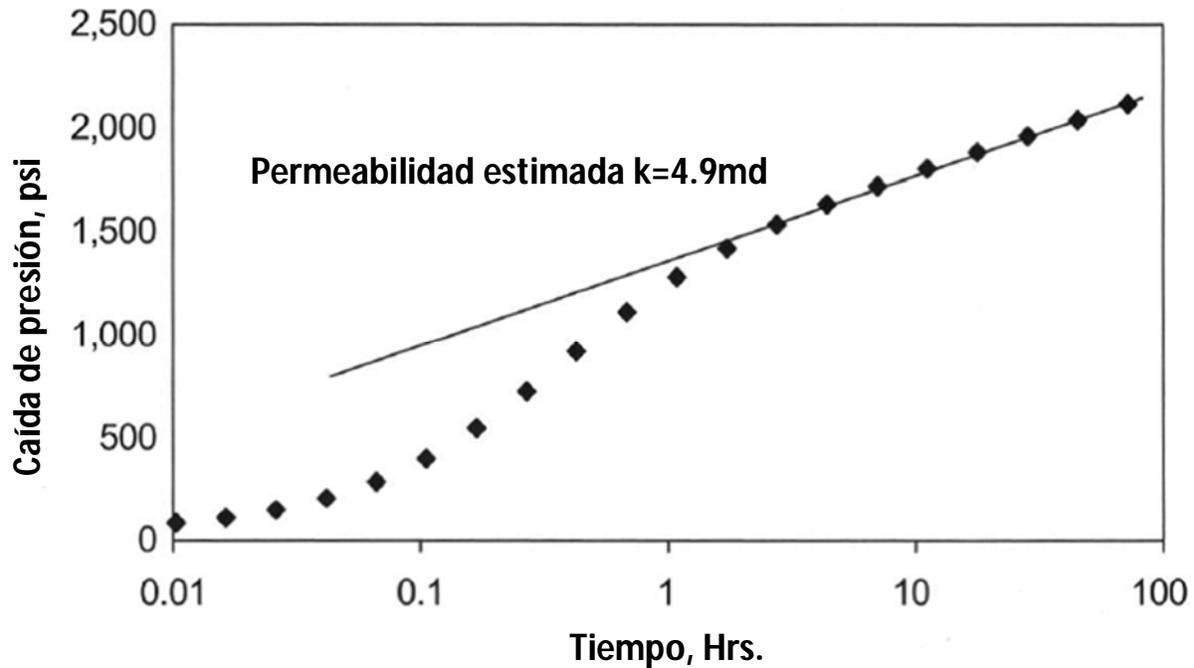


fig. 3.3 - Ejemplo de régimen de flujo radial ( $k=5\text{md}$ ).

*La figura ilustra el procedimiento de análisis mencionado en los párrafos anteriores*

### 3.4 Daño, Almacenamiento y Flujo Dominado por las Condiciones de Frontera

Las consideraciones que más limitan la solución de Theis, son:

1. Que la conectividad entre el pozo y la formación es perfecta.
2. Que el tamaño y el volumen del pozo es cero.
3. Que la extensión del yacimiento es infinita.

Ahora discutiremos como esas consideraciones pueden ser relacionadas para obtener expresiones más generales y más precisas.

#### 3.4.1 Daño de Van Everdingen y Hurst

El problema más simple, común y más importante que afecta la conectividad del yacimiento con el pozo es el inducido por una reducción o aumento de la capacidad de los fluidos hidrocarburos a

moverse a través de la región cercana al pozo y dentro del mismo. La reducción en la conectividad es equivalente a daño y el incremento de la conectividad es equivalente a estimulación. Algunos mecanismos de daño son:

- Invasión de filtrado de lodo de perforación
- Pobre eficiencia de perforación
- Flujo turbulento o no darciano
- Limpieza ineficiente de los fluidos de terminación, especialmente donde son requeridos materiales de pérdida de circulación
- Remoción pobre del enjarre en terminaciones en agujero descubierto

Algunos mecanismos que nos llevan a una estimulación son:

- Bombeo de ácidos
- Métodos de perforación de penetración profunda
- Rompimiento de la formación
- Fracturamiento hidráulico

Todos los mecanismos de daño o estimulación cercanos al pozo son incorporados en la solución de Theis a través del efecto de daño de Van Everdingen y Hurst. En este enfoque hay dos ideas importantes que entender. Primero, el daño y la estimulación dan lugar a cambios en la presión que se estabilizan instantáneamente con cualquier cambio en el gasto. Segundo, el daño o estimulación es definido por la diferencia en la presión relativa medida con la pronosticada por la solución de Theis, dada en la ecuación 3.2. Esas consideraciones tienen sus fundamentos en el comportamiento observado de pozos produciendo. El daño (positivo), es tomado como una disminución constante y estable de la presión de fondo fluyendo cuando es comparada con la presión de fondo pronosticada por la solución de Theis. Similarmente el daño (negativo) o estimulación es cualquier incremento en la presión de fondo en comparación con esta referencia. Formalmente podemos escribir:

$$\Delta p_{skin} = p_{wf,Theis}(t) - p_{wf,s \neq 0}(t) \quad (3.6)$$

Esta ecuación debería ser usada para predecir la presión de fondo fluyendo influenciada por un daño o una estimulación. Así,  $\Delta p_{skin}$  debe ser tratada como otro parámetro del modelo como la permeabilidad. Sin embargo, este no es el valor del parámetro especificado normalmente. En su lugar se usa el factor de daño de Van Everdingen y Hurst adimensional,  $s$ , el factor de daño,  $s$ , esta definido por:

$$s = \frac{2\pi kh \Delta p_{skin}}{qB\mu} \quad (3.7)$$

La siguiente ecuación, es la ecuación 3.7 en unidades de campo.

$$\Delta p_{skin} = \frac{141.2qB\mu}{kh} s \quad (3.8)$$

Para ilustrar la unidades y utilizar esta expresión, asuma que  $s=5$  (recordar que es adimensional),  $q=50\text{bpd}$ ,  $B=1.15\text{rb/bbl}$ , y  $\mu=5\text{cp}$ . Si  $kh=200\text{md-pie}$ , entonces:

$$\Delta p_{skin} = \frac{(141.2)(50)(1.15)(5)}{200} (5) = 203 \text{ psi}$$

Si esta caída de presión o daño pudiera ser removida, entonces estaría disponible algo de energía adicional para mover los hidrocarburos hacia el pozo en lugar de ser desaprovechados para superar el daño cerca del mismo.

La ventaja del concepto de daño, es que es una medida consistente de las condiciones del pozo a lo largo de la vida del mismo. Si una prueba de presión-producción es hecha en la vida temprana del pozo y muestra un daño positivo, mientras que otra prueba hecha después (ya no en la vida temprana del pozo) muestra un daño menos positivo o incluso negativo (estimulación), entonces es correcto inferir que el pozo ha sido limpiado con el tiempo o que alguna intervención al pozo a mejorado la condición del mismo. Similarmente, es justificado decir que cambiar el daño de un pozo de positivo a negativo resultara en una productividad mejorada.

La aproximación semilogaritmica a la solución completa de Theis de la integral exponencial puede ser manipulada para llegar a una ecuación para estimar el factor de daño, una vez que la pendiente semilogaritmica,  $m$ , ha sido establecida de la gráfica semilogaritmica de los datos. La expresión resultante en unidades de campo, es:

$$s = \left\{ \frac{[p_i - p_{wf}(t=1hr)]}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.23 \right\} \quad (3.9)$$

Es importante tener en mente que la aparición de las presiones de fondo fluyendo en la ec. 3.9, son datos medidos que incluyen el impacto del factor de daño. La notación  $p_{wf}(t = 1hr)$ , representa la presión fluyendo obtenida extrapolando la línea recta del periodo flujo radial (semilogaritmica) al tiempo de 1 hora. En la figura 3.3, esto podría dar una presión ligeramente mayor que el valor actual medido a  $t=1hr$ . Los pasos para el análisis de flujo radial son los siguientes:

1. Gráficar la diferencia de presiones de fondo fluyendo medidas  $[p_i - p_{wf}(t)]$  vs. *Tiempo, t*, en papel semilogaritmico.
2. Construir una línea recta a través de los datos del régimen de flujo radial, y calcular la pendiente.
3. Calcular la permeabilidad del yacimiento con la ec. 3.5
4. Usar la pendiente semilogaritmica,  $m$ , y la permeabilidad estimada,  $k$ , en la ec. 3.9 para calcular el factor de daño del pozo. Nótese que el valor de permeabilidad estimada es requerida porque la ec. 3.9 contiene  $k$  explícitamente.

Los valores asociados de  $s$  con los mecanismos de daño nombrados anteriormente son usualmente menores a 20. Sin embargo es posible ver valores de daño positivos mayores a 100 si la permeabilidad es suficientemente grande. En el caso de estimulación, los mecanismos

mencionados anteriormente, con la excepción del fracturamiento hidráulico, se pueden esperar valores no menores a -3. Un factor de daño menor a -3 puede ser obtenido en un pozo vertical solo aplicando una operación de fracturamiento hidráulico.

El daño, en sí, no debe ser usado como un indicador para una intervención a un pozo. Es posible que gastar dinero para remover un daño de 100 no sea una buena decisión. Para una permeabilidad lo suficientemente alta, un daño de 100 puede ser traducido a solo unas pocas psi de la caída de presión actual. En casos más reales donde esto ocurre, la restricción del flujo actual para la productividad del pozo mejorada no está en la conectividad del pozo al yacimiento, más bien, en el sistema de producción corriente abajo. La caída de presión causada por las restricciones de flujo en esta línea de producción terminan agrupadas en el factor de daño del pozo porque el sistema de medición de presión está a menudo localizado lejos del intervalo productor. A menos que esta caída de presión sea corregida, el verdadero factor de daño no es conocido de los análisis directos medidos en el lugar. Esto siempre es un problema, pero realmente es importante solo si la caída de presión entre el intervalo productor y el medidor de presión son gobernados por una gran pérdida de presión por fricción.

### 3.4.2 Almacenamiento del Pozo

La teoría completa para predecir la influencia de un pozo con un volumen finito sobre la respuesta de la presión de fondo fluyendo es complejo y requiere del manejo de muchas matemáticas, mucho más allá de lo que se ve en esta pequeña introducción. Podemos, sin embargo, desarrollar la ecuación para el régimen de flujo agregado a nuestro análisis con la teoría completa de una manera simple.

Considere el modelo del pozo/yacimiento de la figura 3.2 justo antes de comenzar la producción. Debido a que hemos asumido que este pozo fluirá una vez que lo abramos, el pozo se llenará con el fluido del yacimiento, y la presión en la superficie debe ser lo suficientemente grande para llevar el fluido fuera del pozo cuando sea abierto. Así, el pozo puede ser visto como un tanque con un volumen conocido de un fluido bajo presión. Si enfocamos nuestra atención en predecir la presión de fondo fluyendo por un corto tiempo inmediatamente después de que el pozo es abierto, es razonable asumir que la expansión del fluido en el pozo dominará la cantidad de fluido producido y los valores de la presión de fondo fluyendo. De esta manera, el volumen del fluido en el pozo aísla efectivamente al yacimiento de la influencia impuesta por los cambios en el gasto de producción en la superficie. Asumiendo que esa expansión del fluido en el pozo controla la respuesta de la presión, podemos relacionar el gasto con el cambio en la presión de fondo usando la definición de compresibilidad. Así llegamos a una simple relación:

$$[p_i - p_{wf}(t)] = \frac{B}{c} qt \quad (3.10)$$

Directamente obtenemos una simple relación lineal que define el régimen de flujo de almacenamiento del pozo. En esta ecuación la letra C es llamada coeficiente de almacenamiento del pozo, el cual tiene las unidades de bbl/psi.

La ec. 3.10 sugiere un procedimiento de análisis que permite estimar el valor de C con la ayuda de algunos datos. Una gráfica cartesiana de  $[p_i - p_{wf}(t)]$  vs. Tiempo, t, dará una línea recta con una pendiente inversamente proporcional a C. Este análisis se ilustra en la figura 3.4.

Como con el efecto de daño, los datos medidos confirman el comportamiento pronosticado del pozo por la ec. 3.10. Aunque la duración del régimen de flujo de almacenamiento es de solo unos minutos, y ocasionalmente puede durar por mucho, unas cuantas horas. En el ejemplo, el régimen de flujo dura aproximadamente 1 hr. (figura 3.4). Intuitivamente, debemos esperar que la duración de este régimen de flujo sea dependiente de la magnitud del efecto de daño. Por definición, el daño es una medida de la conectividad entre el pozo y la formación. Daños grandes nos llevan a una conectividad baja, causando que el pozo actúe como un gran volumen aislado. De igual forma, el daño negativo reduce el tiempo para este comportamiento del pozo. Esas tendencias cualitativas están confirmadas y cuantificadas por el tratamiento analítico completo del problema (Agarwal et al. 1970).

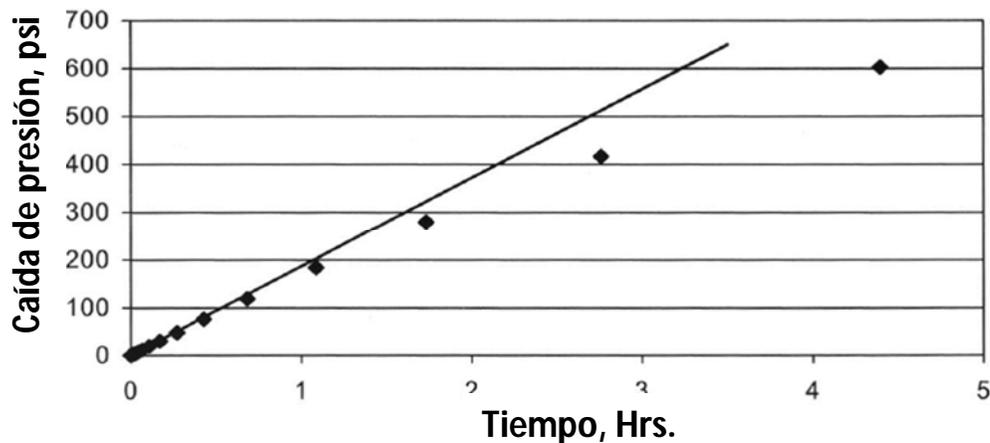


fig. 3.4 – Ejemplo simulado del régimen de flujo de almacenamiento (C=0.025bbl/psi)

Físicamente, el régimen de flujo de almacenamiento del pozo dura mientras la proporción del gasto de producción aportada por la expansión de los fluidos del yacimiento es constante. Sin embargo, la influencia del volumen del pozo sobre la respuesta de presión medida no termina hasta que la misma proporción del gasto es cero. Después de ese momento, a la formación se le debe todo el gasto de producción y la respuesta de la presión del pozo está dada, otra vez, por la solución de Theis. Esto resulta en el periodo de transición entre el fin del régimen de flujo de almacenamiento del pozo y el comienzo del régimen de flujo radial. Como el objetivo de la

mayoría de las pruebas de presión-producción, es estimar la permeabilidad de la formación, no es deseable la existencia del almacenamiento del pozo.

Esto no significa que el régimen de flujo de almacenamiento del pozo y el análisis que lo acompaña para el coeficiente de almacenamiento del pozo no es de ninguna importancia. Los aparejos de producción reales, a menudo, incluyen empacadores que aíslan la tubería de producción del resto del volumen del pozo. Si un empacador tiene alguna fuga, el volumen actual que contribuye al coeficiente de almacenamiento del pozo será mayor de lo esperado. Y de manera análoga, si parte del pozo es llenado con un fluido de compresibilidad menor que la esperada, (agua en un pozo de gas, por ejemplo) el volumen expansivo es reducido, con una reducción correspondiente en el coeficiente de almacenamiento del pozo.

Una comparación del coeficiente de almacenamiento del pozo calculado de un régimen de flujo de almacenamiento del mismo con el que es calculado un volumen del pozo esperado, puede ser el diagnóstico de esos problemas. Desafortunadamente, la estimación precisa del promedio de la compresibilidad de un fluido del pozo es a menudo difícil. Esto hace la comparación más cualitativa que cuantitativa.

### 3.4.3 Flujo Dominado por las Condiciones de Frontera.

Todas las respuestas de presión en pruebas reales, empiezan dictadas por el volumen del pozo y las compresibilidades de los fluidos del mismo. Por las mismas razones físicas, el volumen del yacimiento y la compresibilidad de los fluidos del yacimiento, controlan todas las respuestas de presión en una prueba por un largo tiempo. Este periodo es llamado pseudo-estacionario, semi-estacionario o régimen de flujo dominado por las condiciones de frontera. Este régimen comienza cuando todas las fronteras del yacimiento empiezan a afectar la presión fluyendo. La ecuación general que gobierna este periodo de flujo, es (Dake, 1978):

$$[p_i - p_{wf}(t)] = \frac{162.6qB\mu}{kh} \log\left(\frac{4A}{1.781C_A r_w^2}\right) - \frac{.2339qBt}{Ah\phi c_t} \quad (3.11)$$

En la ecuación 3.11, el primer término contiene el área de drene del pozo,  $A$ , y el factor de forma de Dietz  $C_A$  (Dake, 1978). El factor de forma de Dietz es el método clásico para encontrar el área de drene y la posición del pozo en el radio de drene. Este método ha sido reemplazado en los análisis modernos por métodos basados en derivadas.

El segundo término en la ecuación 3.11, contiene el volumen de poro del yacimiento,  $Ah\phi$ . Así, esta relación implica que la gráfica cartesiana de la caída de presión,  $p_i - p_{wf}(t)$  vs. El tiempo de flujo,  $t$ , se graficaría como una línea recta con pendiente,  $m$ , que es inversamente proporcional al producto del volumen de poro por la compresibilidad efectiva  $Ah\phi c_{eff}$ . Una vez que la compresibilidad efectiva es estimada (Dake 1978), el volumen de poro del yacimiento puede ser calculado. No se cuenta con un uso inmediato para la ecuación 3.11, pero tendrá una valiosa durante el tema de la predicción del comportamiento.

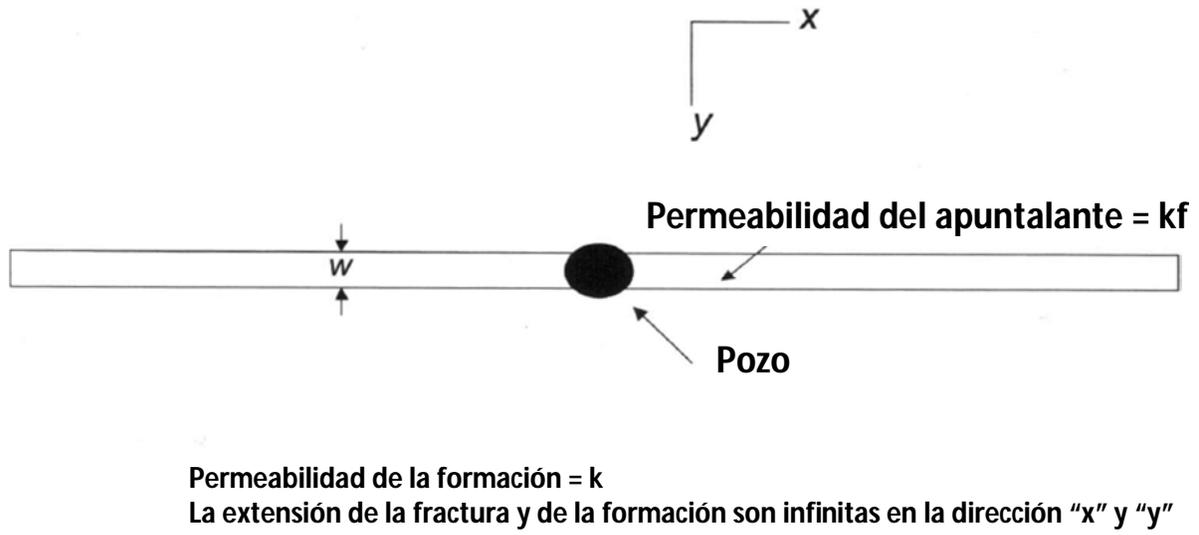


fig. 3.5 – Modelo conceptual de un pozo fracturado verticalmente (vista de planta).

### 3.5 Regímenes de Flujo para una Fractura Vertical que Cruza a un Pozo Vertical

Para derivar las ecuaciones del régimen de flujo necesarias para interpretar la respuesta de las pruebas de presión de un pozo fracturado hidráulicamente, consideremos el modelo conceptual mostrado en la fig. 3.5. La solución completa al problema matemático que surge incluso de este simple modelo conceptual está mucho más allá de lo que se puede cubrir aquí. En su lugar, revisaremos dos aproximaciones de este modelo para derivar las soluciones de este régimen de flujo para esos extremos que serán probados después contra la solución del problema completo (Cinco-Ley et al. 1978).

Para el primer modelo de aproximación, asumimos que:

- El fluido se debe desplazar de la formación a la fractura y luego hacia el pozo.
- El fluido de la formación es compresible, mientras que el fluido en la fractura es incompresible. Esta suposición hace que podamos tratar el problema.
- La fractura y la formación tienen extensión infinita.

Bajo esas suposiciones, la caída de presión en el pozo, está dada por:

$$[p_i - p_{wf}(t)] = \frac{44.05qB\mu}{h\sqrt{k_f w}} \left( \frac{t}{\phi\mu C_t k} \right)^{1/4} \quad (3.12)$$

Esta es una expresión para el régimen de flujo bilineal. La ecuación 3.12 muestra que en una gráfica cartesiana del cambio de la presión de fondo fluyendo vs  $t^{1/4}$  debe mostrar una línea recta con una pendiente que es inversamente proporcional a  $(k_f w)^{1/2}$ . El producto de la permeabilidad de la fractura,  $k_f$ , con el ancho de fractura,  $w$ , define la conductividad de la fractura. Como podemos ver, cuando consideremos el rango completo de las respuestas del pozo fracturado en la siguiente sección, este régimen de flujo dominara la respuesta del pozo solo para valores bajos de la conductividad de la fractura y, en práctica, es usualmente muy corta. Esto también es útil para ver que la longitud de la fractura no juega un rol en este periodo de tiempo porque estamos considerando tiempos que son suficientemente pequeños como para que se consideren despreciables los efectos en la punta de la fractura.

Este régimen de flujo bilineal es la primera de las aproximaciones que se busca obtener. Si esto ocurre para fracturas con una baja conductividad, es natural que el otro régimen cubrirá el extremo opuesto: fracturas con alta conductividad.

Si enfocamos nuestra atención a fracturas con altos valores de conductividad, entonces un segundo régimen de flujo emerge como dominante. En este caso, debido a que la conductividad de la fractura se asume como alta, la caída de presión en la fractura se vuelve despreciable. En esta situación, la presión medida en el pozo es tomada a través de la fractura. Conservando la consideración de que el fluido de la formación es compresible, la caída de presión en el pozo ahora está dada por:

$$[p_i - p_{wf}(t)] = \left( \frac{4.06qB\mu}{hx_f} \right) \left( \frac{t}{\phi\mu C_t k} \right)^{1/2} \quad (3.13)$$

Esta es la ecuación para el régimen de flujo lineal.

El régimen de flujo lineal domina la respuesta de un pozo fracturado con alta conductividad de fractura. Debido a que la conductividad de la fractura es considerada alta, el impacto en las puntas de la fractura son vistas instantáneamente en la respuesta del pozo, y la longitud de la fractura a través de la variable  $x_f$ , la mitad de la longitud de fractura, ahora afecta la respuesta de la presión. Esta expresión implica que en una gráfica cartesiana del cambio de la presión de fondo fluyendo vs. la raíz cuadrada del tiempo tendrá una pendiente inversamente proporcional a la mitad de la longitud de fractura,  $x_f$ .

Una imagen del comportamiento del flujo durante esos periodos se muestra en la figura 3.6. El primer periodo de flujo mostrado, flujo lineal de fractura no lo consideraremos. Como esto ocurre a un tiempo temprano, no tiene un valor real práctico. Este periodo de flujo ocurre cuando el fluido es producido desde la fractura y los fluidos no entran a la fractura desde la formación. Este régimen de flujo es controlado por la expansión del fluido en la fractura y por lo tanto, su longitud, como la magnitud del régimen de flujo de almacenamiento del pozo, es determinada por la conectividad de la formación con la fractura y el volumen de la misma.

Las dos imágenes siguientes del comportamiento de flujo son para regímenes de flujo lineal de la formación y bilineal (por ejemplo, los dos regímenes de flujo de fractura para los cuales se han derivado las expresiones). El régimen de flujo radial es gobernado por la ecuación de flujo radial semilogarítmica derivada del modelo de Theis. Esos diagramas, muestran la dirección dominante del movimiento del fluido durante los periodos de flujo gobernados por las relaciones simplificadas que hemos derivado. Ahora necesitamos algún método de confianza que reconozca esos regímenes de flujo para los datos medidos.

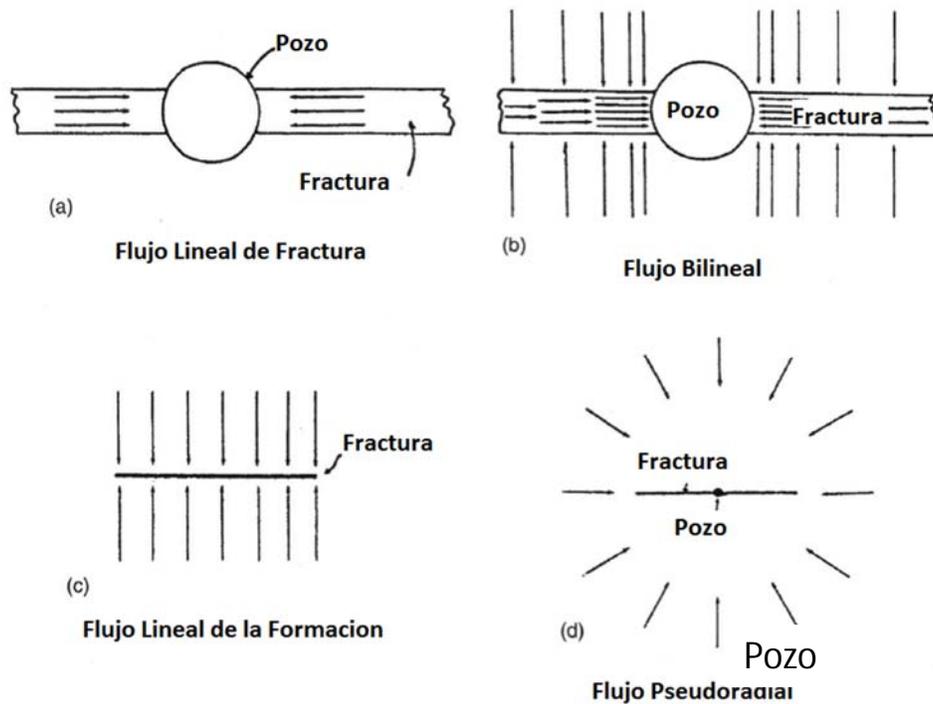


fig. 3.6– Patrones de flujo para regímenes de flujo en pozos fracturados verticalmente (Cinco-Ley y Samaniego-V. (1981))

### 3.6 Reglas Básicas para Identificar la Presencia de los Regímenes de Flujo para Pozos Fracturados Verticalmente

Los regímenes de almacenamiento del pozo, flujo dominado por las condiciones de frontera y radial forman la base de los métodos de las pruebas de presión clásicos. Complementando estos, con los regímenes de flujo lineal y bilineal se extienden esos métodos de análisis clásicos a pozos que interceptan fracturas verticales con valores finitos de conductividad de fractura,  $k_f w$ . Sin embargo, hay cuestiones prácticas con el uso de esas ecuaciones. Por definición, esas ecuaciones son soluciones aproximadas validas solo para algunos periodos de tiempo. Aunque hemos establecido algunas ideas de cuando esas aproximaciones son válidas, no hemos establecido

métodos que nos permitan la identificación de la presencia y la duración de un régimen de flujo específico en una respuesta medida dada. En métodos de pruebas de presión modernos, esto está dirigido por la introducción de la derivada del tiempo logarítmico de la presión de fondo (Bourdet et al. 1983).

Considere las cinco relaciones de regímenes de flujo que se han presentado:

$$\Delta p_{wf}(t) = \frac{162.6qB\mu}{kh} \left[ \log(t) + \log \frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2} - 3.23 + s \right] \text{ (Radial)} \quad (3.14)$$

$$\Delta p_{wf}(t) = \frac{B}{c} qt \text{ (Almacenamiento del pozo)} \quad (3.15)$$

$$\Delta p_{wf}(t) = \frac{5.615qB}{A\phi h c_{eff}} t + \frac{qB\mu}{2\pi kh \alpha_3} \ln \left( \frac{r_{avg}}{r_w} \right) \text{ (Flujo dominado por las condiciones de frontera)} \quad (3.16)$$

$$[p_i - p_{wf}(t)] = \frac{44.05qB\mu}{h\sqrt{k_f w}} \left( \frac{t}{\phi\mu C_t k} \right)^{1/4} \text{ (Bilineal)} \quad (3.17)$$

$$[p_i - p_{wf}(t)] = \left( \frac{4.06qB\mu}{hx_f} \right) \left( \frac{t}{\phi\mu C_t k} \right)^{1/2} \text{ (Lineal)} \quad (3.18)$$

Si derivamos esas ecuaciones con respecto al tiempo, t, y luego multiplicamos las derivadas resultantes por t, obtenemos las siguientes derivadas de los regímenes de flujo radial, almacenamiento del pozo, flujo dominado por las condiciones de frontera, bilineal y lineal, respectivamente:

$$\frac{d\Delta p_{wf}}{d \ln t} = \frac{141.2qB\mu}{kh} = \text{Constante} \quad (3.19)$$

$$\frac{d\Delta p_{wf}}{d \ln t} = \frac{B}{c} qt = \Delta p_{wf}(t) \quad (3.20)$$

$$\frac{d\Delta p_{wf}}{d \ln t} = \frac{5.615qB}{A\phi h c_{eff}} t \quad (3.21)$$

$$\frac{d\Delta p_{wf}}{d \ln t} = \frac{1}{4} \left[ \frac{44.05qB\mu}{h\sqrt{k_f w}} \left( \frac{1}{\phi\mu C_t k} \right)^{1/4} \right] t^{1/4} = \frac{\Delta p_{wf}(t)}{4} \quad (3.22)$$

$$\frac{d\Delta p_{wf}}{d \ln t} = \frac{1}{2} \left[ \frac{4.06qB\mu}{hx_f} \left( \frac{1}{\phi\mu C_t k} \right)^{1/2} \right] t^{1/2} = \frac{\Delta p_{wf}(t)}{2} \quad (3.23)$$

En todo lo anterior hemos utilizado

$$t \frac{d\Delta p_{wf}}{dt} = \frac{d\Delta p_{wf}}{d \ln t} \quad (3.24)$$

para introducir la derivada logarítmica de la presión en las expresiones. De esas ecuaciones construiremos el conjunto más común de principios de diagnóstico. Esos principios están basados en graficar el cambio de la presión y su derivada en una gráfica doble logarítmica. Esta es

usualmente conocida como gráfica de diagnóstico. Este es el primer paso en el enfoque de interpretación moderna de los datos de presión.

La fig. 3.7 muestra un espectro de respuestas de decremento en pozos fracturados. Cada respuesta esta mostrada en una gráfica de diagnóstico como la que se definió anteriormente (por ejemplo, la derivada mostrada, es la derivada logarítmica). Las respuestas fueron programadas usando soluciones semianalíticas para la respuesta de decremento completa de un pozo fracturado verticalmente. Agregando a la habilidad de programar la respuesta completa de decremento, esta solución también toma en cuenta un parámetro importante no identificado claramente en ninguna de las ecuaciones de régimen de flujo derivadas aquí. Esta es la conductividad adimensional  $F_{CD}$ , definida como:

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{k x_f} \quad (3.25)$$

El significado físico de este parámetro es que representa la relación de la capacidad de la fractura para entregar fluido al pozo con la capacidad de la formación para entregar fluido a la fractura. La magnitud de  $F_{CD}$  determina la presencia (o ausencia) y la extensión temporal de los regímenes de flujo lineal y bilineal. La conductividad adimensional de fractura definida por la ec. 3.25 puede ser introducida en la ec. 3.17 multiplicando el lado derecho de la ecuación por  $\sqrt{(kx_f)}/\sqrt{(kx_f)}$  y simplificando. El resultado es:

$$p_i - p_{wf} = \frac{44.05 q B \mu}{h \sqrt{kx_f} \sqrt{F_{CD}}} \left( \frac{t}{\phi \mu c_t k} \right)^{1/4} \quad (3.26)$$

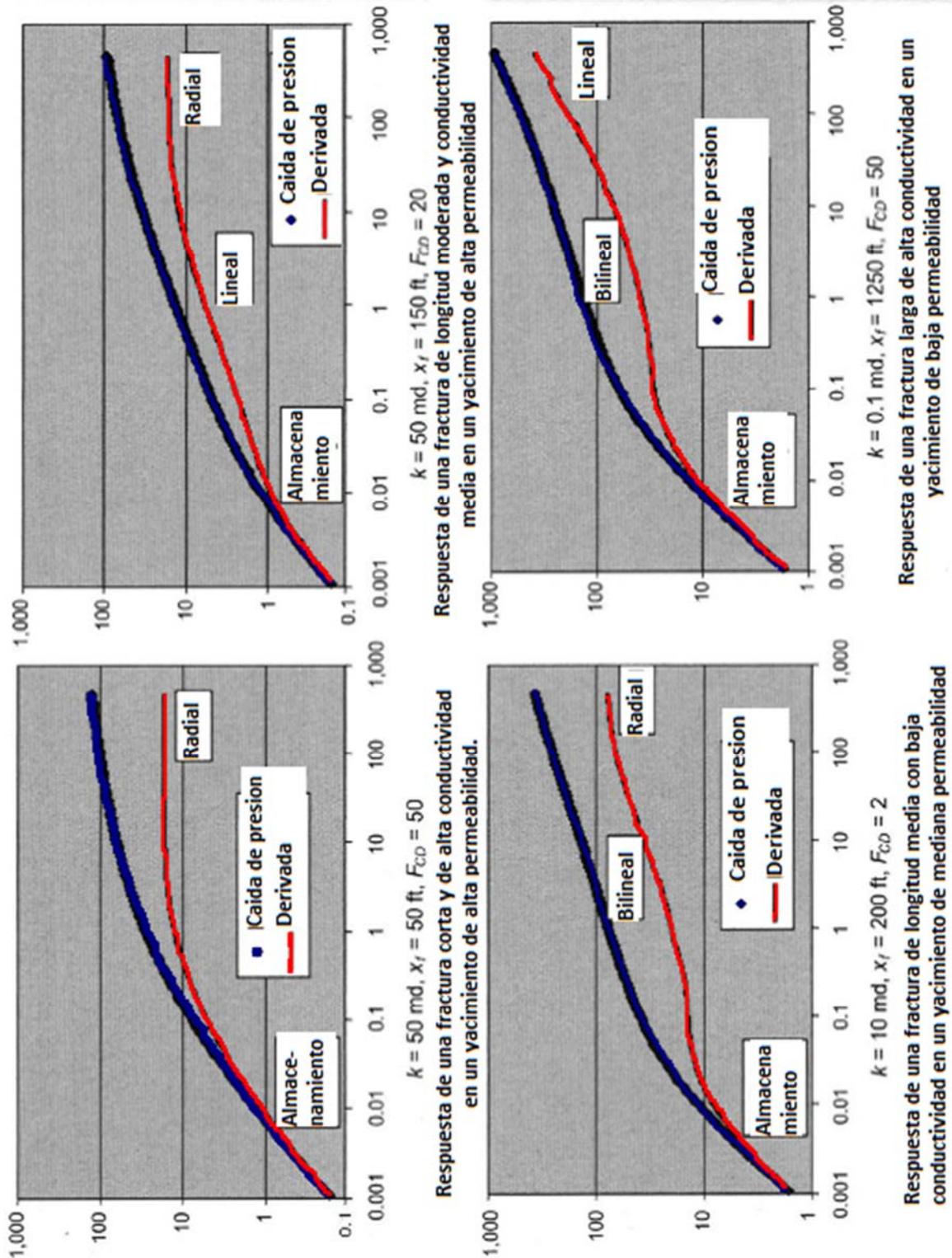


fig. 3.7 - Gráficas de diagnóstico: respuestas de presión típicas de un pozo fracturado en una prueba de decremento

Regresando a la figura 3.7 la gráfica de la izquierda-arriba muestra la respuesta de una fractura corta y de alta conductividad en un yacimiento de alta permeabilidad. La ec. 3.20 muestra que la caída de presión de la prueba de decremento y su derivada logarítmica son idénticas durante el régimen de flujo dominado por el almacenamiento del pozo. Cada una de esas funciones sigue la misma ecuación de la forma  $x=at$ . En una gráfica doble logarítmica, esas funciones se traslaparían y formarían una línea con una pendiente. La programación rigurosa de la respuesta confirma la precisión de esas conclusiones derivadas de un modelo simplificado de almacenamiento usado anteriormente. La porción de la respuesta en cada una de las gráficas mostradas en la figura 3.7 controladas por el almacenamiento es fácilmente identificada y etiquetada.

Otro régimen de flujo es evidente en esta gráfica, el régimen de flujo radial. De la ec. 3.19 vemos que la derivada logarítmica se espera que tome un valor constante durante este régimen de flujo. Así en una gráfica de diagnóstico en un papel doble logarítmico, la porción de la respuesta dominada por el flujo radial debe exhibir una derivada logarítmica constante. La parte de la respuesta en cada gráfica de la figura 3.7 dominada por el flujo radial es otra vez identificada y etiquetada. Note que la respuesta mostrada en la gráfica de abajo-derecha no muestra este régimen de flujo incluso después de 500 horas de producción.

La respuesta mostrada en la gráfica de arriba-derecha en la figura 3.7 muestra un régimen de flujo lineal. De la ecuación 3.23, concluimos que el valor de la derivada logarítmica durante este régimen de flujo debe de ser la mitad del valor de la caída de presión de la prueba de decremento. En suma, la solución aproximada del régimen de flujo lineal dice que ambos, la caída de presión de la prueba de decremento y su derivada logarítmica es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo. Así, esas funciones deben seguir líneas rectas con media pendiente en una gráfica de diagnóstico doble logarítmica. La caída de presión de la prueba de decremento y su derivada logarítmica exhiben los comportamientos que reflejan esas reglas de diagnósticos en la gráfica para  $0.1 < t < 10$ .

El régimen de flujo bilineal es ilustrado por la respuesta mostrada abajo-izquierda de la figura 3.7. La ecuación 3.22 dice que la derivada logarítmica debe ser de  $\frac{1}{4}$  de la caída de presión en la prueba de decremento. El flujo bilineal de la solución aproximada muestra que esas dos funciones son proporcionales a la raíz cuarta del tiempo, y por lo tanto, deben seguir líneas con un cuarto de pendiente en una gráfica de diagnóstico doble logarítmica. Esas funciones muestran el comportamiento pronosticado con la solución aproximada para  $0.3 < t < 5$ .

Los comentarios en los cuatro párrafos anteriores forman las reglas básicas de diagnóstico para identificar la presencia de los cuatro regímenes de flujo para pozos fracturados verticalmente. Esas reglas son resumidas en la tabla 3.1 con comentarios respecto al análisis correcto y los parámetros estimados. El orden temporal de los regímenes de flujo refleja con exactitud las consideraciones físicas usadas para llegar a esas aproximaciones. Por ejemplo, el régimen de flujo bilineal ocurre antes del régimen de flujo lineal de la formación ya que la ecuación que rige el régimen de flujo bilineal surge cuando la punta de la fractura no ha sido influenciada por la presión. El hecho de que la solución completa exhiba periodos que siguen el comportamiento pronosticado por las

ecuaciones de régimen de flujo es tomado como una justificación para la aplicabilidad de esas consideraciones para algunas porciones de esa respuesta esperada de la prueba de decremento.

**Tabla 3-1 - Resumen de identificación de régimen de flujo de una prueba de decremento**

Régimen de flujo	Reglas de identificación	Método de análisis	Parámetro estimado	comentarios
Almacenamiento	P y log-derivada se traslapan con línea de pendiente unitaria	Gráfica cartesiana de $\Delta p$ vs. tiempo	Gráfica cartesiana de C	Ocurre a tiempos tempranos, siempre antes de otros regímenes de flujo
Bilineal	$\Delta p$ vs. Log-derivada separada por 1/4 y líneas siguientes con pendiente de 1/4	Gráfica cartesiana de $\Delta p$ vs $t^{1/4}$	$k_f w$ , producto de permeabilidad de fractura y ancho de fractura	Ocurre después del régimen de almacenamiento y antes del flujo lineal: para calcular $k_f w$ se requiere estimar k y $x_f$
Lineal	$\Delta p$ y log-derivada separados por 1/2 y las líneas siguientes con pendiente de 1/2	Gráfica cartesiana de $\Delta p$ vs $t^{1/2}$	$x_f$ , media longitud de fractura	Para calcular $x_f$ se requiere estimar k
Radial	Log-derivada constante	Gráfica semilogarítmica de $\Delta p$ vs $t$	K, permeabilidad de la formación	Ultimo régimen de flujo; requiere estimar el espesor de la formación, h

El uso de la gráfica de diagnóstico combinada con las reglas de identificación del periodo de flujo elimina la ambigüedad para la mayoría de los casos. El problema real que surge con el uso de esas reglas para el análisis de datos no es por falta de aplicabilidad, sino del hecho de que la mayoría de las respuestas medidas no muestran los cuatro periodos de flujo requeridos para determinar los parámetros del modelo. Esto se observa con facilidad en la figura 3.7, donde ninguna de las cuatro respuestas mostradas contienen los cuatro regímenes de flujo para pozos fracturados verticalmente.

Esto debe ser enfatizado en la interpretación práctica y el análisis, las reglas que relacionan la derivada son usadas mucho más que las reglas para la caída de presión o las reglas para las relaciones entre las caídas de presión y su derivada. El énfasis en las reglas de la derivada ocurre porque la caída de presión puede ser distorsionada lejos de exhibir la mitad o un cuarto de la pendiente por la presencia de la pobre comunicación entre la fractura y los disparos del pozo o entre la fractura y la formación. Esas razones de la pobre comunicación forman otra fuente para el factor de daño. En el caso de la pobre comunicación entre los disparos y la fractura, es llamado daño tapón, y en el caso de la comunicación pobre entre la fractura y la formación es llamada daño de la cara de la fractura. El sobre desplazamiento del apuntalante y el subsecuente cierre de la fractura cerca del pozo puede causar el daño antes mencionado. El último es usualmente

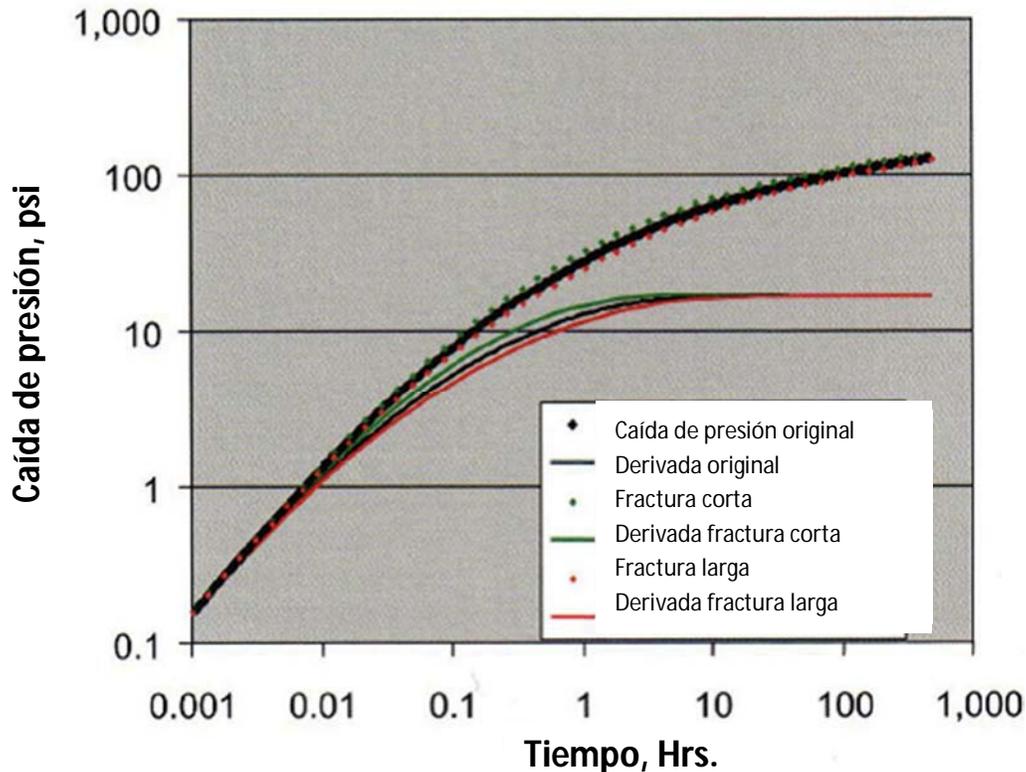
causado por interacciones entre el fluido de fracturamiento y los fluidos en la formación. Además vamos a considerar el daño tapón y el daño de la cara de la fractura después en uno de los ejercicios de interpretación.

Consideremos de nuevo, la respuesta de arriba-izquierda de la figura 3.7. Esta respuesta representa una fractura corta de alta conductividad en una formación de permeabilidad moderada. Sin embargo, la respuesta no contiene ni el régimen de flujo lineal ni el bilineal que específicamente reflejan el comportamiento de un pozo fracturado verticalmente. ¿Podría esta respuesta ser igualmente bien explicada por un modelo de un pozo vertical simple, o se requiere el modelo de un pozo fracturado verticalmente? Y ¿Qué rango de media longitud de fractura y conductividad son consistentes con la respuesta? Consideraremos la segunda pregunta primero.

La figura 3.8 es una gráfica de diagnóstico (por ejemplo, una gráfica doble logarítmica de la caída de presión y su derivada logarítmica vs. tiempo, comparando los datos originales (negro) de la gráfica de arriba-derecha de la figura 3.7 con las otras dos respuestas también calculadas de la solución del pozo fracturado verticalmente de Cinco-Ley et al. 1978). La respuesta mostrada en verde (lo puntos son las caídas de presión; la línea sólida es la derivada logarítmica) es para una fractura con  $x_f=40$ pies y  $F_{CD}=60$ , mientras que la respuesta mostrada en rojo es para una fractura con  $x_f=60$ pies y  $F_{CD}=40$ . Para respetar los regímenes de almacenamiento y de flujo radial presentados en la respuesta original, la permeabilidad y el coeficiente de almacenamiento no han sido cambiados. Las variaciones de los parámetros del modelo fueron escogidas, así que las dos sensibilidades producirán aproximadamente la misma caída de presión que la respuesta original en un periodo de tiempo avanzado. Basados en la intuición, justificada por los resultados mostrados, debe ser claro que esto requiere cambios opuestos en los valores de  $x_f$  y  $F_{CD}$ .

La figura 3.8 indica que en comparación con la respuesta original, las variaciones del 20% del parámetro son notables, especialmente si se le da un peso mayor a las diferencias de las derivadas durante el periodo de transición entre el régimen de almacenamiento del pozo y el de flujo radial. Sin embargo, como veremos más adelante, las respuestas de la prueba de presión medidas, no están generalmente tan bien definidas, particularmente con respecto a los valores de la derivada.

No obstante, la razonable sensibilidad demostrada en la figura 3.8 nos da la idea de que incluso si los periodos de flujo se pierden de una respuesta dada, los parámetros que deben ser determinados de esos periodos de flujo pueden seguir siendo estimados por el método de prueba y error de la respuesta dada. Este proceso de prueba y error es llamado ajuste de historia (history matching) o método de la curva tipo y es ampliamente usado. Con el método de la curva tipo, los parámetros del modelo son ajustados por una regla de dedo de prueba y error hasta que la respuesta programada visualmente se empareje con la respuesta de la prueba medida.



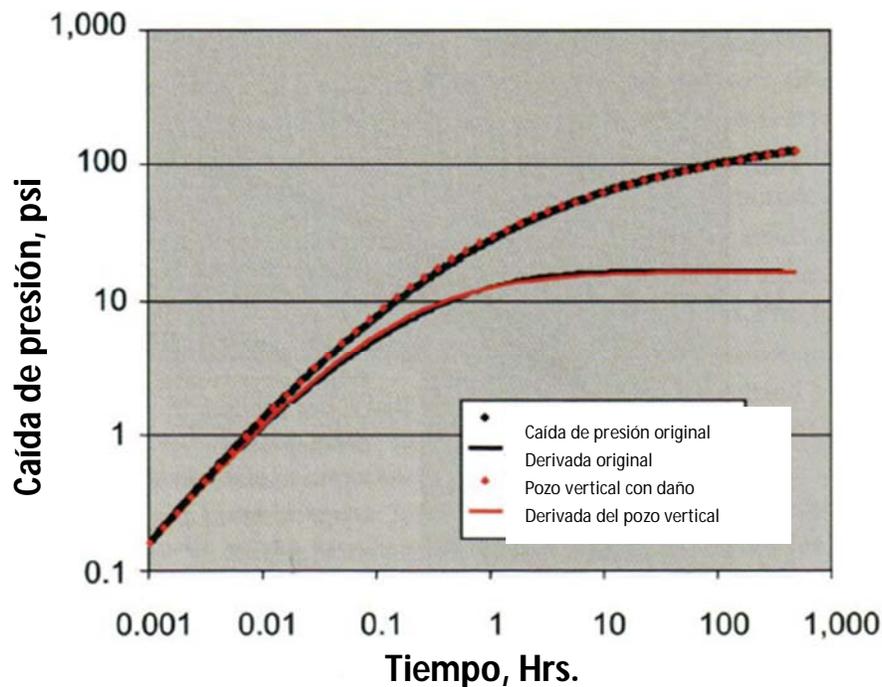
**fig. 3.8 - Sensibilidad de la gráfica de diagnóstico a cambios en  $F_{CD}$  y  $x_f$ .**

*La razonable sensibilidad mostrada en la gráfica nos da la idea de que incluso si los periodos de flujo se pierden de una respuesta dada, los parámetros que deben ser determinados de esos periodos de flujo pueden seguir siendo estimados por el método de prueba y error de la respuesta dada.*

El ajuste (o matching) es usualmente hecho por la comparación de las respuestas programadas y medidas en una gráfica de diagnóstico doble logarítmica (una curva tipo). Las comparaciones de las respuestas en una gráfica de un régimen de flujo típico y los posteriores ajustes a la prueba y error adicionales a los parámetros del modelo también son a menudo hechos. La precisión del método de la curva tipo obviamente depende de la calidad de los datos medidos, y quizás no tan obvio, en cuales periodos de flujo está presente, la claridad de su definición, y los números de los periodos de flujo perdidos. Por ejemplo, si faltara el periodo de flujo radial en la respuesta original, como es en la respuesta mostrada abajo-derecha de la figura 3.7, ninguna estimación del periodo de flujo para el valor de la permeabilidad estaría disponible. Esto hace el método de la curva tipo mucho menos definitivo. Además de que se le agrega el impacto en el proceso de ajuste si la derivada exhibe una variación del 20% en sus valores.

Ahora retomamos la primer cuestión hecha anteriormente. La figura 3.9 muestra un ajuste de la respuesta del pozo fracturado en la que hemos estado trabajando usando la solución completa de Agarwal para el flujo radial con almacenamiento y el modelo de daño. Alcanzando este ajuste requiriendo el uso del coeficiente de almacenamiento y los valores de permeabilidad determinados por los periodos de flujo apropiados. Así, el valor de daño determinado con el

periodo de flujo radial, también fue introducido. El valor de daño calculado es igual a  $-4.3$  usando la ecuación 3.9. Así, la respuesta a nuestra pregunta es más inclinada a un, sí; La respuesta puede ser explicada con un modelo más simple. También podemos ver que la ecuación del régimen de flujo radial que incluye el daño (ecuación 3.4) puede ser usada para predecir no solo la derivada sino también las caídas de presión para un pozo fracturado verticalmente, una vez que este periodo de flujo se desarrolla. Finalmente, se desprende de esta última afirmación que una vez que la respuesta del pozo fracturado alcanza el periodo de flujo radial, la fractura en si es equivalente al negativo del daño.



**fig. 3.9 – Ajuste de la respuesta del pozo usando el almacenamiento y el modelo de daño de Agarwal.**

*La figura muestra un ajuste de la respuesta del pozo fracturado en la que hemos estado trabajando usando la solución completa de Agarwal para el flujo radial con almacenamiento y el modelo de daño.*

Aunque es posible predecir la respuesta entera del caso específico de un pozo fracturado que hemos estado examinando con una solución de un modelo derivado para pozos verticales no fracturados, esto generalmente resulta ser correcto solo para la parte de la respuesta que ocurre después de la aparición del flujo radial. Si la zona de transición entre los regímenes de flujo de almacenamiento del pozo y el flujo radial en la figura 3.9 había sido dominada por uno o más de los regímenes de flujo de fracturas verticales (flujo lineal o bilineal), entonces, el ajuste de los datos con el modelo de los pozos no fracturados más simple, no habría sido tan satisfactorio.

Como se ha mencionado antes, la fractura actúa como un daño equivalente una vez que la respuesta del pozo alcanza el régimen de flujo radial en adelante. El valor de este daño negativo puede ser pronosticado si una estimación de la media longitud de fractura,  $x_f$ , una conductividad

de fractura,  $k_f w$ , y permeabilidad,  $k$ , son conocidos. Si la ecuación 3.7 es resuelta para una caída de presión por daño y es introducida a la ecuación del régimen de flujo radial (ecuación 3.4), obtenemos:

$$p_i - p_{wf}(t, s) = -\frac{qB\mu}{4\pi kh} \left[ \ln \left( \frac{r_w^2}{4\eta t} \right) + \gamma \right] + \frac{qB\mu}{2\pi kh} s$$

Reordenando los términos y simplificando llegamos a:

$$p_i - p_{wf}(t, s) = \frac{qB\mu}{4\pi kh} \left\{ \ln \left[ \frac{4\eta t}{(r'_w)^2} \right] - \gamma \right\} \quad (3.27)$$

En la ecuación 3.27,  $r'_w$  es igual a  $r_w e^{-s}$  y es definido como el radio equivalente del pozo. Este es el valor necesario en la ecuación de régimen de flujo radial para pozos no fracturados para predecir la repuesta de la presión de un pozo fracturado después de la aparición del flujo radial. Como el daño que está asociado a un pozo fracturado, es negativo, el radio equivalente de un pozo fracturado es mayor que el radio del pozo perforado real por el factor  $e^{-s}$ . Cinco-Ley et al. (1978) presentaron una correlación entre  $F_{CD}$  y  $r'_w/x_f$  el cual se puede ver en la figura 3.10. En esta figura primero vemos que el eje de las x es el equivalente de la conductividad adimensional de fractura,  $F_{CD}$ , y segundo, podemos ver que para  $F_{CD} > 30$ , tenemos la siguiente relación simple para el radio equivalente del pozo:

$$r'_w = \frac{x_f}{2} \quad (3.28)$$

El radio equivalente del pozo dado en la ecuación 3.28, válido para el alto rango de valores de  $F_{CD}$ , es llamado radio equivalente del pozo con conductividad infinita porque es independiente de la magnitud de  $F_{CD}$  en este rango. Por convención, las fracturas con conductividad adimensional arriba de 30 son conocidas como fracturas de conductividad infinita.

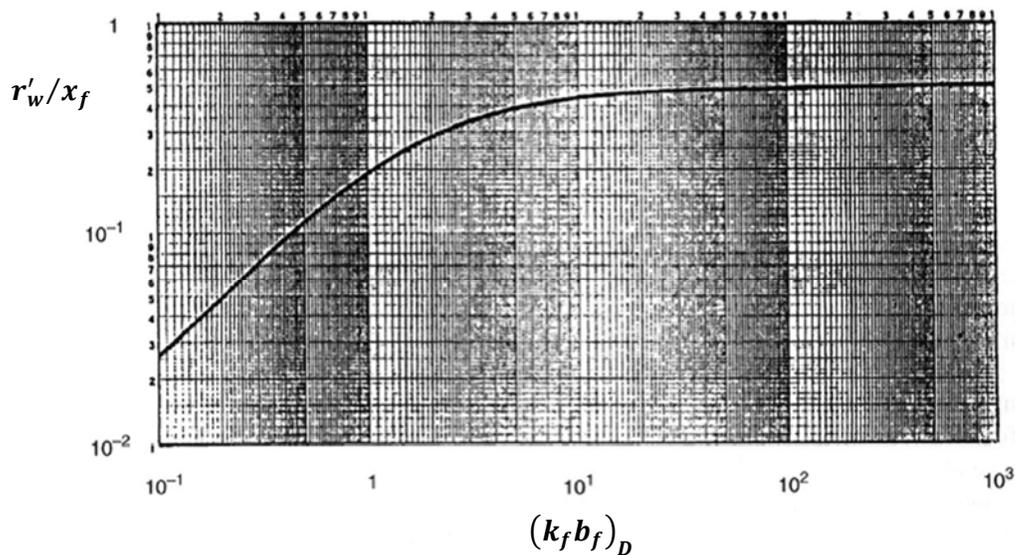


fig. 3.10 -  $r'_w/x_f$  vs.  $F_{CD}$  [Cinco-Ley et al. (1978)].

En esta figura primero vemos que el eje de las  $x$  es el equivalente de la conductividad adimensional de la fractura,  $F_{CD}$ . Por convención, las fracturas con conductividad adimensional arriba de 30 son conocidas como fracturas de conductividad infinita.

Debido a que la ecuación 3.27 fue derivada independientemente de la fuente del factor de daño y si el factor de daño era negativo o positivo, la definición del radio equivalente del pozo puede ser válida para todos los tipos y magnitudes del factor de daño. Como mencionamos, si el factor de daño es negativo, entonces el radio equivalente del pozo es mayor que el radio del pozo actual. En consecuencia, si el daño es positivo, el radio equivalente del pozo es más pequeño que el radio perforado actual. Así, el efecto del factor de daño en la caída de presión se ve que es físicamente equivalente a la perforación de un pozo más grande o más pequeño.

Antes de continuar, será útil recordar los pasos para el análisis de una respuesta de presión, esos pasos son los siguientes:

1. Hacer una gráfica de diagnóstico doble logarítmica de la respuesta de la presión del pozo medida
2. Enlistar todos los modelos apropiados basados en la forma de la derivada de la respuesta y escoger un modelo a ajustar
3. Localizar los regímenes de flujo presentes usando las reglas expuestas en la tabla 3.1
4. Hacer gráficas del régimen de flujo como se describió, y calcular los parámetros apropiados de un análisis de la recta
5. Hacer un ajuste con la curva tipo de la respuesta de la presión total para obtener el mejor estimado para todos los parámetros, incluyendo esos determinados por el análisis del régimen de flujo
6. Examinar los parámetros que mejor encajen en el contexto

Esos seis pasos forman la interpretación y el análisis del algoritmo para todos los datos de pruebas de presión. El paso 2 involucra el desarrollo de una lista de los modelos posibles que serán probados para explicar la respuesta. Para el caso de pozos fracturados verticalmente, nosotros asumiríamos normalmente que el mejor modelo para empezar sería el modelo del pozo fracturado verticalmente. El paso 6 involucra una evaluación crítica de la calidad del ajuste y los valores de los parámetros del ajuste en el contexto de toda la información conocida acerca del sistema pozo-yacimiento que representa la respuesta medida. El objetivo del paso 6 es decidir si otro de los modelos posibles identificados en el paso 2 debe ser revisado con los pasos del algoritmo, o el último modelo probado debe ser aceptado como el mejor modelo para los datos. Nosotros no necesitamos los pasos del algoritmo aquí porque vamos a estar trabajando siempre con pozos fracturados verticalmente y solo vamos a usar el modelo para interpretar las respuestas. Sin embargo el siguiente diagrama de flujo muestra de manera sistemática los pasos a seguir para la interpretación y análisis de las pruebas de presión.

La mayoría del software comercial para pruebas de presión incorpora tres modelos de pozos fracturados verticalmente, el de flujo uniforme, el de conductividad infinita y el de conductividad finita. El modelo de flujo uniforme asume que el gasto en cada punto a lo largo de la fractura es el mismo y está dado por el total del gasto del pozo dividido por la longitud de la fractura. El modelo de conductividad infinita es derivado del modelo de flujo uniforme evaluando la caída de presión en un punto particular a lo largo de la fractura. Ninguno de esos modelos contiene  $F_{CD}$  como un parámetro; no está en el modelo de flujo uniforme porque no hay flujo real por la fractura en este modelo, y no está en el modelo de conductividad infinita porque este es fijado en el valor de infinito. Para mayor claridad, el modelo con el que hemos estado trabajando, es el modelo de conductividad finita. Para nuestros propósitos una comparación simple de esos tres modelos será suficiente. La figura 3.11 muestra esta comparación para los parámetros del modelo usados para generar la gráfica de arriba-izquierda de la figura 3.7. Las diferencias entre el modelo de conductividad finita y el modelo de conductividad infinita para esos parámetros son despreciables. La tabla 3.2 muestra un resumen de las diferencias que existen entre los modelos. En general, la única razón para usar el modelo de conductividad infinita para interpretar los datos de los pozos fracturados verticalmente es la simplicidad de tener un menor número de parámetros. Esto es a menudo compensado por la necesidad de tener algunos estimados del nivel real de la conductividad de la fractura. Por lo tanto, es razonable esforzarnos en evaluar cuantitativamente el nivel de conductividad actualmente alcanzado cuando un diseño es ejecutado. Como se dijo antes, hay muy poca ventaja de la productividad teórica cuando se alcanza  $F_{CD} > 30$ .

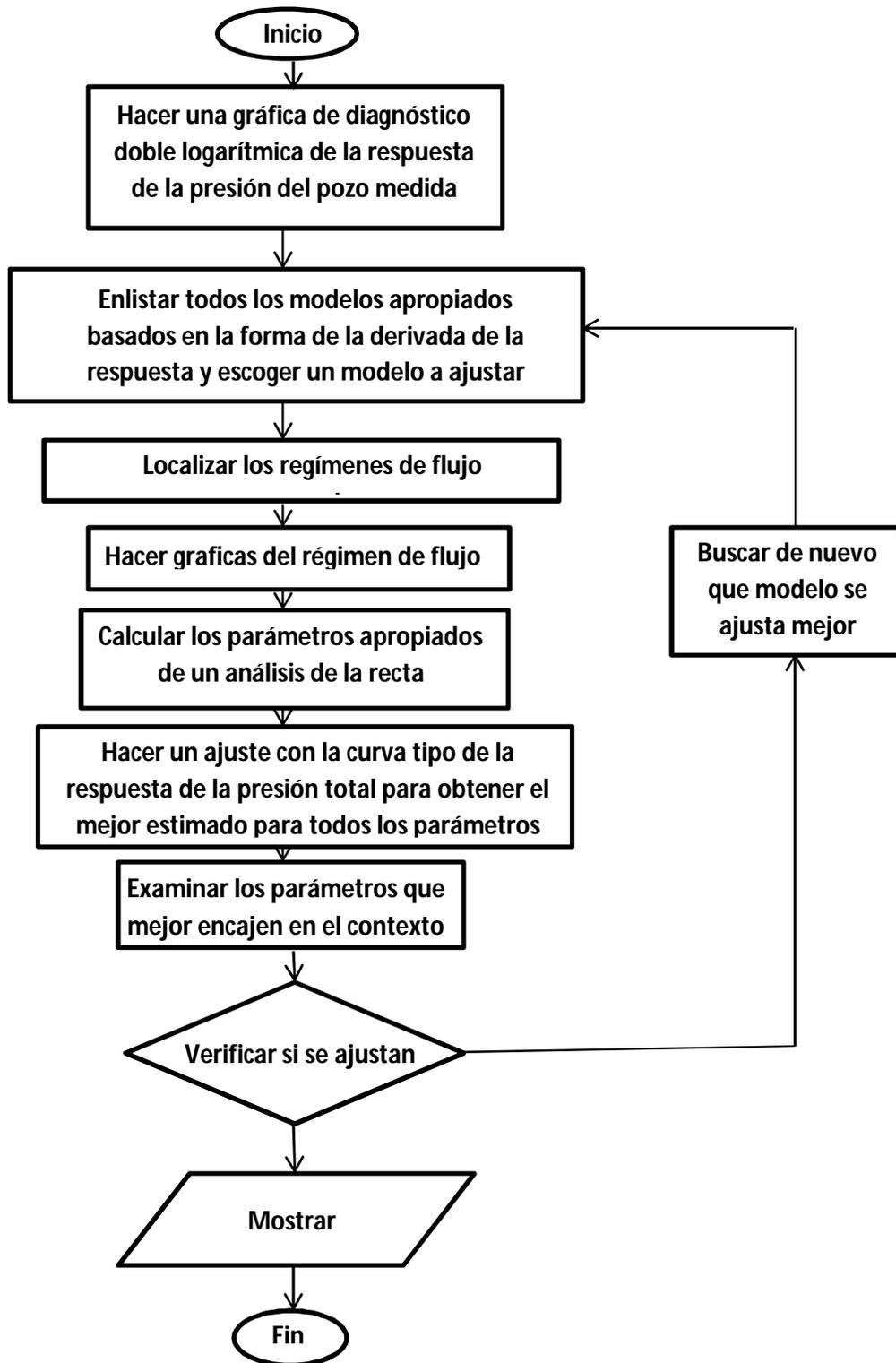
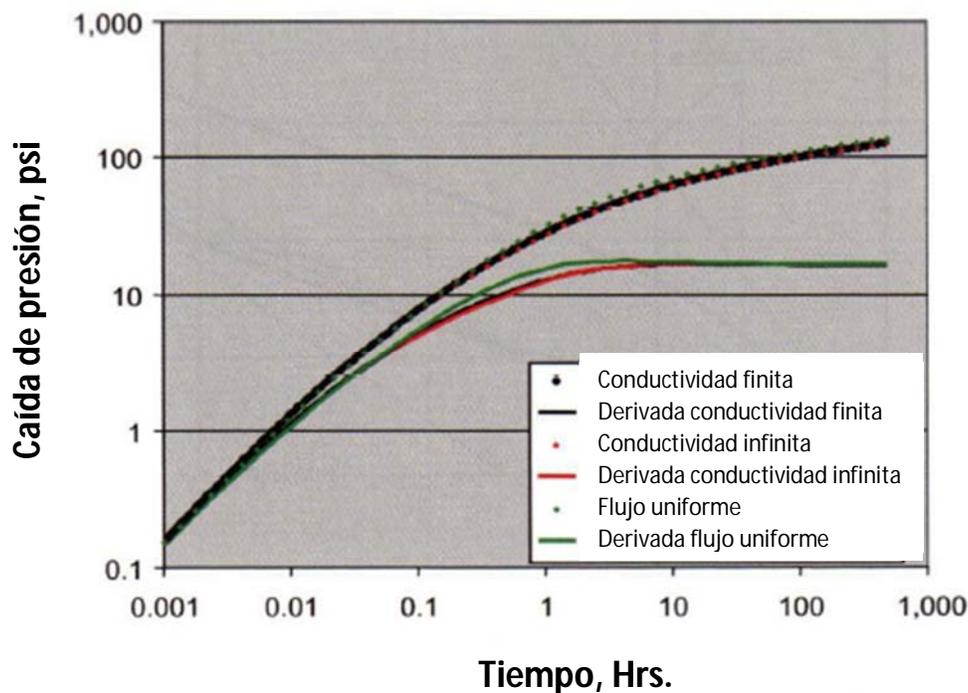


Diagrama de flujo 1 – Interpretación y análisis de los datos de las pruebas de presión

**Tabla 3-2 - Modelos de pozos fracturados verticalmente incorporados comúnmente al software de interpretación de pruebas de presión**

Modelo de flujo uniforme	Modelo de conductividad infinita	Modelo de conductividad finita
El gasto en cada punto a lo largo de la fractura es el mismo	Evalúa la caída de presión en un punto en particular a lo largo de la fractura	La diferencia con el modelo de conductividad infinita es despreciable
Esta dado por el total de gasto del pozo dividido por la longitud de la fractura	Se prefiere el uso de este modelo solo por la simplicidad de tener menos parámetros	Ninguno de los tres modelos contiene Fcd

Si un diseño dado tiene el objetivo de generar una fractura de conductividad infinita y alcanza un valor más grande que la conductividad adimensional, entonces existe una oportunidad para ajustar el diseño a un menor costo mientras se siga alcanzando el objetivo de hacer una fractura de conductividad infinita de manera efectiva.



**fig. 3.11 – Comparación de varias respuestas del modelo de la fractura.**

*La figura muestra esta comparación para los parámetros del modelo usados para generar la gráfica de arriba-izquierda de la figura 3.7.*

Existen diferencias notables entre la respuesta del modelo de flujo uniforme y las otras dos respuestas. El modelo de flujo uniforme tiene la reputación de hacer el mejor trabajo de

respuestas de ajustes en fracturas no apuntaladas como esas creadas en los pozos de inyección cuando la presión de formación es excedida o esas creadas por bombeo de ácido a altos gastos como para iniciar el fracturamiento de la formación. Esos tipos de estimulaciones, aunque comunes, no son nuestro objetivo. Es por eso, que más adelante se ilustrara con un ejemplo de interpretación de los datos.

### 3.7 Pruebas a Pozos de Gas y Otras Complicaciones

Recuerde que toda la maquinaria de interpretación y análisis que se han mencionado hasta ahora, está basada firmemente en el paradigma de la caída de presión: la respuesta inicial de un pozo produciendo un fluido con propiedades constantes a un gasto también constante de un yacimiento homogéneo e infinito.

Esta idea de recolectar los datos de situaciones en pruebas más complejas para hacer la maquinaria del paradigma del decremento de presión aplicable, es un tema común en la aplicación y teoría de las pruebas de presión-producción. Fuera del área de interpretar y analizar los datos sujetos a múltiples cambios de gasto y pruebas de incremento de presión, el lugar en que este enfoque ha recibido la mayor atención y disfrutado del más amplio éxito es en las pruebas a pozos de gas.

Las principales complicaciones que surgen cuando consideramos las pruebas a pozos de gas están centradas en el hecho de que el gas no tiene propiedades del fluido constantes. La viscosidad, densidad y compresibilidad varían con la presión y temperatura. Esas dependencias a la presión deben de ser incorporadas al análisis. Para incorporarlas usamos dos transformaciones conocidas como, la pseudopresión y el pseudotiempo.

La pseudopresión real del gas,  $m(p)$ , es usualmente definida por:

$$m(p) = \frac{1}{2} \int_{p_{base}}^p \frac{p dp}{\mu z} \quad (3.34)$$

El límite inferior de la integral,  $p_{base}$ , es un valor arbitrario de la presión escogido de manera que se pueda hacer una referencia conveniente.

La pseudopresión real del gas puede ser fácilmente mostrada para cuantificar parcialmente el impacto de la variación de las propiedades del fluido. Para tratar con la no linealidad restante, Agarwal (1979) propuso las pruebas de incremento por el éxito de la pseudopresión introduciendo un segundo cambio de variable que fue llamado pseudotiempo.

$$t_p = \int_0^t \frac{d\tau}{\mu c_g} \quad (3.35)$$

Para las pruebas de incremento, los resultados de un gran equipo de trabajo de simulación numérica en la aplicabilidad de esas transformaciones de variables a las pruebas de pozos de gas

pueden ser reducidos a dos reglas para uso exitoso de los resultados del paradigma de la caída de presión, estas son:

1. Para analizar los datos del flujo (decremento) de una prueba de incremento de presión, reemplazar la presión con la pseudopresión y continuar usando el tiempo, no el pseudotiempo.
2. Para analizar la porción del incremento de presión en una prueba de incremento, reemplazar la presión con la pseudopresión y el tiempo de cierre con  $\Delta t_p$

El software comercial para el análisis usa la pseudopresión predeterminadamente para graficar los datos de un pozo de gas. Generalmente, sin embargo, el usuario es el encargado de decidir, cuando y si quiere emplear la transformación del pseudotiempo.

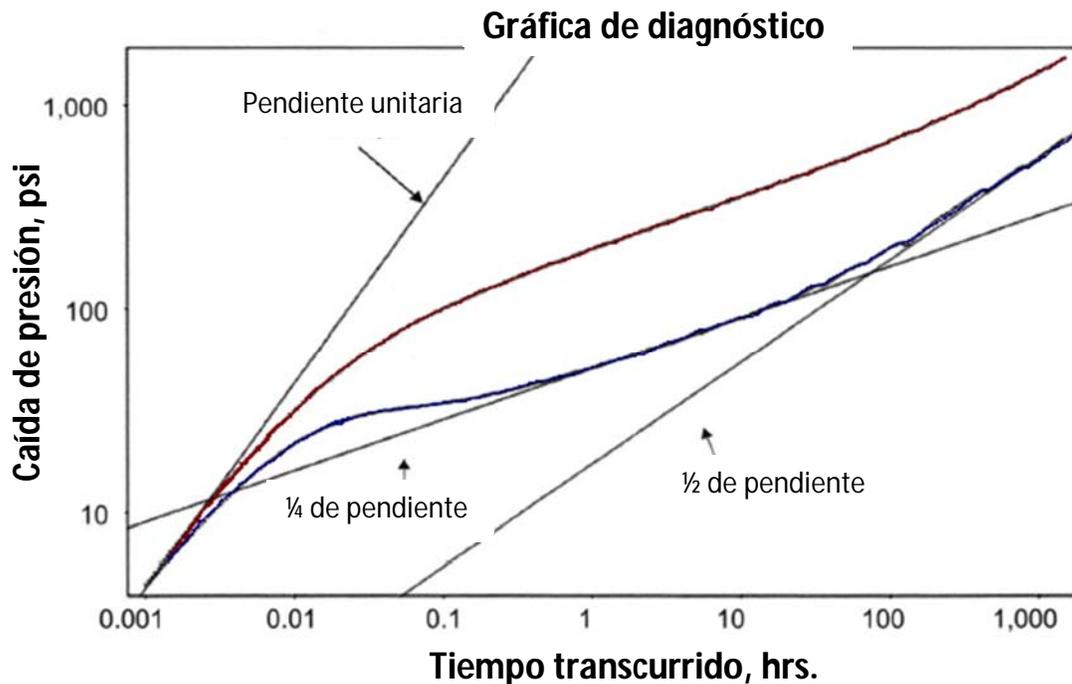
Existen otras dos complicaciones comunes. La primera, es el análisis de datos complicados por muchos cambios de gasto durante o antes del periodo donde los datos para el análisis son recolectados. La segunda es cuantificar los efectos de la configuración y localización de las fronteras cerradas de los datos de las pruebas.

Con respecto a los datos afectados por los cambios del gasto, la situación más común son los datos de incremento de presión a gastos múltiples (por ejemplo, los datos recolectados en la pruebas de incremento de presión después de un periodo de producción en el cual los cambios del gasto son muchos, como en las pruebas de incremento). La excepción a esto es el análisis de decremento gasto-tiempo, generalmente reducido a los datos de pozos de gas fracturados hidráulicamente, los cuales tomaremos después del ejemplo del análisis de incremento. Los paquetes de software comerciales disponibles más comunes reconocen este tipo de datos y automáticamente emplean alguna de la funciones del tiempo como método para graficar predeterminadamente. La única decisión que el usuario debe hacer es cuantos datos disponibles de la variación del gasto deben ser introducidos para obtener un análisis e interpretación razonable. Para datos de incremento a gastos múltiples, una regla común, es introducir la información del gasto antes del incremento cubriendo tres veces la duración de la prueba que se va a realizar. Esta regla, sin embargo, está basada en consideraciones acerca de los objetivos del análisis; una regla igualmente buena es introducir todos los datos del gasto que se tienen lo más exactos posibles.

A continuación, se muestran dos ejemplos de interpretación de pruebas de presión-producción desarrollados en el libro "Design and appraisal for hydraulic fractures" (SPE-32437) para ayudar a generar alguna experiencia con el proceso de interpretación y análisis y para tener conocimiento y entender las limitaciones que existen con la obtención de los parámetros de la fractura a partir de este tipo de pruebas.

### 3.8 Ejemplo: Interpretación de una Prueba de Decremento de Presión

El conjunto de datos escogido para este ejemplo es el mismo que se muestra en la gráfica de abajo-derecha de la figura 3.7. Este conjunto de datos contiene los regímenes de flujo lineal y bilineal y el de almacenamiento del pozo, pero no contiene el régimen de flujo radial. Para ilustrar la confirmación de esos regímenes de flujo, la figura 3.12 muestra una gráfica de diagnóstico doble logarítmica de este juego de datos (la caída de presión en rojo y la derivada logarítmica en azul) con una línea de pendiente unitaria acercándose al principio del periodo de almacenamiento, una línea con un cuarto de pendiente en el periodo de tiempo intermedio y otra línea de media pendiente al final de los datos del tiempo. Es necesario tener en mente las relaciones temporales entre los regímenes de flujo esperados (por ejemplo, el almacenamiento antes que el cuarto de pendiente, el cuarto de la pendiente antes que la mitad de la pendiente y la mitad de la pendiente antes que la pendiente de cero de la derivada (valor constante de la derivada) representando el flujo radial).



**fig. 3.12 – Gráfica de diagnóstico: ejemplo de prueba de decremento.**

*Gráfica de diagnóstico: ejemplo de prueba de decremento. La figura muestra una gráfica de diagnóstico doble logarítmica de este juego de datos (la caída de presión en rojo y la derivada logarítmica en azul) con una línea de pendiente unitaria acercándose al principio del periodo de almacenamiento, una línea con un cuarto de pendiente en el periodo de tiempo intermedio y otra línea de media pendiente al final de los datos del tiempo.*

Recordando el resumen realizado en la tabla 3.1, notamos que para analizar el periodo de un medio de pendiente para un estimado de  $x_f$ , se requiere un estimado de permeabilidad. Análogamente, para analizar el periodo del cuarto de pendiente para un valor de  $F_{CD}$ , necesitamos

el resultado estimado de  $x_f$  tomando en cuenta el estimado de la permeabilidad. Debido a que esta respuesta no contiene un periodo de flujo radial para un estimado de permeabilidad, debemos encontrar otra fuente para el valor de este parámetro del modelo. Las fuentes posibles típicas para este estimado son una prueba prefrac, un valor de alguna prueba de un pozo cercano de la misma formación, valores apropiadamente corregidos obtenidos de registros o núcleos para efectos de saturación de agua y sobrecarga neta, o un valor esperado de la formación en el área. De alguna fuente, asumiremos que la permeabilidad estimada es de 0.1md y procederemos con el análisis.

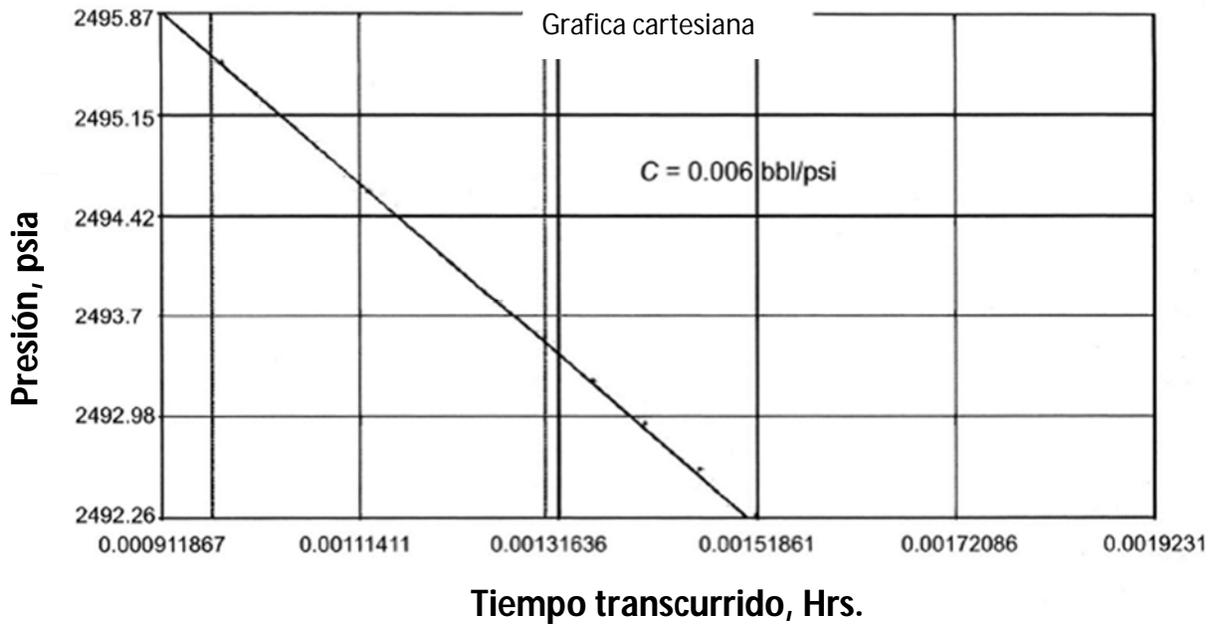


fig. 3.13 - Análisis de almacenamiento: ejemplo de decremento

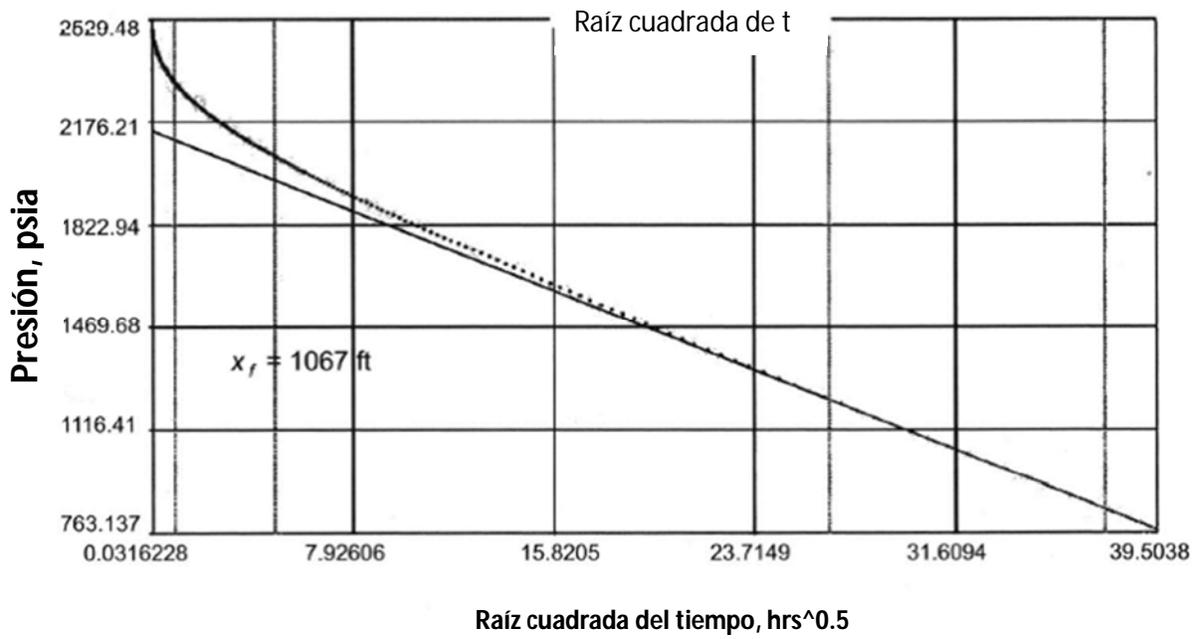


fig. 3.14 - Análisis del régimen de flujo lineal: ejemplo de decremento de presión

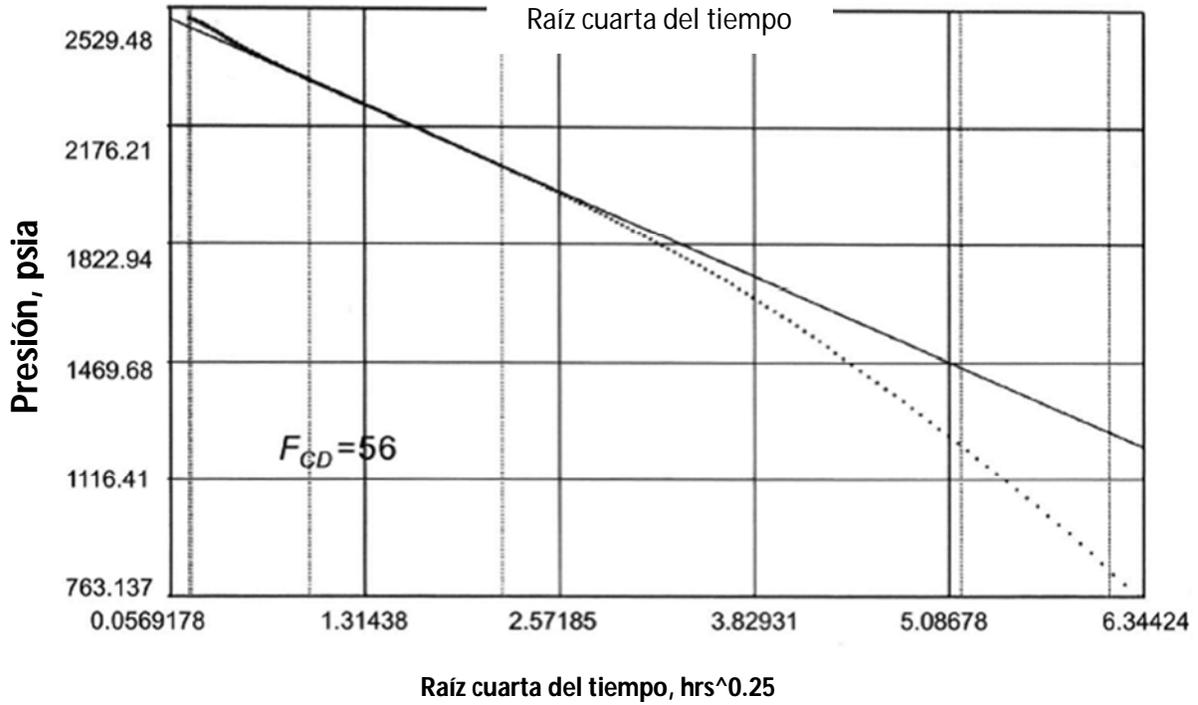
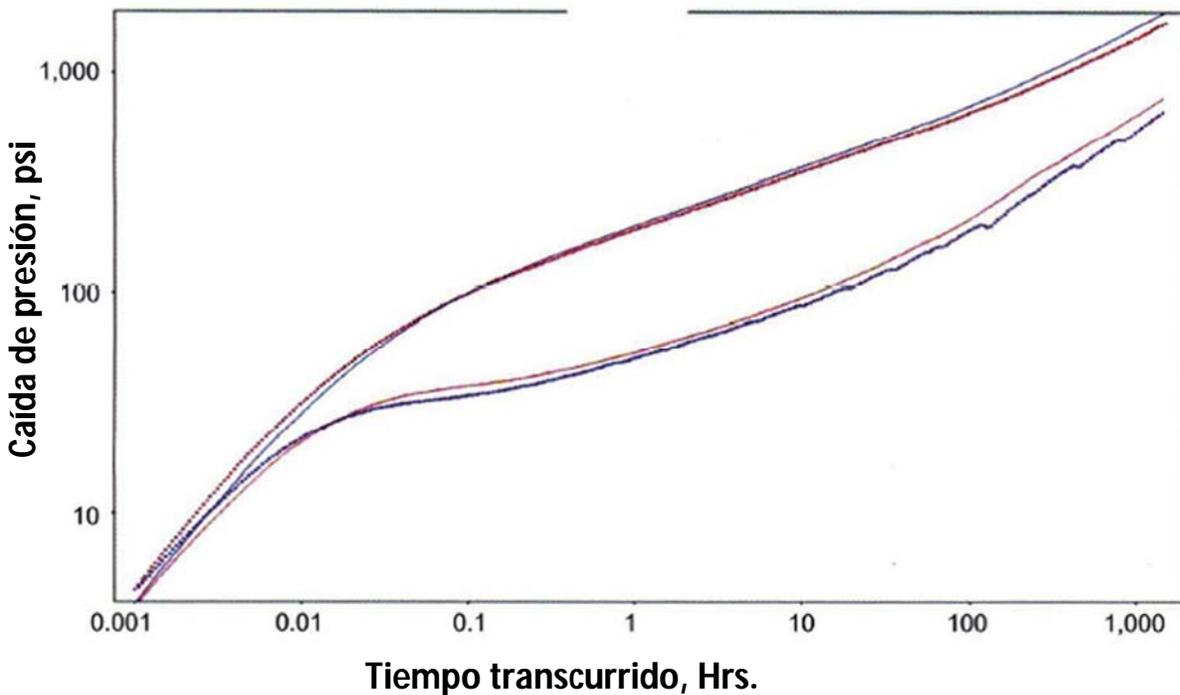


fig. 3.15 - Análisis del régimen de flujo bilineal: ejemplo de decremento de presión

Las figuras 3.13, 3.14 y 3.15 muestran los análisis de la línea recta para los regímenes de flujo de almacenamiento, lineal (media pendiente), y bilineal (un cuarto de pendiente), respectivamente. Las ecuaciones usadas para realizar el análisis del régimen de flujo son las ecuaciones 3.15, 3.18 y 3.17, enlistadas en el mismo orden. En la construcción de esas gráficas, es importante dibujar esas líneas rectas a través de las partes del conjunto de datos delimitada como correcta en la gráfica de diagnóstico doble logarítmica. Esos análisis nos dan  $C=0.006\text{bbbl/psi}$ ,  $x_f=1067\text{pies}$ , y  $F_{CD}=56$ .

Una comparación entre el conjunto de datos y la respuesta pronosticada usando los valores del parámetro derivados del análisis del régimen de flujo con  $k=0.1\text{md}$  es mostrado en la figura 3.16. Es claro que los valores de los parámetros obtenidos de un análisis de la línea recta deben ser mejorados. Nosotros hacemos esto ajustando los valores de  $C$ ,  $F_{CD}$  y  $x_f$  hasta que la respuesta pronosticada se sobrepone al juego de datos medidos (por ejemplo, con el método de curva tipo). Cuando, se hace esto con métodos iterativos de prueba y error (más que por alguno de regresión matemática), las siguientes reglas son usualmente las más exitosas.

1. Primero, ajustamos la permeabilidad para tener el mejor ajuste al régimen de flujo radial si se presenta. Recuerde, la permeabilidad es inversamente proporcional al valor de la derivada logarítmica durante el régimen de flujo radial, así que si la derivada pronosticada esta debajo del nivel de la que está en los datos medidos, disminuya la permeabilidad. Si esta sobre ese nivel, incremente el valor de la permeabilidad del modelo. Si no está presente el régimen de flujo radial, respete la permeabilidad asumida para obtener los parámetros estimados de otros regímenes de flujo.
2. Ajuste la media longitud de fractura para tener el mejor ajuste de la región de media pendiente identificada en el juego de datos medidos. De nuevo, si el modelo predice una región de media pendiente por encima (a la izquierda) que en los juegos de datos, incremente el valor de  $x_f$ , si la media pendiente pronosticada esta debajo (a la derecha) de los juegos de datos, disminuya la media longitud de fractura.
3. Siguiendo, ajuste el valor de  $C$  de modo que el periodo de la pendiente unitaria pronosticada y medida encaje. Si la pendiente unitaria pronosticada esta sobre la pendiente unitaria (a la izquierda) del juego de datos, incremente  $C$ . Análogamente, es muy grande si la pendiente unitaria se encuentra debajo (a la derecha) del periodo correspondiente en los datos medidos.
4. Finalmente, ajuste el valor de  $F_{CD}$  de modo que el periodo del cuarto de pendiente encaje. Disminuya  $F_{CD}$  para mover el periodo del cuarto de pendiente del modelo pronosticado hacia arriba (a la derecha) e increméntelo para tener el efecto opuesto.



**fig. 3.16 - Ajuste preliminar usando los regímenes de flujo derivados de los valores de los parámetros: ejemplo de decremento de presión.**

*Una comparación entre el conjunto de datos y la respuesta pronosticada usando los valores del parámetro derivados del análisis del régimen de flujo con  $k=0.1\text{md}$  es mostrado en la figura.*

La mayoría de los programas de interpretación tienen opciones automáticas de ajuste de historia que deberían trabajar bien cuando los parámetros estimados iniciales sean razonablemente buenos, como lo son en este caso. Sin embargo, no hemos usado ningún tipo de regresión automático aquí; hemos seguido las reglas del ajuste de historia de prueba y error para llegar al ajuste final y los parámetros estimados mostrados en la figura 3.17. Esto no implica que los métodos de ajuste automáticos sean menos preferibles o no deban ser usados. Los algoritmos programados en la mayoría de los paquetes comerciales son muy efectivos si se usan con un buen juicio. No obstante, comparando nuestros estimados finales a prueba y error con los valores conocidos reportados en la gráfica de abajo-derecha de la figura 3.7, concluimos que nuestro análisis ha arrojado muy buenos resultados. Nótese, sin embargo, que este éxito fue alcanzado por conocer unos buenos estimados de la permeabilidad. Otros ajustes con valores menores de permeabilidad son posibles. Usualmente, un ajuste final de este tipo de datos también requiere de la consideración de otra información como es el rango de  $F_{CD}$  y  $x_f$  esperado del diseño y la subsecuente ejecución del trabajo de estimulación.

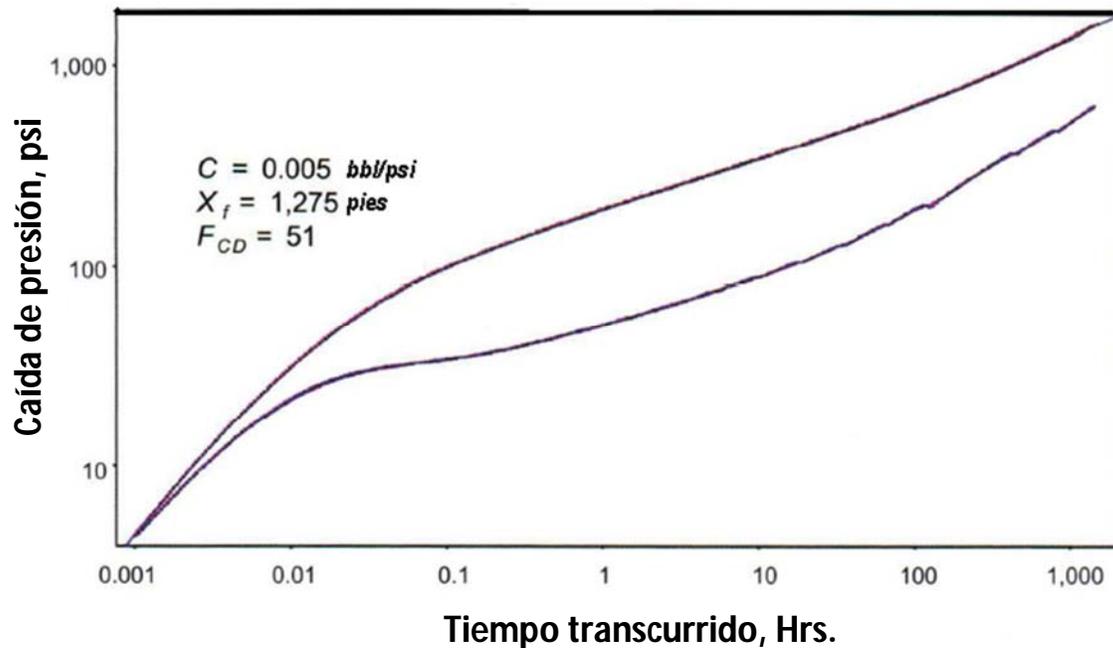


fig. 3.17 - Ajuste final: ejemplo de decremento de presión

La calidad de este ajuste final ha sido juzgado solo por inspección visual de la gráfica doble logarítmica comparando los datos pronosticados y los datos medidos. Aunque suficiente para este caso sintético, los ajustes de los datos reales de campo deben también ser inspeccionados en una gráfica cartesiana comparando al menos los valores de la presión pronosticada y la presión medida. Los programas de interpretación usualmente presentan estadísticas de la calidad de ajuste o los intervalos de confianza de los parámetros estimados (abbaszadeh y kamal 1988). Este tipo de información debe ser examinada antes de declarar un ajuste de historia completo.

### 3.9 Ejemplo: Interpretación de una Prueba de Incremento de Presión

Esta es una prueba realizada en un yacimiento productor de gas de baja permeabilidad localizado al oeste de norte América. El pozo fue fracturado hidráulicamente y después producido por alrededor de 150 hrs. Antes de ser cerrado para la prueba de incremento de presión, el gasto de producción promedio estaba alrededor de 1.8MMpcd.

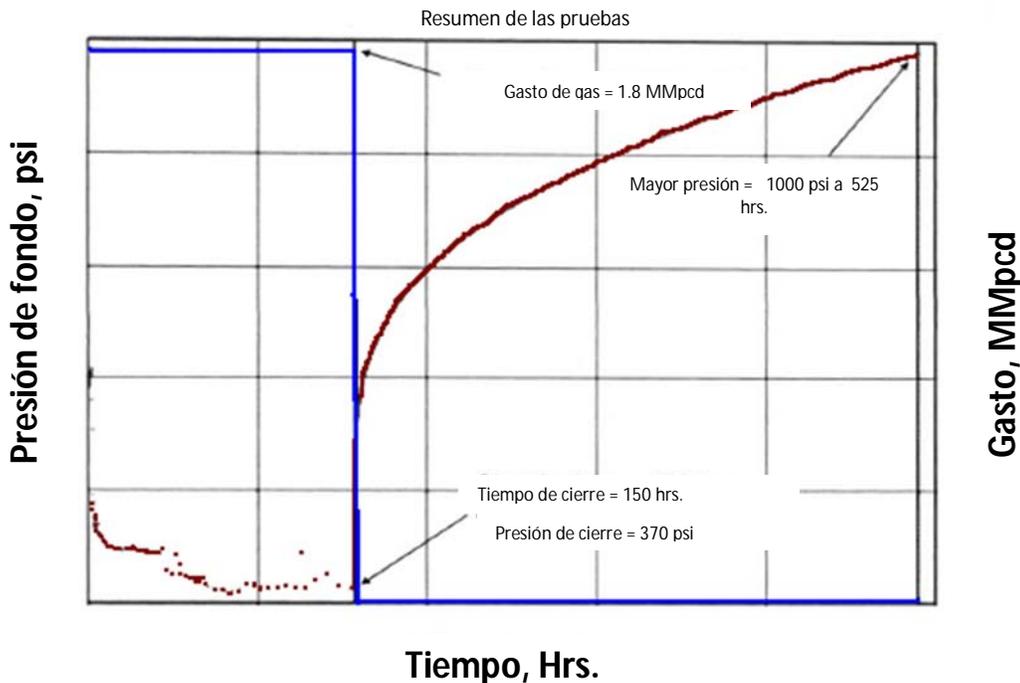


fig. 3.18 - Gráfica resumen: ejemplo de incremento de presión

En la figura 3.18 se muestra una gráfica con los datos de incremento de presión. La presión medida es mostrada en rojo, y el gasto está graficado en azul. Observe que la duración del periodo de cierre es de más de 300 hrs. Además, algunas horas de flujo se muestran antes del comienzo del periodo de prueba de incremento de presión para ilustrar los tipos de fluctuaciones típicas de los datos reales de la presión fluyendo. Esas variaciones están entre las razones primarias para preferir las pruebas de incremento de presión sobre las pruebas de decremento de presión. Diferenciando esos datos claramente no nos arrojará una línea limpia como la que tuvimos en el ejemplo de la prueba de decremento en un pozo estimulado. A pesar del hecho, de que el pozo claramente no está fluyendo a un solo gasto constante antes del periodo de incremento de presión (note las variaciones de la presión fluyendo indicando esto), debemos seguir analizando los datos del periodo de incremento usando un solo gasto promedio. Este enfoque usado en la práctica a menudo ofrecerá una excelente primera aproximación a los resultados de un análisis más detallado incorporando todos los cambios de presión y los gastos antes de la prueba usando una función del tiempo más compleja.

La figura 3.19 es la gráfica de diagnóstico doble logarítmica de los datos de la prueba de incremento de presión. Ya que esta es una prueba de incremento de presión a un pozo de gas, los datos de presión deben de ser primero transformados a pseudopresiones, usando datos específicos de las propiedades del fluido para el gas producido, similarmente, el tiempo ha sido convertido a pseudotiempo con la misma información de las propiedades del fluido. Así, los puntos rojos de la gráfica representan el crecimiento de la pseudopresión durante la prueba de

incremento de presión, y los puntos azules representan la derivada del incremento de la pseudopresión con respecto al tiempo equivalente de Agarwal incorporando el pseudotiempo. Finalmente esas funciones son graficadas contra el pseudotiempo transcurrido. Todo esto conforma las reglas mencionadas previamente para la aplicación del paradigma de decremento de presión para la interpretación y análisis de las respuestas de los pozos de gas y los datos de incremento de presión, respectivamente. Ahora podemos proceder a aplicar las reglas para la identificación del periodo de flujo derivadas del análisis de las pruebas de decremento a un solo gasto.

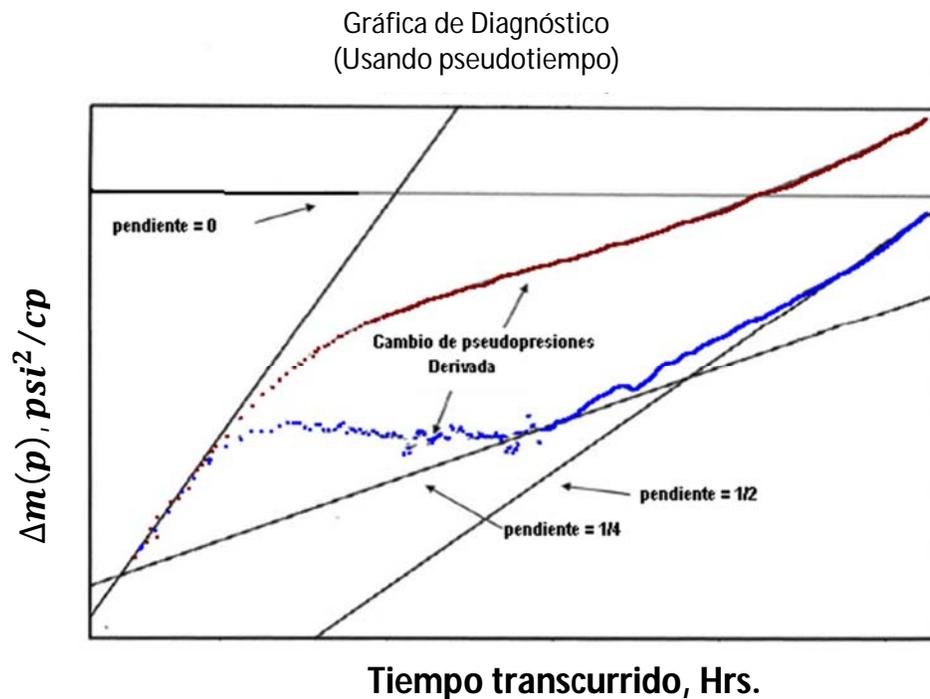


fig. 3.19 - Gráfica de diagnóstico: ejemplo de decremento de presión.

*Ya que esta es una prueba de incremento de presión a un pozo de gas, los datos de presión deben de ser primero transformados a pseudopresiones, usando datos específicos de las propiedades del fluido para el gas producido, similarmente, el tiempo ha sido convertido a pseudotiempo con la misma información de las propiedades del fluido.*

Primero, la respuesta en tiempos iniciales muestra un periodo en el cual la pseudopresión y su función derivada del logaritmo del tiempo se traslapan. Trazando una línea de pendiente unitaria en esos datos, se confirma que se trata de la respuesta dominada por el almacenamiento del pozo. El programa que se utilizó para este ejemplo automáticamente hace el análisis apropiado del periodo de flujo de almacenamiento y arroja un valor para el coeficiente de almacenamiento,  $C$ , igual a 0.087bbl/psi.

Sabemos que para un pozo fracturado verticalmente se deben buscar tres periodos de flujo adicionales: los periodos de flujo bilineal, lineal y radial. También sabemos que necesitamos tener un estimado de la permeabilidad de la formación antes de algún estimado de la media longitud de fractura, que puede ser obtenida de un periodo de flujo lineal, y este estimado de la media

longitud es necesario para obtener un valor de la conductividad de la fractura de datos de flujo bilineal.

Para estimar la permeabilidad, se requiere del periodo de flujo radial y esperamos (de acuerdo a las soluciones de las pruebas de decremento que hemos examinado) que el periodo de flujo radial sea después de que todos los periodos de flujo de fractura terminen. Trazando líneas con un cuarto y media pendiente en la gráfica de diagnóstico de la figura 3.19, se observa que la línea de un medio de pendiente encaja con los datos de la derivada al final razonablemente bien, mientras que el único lugar de la derivada que muestra el cuarto de pendiente es un corto periodo inmediatamente después del periodo aproximadamente constante de la derivada seguido del almacenamiento del pozo. Así, el periodo de flujo bilineal no es muy certero, pero aceptaremos la posición de la identificación de este periodo de flujo por ahora.

Con estas primeras aproximaciones a los periodos de flujo lineal y bilineal escogidos, es evidente que el periodo de la derivada aproximadamente constante inmediatamente después del almacenamiento del pozo no puede ser consistente en el periodo radial con la presente interpretación de los datos. Esto ocurre antes del periodo de flujo de fractura escogido, y por lo tanto, no se ajustan a los requerimientos impuestos por el paradigma de la caída de presión.

Eliminando esta parte de los datos, se puede concluir que la respuesta de incremento de presión medida fue muy corta para alcanzar el periodo de flujo radial. En vista de los comentarios anteriores, las únicas maneras de proceder, es suponer un valor de permeabilidad o utilizar otra fuente de información. Dos opciones para buscar un valor estimado son: buscar un valor de permeabilidad de un núcleo o la otra es una estimación de una prueba a un pozo vecino. Cualquier estimado derivado de un núcleo debe ser corregido para hacerlo representativo de las condiciones del lugar. En este caso, se supuso un valor de permeabilidad solo ajustando una pendiente constante de una línea en la gráfica en algún lugar al final de los datos. De los datos de la prueba de decremento simulada anteriormente, sabemos que la derivada continuara elevándose hasta el periodo de flujo radial correcto. También sabemos que el estimado de la permeabilidad depende solo del valor de la derivada, no de en qué periodo de tiempo ocurre. Por lo tanto, este procedimiento es claramente razonable. Ya que ajustaremos todos los valores de los parámetros del modelo a lo largo de su historia, no se necesita ser tan precisos en este punto.

Para la línea con pendiente constante mostrada, el programa que estamos usando inmediatamente regresa un valor estimado de permeabilidad. En este caso, tenemos  $k=0.46\text{md}$ . Con esto, se puede analizar los datos en los periodos de flujo lineal y bilineal para obtener estimados de  $x_f$  y  $F_{CD}$ . El paquete de interpretación usado aquí, no arrojará esos valores directamente de la gráfica de diagnóstico doble logarítmica.

Las figuras 3.20 y 3.21 muestran los análisis para los periodos de flujo lineal y bilineal, respectivamente. Estas son gráficas de cambio de pseudopresión vs. Raíz cuadrada y raíz cuarta del tiempo equivalente basado en pseudotiempo. Para tiempos de producción largos en esta prueba, el tiempo equivalente basado en pseudotiempo se reduce a un pseudotiempo

transcurrido, haciendo la gráfica consistente con la propuesta vista aquí. En la práctica, cualquiera de estos dará un aproximado razonable que puede ser ajustado a los estimados finales con el ajuste de la historia. Los resultados de las gráficas, son:  $x_f=264$ pies y  $F_{CD}=3.66$ .

Grafica de flujo lineal  
(Usando pseudotiempo)

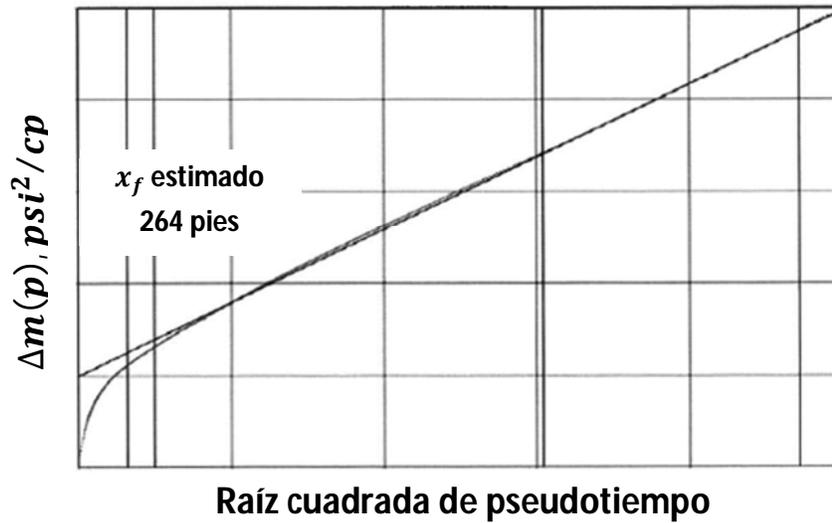


fig. 3.20 - Gráfica de flujo lineal: Ejemplo de prueba de incremento

Grafica de flujo bilineal  
(Usando pseudotiempo)

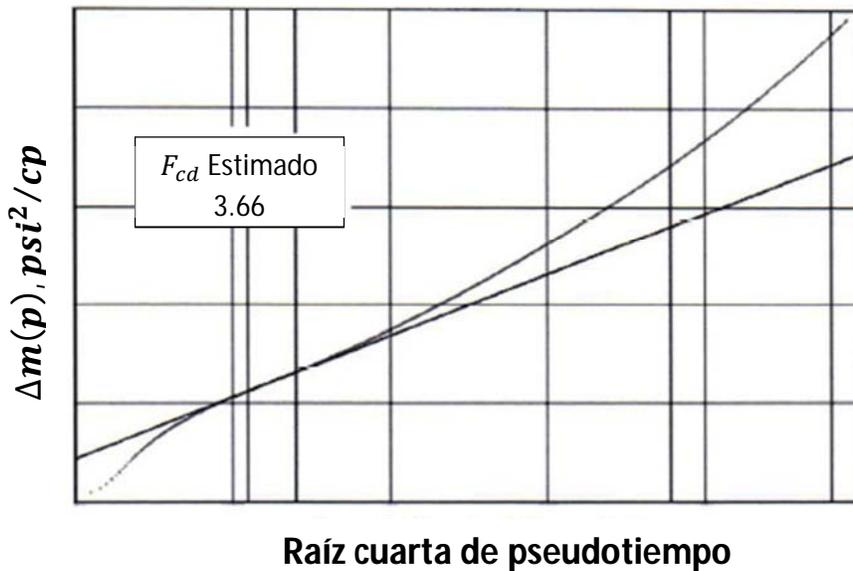


fig. 3.21 - Gráfica de flujo bilineal: Ejemplo de prueba de incremento

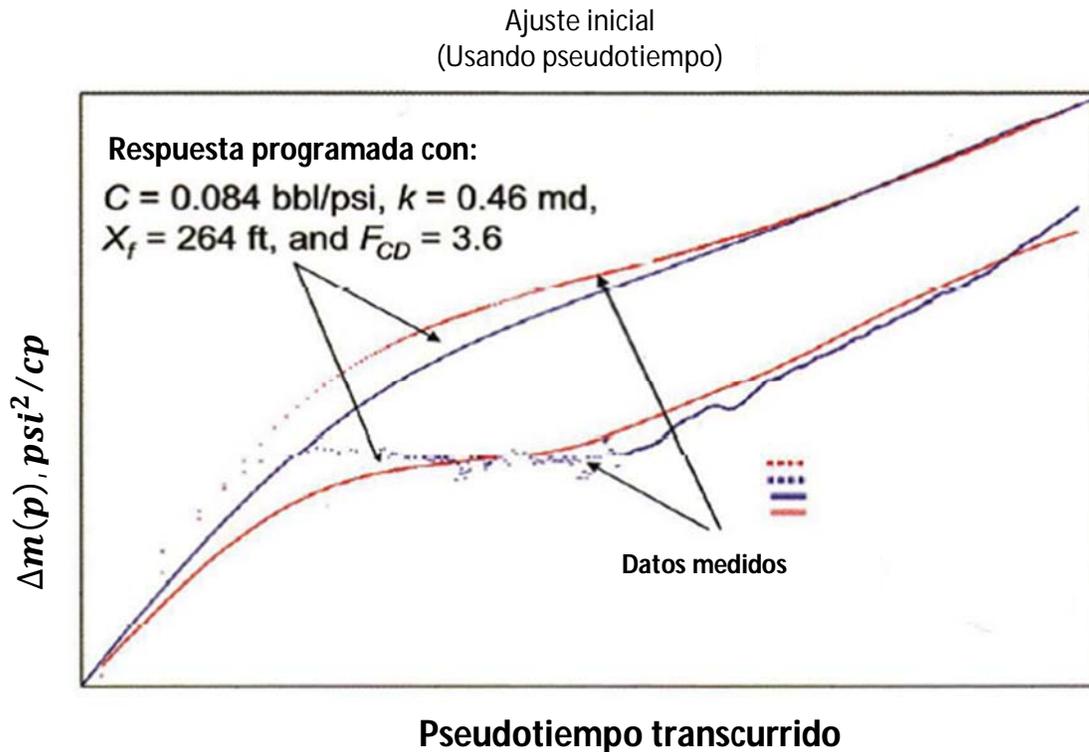


fig. 3.22 - Ajuste utilizando los parámetros estimados del régimen de flujo: Ejemplo de prueba de incremento.

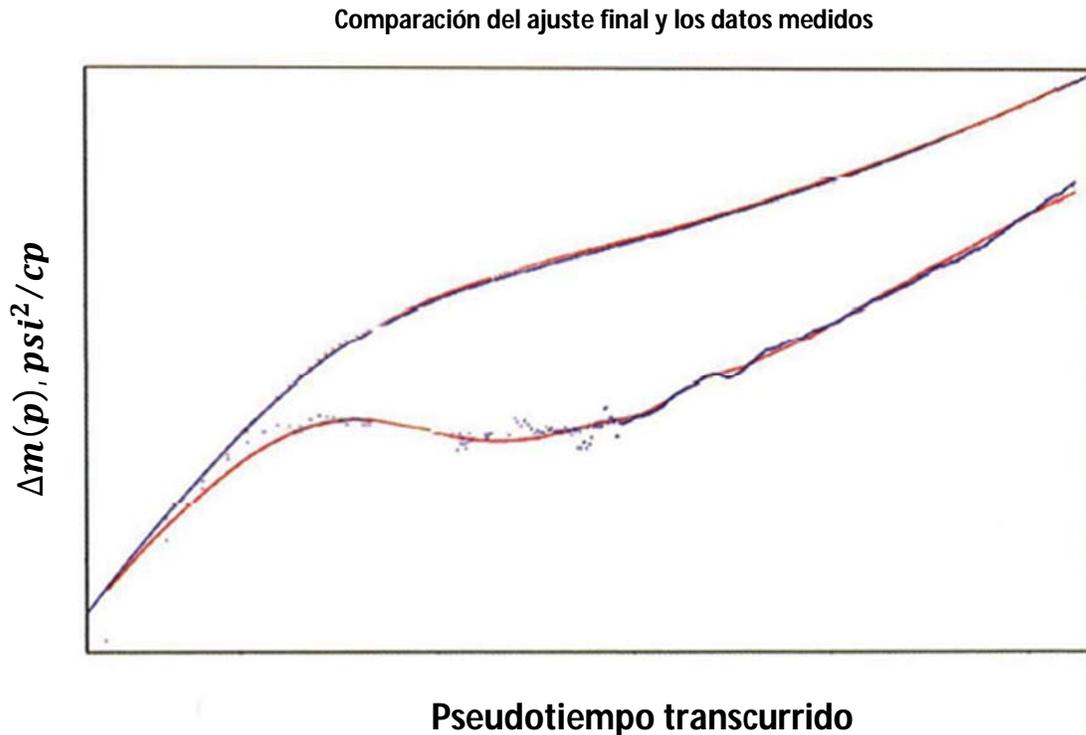
*La comparación confirma que los estimados, aunque no son totalmente incorrectos, necesitan ser ajustados.*

La figura 3.22 muestra una comparación de los datos de las pruebas de incremento de presión medidas con la respuesta de las pruebas de incremento programada con el coeficiente de almacenamiento del pozo estimada, permeabilidad de la fractura y conductividad. La comparación confirma que los estimados, aunque no son totalmente incorrectos, necesitan ser ajustados.

Aunque no se muestran aquí por razones de espacio, unas pocas corridas con valores de parámetros a través de un rango razonable muestra que el periodo temprano de la pendiente plana en los datos no pueden ser ajustados solamente con los valores de los 4 parámetros que se han estimado. Un quinto parámetro, daño de fractura, es necesario. Este parámetro del modelo fue discutido brevemente en una sección anterior. El comportamiento asociado con este parámetro es un incremento en el espacio entre la derivada y el cambio de presión. Este incremento es más pronunciado del lado derecho después del periodo de almacenamiento, mientras que las respuestas detalladas muestran el impacto de daño de fractura documentado por Cinco-Ley y Samaniego (1977).

En cualquier caso, es necesario un incremento entre el espacio de la pseudopresión programada y su derivada, si se mejora el primer paso de ajuste de los datos mostrados en la figura 3.22.

Introduciendo un valor diferente de cero para el daño de fractura, y después ajustando los 5 parámetros con un algoritmo de mínimos cuadrados, resulta el ajuste de los datos medidos mostrados en la figura 3.23. Los valores definitivos de los parámetros son:  $C=0.062\text{bbl/psi}$ ,  $k=0.16\text{md}$ ,  $s_f=0.02$ ,  $x_f=520\text{pies}$  y  $F_{CD}=20$ .



**fig. 3.23 – Comparación final con los parámetros ajustados: Ejemplo de prueba de incremento de presión**

Note que para esta particular respuesta de la prueba de incremento de presión, se han hecho ajustes significativos a todos los valores estimados iniciales de los parámetros del modelo. Esto refleja la pobre definición de los periodos de flujo lineal y bilineal y la completa ausencia del periodo de flujo radial. Mientras que esta interpretación es consistente con los datos de la prueba de incremento de presión, ciertamente, no se han obtenido estimados absolutamente certeros de los parámetros del modelo. Después de todo, ¿Cómo se limpia la fractura completamente?, ¿Qué tan exactos son los datos del gasto? Y ¿Qué tan bueno es el valor final de permeabilidad?; todo esto impacta en la exactitud de los parámetros estimados. Obtener parámetros y modelos que nos permitan predecir el comportamiento a largo plazo, es ciertamente el objetivo de la evaluación post-fracturamiento, pero en la práctica, los ajustes para los modelos aceptados y sus valores estimados deben ser esperados mientras una mayor cantidad de datos del comportamiento estén disponibles.

En los dos ejemplos de interpretación de las pruebas de presión para pozos fracturados hidráulicamente que hemos revisado, ha quedado claro que pueden ser estimados los parámetros de la fractura de manera confiable, siempre y cuando se cuente con las herramientas necesarias y

los datos de entrada correctos. Además, hemos comparado en los dos ejemplos, un método manual con un método computarizado, comprobando que haciendo los ajustes pertinentes y las suposiciones correctas se puede alcanzar el objetivo deseado, en este caso, obtener los parámetros necesarios para diseñar los modelos que nos permitan predecir el comportamiento de los pozos fracturados hidráulicamente. No obstante, con lo que se vio en este trabajo, no se quiere decir que no se deba usar la tecnología para realizar estas interpretaciones, más bien, lo que se quiere enfatizar, es la sensibilidad que se tiene cuando se alteran los valores para obtener los parámetros y la importancia de hacer una buena medición de los datos de las pruebas de presión-producción.

En la comparación que se realizó en los dos ejemplos anteriores se confirma que los estimados, aunque no son totalmente incorrectos, debieron ser ajustados, debido a que como ya se mencionó, esta herramienta debe ser usada en conjunto con otras para obtener los mejores resultados. También se puede concluir que los dos tipos de pruebas que se mencionaron anteriormente tienen sus ventajas y desventajas, ya que por un lado las pruebas de decremento tienen muchas variaciones en los datos de las presiones como se mostró en la fig. 3.18 y por el otro lado, las pruebas de incremento requieren del cierre del pozo y obviamente, pérdida de producción, esto nos lleva a realizar una evaluación de cual método es el más conveniente para cada pozo en particular.

En la siguiente sección se revisarán de manera breve algunos métodos para la predicción del comportamiento de los pozos fracturados hidráulicamente, utilizando algunos de los parámetros obtenidos en este tema, ya que como se mencionó anteriormente, la predicción del comportamiento es una de las principales funciones de un ingeniero petrolero.



## 4. Predicción del Comportamiento

### 4.1. Introducción

En este capítulo revisaremos los aspectos de la ingeniería de yacimientos de los pozos fracturados hidráulicamente, relacionados a la predicción del gasto y la recuperación. En los capítulos anteriores se revisaron los métodos para estimar las características in-situ, resultado del fracturamiento hidráulico. Aquí veremos métodos para usar esas características estimadas para predecir el impacto en el comportamiento de un pozo fracturado hidráulicamente. Algunos de esos métodos también nos ayudaran a refinar la calidad del fracturamiento.

La Ingeniería de Yacimientos se centra principalmente en dos actividades: calculando cuanto hidrocarburo podemos traer a la superficie (reservas y recursos), y calcular el gasto al cual se puede realizar esto. Estas actividades pueden ser realizadas por separado pero llevan una secuencia con la obtención del gasto para mejorar el cálculo de reservas. Para los ingenieros de yacimientos, la predicción del comportamiento significa calcular y estimar un gasto de producción en función del tiempo. Esto puede ser hecho en un pozo, un modelo, un segmento de un campo o un campo entero, con cada método teniendo sus ventajas y sus desventajas. Aquí se presentan las predicciones del gasto a escala de un solo pozo debido a que resulta mejor con los temas tratados en los capítulos anteriores.

En este capítulo, se mencionaran tres métodos para obtener las predicciones del gasto de un pozo: curvas tipo, métodos de análisis aproximados y simulación numérica completa. De cada método, primero se establecerán las bases, suposiciones, ventajas y desventajas. Después de la introducción de los tres métodos, utilizaremos dos métodos para demostrar la predicción del comportamiento para un caso de algún pozo documentado en la literatura, donde el comportamiento pronosticado puede ser comparado fácilmente con lo que en realidad ocurrió.

La predicción es lo más importante que un ingeniero hace. De hecho, para muchos, la habilidad de hacer una predicción cuantitativa de un estado futuro de un sistema define de qué ciencia se trata. Cualquier otra actividad debe tener como objetivo proporcionar datos de entrada de calidad para la predicción del comportamiento.

### 4.2. Método de la Curva Tipo

Todos los pozos tienen dos periodos en común en su comportamiento del gasto vs. tiempo. Durante la primera parte, el gasto de superficie puede ser mantenido constante, mientras que la presión de fondo fluyendo disminuye. Este es el periodo de tiempo explotado visto en el capítulo 3 para derivar los estimados de las características de la fractura y el yacimiento. Esta parte del comportamiento del gasto del pozo es llamado, periodo de producción constante; puede ser mantenido hasta que la presión no es suficiente para llevar el fluido a la superficie a un gasto constante, contra la instalación de operación de la presión en superficie. Las formas más comunes para extender el periodo constante, son inyectando fluidos al yacimiento, manteniendo así la presión del mismo (y por lo tanto, la presión de fondo fluyendo), disminuyendo la presión en el equipo superficial contra el cual la presión de fondo tiene que llevar el fluido a la superficie, o

estimulando el pozo, aumentando la presión de fondo fluyendo disminuyendo la caída de presión tomada por el fluido mientras se desplaza hacia el pozo.

No importa lo que hagamos, eventualmente, la presión de fondo fluyendo disminuirá hasta el punto en el cual el gasto no puede ser mantenido constante y el pozo entra al segundo periodo de comportamiento más común. Generalmente, durante este periodo, ambos, el gasto y la presión de fondo fluyendo disminuirán. Sin embargo, en muchos casos, se instalan sistemas artificiales de producción en este punto, para mantener la presión de fondo fluyendo constante mientras que el gasto declina. Por ejemplo, la mayoría de los pozos de aceite en los Estados Unidos tienen sistemas de bombeo operados de manera que ellos mantienen los pozos en un estado "pumped-off" (es decir, no hay fluido por encima del punto de bombeo). Esto resulta en una presión de fondo fluyendo constante mientras que el gasto disminuye. Otras circunstancias con pozos produciendo naturalmente, a menudo arrojan presiones de fondo fluyendo constantes.

Las curvas tipo están dirigidas a realizar las predicciones durante esta segunda fase del comportamiento de un pozo; estas toman como una suposición básica que la presión de fondo fluyendo se mantiene constante mientras que el gasto disminuye.

Los métodos de predicción de comportamientos tempranos en la industria petrolera están basados en extrapolar tendencias de los datos medidos. Estos métodos de decremento del gasto fueron estudiados a detalle por Arps (1945). Basado en observaciones empíricas de un gran número de pozos productores con un decremento natural, él llegó a una expresión cuantitativa que cubrió todo el comportamiento del decremento del gasto que observó. Esta ecuación empírica es:

$$\frac{q(t)}{q_i} = \frac{1}{(1+bDt)^{1/b}} \quad (4.1)$$

En la ecuación 4.1,  $q_i$  es el gasto constante, y  $q(t)$  es el gasto a cualquier tiempo después de que el decremento empieza. Las constantes empíricas  $b$  y  $D$  son determinadas ajustando la ecuación 4.1 con los gastos observados. La constante  $b$  es llamada exponente de decremento, mientras que  $aD$  se le llama porcentaje de decremento. Manteniendo la separación mostrada de las constantes en el término del tiempo, esta ecuación permite capturar la forma más común del decremento del gasto asumido, llamado, decremento exponencial. De las propiedades de los logaritmos, el límite de la ecuación 4.1 cuando  $b \rightarrow 0$  se convierte en (Fetkovich, 1980):

$$\frac{q(t)}{q_i} = \exp(-Dt) \quad (4.2)$$

Esta ecuación de decremento exponencial del gasto, resulta ser la solución general del periodo dominado por las fronteras de la producción final a presión constante, análogo al problema del gasto final constante (Locke y Sawyer, 1975). Esto juega un rol central en el desarrollo del método de la curva tipo de Fetkovich.

El otro límite obvio de la ecuación 4.1 se obtiene estableciendo,  $b=1$ . Esto nos da:

$$\frac{q(t)}{q_i} = \frac{1}{(1+Dt)} \quad (4.3)$$

El comportamiento del decremento del gasto gobernado por la ecuación 4.3 es llamada declinación armónica. Este límite de la ecuación 4.1 juega un rol central para las curvas tipo de Blasingame et al. (1991) y la de Agarwal et al. (1999).

El proceso de establecer una tendencia en alguna gráfica estándar y extrapolándola para predecir el comportamiento también es la idea principal de los métodos de la curva tipo de decremento gasto-tiempo que han sido constantemente desarrolladas desde principios de los 80's. Fetkovich (1980) fue el primero en introducir el método de la curva tipo para predecir el comportamiento. Él ha mostrado con el uso exitoso que su curva tipo ha tenido aplicabilidad a lo largo de todo el espectro de los decrementos observados y puede ser usado cuando se tienen pozos con un daño positivo (daño) o un daño negativo (estimulación). Esto es, en este sentido (por ejemplo aplicabilidad a pozos con un daño negativo), que las curvas tipo de Fetkovich pueden ser usadas para predecir el comportamiento de los pozos fracturados verticalmente. El trabajo de Fetkovich es el precursor de todas las curvas tipo modernas de decremento de gasto. Los descendientes con mayor influencia están en las publicaciones de Blasingame et al. (1991) y Agarwal et al. (1999).

La idea de una curva tipo viene de la teoría de las pruebas de presión, y todos los trabajos de Fetkovich, Blasingame et al. y Agarwal et al. están firmemente basados en extender esta teoría. Las curvas tipo de presión son gráficas doble logarítmicas de las respuestas típicas de la caída de presión pronosticadas para un modelo dado de un pozo o un yacimiento. Un número de curvas son graficadas en la misma hoja representando la respuesta de la presión a lo largo de un rango práctico de los parámetros del modelo. Para hacer esas gráficas útiles, las respuestas son presentadas en términos de variables adimensionales. Una variable típica adimensional, el factor de daño,  $s$ , fue discutido en el capítulo anterior. Algunos ejemplos del método de la curva tipo se pueden encontrar en Agarwal et al. (1970) y Bourdet (1983).

La principal diferencia entre las curvas tipo de presión y las curvas tipo de decremento del gasto-tiempo radica en qué unas varían con el tiempo y las otras se mantienen constantes durante la operación. Como hemos visto, el paradigma de la presión, es que las presiones del pozo varían y el gasto de producción se mantiene constante. Para el decremento gasto-tiempo, el paradigma es que el gasto del pozo varía y la presión de fondo fluyendo se mantiene constante. Esto es consistente con el enfoque de esos métodos siendo la predicción después del periodo del gasto constante.

La curva tipo de Fetkovich se muestra en la figura 4.1. Como todas las curvas tipo del decremento del gasto-tiempo, la curva tipo de Fetkovich es una gráfica doble logarítmica del gasto adimensional vs. tiempo adimensional.

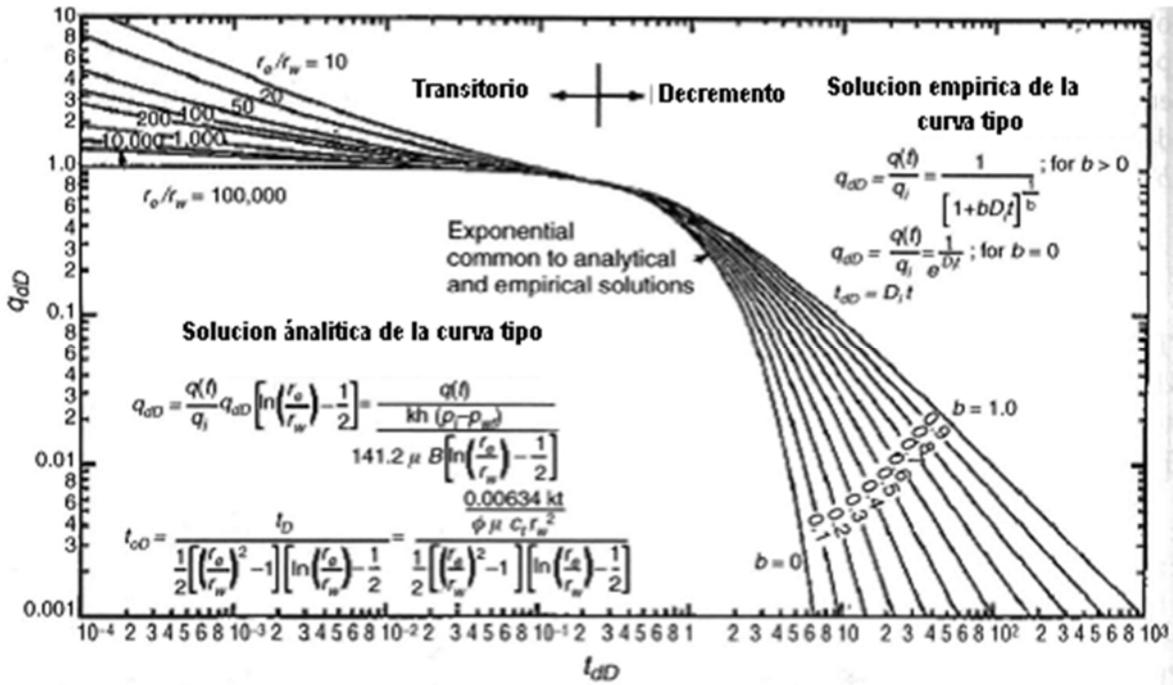


fig. 4.1 - Curva tipo de Fetkovich (Fetkovich et al. (1983)).

Curva tipo de Fetkovich (Fetkovich et al. (1983)). La curva tipo de Fetkovich, como todas las curvas tipo del decremento del gasto-tiempo, es una gráfica doble logarítmica del gasto adimensional vs. tiempo adimensional.

Para un pozo de aceite, esas cantidades son definidas por las ecuaciones mostradas en la gráfica y repetidas abajo para una fácil referencia.

$$\frac{141.2B\mu q(t)}{kh(p_i - p_{wf})} \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 \right] \tag{4.4}$$

$$\frac{0.00634kt}{\phi(\mu C_t) i r_w^2} \frac{1}{0.5 \left[ \left(\frac{r_e}{r_w}\right)^2 - 1 \right] \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 \right]} \tag{4.5}$$

Con las constantes mostradas, el gasto está en bpd, y el tiempo, en días. En la definición del gasto adimensional, el gasto se ha mostrado explícitamente como función del tiempo, mientras que la presión de fondo fluyendo, se muestra explícitamente como una constante. Para un pozo producido contra una presión de fondo fluyendo ajustada, el gasto de producción disminuirá periódicamente durante la vida del pozo, ya que la fuerza proporcionada por una diferencia entre la presión del yacimiento promedio y la presión del pozo fluyendo disminuirá periódicamente. Esta es una consecuencia directa de la extensión finita de los yacimientos de hidrocarburos, y esta característica es claramente reflejada en las formas de las curvas mostradas en la figura 4.1.

La contribución principal del trabajo de Fetkovich fue establecer una manera cuantitativa de conjuntar las soluciones teóricamente correctas del flujo dominado por las fronteras y el flujo transitorio con el problema de la presión final constante con un amplio espectro del

comportamiento del decremento del gasto establecido en el decremento de gasto empíricamente generalizado, dado por la ecuación 4.1. Esto permite una predicción consistente del gasto del pozo a lo largo del periodo de tiempo abarcado por el comportamiento del pozo después del periodo constante.

Para completar la descripción de la figura 4.1, necesitamos ver específicamente como son definidos algunos de los parámetros. Las curvas del decremento del gasto a un tiempo temprano (periodo transitorio) son parametrizadas por la relación del radio de drene específico,  $r_e$ , dividido por el radio del pozo equivalente,  $r_w'$ , mientras que a un periodo de tiempo avanzado (flujo dominado por las condiciones de frontera), el parámetro que controla es el exponente de decremento,  $b$ . El radio del pozo equivalente fue visto en el capítulo anterior y es definido por la ecuación 3.28. El radio de drene efectivo está definido por:

$$r_e = \sqrt{\frac{PV}{\pi h \phi}} \quad (4.6)$$

Donde  $PV$  es el volumen de poros conectados al pozo y el producto de espesor por porosidad en el denominador es el producto de los valores promedio para esos parámetros sobre el volumen de poros conectados.

Este tipo de curva incluye el impacto de la estimulación parametrizando los datos transitorios con el radio equivalente del pozo. Fetkovich mostro que cuando el  $r_w' = 10$  se duplico la solución de decremento del gasto para una conductividad infinita de una fractura vertical producida contra presión final constante. Esto es consistente con la habilidad de las soluciones de almacenamiento y daño para explicar la respuesta de la presión en el periodo transitorio para algunos pozos fracturados como se ilustra anteriormente.

La mecánica de usar una curva tipo en la figura 4.1 para predecir el comportamiento es simple. Para entender mejor los pasos, asumimos que esta predicción será hecha sin un software sino con alguna información del comportamiento gasto-tiempo disponible. Primero, se crea una copia de la fig. 4.1 o se obtiene a alguna escala pertinente. Los datos del gasto y tiempo son medidos en unidades consistentes con las usadas en las definiciones de las variables adimensionales que son entonces graficadas. Esta gráfica debe estar a la misma escala física que la de la curva tipo y es usualmente impresa en un papel transparente para que los datos graficados puedan ser sobrepuestos en la gráfica de la curva tipo con la misma siempre visible. La gráfica de los datos ahora se mueve hacia arriba o hacia abajo, hacia la derecha o hacia la izquierda, manteniendo los ejes de la gráfica de los datos paralelos a los de la curva tipo, hasta que se encuentre el mejor ajuste entre la curva tipo y la curva de los datos. Un ajuste obtenido de esta manera, se muestra en la figura 4.2.

Si uno de los periodos de flujo dominado por las condiciones de frontera se deriva del ajuste, parametrizado por un valor de  $b$ , entonces el comportamiento futuro del pozo puede ser pronosticado, transfiriendo la línea, se trazan directamente en la gráfica de los datos medidos y se leen los datos de gasto y tiempo a lo largo de esta tendencia.

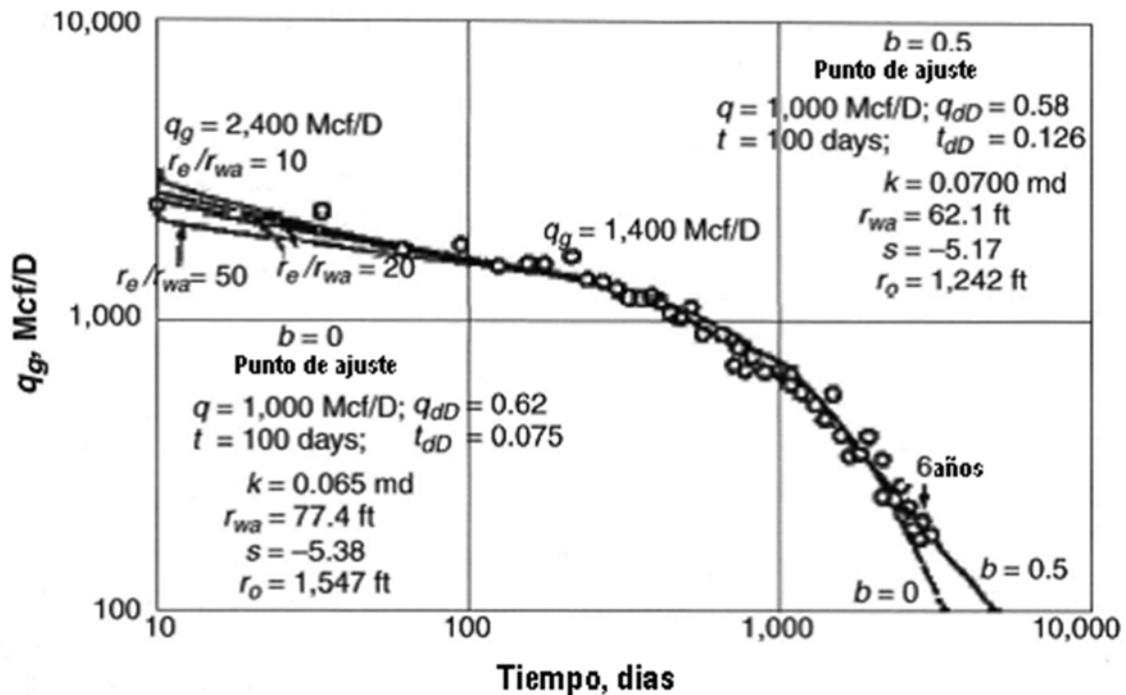


fig. 4.2 - Ejemplo de ajuste de curva tipo de Fetkovich et al. (1987).

Ejemplo de ajuste de curva tipo de Fetkovich et al. (1987). Si los datos ajustados a la curva tipo no siguen claramente un valor bien definido de  $b$  como lo hacen los datos de la figura, entonces cualquier predicción del gasto debe estar basada en las reglas para escoger un valor razonable de  $b$  para determinar el decremento.

Si los datos ajustados a la curva tipo no siguen claramente un valor bien definido de  $b$  como lo hacen los datos de la figura 4.2, entonces cualquier predicción del gasto debe estar basada en las reglas para escoger un valor razonable de  $b$  para determinar el decremento. Algunos ejemplos de estas reglas incluyen: siempre se pueden hacer predicciones conservadoras escogiendo el valor de  $b=0$ ; el decremento típico del gasto de un pozo de gas está entre los valores de  $0.3 \leq b \leq 0.5$ , y las capas del yacimiento tienden a manejar el valor de  $b$  sobre 0.5 y debajo de 1.0.

Mientras que la curva tipo de Fetkovich puede ser usada para hacer predicciones para pozos fracturados verticalmente, trabaja mejor cuando las longitudes de la fractura son relativamente cortas y las conductividades de la fractura son relativamente altas. Esos criterios se encuentran más a menudo para pozos de aceite o pozos de inyección de agua.

Para pozos de gas fracturados, donde las longitudes de la fractura tienden a ser largas y las conductividades tienden a ser bajas, las curvas tipo de Blasingame-McCray (Blasingame et al. 1991) o Agarwal-Gardner (Agarwal et al. 1999) son usualmente una mejor opción. Esas curvas tipo obtienen su inspiración del método de Fetkovich, pero agregan tres mejoras. Primero, ambos conjuntos de autores presentan las curvas tipo que son específicamente orientadas a los pozos fracturados con conductividad finita. Segundo, ambos conjuntos de autores incluyen las curvas

derivadas correspondientes que ayudan a mejorar el ajuste de los datos. Finalmente, los autores incluyen el uso de una transformación del tiempo apropiada para correlacionar los datos del flujo dominado por las condiciones de frontera de los pozos de gas con las soluciones del líquido en las cuales están basadas las curvas tipo.

Esas dos curvas tipo son muy similares en su uso, así que solo se verá a detalle la de Agarwal-Gardner. Para la curva tipo de Agarwal-Gardner, las funciones del gasto y del tiempo adimensional son ahora basadas directamente en las soluciones analíticas de la presión en el periodo transitorio y están dadas por:

$$q_D = \frac{1422q(t)}{kh[m(p_i) - m(p_{wf})]} \quad (4.7)$$

Y

$$t_D = \frac{0.00633kt}{\phi(\mu c_t)_i A} \quad (4.8)$$

En este tiempo adimensional, el área de drene del pozo,  $A$ , juega un rol análogo a  $r_e^2$  en el tiempo adimensional de Fetkovich. Las curvas tipo de Agarwal-Gardner y la de Blasingame-McCray, como todas las soluciones del modelo de la presión en el periodo transitorio, son para sistemas de producción de líquidos, como tal, los datos medidos deben ser transformados para pozos de gas para contabilizar las variaciones apropiadas del fluido. El uso de las pseudopresiones en la ecuación 4.7 satisface la necesidad durante el periodo transitorio, pero se requiere una transformación adicional del tiempo para los datos durante el periodo de flujo dominado por las condiciones de frontera. Esta transformación del tiempo es llamada: balance de materia del tiempo y está dada por:

$$t_D = \frac{\mu c_t(p_i)}{q(t)} \int_0^t \frac{q(\tau) d\tau}{\mu c_t[\bar{p}(\tau)]} \quad (4.9)$$

Donde la notación  $\mu c_t[\bar{p}(\tau)]$  se refiere a que el producto de la viscosidad con la compresibilidad será evaluado a la presión del yacimiento promedio al tiempo  $\tau$ . Esta es la transformación del tiempo que correlaciona los datos del flujo dominado por las condiciones de frontera del pozo de gas con las soluciones del líquido durante este lapso de tiempo.

Para un yacimiento de gas a cualquier tiempo, la  $\bar{p}$  se determina con la producción acumulada y el volumen original de aceite del yacimiento (OGIP). Lo primero, será conocido, pero lo segundo es generalmente una cantidad que hay que determinar con el método de ajuste de curva tipo. Por lo tanto, usar el método de curva tipo de Agarwal-Gardner (o Blasingame-McCain) es un proceso iterativo.

En la curva tipo de Agarwal-Gardner, los valores del periodo transitorio son parametrizados por  $F_{CD}$  y  $x_e/x_f$ . Esta parametrización puede ser comprendida intuitivamente como sigue. Las soluciones subyacentes usadas para generar esta curva tipo son las de los pozos fracturados con un área de drene cuadrada con un lado de longitud característica,  $x_e$ . Para este caso,  $A = x_e^2$ ,

implicando que  $x_e$  es el análogo de  $r_e$ . Recordando también que  $F_{CD}$  y  $x_f$  determinan el radio equivalente del pozo para pozos fracturados verticalmente. Así, debemos tomar la combinación de  $F_{CD}$  y  $x_e/x_f$  como el análogo del de Fetkovich,  $r_e/r_w'$ .

La predicción del comportamiento con las curvas tipo es similar al procedimiento de la curva de Fetkovich. Si están disponibles algunos datos del comportamiento con un estimado del volumen original del gas del yacimiento (OGIP), entonces se puede construir una gráfica de gasto vs. tiempo del balance de materia, y ajustando esta gráfica en donde mejor encaje y se estima un nuevo valor del volumen original del gas del yacimiento usando el valor de A determinado del ajuste del tiempo. El ajuste de los datos tempranos del tiempo será más fácil si están disponibles los valores de  $F_{CD}$  y  $x_f$  del diseño o de la evaluación. Con este nuevo valor estimado del volumen original del gas, se construye una nueva gráfica de gasto vs.  $t_a$  y reajustada a la curva tipo. Esas iteraciones continúan hasta que el nuevo valor y el anterior del volumen original del gas sean parecidos con algún rango de error pequeño. Ahora ya se puede comenzar con la predicción del gasto.

La extrapolación a lo largo de la curva ajustada en, o a través del único periodo de flujo dominado por las condiciones de frontera proporciona el comportamiento del gasto adimensional futuro del pozo como una función del tiempo del balance de materia. Si asumimos que la predicción será hecha bajo la condición de que la presión final es constante, entonces, el gasto adimensional puede ser convertido fácilmente a un valor de gasto real con un estimado de la permeabilidad obtenido en la evaluación. Definiendo la relación  $t - t_a$ , se trata de un proceso iterativo.

Para hacer esta iteración, escogemos un punto ( $q$ ,  $t_a$ ) cercano al último punto medido. Ahora asumimos el valor del tiempo real,  $t$ , y calculamos la producción acumulada sobre este periodo de tiempo por el producto  $qt$ . Del balance de materia, es posible calcular la presión del yacimiento promedio. El tiempo del balance de materia correspondiente,  $t_a$ , ahora es calculado de la definición o con la siguiente fórmula dada por Agarwal:

$$t_a = \frac{1}{q(t)} (\mu C_T)_i \frac{z_i^{OGIP}}{2p_i} [m(p_i) - m(\bar{p})] \quad (4.9)$$

El valor calculado puede ser comparado con el valor asumido. Este cálculo es repetido hasta que los dos valores concuerden. Después de que converjan, el proceso se repite para el siguiente par escogido de gasto-tiempo del balance de materia. De esta manera, se puede hacer la predicción del comportamiento completa. Este proceso, es muy similar al método de predicción semianalítico que mencionare en el siguiente subtema.

Si no existen datos del comportamiento disponibles para el ajuste, entonces los parámetros de la fractura estimados en el diseño o en la evaluación pueden ser combinados con un estimado del volumen original del gas del yacimiento de un mapa geológico, datos del pozo o análogos, para determinar la curva correcta para hacer la predicción. Y entonces se puede seguir el proceso iterativo como ya se describió. Si se hizo con o sin la ayuda de algunos datos, la predicción del comportamiento usando la curva tipo de Agarwal-Gardner es obviamente mucho mejor programando el proceso en una computadora ya que se trata de un proceso iterativo.

La principal ventaja de las curvas tipo de Agarwal-Gardner es que se adaptan a las situaciones en las cuales gobierna el periodo transitorio de fractura que es relativamente largo. En la práctica esto ocurre más a menudo en formaciones de baja permeabilidad donde se requieren fracturas largas para que la operación sea rentable.

### 4.3. Métodos Analíticos y Semianalíticos

La principal desventaja de los métodos de las curvas tipo antes mencionados, es que son incómodos para hacer las predicciones cuando las condiciones de operación futuras varían con el tiempo. Tampoco están hechos para hacer predicciones que incorporan el periodo constante (cuando el gasto es constante y la presión de fondo está cayendo) o con las predicciones para el periodo cuando las condiciones de operación en superficie, ya sea que estén estabilizadas o variando, controlan el decremento natural con el gasto del pozo. Los métodos analíticos y Semianalíticos nos permiten manejar esos dos problemas.

Esta clase de métodos de predicción generalmente se secciona en dos clases. En la primera, un IPR del pozo se combina con la ecuación de balance de materia apropiada para predecir el comportamiento. En la segunda, se desarrolla una solución analítica para el problema de la combinación del periodo de flujo dominado por las condiciones de frontera y del periodo de flujo transitorio. La solución es invariablemente un gasto final constante, la solución del flujo del líquido debe ser combinada usando una convolución del gasto o un método de acoplamiento numérico que nos permita variar las condiciones de operación. Revisaremos un poco el primer método. Gao et al. (1994) y Spath et al. (1994), esbozaron los elementos principales del segundo método. Para ser concretos, consideremos el flujo en una sola fase, gas. Para el flujo de gas en una sola fase, la ecuación de balance de materia es:

$$\frac{G_p(t)}{OGIP} = \frac{\left(\frac{p}{z}\right)_i - \left(\frac{p}{z}\right)_t}{\left(\frac{p}{z}\right)_i}$$

Donde  $G_p(t)$  es el gas producido al tiempo  $t$ . Además, la relación  $p/z$  en el segundo término del numerador del lado derecho involucra los valores de la presión del yacimiento promedio y el factor  $z$  al mismo tiempo,  $t$ . Esta ecuación considera ambos periodos de flujo; el de flujo dominado por las condiciones de frontera y el de flujo transitorio.

Las relaciones del comportamiento de afluencia (IPR's) son esencialmente ecuaciones que relacionan la presión promedio del yacimiento, el gasto y la presión de fondo fluyendo. Dos relaciones de afluencia para el gas son, la ecuación de Rawlins-Schellhardt (1935):

$$q = C[\Delta m(p)]^n$$

Y la ecuación de Forchheimer (Dake, 1978),

$$\Delta m(p) = Aq + Bq^2$$

En ambas ecuaciones,  $\Delta m(p) = m(\bar{p}) - m(p_{wf})$ . Las constantes C y A se relacionan a los parámetros del modelo fundamental como  $k$ ,  $s$ ,  $r_e$  o A. Las constantes B y n determinan el nivel de la caída de presión extra que ocurre cuando el gasto del flujo es lo suficientemente alto para inducir los efectos de turbulencia inerciales no tomados en cuenta en la ley de Darcy. En la práctica todas esas constantes son determinadas generalmente con las pruebas multigastos (Dake 1978). Sin embargo, Carter et al. (1963) dieron las ecuaciones para calcular C y n de los parámetros fundamentales del modelo y Dake (1978) dio la expresión para A y B. el principal problema que se tiene cuando se usan esas ecuaciones es el estimar los parámetros turbulentos iniciales n o B. con la ausencia de los datos de un pozo específico, el mejor método es usar la información de pozos cercanos con terminaciones similares.

Cuando las ecuaciones, ya sea la de Rawlins-Schellhardt o la de Forchheimer son usadas para predecir el comportamiento de un pozo fracturado, la fractura puede ser incorporada solo como un factor de daño equivalente calculado de la relación del radio de pozo equivalente de Cinco-Ley y  $F_{CD}$  mostrados en la figura 3.10. Este daño, es entonces incorporado a la expresión de Carter para C o la expresión de Dake para A. como se vio antes, esto significa que el comportamiento durante los periodos de flujo dominados por la fractura no es tomado en cuenta y no debe tener ninguna importancia para la predicción. Esto usualmente implica que las fracturas son relativamente cortas y razonablemente conductivas, permitiendo al periodo de flujo pseudoradial dominar la parte transitoria de la respuesta del pozo. Con esta estipulación o precaución, generalmente encontramos que esas relaciones de afluencia hacen un buen trabajo de aproximar el comportamiento general del gasto para casi todos los pozos. Si el periodo del comportamiento dominado por la fractura tiene un impacto significativo en la recuperación total de un pozo o viabilidad económica, el mejor método para la predicción del comportamiento es el numérico que discutiremos más adelante.

El proceso de combinar el balance de materia con una ecuación del comportamiento de afluencia se describe en los siguientes pasos. Esos pasos asumen que tenemos un estimado del volumen original del gas del yacimiento, una tabla de  $m(p)$  vs.  $p$ , un valor del gasto constante deseado, y un valor para una presión de fondo mínima requerida para llevar cualquier gasto dado a cualquier presión de operación de superficie esperada.

Operar la presión de superficie puede variar con el tiempo, pero esta complicación agregada hace que la predicción del comportamiento pueda ser hecha fácilmente sin programar el proceso en una computadora. Los pasos descritos abajo asumen que las condiciones de operación en el fondo son constantes. Los pasos, pueden ser modificados para condiciones de operación en superficie constantes agregando el cálculo de la presión en la cabeza desde la presión de fondo hasta los puntos obvios en el cálculo.

1. Establecer los tiempos  $t_i$ ,  $i=1, N$ , adonde nos gustaría predecir los gastos. Esos tiempos son, a menudo, espaciados equitativamente en intervalos diarios o mensuales, dependiendo en que tan rápido esperamos el cambio en el gasto. Para este tipo de predicción, esto se determina por la magnitud del gasto constante esperado y del volumen

original del gas del yacimiento. Se puede esperar que los gastos constantes menores duren un mayor tiempo y así, el decremento será más gradual. Si el valor del volumen original del gas es pequeño, entonces, inclusive los gastos constantes pequeños no duraran por mucho, y el decremento del gasto también será rápido. Y de manera inversa, si el volumen original del gas es grande, se pueden mantener los gastos constantes mayores y el decremento no será tan grande en comparación con el caso de cuando se tiene un valor pequeño del volumen original del gas.

2. Para  $i=1$ , se usa el gasto constante,  $q_{int}$ , con la presión inicial para calcular  $m(p_{wf})$  de la relación del comportamiento de afluencia usada. Siguiendo, interpolar en la tabla de  $m(p)$  vs.  $P$  para encontrar  $p_{wf}$ .
3. Si la presión de fondo fluyendo calculada esta sobre el mínimo requerido para llevar el gasto a la superficie, entonces, calculamos la producción acumulada,  $q_{int}t_i$ , y luego usamos la ecuación de balance de materia, calculamos la presión promedio del yacimiento, usando,  $t_i$ . Si la presión de fondo fluyendo calculada no es lo suficientemente alta para llevar el gasto a la superficie, entonces el gasto constante asumido es muy alto. El gasto constante puede ser reducido y se repiten los pasos, o el proceso para el cálculo del gasto después del periodo constante, descrito antes, puede ser usado.
4. Continuar con los pasos 2 y 3 hasta que la presión de fondo pronosticadas este debajo del valor de la presión requerida para mantener el gasto constante.
5. Cuando el gasto ya no se puede mantener constante por más tiempo, usar la presión promedio del yacimiento y la presión de fondo fluyendo mínima en la relación del comportamiento de afluencia para predecir el gasto a este tiempo. Si el tiempo es,  $t_k$ , calcular entonces la producción acumulada como:  $q(t_k)(t_{k+1} - t_k)$ .
6. Usar la ecuación de balance de materia para calcular la presión promedio del yacimiento al tiempo,  $t_{k+1}$ .
7. Con esta nueva presión promedio del yacimiento, repita los pasos 5 y 6 para la siguiente predicción del tiempo.
8. Repita el procedimiento hasta que la predicción se haya realizado para todos los tiempos.

El método descrito arriba es una predicción del comportamiento analítica a pesar de que requiere de una evaluación en la computadora para el caso más general.

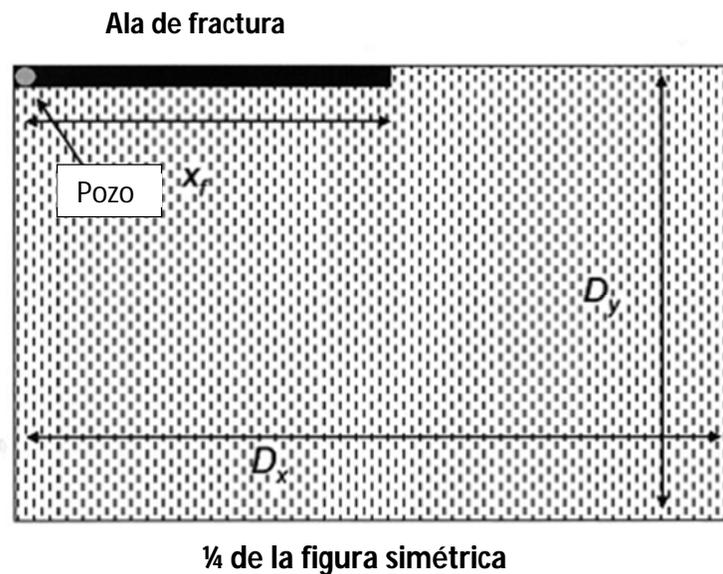
Este tipo de método de predicción ha sido extendido a algunos sistemas pozo/yacimiento/fluido muy complejos. Fevang and Whitson (1996), por ejemplo, hicieron un procedimiento para predecir el comportamiento de la disminución de los condensados de gas producidos en pozos fracturados vertical u horizontalmente.

#### 4.4.Métodos Numéricos

La simplicidad relativa de los métodos de predicción presentados hasta ahora es una gran ventaja. Los datos de entrada están limitados a los valores de algunos parámetros del modelo y un estimado del volumen original del gas del yacimiento. Naturalmente, esto nos puede tanto ayudar como perjudicar. El contexto completo de la caracterización detallada del yacimiento no puede ser

usado, así que el impacto de esta caracterización no puede ser estudiado. Además, a menudo queremos conocer lo que cambia el impacto en el estado de la terminación que tendremos en un comportamiento futuro.

Los métodos numéricos estándar usados en la industria del petróleo se enfocan en el desarrollo de soluciones completas a las ecuaciones diferenciales parciales y las condiciones de frontera para el problema en cuestión. Como vimos, en el capítulo tres, los métodos analíticos a menudo se enfocan en encontrar soluciones completas a las aproximaciones del problema exacto. Por el limitado espacio que se tiene, solo se puede hacer una pequeña inspección de los métodos numéricos. Nos enfocaremos en un esquema general de la solución numérica de un problema simple: el flujo 2D de un líquido en un yacimiento homogéneo que contiene una fractura vertical. Se muestra el esquema de este problema en la figura 4.3. En esta figura, la fractura se muestra como el rectángulo negro en la parte superior de la figura. Le asignamos una media longitud de fractura,  $x_f$ , un ancho,  $w$ , una permeabilidad de fractura,  $k_f$  y porosidad,  $\phi_f$ . El yacimiento tiene las dimensiones,  $D_x$  por  $D_y$ , con una permeabilidad y porosidad,  $k$  y  $\phi$ . La viscosidad y compresibilidad tienen los símbolos estándar. Asumimos que el pozo produce a un gasto constante,  $q$ , y debemos predecir la presión de fondo.



**fig. 4.3 - Esquema del ejemplo del problema.**

*El área negra mostrada en la figura es solo un cuarto del sistema 2D completo, esto se hace por simplificar el problema.*

Después de que la presión de fondo cae a un nivel especificado, esta presión se mantiene fija y necesitamos predecir el gasto de producción,  $q(t)$ . Al tiempo cero la presión es constante a lo largo de la fractura y del yacimiento con el valor  $p_i$ . El área mostrada en la figura 4.3 es solo un cuarto

del sistema 2D completo (este cuarto de la figura es simétrico). La simetría es utilizada para resolver problemas numéricos porque nos permite usar bloques de mallas más pequeñas (y, por lo tanto, menor tiempo de computo) para alcanzar la misma precisión.

En el procedimiento numérico, la región del yacimiento y la región de la fractura están divididas en segmentos rectangulares de tamaño variable. Esos segmentos son llamados, bloques de mallas. Para el problema que estamos considerando aquí, los bloques que cubren la fractura serían del mismo ancho que la fractura y de longitud variable (dimensión en  $x$ ); habría pequeñas longitudes cerca del pozo y de la punta de la fractura, con las longitudes de los bloques conforme avanzamos hacia el centro (entre el pozo y la punta de la fractura).

Para el yacimiento, los bloques comenzarían con anchos iguales al ancho de la fractura y se incrementa conforme se aleja del pozo en la dirección  $y$ . Las longitudes de los bloques para  $0 \leq x \leq x_f$  son determinadas por las longitudes asignadas en los bloques de la fractura. Las longitudes para  $x_f \leq x \leq D_x$  se incrementa de nuevo mientras nos movemos lejos de  $x_f$  y hacia  $D_x$ . Cada bloque es previsto con un valor de presión, permeabilidad, porosidad y saturación. Las propiedades de la roca y el fluido se asignan directamente del valor de la fractura o yacimiento apropiado. Las presiones en cada bloque es lo que queremos calcular.

Con los bloques definidos, la ecuación diferencial parcial que gobierna el flujo de fluidos puede ser discretizada. El proceso implica reemplazar las derivadas continuas en esas ecuaciones por aproximaciones discretas involucrando la presión desconocida y las propiedades de la roca y fluidos en cada bloque. Para ilustrar, si colocamos la presión desconocida en los bloques 3, 4 y 5, entonces la segunda derivada con respecto a  $x$  sería la siguiente expresión, y el bloque 4 puede ser aproximado por:

$$\frac{\delta^2 p}{\delta^2 x_{x_4}} = \frac{2}{x_4} \left[ \frac{(p_5 - p_4)}{(x_5 + x_4)} - \frac{(p_4 - p_3)}{(x_4 + x_3)} \right]$$

Donde  $x_3$ ,  $x_4$  y  $x_5$  son las longitudes (dimensiones en  $x$ ) de los bloques 3, 4 y 5 y los subíndices de la presión representan las presiones desconocidas en los bloques 3, 4 y 5. Esta ecuación representa la fórmula de la diferencia central para la segunda derivada.

Sustituyendo esas aproximaciones en diferencias finitas por las derivadas de las ecuaciones que están en las ecuaciones de flujo, con los valores apropiados de la roca y los fluidos, resulta en un sistema de ecuaciones lineales en los bloques de las presiones desconocidas. Esas ecuaciones ahora pueden ser resueltas para obtener los valores de la presión mediante la imposición de la restricción del gasto constante o la presión de fondo fijada. Esos valores de presión son programados a un tiempo dado y a una historia de producción. Los valores de la presión a tiempos subsecuentes son programados usando la presión al tiempo conocido respetando la restricción a la producción al tiempo subsecuente.

A continuación se muestra una tabla con el resumen de las ventajas y desventajas de los tres métodos mencionados anteriormente.

**Tabla 4-1 - Comparación de los métodos de predicción del comportamiento para pozos fracturados hidráulicamente**

<b>Método</b>	<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
<b>Curvas tipo</b>	<p>Existen curvas tipo de presión, que varían con el tiempo y curvas tipo de decremento gasto-tiempo, que se mantienen constantes.</p> <p>La curva tipo de Fetkovich es una curva tipo de decremento gasto-tiempo y es la primer curva tipo conocida y son para pozos de aceite o de inyección de agua.</p> <p>Las curvas tipo de Blasingame o Agarwal son para pozos de gas fracturados donde las longitudes de fractura son largas y las conductividades son bajas.</p>	<p>Toman como una suposición básica que la presión de fondo fluyendo se mantiene constante mientras que el gasto disminuye.</p> <p>La curva tipo de Fetkovich trabaja mejor cuando la longitud de fractura es relativamente corta y la conductividad de la fractura es relativamente alta.</p> <p>El método de la curva tipo es un proceso iterativo, lo cual lo hace un método menos preciso.</p> <p>Las curvas tipo de Agarwal y Blasingame se adaptan mejor cuando gobierna el periodo de flujo transitorio es decir en formaciones de baja permeabilidad donde se requieren fracturas largas.</p> <p>Son incómodas para hacer predicciones cuando las condiciones de operación futuras varían con el tiempo.</p> <p>No se pueden usar cuando el gasto de producción es constante y la presión disminuye.</p>
<b>Métodos analíticos</b>	<p>Se pueden hacer predicciones cuando el gasto es constante y la presión de fondo está cayendo.</p> <p>Se pueden hacer predicciones cuando las condiciones de operación en superficie controlan el decremento natural del gasto del pozo.</p> <p>Con los métodos analíticos se creó un procedimiento para predecir el comportamiento de la disminución de condensados de gas producidos en pozos fracturados.</p> <p>Tiene una relativa simplicidad ya que los datos de entrada están limitados a los valores de algunos parámetros del modelo y un estimado del volumen original del yacimiento, aunque esto nos puede tanto ayudar como perjudicar.</p>	<p>Se utilizan ecuaciones complejas que relacionan los parámetros turbulentos iniciales.</p> <p>Se requiere de una evaluación en la computadora para el caso más general aunque se trate de un proceso analítico.</p>

<b>Métodos numéricos</b>	Es el mejor método cuando el periodo del comportamiento dominado por la fractura tiene un impacto significativo en la recuperación total de un pozo o en la viabilidad económica.	Se asume que se produce a un gasto constante y se debe predecir la presión de fondo.
	Arroja los resultados más precisos ya que se simula al yacimiento completo o a la porción deseada.	Después de que la presión llega a un nivel especificado, la presión se mantiene fija y se pronostica el gasto de producción.
		El proceso implica reemplazar las derivadas continuas en las ecuaciones por aproximaciones discretas involucrando la presión desconocida y las propiedades de la roca y de los fluidos en cada bloque lo cual lo hace un proceso muy complejo.
		Se enfoca en el desarrollo de las soluciones completas de las ecuaciones diferenciales parciales y a las condiciones de frontera del problema en cuestión, lo cual lo hace un método muy complejo.

#### 4.5. Ejemplos de Aplicación: Predicción del Comportamiento

Para ilustrar parcialmente alguno de los métodos mencionados anteriormente, vamos a utilizar el método numérico y el de la curva tipo para la predicción del comportamiento del gasto.

##### 4.5.1 Ejemplo del Método Numérico

Este ejemplo fue tomado de Hager y Jones (2001). La figura 4.4 muestra los resultados finales de la interpretación de una prueba de incremento de presión en un pozo de gas de baja permeabilidad después de haber sido fracturado hidráulicamente. Esta prueba fue realizada a pocos días de que el pozo fue fracturado.

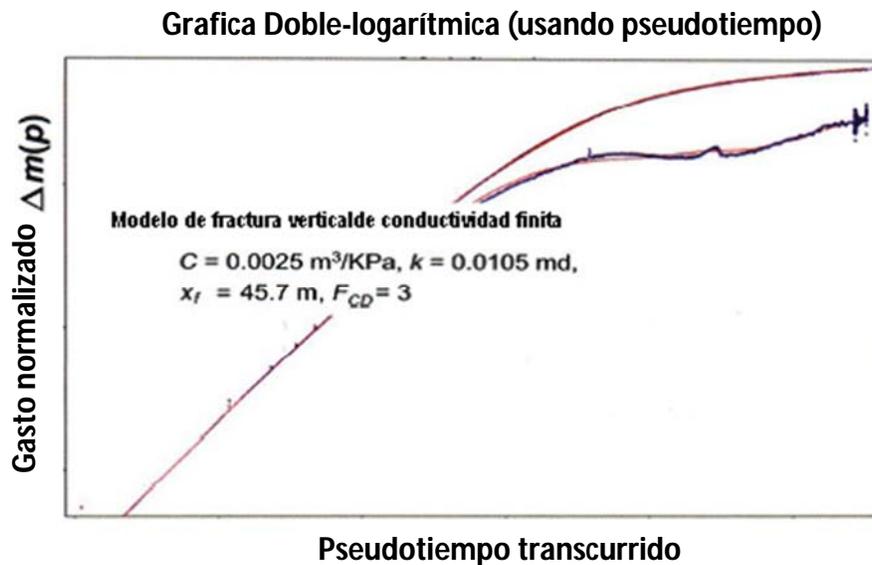


fig. 4.4 - Interpretación de los datos de la prueba de incremento realizada después del fracturamiento del ejemplo.

Los principales problemas con los resultados de la prueba de incremento de presión es que la media longitudinal de la fractura indicada es más pequeña que la que se esperaba del diseño. Esto es principalmente causado por una pobre limpieza de la fractura antes de recolectar los datos de presión en la prueba de incremento mostrada en la figura 4.4. Nosotros esperaríamos que mientras el pozo produce, la fractura se limpiara, y así, la media longitudinal de fractura efectiva y quizás, la conductividad efectiva, se incrementarían.

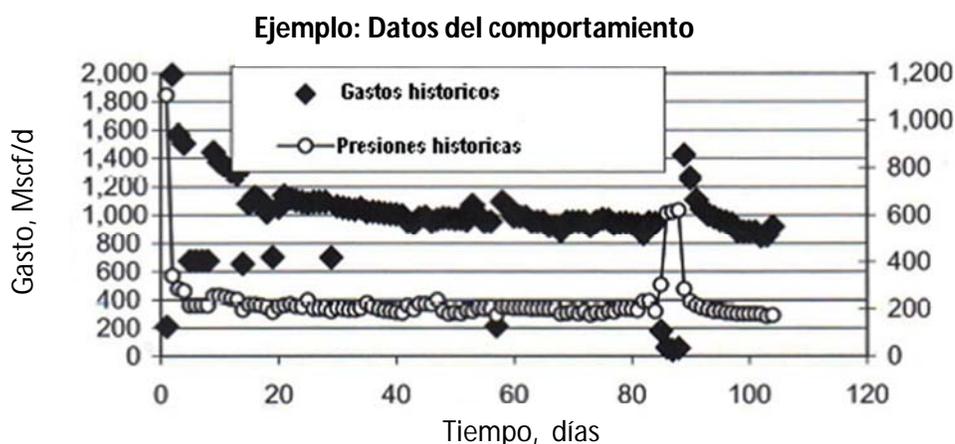


fig. 4.5 - Comportamiento del pozo después de la fractura.

*Comportamiento del pozo después de la fractura, primeros 105 días. Los rombos negros indican el gasto del pozo, y los círculos blancos son la presión en la cabeza.*

La figura 4.5 muestra el comportamiento de este pozo para los primeros 105 días después de que la prueba de incremento de presión fue realizada. Los rombos negros indican el gasto del pozo, y los círculos blancos son la presión en la cabeza. El procedimiento que seguiremos es el simulador numérico, con los datos de entrada determinados de la prueba de incremento de presión realizada después del fracturamiento, para predecir este comportamiento de 105 días. Ya que en la prueba de incremento no se alcanza a ver el efecto de las fronteras, el área de drene se asumirá como de 160 acres. Ciertamente es que, esta es una decisión arbitraria. Pero probaremos esto durante el ejercicio de predicción.

El objetivo es doble. Primero, nos gustaría determinar si los datos del comportamiento indican cualquier mejora en la media longitud de fractura o en la conductividad durante este periodo. Segundo, nos gustaría entonces, predecir el comportamiento futuro de este pozo tomando como base esos parámetros ajustados.

La figura 4.6 muestra un ajuste de los primeros 105 días de los datos del comportamiento usando un simulador de yacimientos de gas comercial. En esta simulación, la presión en la cabeza medida ha sido impuesta como un control en la operación, y los gastos del pozo se han pronosticado. El ajuste mostrado requiere que la media longitud de fractura efectiva sea incrementada del valor inicial de 46 m a un valor final de 215 m. Un incremento en la media longitud de fractura fue impuesto cada vez que el gasto pronosticado en la simulación empezó a caer debajo del gasto medido. Para ajustar los 105 días enteros de los datos del comportamiento, la media longitud de fractura tuvo que ser incrementada tres veces, con el último incremento aproximadamente a los 60 días. El valor de la conductividad fue respetado ajustando la permeabilidad de la fractura para mantener la conductividad adimensional constante mientras que se aumentaba la media longitud de fractura. La permeabilidad efectiva del yacimiento también tuvo que ser incrementada aproximadamente un 10% para alcanzar el ajuste.

Para hacer una predicción del gasto, ahora necesitamos correr el simulador y adelantar el tiempo con algunas condiciones de operación elegidas (por ejemplo, produciendo contra la historia de la presión en la cabeza). Sin embargo, para este pozo, el análisis anterior fue originalmente hecho después de que el pozo había producido por casi 1000 días. Así, revisaremos la predicción de los gastos del pozo, imponiendo las presiones en la cabeza conocidas, manteniendo los parámetros del modelo constantes a los valores ajustados obtenidos del ajuste de los primeros 105 días del comportamiento del gasto.

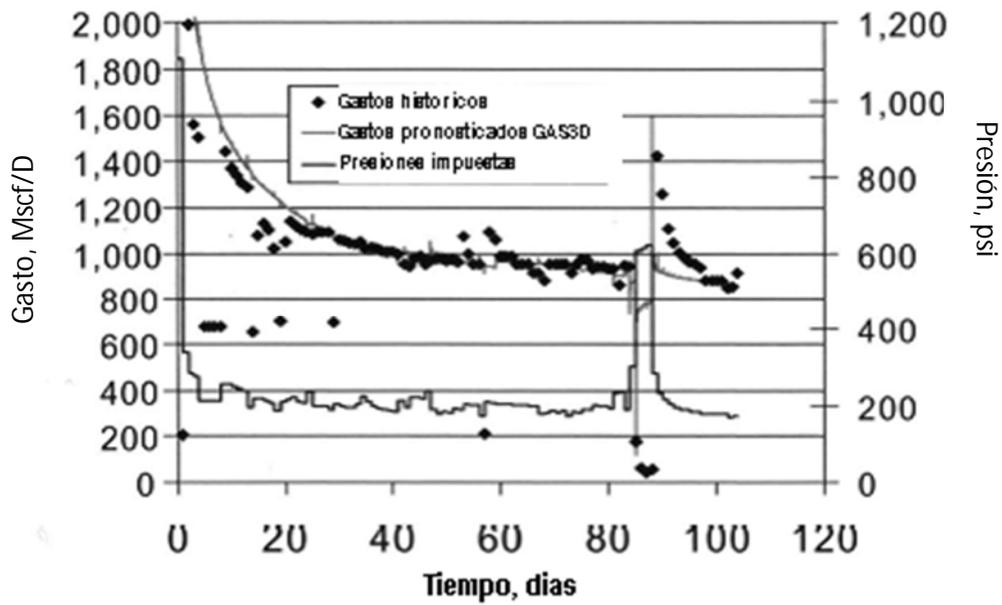


fig. 4.6 - Ajuste del simulador: comportamiento de pozo  $k=0.0115\text{md}$ , media longitud de fractura efectiva, incrementándose con el tiempo.

La figura muestra un ajuste de los primeros 105 días de los datos del comportamiento usando un simulador de yacimientos de gas comercial. En esta simulación, la presión en la cabeza medida ha sido impuesta como un control en la operación, y los gastos del pozo se han pronosticado.

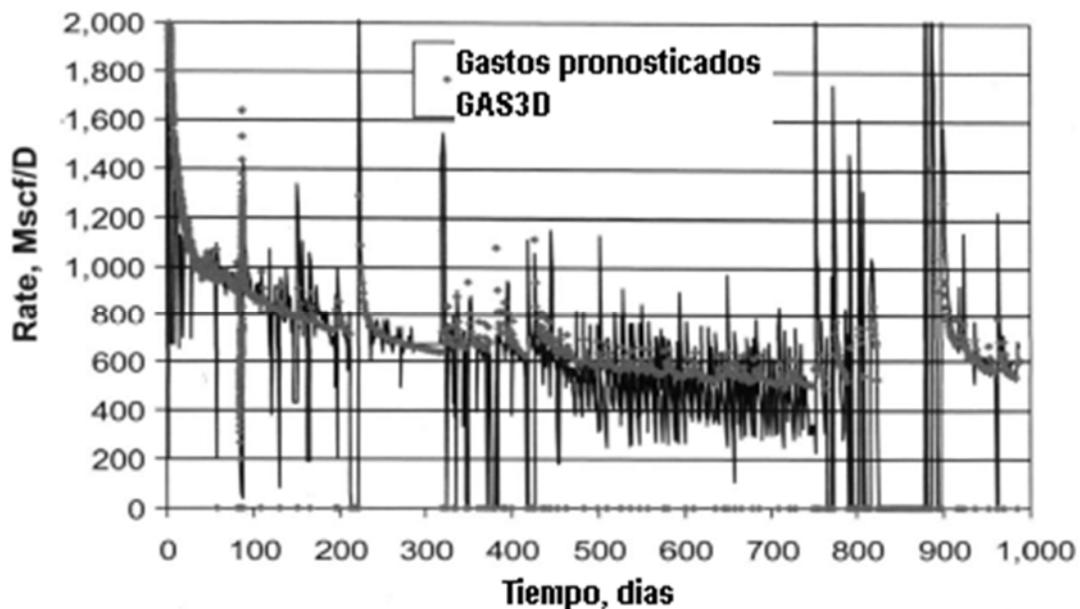


fig. 4.7 - Predicción del comportamiento basado en los valores de los parámetros ajustados.

La figura muestra una comparación de la simulación de los gastos pronosticados (símbolos grises) con los gastos del pozo medidos para recordar el comportamiento conocido.

La figura 4.7 muestra una comparación de la simulación de los gastos pronosticados (símbolos grises) con los gastos del pozo medidos para recordar el comportamiento conocido. Obviamente, la predicción es excelente, indicando que no se requieren más ajustes a los parámetros para describir los gastos del pozo. Los gastos medidos entre, aproximadamente 400 y 750 días están afectados por el acumulamiento del líquido, pero el comportamiento sigue siendo capturado bastante bien por el simulador. Mientras que este tipo de predicción es un poco inusual, ilustra el poder de integrar el análisis de datos típico después del fracturamiento con la simulación del comportamiento.

Tomaremos, ahora un procedimiento más usual para la predicción mediante el uso del ajuste con curvas tipo.

#### 4.5.2 Ejemplo del Método de la Curva Tipo

El método de Agarwal-Gardner para la predicción con la curva tipo se discute a detalle en Agarwal et al. (1999). Como se muestra ahí, el primer paso de este método es obtener un estimado del volumen original del gas del yacimiento. Esto se hace con una curva tipo especializada basada en una gráfica cartesiana, del gasto adimensional vs. la producción acumulada adimensional. En esta curva tipo, el valor del volumen original del gas del yacimiento es ajustado hasta que los datos medidos caen en una línea recta que extrapola a través de  $\pi/2$ . La suposición detrás de esta gráfica es que los datos que están sobre la línea corresponden al periodo de flujo dominado por las condiciones de frontera y por lo tanto son datos válidos para determinar el volumen original del gas. Ninguna gráfica de diagnóstico es inherente en el método de Agarwal-Gardner que confirme esta suposición que no sea el hecho de que algunas suposiciones del volumen original del gas, los datos más avanzados en el tiempo caigan en la línea recta esperada. La figura 4.8, muestra el análisis para los primeros 420 días de producción para nuestro ejemplo. Esta gráfica fue tomada de Hager y Jones (2001), pero el análisis hecho aquí imita el análisis original documentado por la compañía que se utilizó como fuente.

Con el tamaño del yacimiento determinado por el volumen original del gas, los datos pueden ser ajustados a una curva tipo de gasto-tiempo, y así, obtener la predicción del comportamiento del gasto.

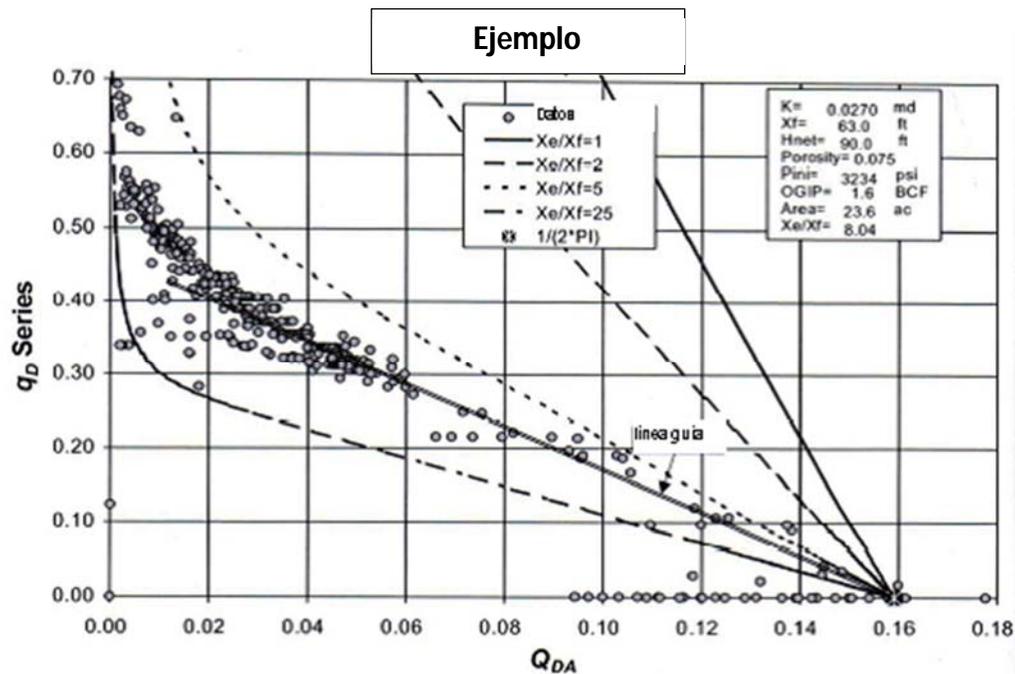


fig. 4.8 - Curva tipo cartesiana de Agarwal-Gardner para estimar el volumen original del gas (de Agarwal et al. 1999)

El mejor ajuste de los datos para una de las formas de la curva tipo de Agarwal-Gardner (gasto-tiempo), apropiada para pozos fracturados hidráulicamente se muestra en la figura 4.9. Los datos han sido ajustados de manera que conserven, lo más cerca posible, la permeabilidad estimada y la media longitud de fractura obtenida del análisis del periodo transitorio. Note, sin embargo, que a diferencia del ajuste numérico obtenido antes, la permeabilidad ha tenido que ser aumentada más del 20% (de 0.011 a 0.026 md). Esto es parcialmente una consecuencia del número limitado de curvas que hay para realizar el ajuste, pero refleja una discrepancia típica vista entre los valores de la curva típica derivada y esos obtenidos de las pruebas de presión-producción y del ajuste histórico numérico.

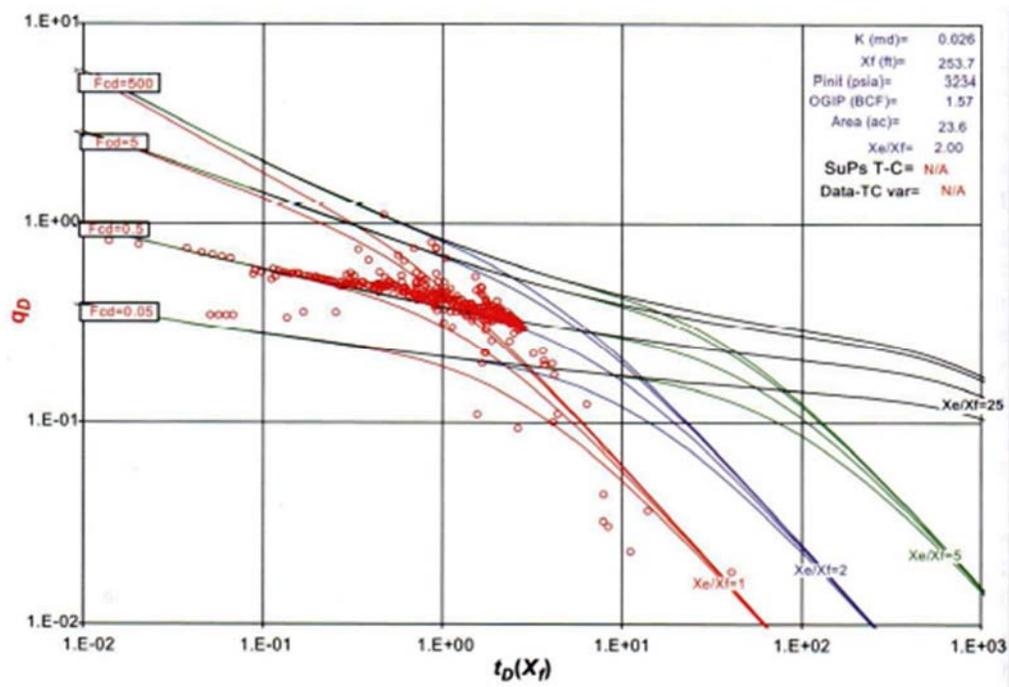


fig. 4.9 - Ajuste de curva tipo de Agarwal-Gardner de los datos del ejemplo

Un segundo problema con el ajuste de curvas tipo es que es inconsistente con la suposición de que el flujo dominado por las condiciones de frontera usado para obtener el volumen original del gas estimado en la fig. 4.8. Muy pocos de los datos que consideraríamos confiables (por ejemplo, ignorando la dispersión de los valores atípicos debajo y a la derecha de la línea principal de datos) está en realidad en el flujo dominado por las condiciones de frontera. No hay datos sobre la tendencia de la pendiente negativa de la curva tipo. Sin embargo, contrario a la examinación superficial de la figura 4.8 implicaría, que este ajuste demuestra que el pozo sigue estando esencialmente en el periodo de flujo transitorio. Esto implica que cualquier predicción del gasto que hagamos con el volumen original de gas asumido sería conservador. El área de drenaje implicada por este valor de volumen original es de aproximadamente 23 acres, así que la predicción del gasto de Agarwal-Gardner sería considerablemente más conservadora que cualquiera que obtendríamos de los procedimientos numéricos mencionados anteriormente, ya que el método numérico uso un área de drenaje de 160 acres. Además, no hay razón para ajustar esta área en la predicción numérica, ya que predijo confiablemente los primeros 1000 días de producción sin la necesidad de cambiar esa área asumida.

La discusión anterior refleja nuestra experiencia general con las predicciones basadas en las curvas tipo. Ellas son a menudo, conservadoras en comparación con las predicciones basadas numéricamente. Como es el caso aquí, puede esperarse que pase incluso cuando son usados más datos para determinar un mejor ajuste de curvas tipo.

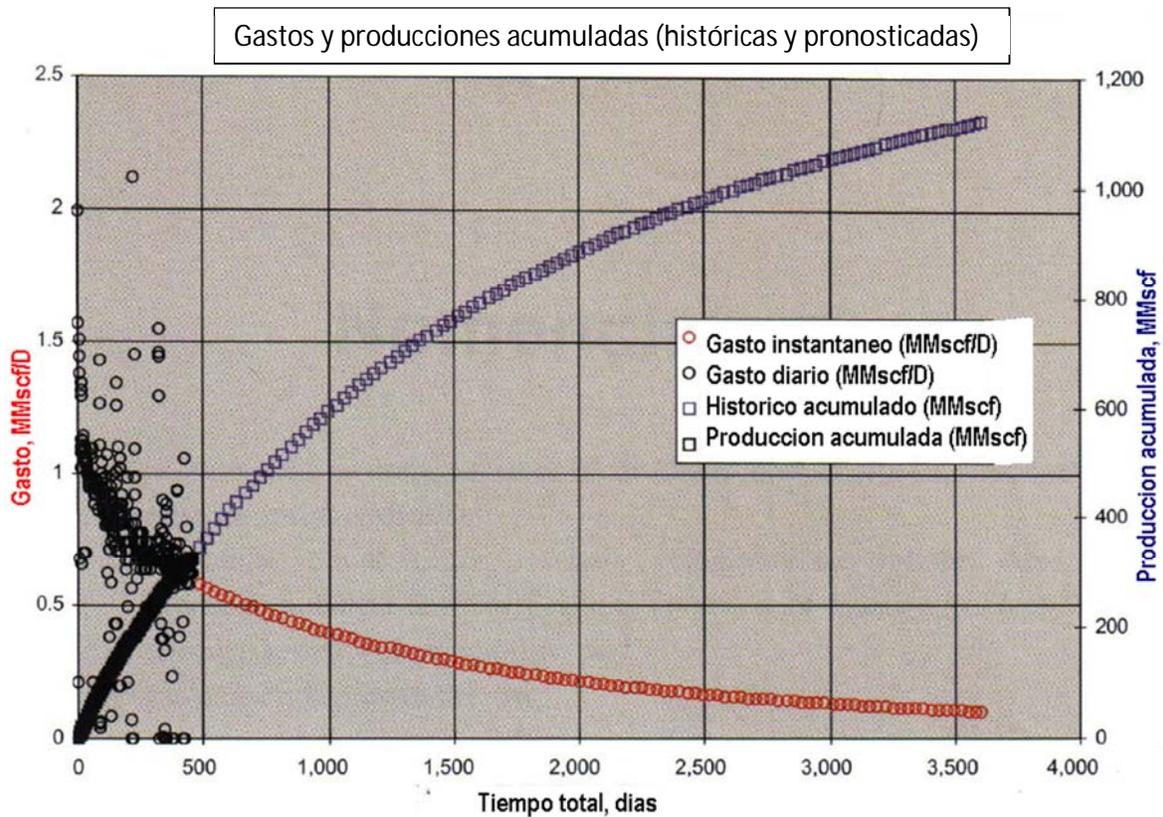


fig. 4.10 - Predicción del gasto y producción acumulada de la curva tipo de Agarwal-Gardner.

Para completar este ejemplo, el gasto y la producción acumulada usando el método de curva tipo de Agarwal-Gardner se muestra en la figura 4.10. El proceso mecánico usado para obtener esta predicción asume que la presión fluyendo controlando los gastos futuros es la presión fluyendo final medida en los datos históricos. Se pueden dar alguna idea de que tan conservadora es esta predicción, comparando el gasto pronosticado aquí y el gasto medido a 1000 días. Mientras que el pozo producía aproximadamente 600 Mpcd a este tiempo, el gasto pronosticado por Agarwal-Gardner está por debajo de 500 Mscfd. Si el área de drene correcta es por lo menos 8 veces mayor que el estimado por el análisis de curva tipo, como se deduce por el ajuste numérico, entonces la diferencia entre el comportamiento actual y el comportamiento pronosticado, sin duda se desviara con el avance del tiempo.

Con el método del simulador numérico se pudo observar que la predicción es excelente, esto, debido a la calidad de los datos de entrada y a los datos de los parámetros que se obtuvieron en la evaluación post-fracturamiento. Además es importante mencionar que a pesar de que se obtuvo una media longitud de fractura más pequeña de la que se esperaba del diseño, también se tuvo en consideración que esta incrementaría mientras el pozo estuviera produciendo, demostrando así, que el simulador numérico puede hacer predicciones muy precisas.

Al contrario de método numérico, el de la curva tipo muestra que los resultados estarán cada vez más desviados con el paso del tiempo. Como ya se mencionó antes, existen varios problemas con

el método de la curva tipo, como por ejemplo, el número limitado de curvas que existe para realizar el ajuste, o el hecho de que, para obtener el volumen original del gas se tiene que hacer la suposición de que el flujo está gobernado por las condiciones de frontera, y es que, muy pocos de los datos que consideraríamos confiables están en realidad en el flujo dominado por las condiciones de frontera. Otro problema encontrado en el método de la curva tipo, fue la suposición del área de drene, ya que se supuso un área de por lo menos 8 veces más pequeña que la que se tomó para el método numérico. Esto quiere decir que los errores serán cada vez mayores.

Por lo tanto, aunque el método de la curva tipo no arroja resultados totalmente erróneos si sería recomendable confirmar o reforzar los resultados obtenidos con otro método como el del simulador numérico.



## 5. Conclusiones y Recomendaciones

En México, se realizan alrededor de 1000 tratamientos de fracturamiento hidráulico por año, de los cuales, la mayoría no son sometidos a la evaluación pertinente para saber si dicho fracturamiento mejoró la producción de la forma esperada, es decir, que optimizó la recuperación de hidrocarburos de un campo a través de la creación de un canal conductivo eficiente en algunos casos y en otros alcanzar la longitud de fractura diseñada.

El análisis que fundamenta esta tesis, propone un trabajo complementario entre los diferentes métodos de evaluación, enfocándose principalmente en las pruebas de presión-producción que son realizadas post fracturamiento, de tal manera, que se pueda conocer qué tan precisa fue la geometría de la fractura creada con respecto a la que se diseñó, y así mejorar los tratamientos futuros, desde hacer una selección más adecuada del método de evaluación a utilizar, basado en las necesidades específicas de cada pozo, hasta hacer una predicción del comportamiento del fracturamiento más eficiente.

Esta propuesta surge debido a que los métodos de monitoreo y evaluación no cumplen en su totalidad con la obtención de algunos de los parámetros más importantes que conforman una fractura hidráulica.

A continuación muestro una tabla (5.1) que resume las capacidades y limitaciones que cada método tiene para estimar los parámetros de la fractura. Esto con la intención de facilitar el análisis del alcance de cada método y mostrar qué combinaciones podrían ser las más efectivas.

Tabla 5-1 Capacidades y Limitaciones para Estimar Parámetros de la Fractura

Grupo	Método de diagnóstico de fracturas	Limitaciones principales	Capacidad para estimar							
			Longitud	Altura	Asimetría	Ancho	Azimuth	Echado	Volumen	Conductividad
Campo lejano, durante el tratamiento de fracturamiento	Monitoreo con inclinómetro de superficie	<ul style="list-style-type: none"> <li>No puede obtener dimensiones de fracturas individuales y complejas</li> <li>La resolución de monitoreo se reduce con la profundidad (azimut de la fractura <math>\pm 3^\circ</math> a una profundidad de 3,000 pies y <math>\pm 10^\circ</math> a una profundidad de 10,000 pies)</li> </ul>								
	Monitoreo con inclinómetro de fondo de pozo	<ul style="list-style-type: none"> <li>La resolución de la longitud y la altura de la fractura disminuye al aumentar la distancia al pozo de observación</li> <li>Limitado por la disponibilidad de pozos de observación potenciales</li> <li>No se dispone de información sobre distribución del apuntalante y geometría efectiva de la fractura</li> </ul>								
	Monitoreo microsísmico	<ul style="list-style-type: none"> <li>Limitado por la disponibilidad de pozos de observación potenciales</li> <li>Depende de la corrección del modelo de velocidad</li> <li>No se dispone de información sobre distribución del apuntalante y geometría efectiva de la fractura</li> </ul>								
Región vecina al pozo, después del tratamiento de fracturamiento	Trazadores radiactivos	<ul style="list-style-type: none"> <li>Medición en el volumen de la región vecina al pozo</li> <li>Provee sólo un límite inferior para la altura de la fractura si la fractura y la trayectoria del pozo no están alineadas</li> </ul>								
	Adquisición de registros de temperatura	<ul style="list-style-type: none"> <li>La conductividad térmica de las diferentes formaciones puede variar, sesgando los resultados de los registros de temperatura</li> <li>El registro posterior al tratamiento requiere pasos múltiples dentro de las 24 horas posteriores al tratamiento</li> <li>Provee sólo un límite inferior para la altura de la fractura si la fractura y la trayectoria del pozo no están alineadas</li> </ul>								
	Adquisición de registros de producción	<ul style="list-style-type: none"> <li>Provee información sólo sobre zonas o disparos que contribuyen a la producción en aplicaciones en pozo entubado</li> </ul>								
	Adquisición de registros de imágenes de la pared del pozo	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sólo se corre en agujero descubierto</li> <li>Provee la orientación de la fractura sólo cerca del pozo</li> </ul>								
	Video de fondo de pozo	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se corre mayormente en pozos entubados y provee información sólo sobre zonas o disparos que contribuyen a la producción en aplicaciones en pozo entubado</li> <li>Muchos poseen aplicaciones en agujero descubierto</li> </ul>								
	Basado en modelos	<ul style="list-style-type: none"> <li>Análisis de fracturas por presión neta                             <ul style="list-style-type: none"> <li>Los resultados dependen de las suposiciones del modelo y de la descripción del yacimiento</li> <li>Requiere "calibración" con observaciones directas</li> </ul> </li> <li>Pruebas de pozos                             <ul style="list-style-type: none"> <li>Los resultados dependen de las suposiciones del modelo</li> <li>Requiere estimaciones precisas de la permeabilidad y de la presión de yacimiento</li> </ul> </li> <li>Análisis de producción                             <ul style="list-style-type: none"> <li>Los resultados dependen de las suposiciones del modelo</li> <li>Requiere estimaciones precisas de la permeabilidad y de la presión de yacimiento</li> </ul> </li> </ul>								
			determina		puede determinar		no puede determinar			

De acuerdo a resultados comparativos de las diferentes formas de evaluación de un fracturamiento hidráulico que se muestran en la tabla, los métodos más eficientes son con los inclinómetros de fondo y de superficie y con el monitoreo microsísmico, sin dejar de lado que es necesario contar con un pozo vecino para realizar estos levantamientos, sin embargo, para calcular uno de los parámetros más importantes, como es la conductividad de la fractura, solo es posible hacerlo mediante el análisis de los datos arrojados por las pruebas presión-producción.

Anteriormente, las pruebas de presión-producción, fueron de gran utilidad para la obtención de los principales parámetros; ancho, longitud, altura y conductividad de la fractura. Hoy en día su importancia radica sólo en la precisión que tienen para calcular la conductividad de la fractura ya que para obtener los parámetros restantes ahora existen métodos más nuevos y precisos como el monitoreo microsísmico o el monitoreo con inclinómetro de fondo o de superficie.

Calcular los parámetros y modelos utilizando los métodos de evaluación existentes, nos permite predecir el comportamiento a largo plazo de un pozo fracturado hidráulicamente, por lo cual su dominio es de gran utilidad para los profesionales que nos dedicamos a las ciencias de la tierra, especialmente al Ingeniero Petrolero, al ser una de las principales herramientas de las que podemos hacer uso para analizar este tipo de operaciones realizadas y así, poder diseñar de forma más eficiente futuros fracturamientos.

A lo largo de esta tesis se mostró que existen diversos métodos para evaluar la geometría de las fracturas hidráulicas antes, durante y después de la creación de la fractura. Por medio de este análisis se encontró que la precisión de las técnicas indirectas de respuestas de pozos está relacionada con la precisión de los modelos de fracturas y yacimientos que generan la predicción. Sin lugar a dudas, la forma más común que se usa hoy en día para evaluar la eficacia de la aplicación del tratamiento y su geometría resultante, es a través de la realización de un análisis de las pruebas de presión-producción. El resultado de este análisis está íntimamente relacionado con la presión del tratamiento y, en consecuencia, se deteriora cuando no se cuenta con datos de presiones de fondo reales.

Desafortunadamente, en un gran porcentaje de las operaciones, la presión del tratamiento se mide en la superficie (corregida por la carga hidrostática y las caídas de presión por fricción dentro de la tubería). La presión del tratamiento se mide con más precisión en el fondo del pozo; sin embargo, se encontró que, hasta los datos de presión de tratamiento precisos no reflejan necesariamente la geometría de la fractura, y esto nos puede arrojar resultados que carezcan de veracidad, o bien, que sean parcialmente incorrectos.

Es de suma importancia que se lleve a cabo la evaluación de los fracturamientos hidráulicos para así contar con la mayor cantidad de datos posibles, los cuales, nos ayuden a obtener mejores predicciones y obtener las producciones óptimas de cada pozo. De esta forma propongo que después de realizar una operación de fracturamiento hidráulico, se aplique más de un método de evaluación, basando la selección de los métodos a utilizar en un análisis de las características específicas del pozo, para poder aplicar métodos que sean compatibles el uno con el otro.

Es importante considerar la relación costo-beneficio de cada una de estas formas de evaluación, con la finalidad de seleccionar la mejor, ya que no es posible o económicamente viable aplicarlos todos (aunque sería lo más recomendable). Es posible que implementar pozos específicamente para el monitoreo y la evaluación del fracturamiento nos proporcionen, a mediano plazo, beneficios técnicos y económicos para la realización de futuras operaciones o incluso la predicción del comportamiento de los pozos que ya han sido fracturados. Esto, mediante la perforación de pozos monitores o la reincorporación de los pozos que ya han sido taponados por diversas razones (por ejemplo, la no rentabilidad en la producción de estos, ya que serán utilizados únicamente para monitorear el fracturamiento). Esta propuesta puede ser extendida a todo tipo de operaciones que requieran pruebas en las que se necesitan pozos adicionales o inclusive cerrar la producción durante un periodo de tiempo, claro está, que se debe llevar a cabo un estudio técnico y económico para saber si es aplicable esta propuesta. Ya que por otro lado, aunque algunas veces existe una visión alentadora de los resultados que arrojan estos métodos con respecto al diseño de la geometría de la fractura y la que se tiene realmente, también hay otros casos que muestran diferencias enormes, indicando que todavía existe un largo camino para entender todos los mecanismos que gobiernan el crecimiento de la fractura. Mientras más datos de la evaluación del fracturamiento sean recolectados e interpretados, nuestro conocimiento sobre los mecanismos del fracturamiento serán mejorados y esto nos debe llevar a obtener mejores modelos y una mejor práctica.

---

## Bibliografía

Agarwal, R.G 1980. "A New Method to Account for Producing Time Effects When Drawdown Type Curves Are Used To Analyze Pressure Buildup and Other Test Data". SPE 9289.

Agarwal, R.G, Gardner, D.C., Kleinsteiber, S.W, and Fussell, D.D. 1999. "Analyzing Well Production Data Using Combined Type Curve and Decline-Curve Analysis Concepts". SPE 57916.

Arps, J.J. 1945. "Analysis of Decline Curves." *Trans., AIME*, **160**: 228-247.

Bale, A., Smith, M.B., and Settari, A. 1994. "Post-Frac Productivity Calculation for Complex Reservoir/Fracture Geometry." SPE 28919.

Blasingame, T.A, McCray, T.L., and Lee, W.J. 1991. "Decline Curve Analysis for Variable Pressure Drop/Variable Flowrate Systems". SPE 21513.

Bourdet, D.L., Whittle, T.M., Douglas, A.A., and Pirard, Y.M. 1983. "A new set of type curves simplifies well test analysis". *World Oil* (May 1983): 95-106.

Britt, L.K., Hager, C.J., and Thompson, J.W. 1994. "Hydraulic Fracturing in a Naturally Fractured Reservoir". SPE 28717.

Britt, L.K., Smith, M.B., Haddad, Z., and Lawrence, P. 2006. "A Multidisciplinary Approach to Hydraulic Fracturing in the South Texas Wilcox Formation". SPE 102226.

Brown, R.O., Forgotson, J.M., and Forgotson, J.M. Jr. 1980. "Predicting the Orientation of Hydraulically Created Fractures in the Cotton Valley Formation of East Texas". SPE 9269.

Cinco-Ley, H. and Samaniego, V. 1977. "Effect of Wellbore Storage and Damage on the Transient Pressure Behavior of Vertically Fractured Wells". SPE 6752.

Cinco-Ley, H. and Samaniego-V., F. 1981. "Transient Pressure Analysis for Fractured Wells". *JPT* **33** (9): 1749-1766. SPE 7490.

Cinco-Ley, H., Samaniego, V.F, and Dominguez, A.N. 1978." Transient Pressure Behavior for a Well With a Finite-Conductivity Vertical Fracture". *SPEJ***18** (4): 253-264. 10.2118/6014-PA.

Cipolla C. L. and Wright C. A. SPE 2002. "Diagnostic Techniques To Understand Hydraulic Fracturing: What? Why? And How?". SPE 75359.

Clark, R.C. et al. 1953. "Application of hydraulic fracturing to the stimulation of oil and gas production". *Drill. & Prod. Prac, API*, 113-22.

Dobkins, T.A. 1981a. "Improved Methods To Determine Hydraulic Fracture Height". *JPT* **33** (4): 719-726. SPE 8403.

Dobkins, T.A. 1981b. "Procedures, Results, and Benefits of Detailed Fracture Treatment Analysis". SPE 10130.

Ehlig-Economides, C. 1988. "Use of the Pressure Derivative for Diagnosing Pressure-Transient Behavior". *JPT*40 (10): 1280-1282. SPE 18594.

Fetkovich, M.J. 1980. "Decline Curve Analysis Using Type Curves". *JPT*32 (6): 1065-1077. SPE 4629.

Fetkovich, M.J., Vienot, M.E., Bradley, M.D., Kiesow, U.G. 1987. "Decline Curve Analysis Using Type Curves: Case Histories". SPE 13169.

Geertsma, J. and de Klerk, F. 1969. "A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulic Induced Fractures". SPE 2458.

Gidley, J.L., Holditch, S.A., Nierode, D.E., and Veatch, R.W. Jr. 1989. "*Recent Advances in Hydraulic Fracturing*". Monograph Series, SPE, Richardson, Texas 12.

Hubbert, M.K. and Willis, D.G. 1957. "Mechanics of Hydraulic Fracturing". *Trans.*, AIME, **210**: 153-168.

Jack Jones and Britt Larry K. SPE, 2009. "Design and Appraisal of Hydraulic Fractures, Society of Petroleum Engineers". SPE 31437.

Khristianovich, S.A. and Zheltov, YP. 1955. "Formation of vertical fractures by means of highly viscous liquid". *Proc*, Fourth World Petroleum Congress, Rome, Sec. II, 579-586.

Laird A. D. and Mattar L. 1985. "Practical well Test Design to Evaluate Hydraulic Fractures in Low Permeability Wells". Petroleum Society of CIM. Paper No. 85-36-8.

Locke, CD. and Sawyer, W.K. 1975. "Constant Pressure Injection Test in a Fractured Reservoir—History Match Using Numerical Simulation and Type Curve Analysis". SPE 5594.

Morris, C.W. and Sinclair, A.R. 1984. "Evaluation of Bottomhole Treatment Pressure for Geothermal Well Hydraulic Fracture Stimulation". *JPT*36 (5): 829-836. SPE 11157.

Nolte, K.G. 1979. "Determination of Fracture Parameters from Fracturing Pressure Decline". SPE 8341.

Nolte, K.G. 1988. "Principles for Fracture Design Based on Pressure Analysis". SPE 10911.

Nordgren, R.P. 1972. "Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture". SPE 3009.

Perkins, T.K. and Kern, L.R. 1961. "Widths of Hydraulic Fractures". *JPT* **13** (9): 937-949; *Trans.*, AIME, **222**. SPE 89.

---

Prats, M. 1961. "Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior—Incompressible Fluid Case". SPE 1575.

Raghavan, R. 1993. "*Well Test Analysis*". Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice-Hall.

Smith, M.B., Rosenburg, R.J. and Bowen, J.F 1982. "Fracture Width—Design vs. Measurement". SPE 10965.

Theis, C.V. 1935. "The relation between the lowering of the piezometric surface and the rate and duration of discharge of a well using ground-water storage". *American Geophysical Union Transactions* 16 (2): 519-524.

van Everdingen, A.F. and Hurst, W. 1949. "The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs". *Trans., AIME*, 186: 305-324.

Veatch, R.W. Jr. 1983a. "Overview of Current Hydraulic Fracturing Design and Treatment Technology—Part 1". *JPT* 35 (4): 677-687. SPE 10039.

Veatch, R.W. Jr. 1983b. "Overview of Current Hydraulic Fracturing Design and Treatment Technology—Part 2". *JPT* 35 (5): 853-864. SPE 11922.