



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“MÉTODO DE ANÁLISIS PARA ESTIMAR LA PRESIÓN DE CIERRE EN PRUEBAS DE MINIFRAC”

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

VICTOR ISIDORO MARTÍNEZ RODRÍGUEZ



DIRECTOR DE TESIS:

M. EN I. MARIO GERARDO GARCÍA HERRERA

MÉXICO D.F.

DICIEMBRE 2015



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.

Dedicatorias.

A mis padres; los amo.

A mi abuelo Delfino Martínez Aguilar, espero que su voz nunca se canse de cantar.

A la memoria de esas personas que dejaron su huella en los más profundo de mi corazón.

- *Mi tío Juan Martínez† quien junto a mi padre me enseñaron lo que significa el apoyo incondicional.*
- *Y especialmente mi Abuelita Herlinda Sandoval† de la cual conservo sus enseñanzas, gracias a ella aprendí que a las tormentas no hay que temerles, sino disfrutarlas, y vaya que esta vida está plagada de tormentas.*

“Siempre acabamos llegando a donde nos esperan”

- *José Saramago*

*Porque de él, y por él, y en él, son todas las cosas
A él sea gloria por los siglos. Amen. Rom. 11.36*

Sin lugar a dudas el camino no fue fácil, pero siempre hubo alguien a mi lado para no dejarme caer, es por eso que agradezco de corazón cada aliento, consejo y abrazo.

Agradecimientos

A Dios porque a Él le debo todo lo que soy.

A mi familia; las personas que más amo en este mundo.

Mi padre Victor Manuel que siendo Profesor me enseñó lo que es realmente un Ingeniero, a entender que no sólo basta con poseer el conocimiento sino a aplicarlo ante cualquier adversidad para encontrar una solución.

Mi madre Maricela que siempre me recibió con un beso al regresar a casa, aun cuando llegara molesto por tener un mal día. Me enseñó el camino de Dios y dio aliento con sus consejos invaluables.

Mi hermana Brenda que ha sido mi ejemplo a seguir, la mejor amiga y consejera.

Mi hermana Yaira Belem el parte aguas de mi vida, las tardes de trabajo escuchándola tocar el piano me dieron aliento un sinnúmero veces.

A mis tíos: Martha y David, Maricela y Pedro, y mis primos: Jorge David, Madaí, Josué, Saraí, y respectivas familias, hacen que la vida sea más alegre.

A Salvador Ismael Velázquez Carrasco, el amigo más entrañable que la vida me dio con la finalidad de mostrarme el camino hacia esta maravillosa carrera, y lo que es un hermano.

A mis amigos: Adriana, Alma Ruth, Araceli, Claudia Ivette, Estefanía, Eugenio, Nancy, y Priscila. Su apoyo incondicional es invaluable, así como cada momento de alegría a su lado.

Al Dr. Daniel Morales Matamoros mi director de tesis, por el conocimiento transmitido y el tiempo brindado en la realización de este trabajo.

Al M. en I, Mario Gerardo García Herrera por compartirme su conocimiento y apoyarme en la realización de los trámites para el registro de este trabajo.

A mi amada Universidad Nacional Autónoma de México por forjarme con la mejor educación en sus aulas.

A los profesores que me impartieron cátedra y transmitieron el conocimiento necesario para realizar este trabajo. En especial al Ingeniero Ignacio Castro Chávez y al Ingeniero José Luis Hernández Ramírez.

Al Instituto Mexicano del Petróleo y al M. en C. David Velázquez Cruz por compartirme información y conocimiento a lo largo del proceso de esta tesis.

A mis compañeros y amigos de carrera: Luis Antonio, José Alfredo, Misael, Gregorio, Ricardo, José Guadalupe, Justo Antonio y Jheto; porque también aprendí de ellos. Llegamos tiernos, nos vamos maduros.

“MÉTODO DE ANÁLISIS PARA ESTIMAR LA PRESIÓN DE CIERRE EN PRUEBAS DE MINIFRAC”

Contenido

Contenido	I
Lista de Figuras	VI
Lista de Tablas	X
Abstract	XII
Introducción	XIV
Capítulo I. Generalidades	1
I.1 Pruebas de Presión (Well test).....	1
I.1.1 Pruebas de Productividad.....	1
I.1.2 Pruebas de Presión Transitoria.....	2
I.2 Principios Básicos de las Pruebas de Presión Transitoria.....	2
I.2.1 Ley de Darcy.....	3
I.2.2 Compresibilidad.....	4
I.2.3 Tipos de flujo en el yacimiento.....	4
I.2.4 Regímenes de Flujo.....	6
I.2.5 Variables adimensionales.....	6
I.2.6 Ecuación de Difusión.....	8
I.2.7 Efecto de Daño.....	10
I.2.8 Efecto de Almacenamiento.....	11
I.2.9 Principio de Superposición.....	12
I.3 Tipos de Pruebas de Presión Transitorias.....	13
I.3.1 Pruebas de decremento (Drawdown test).....	14
I.3.2 Pruebas de incremento (Buildup test).....	15
I.4 Análisis de las pruebas de presión.....	18

I.4.1	Análisis Semilogarítmico de Horner.	19
I.4.2	Gráfico Log-Log (Representación Logarítmica).	20
I.4.3	Derivada de la Presión en el análisis de Pruebas de Pozo.	23
I.5	Cálculo de la derivada de presión.	26
I.5.1	Método de dos puntos.	26
I.5.2	Método de tres puntos consecutivos.	27
I.5.3	Método de 3 puntos no consecutivos.	28
Capítulo II.	Fundamentos teóricos del Fracturamiento Hidráulico	30
II.1	Antecedentes.	30
II.2	Definición.	30
II.3	Generalidades del fracturamiento hidráulico.	31
II.3.1	Fluidos fracturantes y agentes sustentantes.	31
II.3.2	Reología del fluido.	32
II.3.3	Modelo de ley de potencia.	32
II.3.4	Tortuosidad.	32
II.3.5	Filtrado o pérdida de fluido.	32
II.3.6	Apuntalante o sustentante.	32
II.3.7	Presión de fracturamiento.	32
II.3.8	Presión de inyección.	32
II.3.9	Presión neta.	32
II.3.10	Punta de la fractura.	33
II.3.11	Dirección de la fractura.	33
II.3.12	Gradiente de fractura.	33
II.3.13	Cierre de fractura.	33
II.3.14	Presión de cierre de fractura.	33
II.3.15	Minifrac.	34
II.4	Principios fundamentales del Fracturamiento hidráulico. ^[5]	35
II.4.1	Flujo de fluidos dentro de la fractura.	35
II.4.2	Balance de materia o conservación de la masa.	36
II.4.3	Deformación elástica de la roca.	38
II.5	Modelos básicos de la geometría de fractura.	40
II.5.1	Modelo KGD.	41

II.5.2	Modelo PKN.....	41
II.5.3	Modelo Radial.....	42
II.6	Corrección del gradiente de fractura.....	42
II.7	Cumplimiento de la fractura.....	43
II.8	Evaluación de la Fractura usando diagnóstico de presión.....	44
II.8.1	Presión durante el bombeo.....	44
II.8.1.1	Proceso de propagación de la fractura.....	45
II.8.1.2	Diagnóstico de fractura a partir de las pendientes en los gráficos logarítmicos.....	46
II.8.1.3	Análisis del comportamiento de la fractura a partir de la representación logarítmica.....	48
II.8.2	Análisis durante el cierre de fractura.....	49
II.8.2.1	Función G de Nolte.....	50
II.8.3	Análisis después del cierre de fractura.....	56
II.9	Interpretación del comportamiento de la presión después del cierre de fractura.....	56
Capítulo III. Análisis de gráficos especializados para estimar la Presión de Cierre en pruebas Minifrac.....		
III.1	Pruebas de decremento de presión durante operaciones de fracturamiento hidráulico.....	58
III.1.1	Prueba de flujo escalonado (Step rate test).....	59
III.1.1.1	Análisis gráfico de la prueba de flujo escalonado.....	60
III.1.2	Prueba de decremento (Shut-in decline test).....	62
III.1.3	Prueba de flujo de retorno (flowback test).....	64
III.2	Minifrac.....	65
III.2.1	Consideraciones en el análisis de una prueba de Minifrac. ^[34]	68
III.2.2	Parámetros estimados a partir de pruebas de Minifrac.....	68
III.3	Gráficos especializados.....	69
III.3.1	Presión contra Tiempo de Horner.....	69
III.3.2	Presión contra raíz cuadrada del tiempo.....	70
III.3.3	Presión contra tiempo de la función <i>G</i>	71
III.3.3.1	Pérdida de fluido normal.....	71
III.3.3.2	Presión dependiente de la pérdida de fluido normal.....	72

III.3.3.3 Almacenamiento transversal o recesión de altura de la fractura.....	73
III.3.3.4 Extensión de la punta de fractura.....	74
III.3.4 Logaritmo de presión contra logaritmo de tiempo.....	75
III.4 Procedimiento de análisis para estimar la presión de cierre.....	76
III.4.1 Recabar datos del tratamiento.....	77
III.4.2 Cálculo presión de fondo.....	77
III.4.3 Graficar tratamiento completo, presión contra tiempo.....	78
III.4.4 Identificar periodo de Minifrac.....	78
III.4.5 Graficar el periodo de la prueba Minifrac.....	79
III.4.6 Establecer límites superior e inferior de presión de cierre.....	79
III.4.6.1 Límite superior; Presión instantánea al cierre de inyección (ISIP).....	79
III.4.6.2 Límite inferior; Gráfico especializado del Tiempo de Horner.....	79
III.4.7 Identificar Presión y Tiempo de cierre.....	80
III.4.7.1 Gráfico especializado de la Raíz cuadrada del tiempo.....	80
III.4.7.2 Gráfico especializado de la Función G.....	80
III.4.7.3 Método derivativo.....	81
III.4.7.3.1 Gráfico dp/dG	81
III.4.7.3.2 Gráfico Gdp/dG	81
III.4.8 Estimar parámetros.....	81
Capítulo IV. Aplicación a casos de estudio.....	83
IV.1 Aplicación en campo.....	83
IV.1.1 Agua Fría 1337.....	84
IV.1.1.1 Resultados.....	105
IV.1.2 Presidente Alemán 1637.....	106
IV.1.1.1 Resultados.....	119
IV.1.3 Remolino 3952.....	120
IV.1.1.1 Resultados.....	128
Conclusiones.....	129
Bibliografía.....	133

Lista de Figuras.

Capítulo I. Generalidades	1
Fig. I.1 Representación esquemática de una prueba de presión.	3
Fig. I.2 Geometrías de Flujo Radial.....	5
Fig. I.3 Geometría de Flujo Bilineal.	5
Fig. I.4 Geometrías de Flujo Lineal.	5
Fig. I.5 Geometrías de Flujo Esférico.....	6
Fig. I.6 Zona de Daño a la formación.....	11
Fig. I.7 Principio de superposición, diagrama de 2 gastos.	13
Fig. I.8 Representación logarítmica del comportamiento de presión.....	21
Fig. I.9 Periodo de efecto de almacenamiento.	22
Fig. I.10 Representación gráfica de la derivada de la presión.	24
Fig. I.11 Representación de los métodos de 2 puntos y 3 puntos consecutivos.	28
Fig. I.12 Representación del método de 3 puntos no consecutivos.....	29
Capítulo II. Fundamentos teóricos del Fracturamiento Hidráulico	30
Fig. II.1 Definición matemática de la presión de cierre.	34
Fig. II.2 Comportamiento general de presión en función del tiempo en un tratamiento de Minifrac.....	35
Fig. II.3 Conservación del volumen de fluido dentro de la fractura.	38
Fig. II.4 Esfuerzos en fracturas, representación 2D.....	39
Fig. II.5 Declinamiento de presión posterior del cierre de inyección que muestra la Presión de Cierre.....	40
Fig. II.6 Modelo geométrico de fractura KGD.	41
Fig. II.7 Modelo geométrico de fractura PKN.....	41
Fig. II.8 Presión neta p_{net} y eficiencia de fluido η para un modelo de fractura PKN.	45
Fig. II.9 Evolución en la geometría de la fractura.....	46
Fig. II.10 Evolución de la geometría de la fractura y presión durante la inyección.....	47
Fig. II.11 Interpretación de las pendientes presentes en la representación gráfica logarítmica de los diferentes modelos de propagación de fractura.	48
Fig. II.12 Gráfica de la función $g\Delta tD$ para el cierre de fractura con los límites del exponente de área α	53
Fig. II.13 Representación gráfica de la función G contra p_w	56

Capítulo III. Análisis de gráficos especializados para estimar la Presión de Cierre en pruebas Minifrac	58
Fig. III.1 Representación gráfica de las pruebas para determinar la presión de cierre, y la extensión de fractura. a) Step rate test, b) BHTP vs. Gasto de inyección, c) Combinación de las pruebas Step rate y Flowback, d) BHTP vs. Raíz cuadrada del tiempo. Michael J. Economides and Kenneth G. Nolte.	59
Fig. III.2 Step Rate Test (Nolte, 1982).	60
Fig. III.3 Análisis de Presión contra Gasto para una prueba Step Rate.	61
Fig. III.4 Presión de Cierre determinada del análisis de una prueba Step Rate.	62
Fig. III.5 Presión de cierre determinada por medio de la función G	63
Fig. III.6. Secuencia de calibración; prueba de cierre, prueba de gasto escalonado, prueba de Minifrac.....	66
Fig. III.7 Comportamiento de la presión y gasto con respecto al tiempo en un tratamiento de Minifrac.	67
Fig. III.8 Tiempo de Horner y derivada de presión con respecto al tiempo.....	70
Fig. III.8 Presión de Cierre determinada por medio del gráfico de Raíz Cuadrada del Tiempo.	71
Fig. III.9 Función G . Pérdida de fluido normal.	72
Fig. III.10 Función G . Presión dependientes de la pérdida de fluido.	73
Fig. III.11 Función G . Almacenamiento transversal.	74
Fig. III.12 Función G . Extensión de la punta de fractura.....	75
Fig. III.13 Gráfico logarítmico de los datos de presión y tiempo.	76
Capítulo IV. Aplicación a casos de estudio	83
Fig. IV.1 División regional del Proyecto Aceite Terciario del Golfo. Fuente: Pemex	84
Fig. IV.2 Ubicación geográfica del proyecto Agua Fría. Fuente: Pemex.....	85
Fig. IV.3 Tratamiento completo. Pozo Agua Fría 1337.	87
Fig. IV.4 Presión de superficie medida. Pozo Agua Fría 1337.	88
Fig. IV.5 Datos registrados de presión y gasto en función del tiempo. Pozo Agua Fría 1337.....	88
Fig. IV.6 Periodo de tratamiento Minifrac. Pozo Agua Fría 1337.	90
Fig. IV.7 Presión de ruptura y presión de admisión. Pozo Agua Fría 1337.	91
Fig. IV.9 Acercamiento a zona de interés para determinar la ISIP. Pozo Agua Fría 1337.....	93
Fig. IV.10 Gráfico especializado del Tiempo de Horner. Pozo Agua Fría 1337.....	94

Fig. IV.11 Límite inferior de la Presión de Cierre; Presión contra Tiempo de Horner. Pozo Agua Fría 1337.....	95
Fig. IV.12 Grafico especializado de la Raíz Cuadrada del Tiempo. Pozo Agua Fría 1337.....	96
Fig. IV.13 Presión de Cierre; Presión contra Raiz Cuadrada del Tiempo. Pozo Agua Fría 1337.....	97
Fig. IV.14 Limites función $g\Delta tD$	99
Fig. IV.15 Grafico especializado de la función G. Datos reales y datos ajustados. Pozo Agua Fría 1337.....	101
Fig. IV.16 Presión de Cierre; gráfico de la Función G. Pozo Agua Fría 1337.....	102
Fig. IV.17 Tiempo de cierre; método derivativo función G. Datos ajustados. Pozo Agua Fría 1337.....	103
Fig. IV.18 Ubicación geográfica campo Presidente Alemán. Fuente: Pemex.....	106
Fig. IV.19 Tratamiento completo. Presión superficial medida y presión de fondo calculada. Pozo Presidente Alemán 1637.....	108
Fig. IV.20 Presión de superficie y gasto de inyección. Pozo Presidente Alemán 1637.....	109
Fig. IV.21 Minifrac. Presión de ruptura, presión de admisión e ISIP. Pozo Presidente Alemán 1637.....	110
Fig. IV.22 Acercamiento a zona de interés para determinar la ISIP. Pozo Presidente Alemán 1637.....	111
Fig. IV.23 Gráfico especializado del Tiempo de Horner. Pozo Presidente Alemán 1637.....	112
Fig. IV.24 Límite inferior de la presión de cierre, presión contra tiempo de Horner. Pozo Presidente Alemán 1637.....	113
Fig. IV.25 Gráfico especializado de la raíz cuadrada del tiempo. Pozo Presidente Alemán 1637.....	114
Fig. IV.26 Presión de cierre; gráfico de raíz cuadrada del tiempo. Pozo Presidente Alemán 1637.....	115
Fig. IV.27 Gráfico especializado de la función G. Pozo Presidente Alemán 1637.....	116
Fig. IV.28 Presión de Cierre; gráfico de la Función G. Pozo Presidente Alemán 1637.....	117
Fig. IV.29 Tiempo de cierre; método derivativo de la función G. Pozo Presidente Alemán 1637.....	118
Fig. IV.30 Localización Campo Remolino. Fuente: Pemex.....	120
Fig. IV.31 Tratamiento completo, presión superficial medida y presión de fondo calculada. Pozo Remolino 3952.....	121

Fig. IV.32 Minifrac. Presión de ruptura, presión de admisión e ISIP. Pozo Remolino 3952.....	122
Fig. IV.33 Acercamiento a zona de interés para determinar la ISIP. Pozo Remolino 3952.....	123
Fig. IV.34 Gráfico especializado del tiempo de Horner. Pozo Remolino 3952.....	124
Fig. IV.35 Límite inferior de la presión de cierre; presión contra tiempo de Horner. Pozo Remolino 3952.....	124
Fig. IV.36 Gráfico especializado de raíz cuadrada del tiempo. Pozo Remolino 3952...	125
Fig. IV.37 Gráfico especializado de la función G. Pozo Remolino 3952.	126
Fig. IV.38 Método derivativo de la función G. Pozo Remolino 3952.....	127

Lista de Tablas.

Capítulo I. Generalidades	1
Tabla I.1 Variables adimensionales. [31].....	7
Capítulo II. Fundamentos teóricos del Fracturamiento Hidráulico	30
Tabla II.1 Interpretación de pendientes en gráficos logarítmicos.	49
Capítulo III. Análisis de gráficos especializados para estimar la Presión de Cierre en pruebas Minifrac	58
Capítulo IV. Aplicación a casos de estudio	83
Tabla IV.1 Tabla modificada de datos recabados durante el tratamiento.	86
Tabla IV.2 Parámetros necesarios para determinar la columna hidrostática, y fricciones presentes.	86
Tabla IV.3 Valores de Tiempo y Presión registrados durante el tratamiento. Pozo Agua Fría 1337.....	87
Tabla IV.4 Valores de Tiempo, Presión y Gasto registrados durante el tratamiento. Pozo Agua Fría 1337.	89
Tabla IV.5 Valor de ISIP interpolado de datos registrados. Pozo Agua Fría 1337.....	92
Tabla IV.6 Valor de ISIP determinado gráficamente. Pozo Agua Fría 1337.....	92
Tabla IV.7 Tiempo y Presión registrados durante el tratamiento, valores determinados del Tiempo de Horner. Pozo Agua Fría 1337.....	94
Tabla IV.9 Valores determinados de los límites de la función $g\Delta tD$. El valor intermedio deriva de la interpolación de los límites. Pozo Agua Fría 1337.....	98
Tabla IV.10 Valores de tiempo determinados para calcular los datos de la Función G, presión de superficie medida y tiempo de la función G. Pozo Agua Fría 1337.....	100
Tabla IV.11 Valores de la Función G y presión de superficie medida. Pozo Agua Fría 1337.....	101
Tabla IV.12 Valores de la Función G, presión superficial, derivada de presión con respecto a G y producto de G por la derivada de la presión. Pozo Agua Fría 1337.	103
Tabla IV.13 Resultados obtenidos. Pozo Agua Fría 1337.....	105
Tabla IV.14 Parámetros necesarios para determinar la columna hidrostática, y fricciones presentes.	107
Tabla IV.15 Datos registrados de Tiempo y Presión de superficie. Presión de fondo calculada. Pozo Presidente Alemán 1637.....	107
Tabla IV.16 Tiempo, Presión de superficie y Gasto de inyección registrados. Pozo Presidente Alemán 1637.....	109

Tabla IV.17 Valor de ISIP determinado gráficamente. Pozo Agua Fría 1337.	110
Tabla IV.18 Valores calculados para el Tiempo de Horner y presión de superficie. Pozo Presidente Alemán 1637.	112
Tabla IV.19 Valores de la raíz cuadrada del tiempo y presión de superficie. Pozo Presidente Alemán 1637.	115
Tabla IV.20 Resultados obtenidos. Pozo Presidente Alemán 1637.	119
Tabla IV.21 Parámetros necesarios para determinar la columna hidrostática, y fricciones presentes.	120
Tabla IV.22 Datos de tiempo y presión de superficie registrados, presión de fondo calculada. Pozo Remolino 3952.	121
Tabla IV.23 Valor de ISIP determinado gráficamente. Pozo Agua Fría 1337.	122
Tabla IV.24 Valores calculados del tiempo de Horner y presión de superficie. Pozo Remolino 3952.	123
Tabla IV.25 Valores de la raíz cuadrada del tiempo y presión de superficie. Pozo Remolino 3952.	125
Tabla IV.26 Valores calculados de la función G y presión de superficie medida. Pozo Remolino 3952.	126
Tabla IV.27 Valores del método derivativo, calculados, y presión de superficie medida. Remolino 3952.	127
Tabla IV.28 Resultados obtenidos. Pozo Remolino 3952.	128

Abstract

Method of analysis to determine the closure pressure and the closure time of a hydraulic fracture from Minifrac tests.

This thesis provides the tools necessary to understand the process of analysis applied to Minifrac tests in order to determine the parameters necessary to develop an optimal design of hydraulic fracturing.

Currently mature fields and unconventional reservoirs are of great importance in the Mexican oil industry. Hydraulic fracturing is a method of stimulation frequently used in these fields which creates permeable channels through which the fluid can move to the surface. These stimulation operations have a high economic cost taking major risks with any problems that arise, this was one of the main reasons why Minifrac tests were developed, these provide important information to develop the design of a hydraulic fracturing with the main feature of creating a small fracture in the rock matrix using a clean fluid containing no proppant agent reducing significantly the operating costs.

The Minifrac tests provide data of time, pressure, and fluid rate injected which are used in the analysis for estimating the numerical values representing the reservoir response to this operation, this is an indication of what theoretically will manifest when be perform a subsequent hydraulic fracturing.

To the study of Minifrac tests, these are divided into three stages: during the injection of fluids, before fracture closure and post fracture closure, highlighting the fact that there is not injection of fluids in the last 2 stages.

Although, throughout the entire test can be estimated different parameters, the stage before closure fracture is the backbone on this work. In this period, a decline of pressure is present because there is not injection of fluid and natural formation stress acting closing the channel created until successful, when this occurs the recorded data of pressure and time are known as Closure Pressure and Closure Time. The general principles of Pressure Tests governing the analysis of this period, as they contain mathematical theoretical foundation.

The method of analysis developed in this work is based in the specialized graphics such as Pressure vs. Square Root of Time, Pressure vs. The G Function Time, and Derivative Method, bringing together a firm foundation in which to base the results. Through them the Closure Pressure and necessary parameters for design of hydraulic fracturing, of wells belonging to the Aceite Terciario del Golfo Project, were determined.

A sequence of steps was established to be performed the orderly process. The numerical work was done in spreadsheets pertaining to Microsoft software, the data adjustments with nonlinear

regressions were collated with other methods outside the program. The results denoted susceptibility of the formation before a hydraulic fracturing.

Introducción.

El principal desafío al que se enfrenta actualmente la industria petrolera mexicana es la recuperación de hidrocarburos contenidos en los denominados campos maduros, y en los yacimientos no convencionales.

Con el paso del tiempo todo yacimiento explotado está condenado a sufrir una declinación en su producción debido a la pérdida de su energía natural. Cuando un yacimiento ha llegado a una etapa de madurez dicha declinación complica la extracción de los hidrocarburos. De manera similar, los yacimientos no convencionales presentan, por su naturaleza, una dificultad en la extracción resultando en ambos casos un entrapamiento de volúmenes importantes de aceite.

Para incrementar la cantidad llevada a superficie de esos fluidos de difícil acceso, la Ingeniería de Producción utiliza técnicas de estimulación, con las cuales busca mejorar la productividad de los pozos al establecer o restablecer las condiciones propicias para que exista flujo del yacimiento hacia el pozo.

Una técnica de estimulación es el Fracturamiento Hidráulico, siendo de las más relevantes en la actualidad. Con ella la roca se fractura mediante la inyección de fluidos a elevadas presiones con la finalidad de crear canales de alta conductividad que sobrepasen la zona de daño de la formación.

Para llevar a cabo de manera eficiente una estimulación de este tipo, el tratamiento completo comprende una serie de pruebas realizadas a tiempos tempranos, tanto a las líneas de tubería como a la roca almacén, por medio de las cuales se establecen parámetros necesarios para elaborar un diseño óptimo del fracturamiento hidráulico principal y posterior. Las pruebas realizadas a la formación se denominan Minifrac, mediante ellas se induce una pequeña fractura en la matriz de roca al inyectar fluido que no contiene agente sustentante. La finalidad es estudiar el efecto que los esfuerzos naturales realizan para cerrar la fractura creada; el comportamiento de la presión del fluido durante este periodo de acción permite establecer la reacción que se espera del sistema roca-fluido durante la creación de una fractura de mayor tamaño, así como proporcionar las herramientas necesarias para mantenerla abierta durante la extracción de los hidrocarburos.

Los valores de los parámetros se obtienen por medio de análisis a los datos de presión, tiempo y gasto de inyección registrados durante el tratamiento.

Esta tesis toma el desarrollo realizado por D. R. Horner para el estudio de las pruebas de presión como base para analizar los datos de las pruebas de Minifrac, muestra los principios que rigen el fracturamiento hidráulico, y presenta un procedimiento general que permite determinar la presión de cierre de fractura.

La importancia de la presión de cierre deriva de la necesidad de mantener la fractura abierta para permitir el flujo de fluidos a través de ella. Al considerar la presión de cierre como el esfuerzo mínimo, se establece que la operación de fracturamiento principal debe llevarse a cabo con presiones mayores a esta.

A su vez la eficiencia de fluido determina que tan propensa, o no, es la formación para perder fluido a través de ella. Beneficiando en el diseño del fluido fracturante y evitando, en de manera significativa, inconvenientes durante el tratamiento.

El procedimiento expuesto utiliza los gráficos especializados como herramienta principal de análisis, los cuales son: el Tiempo de Horner, la Raíz cuadrada del Tiempo, la Función G desarrollada por Nolte y el Método Derivativo.

El propósito primordial es optimizar los procesos requeridos, dando como resultados una reducción en tiempos y costos que se “traduce” en un beneficio económico, así como brindar los fundamentos de este método de estimulación.

Capítulo I.

Generalidades.

Para establecer las estrategias de desarrollo de un campo petrolero el factor económico es determinante, debido a que es necesario optimizar la extracción de fluidos de los yacimientos de tal manera que se genere un incremento en la ganancia monetaria. Sin embargo, para aumentar la productividad por medio de una estimulación se necesita elaborar un modelo de yacimiento que nos permita conocer las principales propiedades del sistema roca-fluido, y sea capaz de predecir el comportamiento dinámico, acercándose lo más posible a la realidad.

En la elaboración de este modelo se involucran datos geológicos y geofísicos; sin embargo la mayoría de estos valores sólo proporcionan información sobre la estática del yacimiento. La principal fuente de información sobre la respuesta dinámica de se obtiene mediante las llamadas *pruebas de presión a pozos*.

Durante varios años la interpretación de los datos recabados en las pruebas de presión ha sido pieza fundamental en la evaluación de las características propias de los yacimientos. Es por esta razón que el estudio de los métodos de análisis para las pruebas es de vital importancia en el desarrollo operativo de la activada petrolera.

I.1 Pruebas de Presión (Well test).

Las pruebas de presión se utilizan para recabar información que permite estimar las características del yacimiento de interés. Los datos obtenidos son elementales en el análisis del comportamiento particular de cada yacimiento, así como tener un mejor control durante el desarrollo del campo.

Estas pruebas pueden agruparse en dos categorías principales; Pruebas de Productividad y Pruebas de Presión Transitoria.

I.1.1 Pruebas de Productividad.

Son una forma de determinar la capacidad de flujo a través de la roca en condiciones específicas de yacimiento y presiones de flujo. Los principales objetivos son:

- Identificar los fluidos producidos.
- Conocer la temperatura y presión del yacimiento.
- Estimar el daño a la formación.
- Evaluar la eficiencia de la terminación.
- Obtener muestras para análisis PVT.
- Determinar la capacidad del pozo.

I.1.2 Pruebas de Presión Transitoria.

Son una forma de evaluar el desempeño de un yacimiento llevando a cabo la medición de diferentes gastos y presiones bajo ciertas condiciones de flujo, y el análisis posterior de los datos obtenidos para crear un modelo matemático que describa el comportamiento dinámico del yacimiento. Los objetivos del análisis de las pruebas son:

- Evaluación del Yacimiento: Gasto de producción, propiedades petrofísicas, tamaño, permeabilidad por espesor (útil para espaciamiento y estimulación), daño a la formación, presión inicial (energía y pronóstico), y límites (tamaño y determinación de existencia de acuífero asociado).
- Identificar la geometría del yacimiento.
- Caracterizar la heterogeneidad del yacimiento.
- Determinar la comunicación entre los pozos.

El cálculo de la presión estática de un yacimiento durante el siglo pasado jugó un papel importante para determinar la relación que mantiene la recuperación de la presión de un pozo con las propiedades del yacimiento al que está asociado; se observó que la rapidez con la que se recuperaba la presión, que presentaba un pozo al cerrarse, estaba estrechamente ligada con la geometría del mismo, las propiedades petrofísicas de la roca e incluso con el tipo de fluidos contenidos. A mayor rapidez de recuperación de la presión mayor capacidad de flujo de la formación.

Este fue el punto de partida para el desarrollo de diversas técnicas que representan el flujo de fluidos, a través de medios porosos, basadas en modelos matemáticos que permiten estimar propiedades del sistema yacimiento-pozo.

I.2 Principios Básicos de las Pruebas de Presión Transitoria.

Las pruebas de presión transitoria consisten en generar y medir variaciones de presión en los pozos, éstas reflejan las condiciones de flujo en el medio poroso y permiten estimar las propiedades de almacenamiento de la formación y del sistema roca-fluido como son la permeabilidad (k), la porosidad (ϕ), y el daño a la formación (s), entre otros.

El enfoque básico de las pruebas de presión puede entenderse por aplicación de la tercera ley de Newton, como se ilustra en la figura I.1.

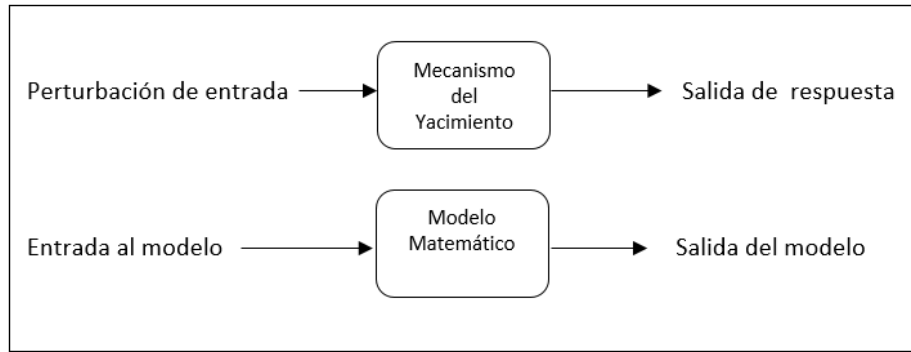


Fig. I.1 Representación esquemática de una prueba de presión.

La mecánica de fluidos se usa en el análisis de las pruebas de presión.

I.2.1 Ley de Darcy.

Henry Darcy en 1856 publicó un tratado sobre las fuentes públicas de “Dijon”^[27], en el cual aparece la fórmula matemática que, desde entonces, lleva su nombre. La ley de Darcy describe el comportamiento del flujo de un fluido a través de un medio poroso dentro de un intervalo de tiempo, considerando un gasto constante. La expresión matemática que describe esta ley es:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = -\frac{q\mu}{kA} \quad (1.1)$$

donde:

- k - permeabilidad [Darcys]
- q - gasto [$\frac{cm^3}{s}$]
- μ - viscosidad [cp]
- L - distancia [cm]
- A - área [cm²]
- Δp - diferencia de presión [atm]

Para la aplicación de la Ley de Darcy se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Flujo laminar.
- Fluido homogéneo, monofásico.
- Porosidad y permeabilidad constantes.
- Espesor uniforme.
- Permeabilidad es independiente de la presión y la temperatura.
- Inexistencia de reacciones químicas entre el fluido y el medio poroso.
- Flujo permanente de un fluido incompresible.
- Medio poroso saturado al 100% de un solo fluido.

I.2.2 Compresibilidad.

La compresibilidad es la medida en la variación del volumen de un material por unidad de presión a temperatura constante, la representación matemática se escribe de la siguiente manera:

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dp} \right)_T \quad (1.2)$$

expresada también en términos de la densidad como:

$$C = -\frac{1}{\rho} \left(\frac{d\rho}{dp} \right)_T \quad (1.3)$$

Compresibilidad Total.

Se conoce como compresibilidad total de un sistema roca-fluido a la suma de la compresibilidad de cada fluido por su saturación más la compresibilidad de la formación rocosa.

$$C_T = S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g + C_f \quad (1.4)$$

Compresibilidad Efectiva.

La compresibilidad efectiva a un fluido se define como la compresibilidad total entre la saturación de dicho fluido.

$$C_e = \frac{S_o C_o + S_w C_w + C_f}{S_o} \quad (1.5)$$

La capacidad de compresibilidad de unidad de volumen de un medio poroso se expresa como el producto de la porosidad del sistema por la compresibilidad total $\phi(C_T)$.

I.2.3 Tipos de flujo en el yacimiento.

Se puede definir como la geometría de flujo predominante reflejada en una respuesta transitoria de presión.

La clasificación del tipo de flujo se da:

- 1) De acuerdo a las fases de fluidos contenidas en el yacimiento:
 - Monofásico.
 - Bifásico.
 - Multifásico.

- 2) De acuerdo a las dimensiones y geometría del yacimiento, aunque estos no se presentan en una forma definida es de gran ayuda idealizar el comportamiento del flujo con uno de ellos:
 - Lineal (Líneas de flujo paralelas y flujo constante).

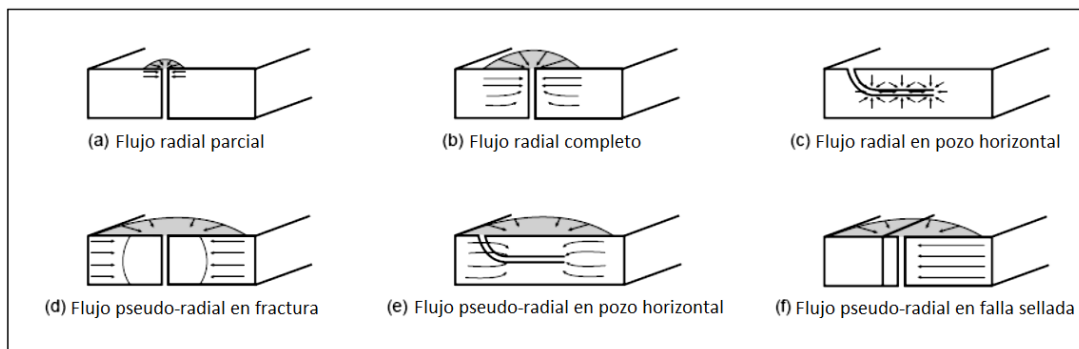


Fig. 1.2 Geometrías de Flujo Radial. [5]

- Bilineal.

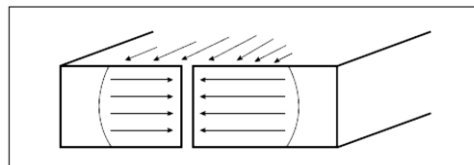


Fig. 1.3 Geometría de Flujo Bilineal. [5]

- Radial (Líneas de flujo rectas que convergen en dos dimensiones a un centro en común).

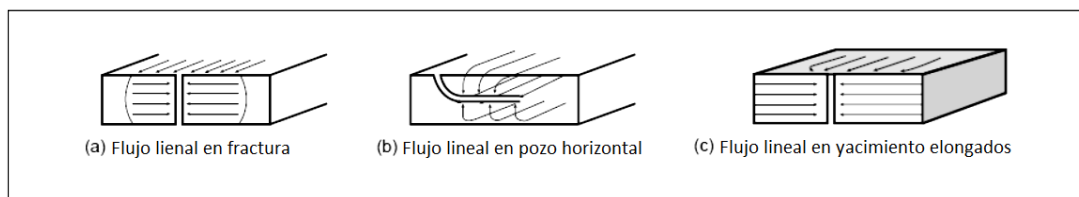


Fig. 1.4 Geometrías de Flujo Lineal. [5]

- Esférico (Líneas rectas que convergen en tres dimensiones).

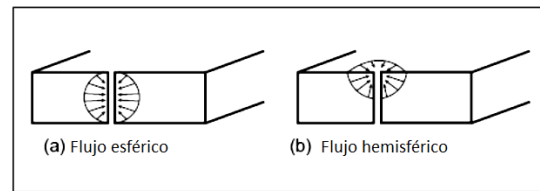


Fig. 1.5 Geometrías de Flujo Esférico [5]

- 3) De acuerdo al régimen de flujo.
- Variable o Transitorio.
 - Invariable o Permanente.

I.2.4 Regímenes de Flujo.

Flujo transitorio. Cuando el radio de propagación de las ondas de presión no ha alcanzado los límites físicos del yacimiento, este se comporta como un yacimiento infinito. Durante este periodo el régimen de flujo es denominado transitorio.

Flujo pseudo-estacionario. Es el régimen de flujo de un yacimiento produciendo sin fronteras de flujo, es decir que no existe flujo en la frontera exterior.

Flujo estacionario. Este tipo de régimen se establece cuando una presión constante, externa de las fronteras del yacimiento, afecta la onda de presión. Por ejemplo el empuje de un acuífero asociado.

I.2.5 Variables adimensionales.

Tienen la función de eliminar la presencia de variables del yacimiento en la solución. Son una combinación de variables para formar grupos sin dimensiones. Son directamente proporcionales a las variables reales. ^[29]

La adimensionalización de las variables se puede realizar en función de la geometría de flujo o el tipo de fluido.

Los tipos de variables adimensionales que se utilizan en el análisis de las pruebas de presión son:

- Presión.
- Tiempo.
- Gasto.
- Distancia.

La tabla I.1 presenta las variables en función del tipo de flujo.

Variable	Tipo de flujo		
	Lineal	Radial	Esférico
Presión	$p_D = \frac{kbh\Delta p}{\alpha q_o B_o \mu_o L}$ $\alpha = 887.2$	$p_D = \frac{kh\Delta p}{\alpha q_o B_o \mu_o}$ $\alpha = 141.2$	$p_D = \frac{kr_w\Delta p}{\alpha q_o B_o \mu_o L}$ $\alpha = 141.2$
Tiempo	$t_D = \frac{\beta kt}{\phi C_T \mu_o L^2}$ $\beta = 2.637 \times 10^4$	$t_D = \frac{\beta kt}{\phi C_T \mu_o L^2}$	$t_D = \frac{\beta kt}{\phi C_T \mu_o L^2}$
Gasto	$q_D = \frac{\alpha B_o \mu_o q(t)}{kbh\Delta p_o}$ $\Delta p_o = p_i - p_{wf} ; \alpha = 70.6$	$q_D = \frac{\alpha B_o \mu_o q(t)}{kh\Delta p_o}$	$q_D = \frac{\alpha B_o \mu_o q(t)}{kr_w\Delta p_o}$
Distancia	$x_D = \frac{x}{L}$	$r_D = \frac{r}{r_w}$	$r_D = \frac{r}{r_w}$

Tabla I.1 Variables adimensionales. [31]

donde:

- k - permeabilidad [md].
- h - espesor del intervalo [ft].
- B_o - factor de volumen del aceite [1].
- α - constante particular para cada tipo de flujo.
- Δp - caída de presión [psi].
- q - gasto de aceite [bpd].
- μ_o - viscosidad del aceite [cp].
- L - longitud del canal o de la fractura [ft].
- r_w - radio del pozo [ft].
- C_T - compresibilidad total [psi⁻¹].
- ϕ - porosidad [%].
- b - ancho de la fractura o canal [ft].

1.2.6 Ecuación de Difusión.

La ecuación de difusividad se emplea para determinar la transmisión de una onda de presión a través de un medio poroso con respecto al tiempo. Está basada en tres principios; 2 leyes y una ecuación de estado.

- Ecuación de continuidad (Balance de materia).
Basado en el principio de conservación de la materia. Considerando un intervalo de tiempo, la diferencia entre la cantidad de fluido que entra y sale en un volumen unitario es igual a la variación en la masa del fluido.
- Ecuación de movimiento (Ley de Darcy).
Rige el flujo de fluidos a través de un medio poroso.
- Ecuaciones de estado.
La densidad del fluido contenido está en función de la presión, por lo tanto las variaciones se muestran por medio de la compresibilidad de la formación.

El modelo matemático está fundamentado en la combinación de las ecuaciones de estos tres principios que describen el proceso físico del movimiento del fluido en el yacimiento, y se expresa de la siguiente manera en coordenadas cilíndricas, considerando un flujo radial:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\mu \phi C_T}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1.6)$$

donde:

- r - distancia desde la línea central del pozo [cm].
- t - tiempo [seg].
- p - presión del yacimiento en [atm] a la distancia r y tiempo t .
- ϕ - porosidad de la formación [%].
- k - permeabilidad de la formación [$Darcy$].
- μ - viscosidad del fluido [cp].
- C_T - compresibilidad medida del fluido.

Las variaciones de presión dentro del yacimiento con respecto al tiempo y la distancia del pozo son descritas por ecuación (1.6). Para utilizarla en un modelo es necesario encontrar su solución, ya que es una ecuación diferencial lineal primero se debe determinar las condiciones de frontera representadas como:

- Presión inicial del yacimiento, es decir antes de empezar la producción.
- Extensión del yacimiento.
- Pozo.

Para la solución se asume que el yacimiento tiene cima y base impermeables, medio homogéneo e isotrópico, flujo isotérmico de un fluido ligeramente compresible y viscosidad constante, efectos de gravedad despreciables, espesor constante y limitado, así como que el pozo atraviesa el espesor del yacimiento en su totalidad.

Se considera que las condiciones iniciales y de frontera son:

- Condición inicial. Presión inicial uniforme del yacimiento.
- Condición de frontera exterior. Yacimiento infinito.
- Condición de frontera interior. Flujo constante a través del pozo con un radio infinitesimal.

La representación matemática de la solución de esta ecuación se presenta como:

$$p = p_i + \frac{qB\mu}{4\pi kh} Ei\left(\frac{-r^2 C\mu\phi}{4kt}\right) \quad (1.7)$$

donde

- p_i - presión inicial del yacimiento en [atm].
- h - espesor de la formación [cm].
- q - gasto constante de producción $\left[\frac{cm^3}{s}\right]$.
- B - factor de volumen del fluido [1].

los valores de $Ei(x)$ están definidos por la función integral exponencial.

$$Ei(-x) = - \int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du \quad (1.8)$$

Al resolver la ecuación utilizando diversas condiciones de frontera se obtiene una expresión adimensional que se escribe como:

$$p_D = -\frac{1}{2} Ei\left[-\frac{r_D^2}{4t_D}\right] \quad (1.9)$$

la aproximación logarítmica se expresa de la siguiente manera, en unidades practicas US:

$$p_D(t_D) = 0.5(\ln t_D + 0.80907) \quad (1.10)$$

donde las variables adimensionales son:

p_D - presión adimensional.

$$p_D = \frac{kh}{(141.2)qB\mu} \Delta p \quad (1.11)$$

t_D - tiempo adimensional.

$$t_D = \frac{(0.000264)k\Delta t}{\phi\mu C_T r_w^2} \quad (1.12)$$

r_D - distancia adimensional.

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (1.13)$$

1.2.7 Efecto de Daño.

El daño a la formación por definición es la alteración, natural o inducida, de las propiedades petrofísicas de la roca que caracterizan el flujo de fluidos a través de la misma. ^[30]

El factor de daño es una medida cuantitativa que denota la caída de presión que existe en las cercanías del pozo; desde el momento en que se lleva a cabo la perforación de un pozo se alteran las características intrínsecas de la formación cuando hay una invasión de los fluidos de control hacia la roca causando una disminución en la permeabilidad.

Esto por mencionar uno entre muchos otros factores que generan una caída de presión adicional a las que se deberían presentar en condiciones normales.

La magnitud del daño indica la necesidad de estimular un pozo o bien, establecer un programa de reacondicionamiento del pozo.

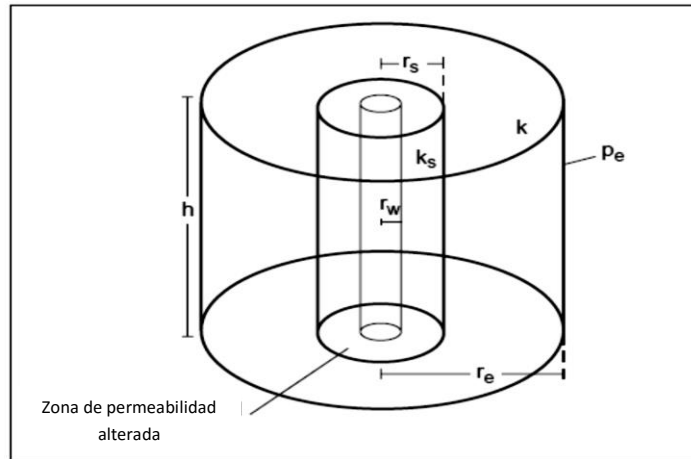


Fig. I.6 Zona de Daño a la formación. [5]

Las operaciones realizadas que causan de daño a la formación, son:

- Perforación.
- Cementación.
- Terminación y reparación.
- Empacamiento de grava.
- Producción.
- Tratamientos de estimulación.

La ecuación para estimar el factor de daño se expresa como:

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (1.14)$$

donde:

- k - permeabilidad de la formación.
- k_s - permeabilidad de la zona dañada.
- r_w - radio del pozo.
- r_s - radio de la zona de daño.

I.2.8 Efecto de Almacenamiento.

Una prueba de pozo consiste en el cierre de producción del pozo para generar una variación de la presión al modificar el gasto, cuando el pozo es abierto nuevamente a producción se asume que el gasto va desde 0 hasta q , sin embargo el flujo en el fondo del pozo no aumenta instantáneamente, es decir que su producción es gradual.

Al periodo en el cual varía el gasto en el fondo del pozo se le llama efecto de almacenamiento. Y se puede definir por medio de la siguiente ecuación:

$$C = -\frac{\Delta V}{\Delta p} \quad (1.15)$$

donde:

ΔV - variación de volumen de fluido en el pozo.

Δp - variación de la presión de fondo en el pozo.

Considerando el coeficiente de almacenamiento en forma adimensional se tiene:

$$C_D = \frac{(0.8937)C}{\phi C_T h r_w^2} \quad (1.16)$$

1.2.9 Principio de Superposición.

Las fluctuaciones que presenta la presión debido a la variación en el gasto de producción son igual a la suma de las caídas de presión por cada uno de los diferentes gastos. Esta propiedad es denominada superposición.

Si consideramos que la caída de presión debida a un gasto (q_1), iniciando a un tiempo ($t = 0$) se expresa como:

$$p_i - p(t) = \frac{q_1 B \mu}{2\pi k h} p_D(t) \quad (1.17)$$

se puede decir que, con base en este principio, la variación de la presión debida a 2 gastos, q_1 y q_2 , se calcula con la siguiente ecuación:

$$p_i - p(t) = \frac{q_1 B \mu}{2\pi k h} p_D(t) + \frac{(q_2 - q_1) B \mu}{2\pi k h} p_D(t - t_1) \quad (1.18)$$

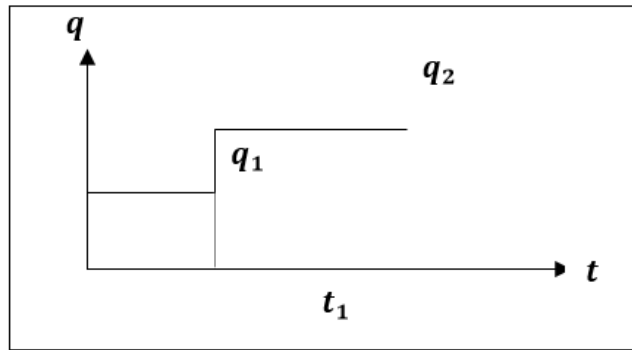


Fig. 1.7 Principio de superposición, diagrama de 2 gastos. [6]

I.3 Tipos de Pruebas de Presión Transitorias.

Este tipo de pruebas consisten en modificar el gasto de producción en superficie y registrar la variación de la presión en el fondo del pozo que se genera como respuesta. Dicha variación en la presión se transmite a lo largo del yacimiento mostrando distintos comportamientos debido al efecto provocado por las características de la roca.

Existen diferentes tipos de pruebas de presión transitoria, a continuación se mencionan algunas de las más relevantes:

- **Decremento de presión (Drawdown test).** También conocida como prueba de flujo.
- **Incremento de presión (Buildup test).** Se le conoce como prueba de cierre.
- **Inyección.** Es una prueba similar a la prueba de decremento de presión, pero en lugar de producir fluidos se inyectan fluidos, normalmente agua.
- **Prueba de cierre (Fall-off).** Considera una declinación de presión inmediatamente después de la inyección. Idéntico a una prueba de incremento.
- **Pruebas de Interferencia y/o Múltiples.** Involucran más de un pozo y su propósito es definir conectividad y hallar permeabilidades direccionales.
- **Pruebas de formación (Drillsteam Test).** Esta prueba se usa durante o inmediatamente después de la perforación del pozo y consiste en realizar pruebas de cierre o flujo, de tiempo corto y seguidas. Su propósito es establecer el potencial del pozo.

Durante la labor de campo las pruebas DST e incremento de presión se usan principalmente en producción primaria y exploración. Las pruebas múltiples se usan más a menudo durante proyectos de recuperación secundaria. Las pruebas de decremento, de incremento, y de interferencia se usan en todas las fases de producción. Las pruebas de inyección, y de interferencia se usan en las etapas primaria así como secundaria.

Para desarrollo posterior presentado en este trabajo se toma como parte fundamental el declinamiento de la presión, por esta razón se detalla con mayor énfasis los principios de análisis de las pruebas de decremento de presión.

I.3.1 Pruebas de decremento (Drawdown test).

También conocida como prueba de flujo. El periodo ideal para realizar estas pruebas es al inicio de la producción de un pozo, sin embargo esto no las limita a dicha etapa productiva.

El objetivo principal es estimar los siguientes parámetros:

- a) Permeabilidad promedio en el área de drene del pozo.
- b) Volumen poroso del yacimiento.
- c) Heterogeneidades (en el área de drene).
- d) Daño a la formación.
- e) Porosidad.
- f) Coeficiente de almacenamiento.
- g) Forma y tamaño del yacimiento.

Inicialmente el pozo se cierra por un tiempo hasta estabilizar la presión, posteriormente se abre nuevamente a producción, con un gasto constante, mientras se registra la presión de fondo con respecto al tiempo.

La información obtenida de las pruebas de decremento no es exclusiva, puesto que es posible obtenerla mediante una prueba de incremento, sin embargo existe una ventaja económica ya que durante la realización de la prueba de decremento el pozo sigue produciendo. Su principal desventaja es la dificultad de mantener el gasto constante.

Al realizar una prueba de decremento de presión se efectúan los pasos siguientes:

- El pozo se cierra por un periodo de tiempo suficiente para alcanzar la estabilización de la presión a lo largo de todo el yacimiento.
- Se utiliza una herramienta con sensores que recopilan los datos a un nivel inmediatamente encima de las perforaciones.
- Se abre el pozo para producir a gasto constante y se registra continuamente la presión de fondo.

Idealmente, el pozo se cierra hasta alcanzar la presión estática de fondo (p_{ws}) antes de llevar a cabo la prueba, sin embargo esto se consigue en yacimientos que no han iniciado producción, la experiencia de los trabajos realizados en campo muestra que a menudo es difícil o impráctico lograrlo en yacimientos viejos o desarrollados.

Las expresiones matemáticas para el análisis de las pruebas de decremento se describen brevemente a continuación, retomando posteriormente en este capítulo el desarrollo general de las mismas.

Si se considera un yacimiento de acción infinita, la ecuación que representa el comportamiento de la presión en el pozo con un gasto constante para una prueba de decremento es:

$$p_{wf} = p_i - \frac{(162.6)qB\mu}{kh} \left[\log t + \log \left(\frac{k}{\phi\mu C_T r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.86859s \right] \quad (1.19)$$

la ecuación (1.19) se emplea en el análisis de las pruebas; muestra la relación que existe entre la presión estática (p_{ws}) y el ($\log t$). Por lo tanto se puede expresar matemáticamente como:

$$p_{wf} = (m) \log t + p_{1hr} \quad (1.20)$$

donde (m) es la pendiente de la línea recta que se genera al representar gráficamente dicha ecuación, y se calcula de la siguiente manera:

$$m = \frac{(162.6)qB\mu}{kh} \quad (1.21)$$

la permeabilidad es calculada con la expresión:

$$k = - \frac{(162.6)qB\mu}{mh} \quad (1.22)$$

y el factor de daño:

$$s = 1.1513 \left[\frac{p_{1hr} - p_i}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu C_T r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (1.23)$$

la duración de una prueba de decremento puede llegar a variar de pocas horas hasta varios días, dependiendo de los objetivos concretos que se busquen, y las características de la formación. Las *pruebas de decremento extensas o pruebas de límite de yacimiento* (reservoir limit tests, RLT) se efectúan para establecer los límites del yacimiento o estimar el volumen de drene del pozo.

I.3.2 Pruebas de incremento (Buildup test).

También conocida como prueba de cierre. Durante la realización el pozo se cierra a producción mientras se registra la presión estática en el fondo (p_{ws}) en función del tiempo

(t). Dos de las principales características es que en esta prueba se presentan dos gastos ($q = 0$, $q \neq 0$), y además permite obtener la presión promedio del yacimiento.

Se considera que el pozo fluye a gasto constante ($q = cte$) antes del cierre, y que durante el periodo de cierre este flujo es nulo.

La prueba de incremento de presión brinda la posibilidad de estimar la permeabilidad y el factor de daño así como la presión promedio y la presión inicial de yacimiento.

Para realizar esta prueba se requiere cerrar el pozo después de que ha producido durante un periodo de tiempo en el que la estabilización del gasto se ha alcanzado.

En términos generales la prueba se realiza de la siguiente manera:

- Se determina la ubicación de los empaques, y la profundidad del pozo.
- El pozo se estabiliza a gasto de producción constante ($q = cte$).
- Se registra el valor de la presión de fondo fluyente (p_{wf}) justo antes del cierre, y posteriormente se cierra el pozo.
- La presión estática de fondo (p_{ws}) es monitoreada a intervalos cortos de 15 segundos durante los primeros 10 a 15 minutos, después cada 10 minutos para la primera hora, y posteriormente se toman lecturas de presión cada 60 minutos durante las siguientes 10 horas.

Un registrador de presión es utilizado en el pozo inmediatamente antes de ser cerrado. Se considera que los intervalos de tiempo (t) no deben ser muy pequeños para evitar problemas con el radio de investigación.

A continuación se muestran las ecuaciones generales para el análisis de las pruebas de incremento.

Si se considera un yacimiento de acción infinita, la presión de cierre en el pozo de estudio se puede expresar usando el principio de superposición para un pozo productor con gasto (q) hasta un tiempo (t), y posteriormente con un gasto nulo ($q = 0$), por lo tanto después del cierre de producción la expresión matemática que describe el comportamiento de la presión estática (p_{ws}) se puede expresar como:

$$p_{ws} = p_i - \frac{(141.2)qB\mu}{kh} \left\{ p_D \left([t_p + \Delta t]_D \right) - p_D(\Delta t_D) \right\} \quad (1.24)$$

para la cual p_D y t_D son las funciones de presión y tiempo adimensionales, correspondientes.

cuando $t_D > 100$

$$p_{ws} = p_i - (m) \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad (1.25)$$

donde la pendiente de la línea recta (m) descrita por la ecuación se utiliza para estimar la permeabilidad del yacimiento, y es expresada como:

$$m = \frac{(162.6)qB\mu}{kh} \quad (1.26)$$

la permeabilidad se calcula con la expresión:

$$k = \frac{(162.6)qB\mu}{mh} \quad (1.27)$$

y el factor de daño cuando $t_p > 1hr$ se puede estimar por medio de la ecuación:

$$s = 1.1513 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t = 0)}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu C_T r_w^2}\right) + 3.2275 \right] \quad (1.28)$$

pero cuando t_p está dentro del rango de una hora el daño se debe estimar con la siguiente expresión:

$$s = 1.1513 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t = 0)}{m} + \log\left(\frac{t_p + 1}{t_p}\right) - \log\left(\frac{k}{\phi\mu C_T r_w^2}\right) + 3.2275 \right] \quad (1.29)$$

Las pruebas de incremento de presión son más populares en la ingeniería petrolera que las pruebas de decremento por 2 razones principales:

- 1) Ambas soluciones implican un gasto constante ($q = 0$), y esto es más difícil de lograr en pruebas de decremento, dado que para la prueba de incremento el gasto es constante y, simplemente, igual a cero.

Además las fluctuaciones del gasto antes del incremento de la presión pueden ser “suavizadas” mediante la definición de un tiempo de producción equivalente a:

$$t_p = \frac{N_p}{q_{last}} \quad (1.30)$$

donde:

N_p - producción acumulada.

q_{last} - último gasto de producción.

Con la ecuación (1.35) se puede demostrar una aproximación razonable, basada fundamentalmente en el principio de superposición.

- 2) La presión inicial del yacimiento (p_i) requerida para el análisis de las pruebas de decremento, mostrada en la ecuación (1.34), es raramente conocida con certeza, especialmente si se trata de nuevas formaciones. Mientras que para el análisis de las pruebas de incremento no es necesario conocer la p_i ya que es posible determinar este valor.

I.4 Análisis de las pruebas de presión.

Las pruebas de presión transitoria proporcionan más información acerca de las características del yacimiento en estudio que cualquier otra técnica. Se pueden estimar valores tales como: daño, permeabilidad (horizontal y vertical), efecto de almacenamiento, coeficiente de flujo, longitud de fractura (si existe), entre otros.

La evolución del análisis de estas pruebas de presión se ha dado a través del tiempo en 3 etapas principales, las cuales han ayudado en la interpretación de la información que se extrae de ellas. Estos 3 hitos se relacionan directamente con la representación gráfica de los datos recabados durante las pruebas, estas son: La línea recta semilogarítmica (análisis de Horner), la representación logarítmica y la derivada de la presión.

Para realizar estos análisis los valores registrados de presión y tiempo son representados en un gráfico, la forma que presenta la curva de estos datos es afectada por la historia de producción del pozo, ya que cada variación en el gasto de producción genera una onda de presión que se transmite en el yacimiento y se combina con los efectos de presión previos. Por lo tanto, el comportamiento de la presión observada será el resultado de la superposición de todos los cambios de presión que se hayan presentado con anterioridad. Además, el estudio de las curvas en estas gráficas permite conocer la extensión y los límites del yacimiento.

Todos los métodos de análisis de pruebas de presión están basados en la ecuación de difusión ya que describe el comportamiento del flujo de fluidos a través del medio poroso. La representación gráfica de la solución de esta ecuación, usando las variables de la

presión contra el logaritmo del tiempo, da como resultado una línea recta. La pendiente de esta línea recta se utiliza en el cálculo de la permeabilidad y demás parámetros.

I.4.1 Análisis Semilogarítmico de Horner.

D. R. Horner (1951) presentó el pilar para análisis de las pruebas de presión.^[25] El método de Horner es utilizado en pozos que producen a gasto constante.

El modelo matemático que desarrolló supone un comportamiento de flujo radial infinito en el yacimiento, por lo que la expresión para la presión estática de cierre (p_{ws}) dada en [psi] se puede definir de la siguiente manera:

$$p_{ws} = p_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad (1.31)$$

donde:

- p_i - presión inicial del yacimiento.
- q - gasto durante el periodo de flujo [STB/D].
- B - factor de volumen de la formación [RB/STB].
- μ - viscosidad [Cp].
- k - permeabilidad [mD].
- h - espesor de la formación [ft].
- t_p - tiempo de producción [hrs].
- Δt - tiempo a partir del cierre [hrs].

Al graficar los datos obtenidos en una escala semilogarítmica la función compuesta del tiempo ($\log\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$) contra la presión estática de cierre (p_{ws}) el resultado debe mostrar una línea recta con una pendiente igual a:

$$m = \frac{162.6qB\mu}{kh} \quad (1.32)$$

donde se calcula k o kh .

En la representación gráfica de la curva o comportamiento de la presión es posible visualizar más de una línea recta debido a la variación que presentan los datos reales. Este es el principal problema de análisis que se manifiesta con la representación semilogarítmica ya que la selección de la línea correcta no es sencilla, sin embargo con los desarrollos postreros de los métodos de análisis de las pruebas esta eventualidad fue resuelta.

A partir de la extensión de la línea recta correcta, el valor de la presión (p_{1hr}) puede ser determinado. El análisis de Horner sugiere que el efecto de daño (s) puede ser calculado por medio de la siguiente ecuación:

$$s = 1.151 \left(\frac{p_{1\text{ hr}} - p_{wf(\Delta t=0)}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_r r_w^2} + 3.23 \right) \quad (1.33)$$

donde

- $p_{wf(\Delta t=0)}$ - último valor de la presión de fondo fluyendo.
- m - pendiente de la línea recta.
- 3.23 - constante para la conversión de unidades de campo de \ln a \log .

La ecuación análoga de la línea recta semilogarítmica es usada para la prueba de decremento, esta se expresa como:

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} \left(\log t + \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87s \right) \quad (1.34)$$

y el efecto de daño:

$$s = 1.151 \left(\frac{p_i - p_{1\text{ hr}}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_r r_w^2} + 3.23 \right) \quad (1.35)$$

En un comportamiento de tiempo de cierre infinito (Ej. $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 1$) la línea recta en la grafica de Horner debe interceptar a la presión en (p_i) para un nuevo yacimiento.

I.4.2 Gráfico Log-Log (Representación Logarítmica).

H. J. Ramey et al. (1970) introdujo la representación logarítmica para diagnosticar la respuesta a la presión transitoria de un pozo. Esta técnica se basa en la solución gráfica de la ecuación cuya familia de curvas representa el comportamiento con mayor frecuencia de un pozo con efecto de almacenamiento y daño en un yacimiento homogéneo. Este diagnóstico se obtiene del análisis aplicado a los datos en un gráfico con escala logarítmica.

La figura I.8 muestra ciertos patrones de respuesta comunes en este tipo de pruebas. Los efectos de almacenamiento del pozo en un tiempo temprano se presentan con una pendiente unitaria en la gráfica. Esta ilustración contiene 2 secuencias de datos que forman curvas distintas.

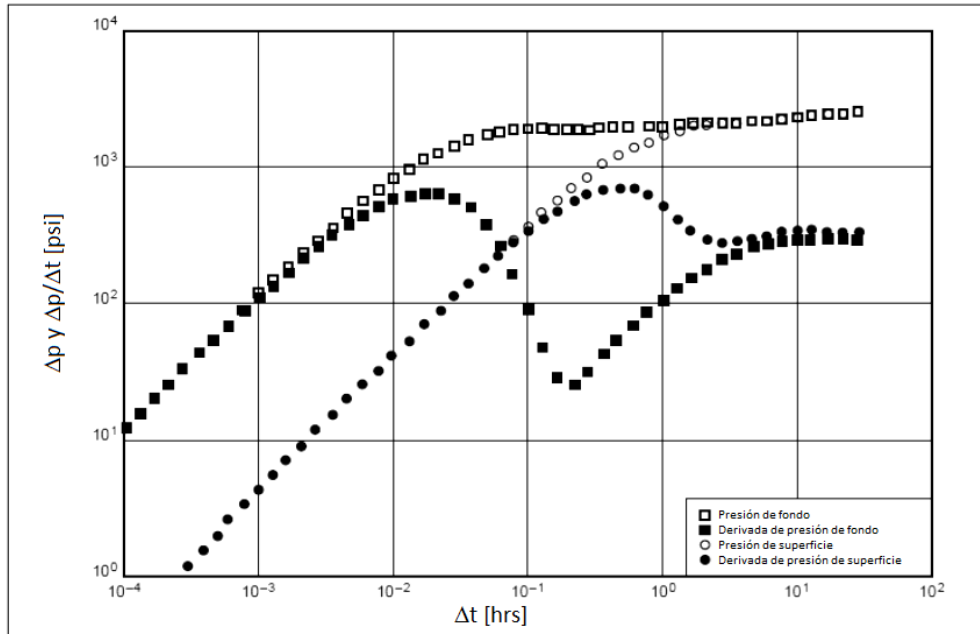


Fig. I.8 Representación logarítmica del comportamiento de presión. [5]

La primera curva, mostrada del lado izquierdo representa la reducción del efecto de almacenamiento del pozo que se logra con el cierre al flujo en el fondo del mismo para lograr un incremento de presión. El segundo conjunto de datos es la respuesta obtenida con un cierre superficial o una prueba de decremento. En ambos casos la curva superior es el comportamiento de la presión, y la inferior es la derivada de la misma. La minimización de los efectos de almacenamiento del pozo puede revelar ciertos patrones en un tiempo temprano que están distorsionados o totalmente enmascarados por largos efectos de almacenamiento del pozo no controlados. [5]

Matemáticamente, la relación de la presión adimensional (p_D) (que es exactamente proporcional a la Δp real) frente al tiempo adimensional (t_D) durante los efectos dominantes de almacenamiento del pozo se describe como:

$$p_D = \frac{t_D}{C_D} \quad (1.36)$$

para la cual C_D es el coeficiente adimensional del almacenamiento del pozo.

Por lo tanto, para analizar los datos de presión se combina la ecuación (1.10) con la ecuación (1.36) obteniendo así una forma general que represente lo más realista posible las condiciones del sistema.

Gringarten et al. (1978) propuso añadir los términos de la constante de almacenamiento y factor de daño, de tal manera que la expresión matemática sea:

$$p_D = 0.5 \left[\ln \left(\frac{t_D}{C_D} \right) + 0.080907 + \ln(C_D e^{2s}) \right] \quad (1.37)$$

esta ecuación muestra que la respuesta de un pozo con efecto de almacenamiento constante y daño, cuando está sujeto a un cambio en el gasto de producción, puede describirse por medio de tres grupos de variables adimensionales $(p_D, \frac{t_D}{C_D}, C_D e^{2s})$.

Agarwal et al. (1970) sugirió una regla de “oro”, denominada *regla del dedo pulgar* en la cual el comportamiento de flujo radial infinito sería separado desde el extremo de los efectos de almacenamiento del pozo por $1 \frac{1}{2}$ ciclos de tiempo.

Los datos después de este período de transición se pueden trazar y analizar en un gráfico semilogarítmico. El periodo en el cual prevalece el efecto de almacenamiento está representado por una línea recta con pendiente unitaria, esta regla localiza el fin del efecto de almacenamiento en la intersección de la curva y traslada la línea recta a 1.5 ciclos.

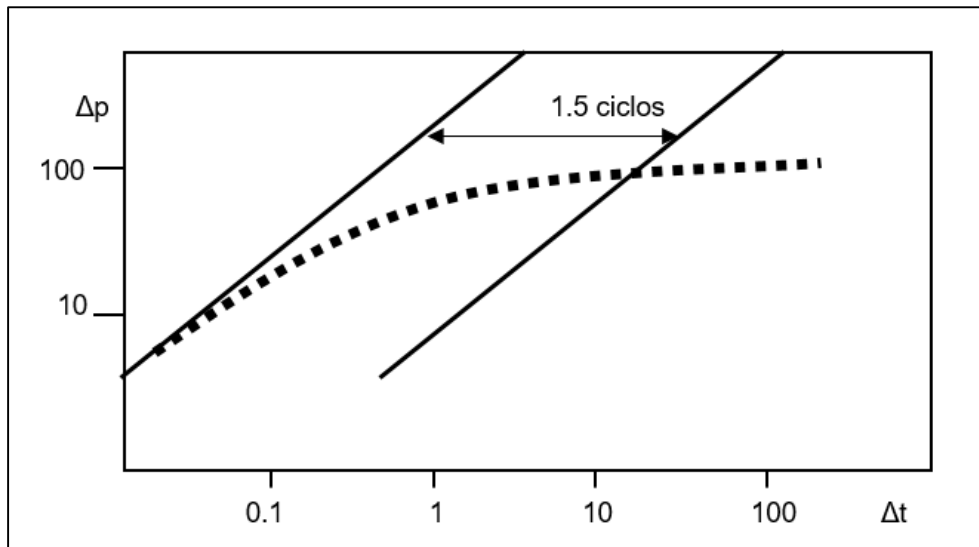


Fig. 1.9 Periodo de efecto de almacenamiento. [6]

Por lo tanto, el análisis de la prueba se convirtió en una herramienta que combina ambos métodos dando solución a los inconvenientes que presentaban la aplicación por separado de estos. Este desarrollo permite realizar un diagnóstico utilizando el gráfico log-log, o representación logarítmica, haciendo en un ejercicio de reconocimiento de patrones para encontrar el principio de la línea recta correcta, seguido por la representación de la gráfica semilogarítmica que permite determinar la permeabilidad y el efecto de daño.

Para el diagnóstico de la representación logarítmica del decremento de presión, las variables adecuadas a graficar son $p_i - p_{wf}$ contra t (donde p_i se desconoce), mientras que para la representación de incremento de presión las más convenientes son $p_{ws} - p_{wf}(\Delta t=0)$ contra Δt .

Existen tres problemas cuando se utiliza la representación logarítmica de la diferencia de presión Δp contra tiempo t , y afectan tanto a la probabilidad del análisis de Horner así como a la determinación única de las variables de otros yacimientos y pozos: ^[5]

- 1) Las pruebas de pozos son generalmente más cortas en tiempo que el requerido para entrar plenamente a un comportamiento de flujo radial infinito. Esto es particularmente cierto para los yacimientos de baja permeabilidad, y en tales casos el uso del análisis de Horner no es apropiado.
- 2) Otras geometrías de yacimientos, y características de los pozos tales como fracturas y sistemas de doble porosidad pueden afectar la respuesta de la prueba. De igual manera en estos casos no es apropiado aplicar un análisis de interpretación de Horner.
- 3) Las diferentes características del yacimiento pueden resultar prácticamente indistinguibles en respuestas a la variación de presión, especialmente en pruebas de pozos de lapsos de tiempo cortos. Por lo tanto, existe el problema de la singularidad en la interpretación.

Curvas tipo.

La aplicación de las Curvas Tipo en el análisis de las pruebas de presión es utilizada, partiendo de la superposición de los datos de campo relativamente de corta duración, sobre las soluciones de modelo matemático, pero la principal desventaja que se tiene al manejar este método es que se presentan frecuentes problemas de singularidad.

Las Curvas Tipo es una técnica que consiste en el trazado de la solución matemática, y el trazado de los datos de un problema real en formatos de gráfico logarítmico idénticos. Sobreponiendo ambos gráficos y manteniendo los ejes paralelos los datos se corresponden en una porción de la solución y de esta manera se pueden determinar coordenadas coincidentes. Posteriormente de las relaciones entre las variables matemáticas y reales, se calculan los parámetros deseados tales como la permeabilidad, porosidad o longitud de la fractura. El ejercicio de las Curvas Tipo no ha demostrado ser particularmente exitoso, especialmente porque no es sensible a los cambios en la presión. Estos cambios pueden denotar fenómenos, pero con diferentes respuestas.

Debido a las dificultades que presentan los métodos de representación semilogarítmica y logarítmica surgió el análisis de la derivada de presión buscando conseguir resultados más precisos en la interpretación de los datos obtenidos por medio de las pruebas de presión transitoria.

I.4.3 Derivada de la Presión en el análisis de Pruebas de Pozo.

Bourdet et al. (1983) propuso un método de interpretación basado en la derivada de la presión con respecto a la función del logaritmo natural del tiempo, o función de tiempo de Horner. Este método considera la respuesta como un todo, a partir de los datos de tiempo

temprano para el último punto registrado y se combina con la técnica de las curvas tipo. Esto proporciona una descripción del comportamiento de flujo que se presenta en el yacimiento, pero aplicando la función logarítmica a la derivada también se enfatiza el comportamiento del régimen de flujo radial infinito, el cual es de primordial interés en la interpretación de los datos de las pruebas de presión. El enfoque de este método es una extensión del método de Horner con una mejora en la definición del análisis de la respuesta a la prueba.

Ya que la derivada de la presión está directamente representada en un término de la ecuación de difusión (1.6), la cual rige los modelos del comportamiento de presión transitoria usados en el análisis de las pruebas de presión, emplear la variable de la derivada de presión contra el tiempo en este método es matemáticamente correcto. Por lo tanto la respuesta obtenida de la derivada es más sensible ante los pequeños fenómenos de interés que se presentan, y que son minimizados o despreciados en los análisis que sólo toman en cuenta la presión contra el tiempo.

El uso de esta forma particular de la derivada de presión representa un gran avance en el análisis de presión transitoria. La figura I.10 ejemplifica la solución completa de Gringarten et al. (1979) considerando un yacimiento de acción infinita, complementado por la derivada de la presión desarrollada por Bourdet et al. (1983).

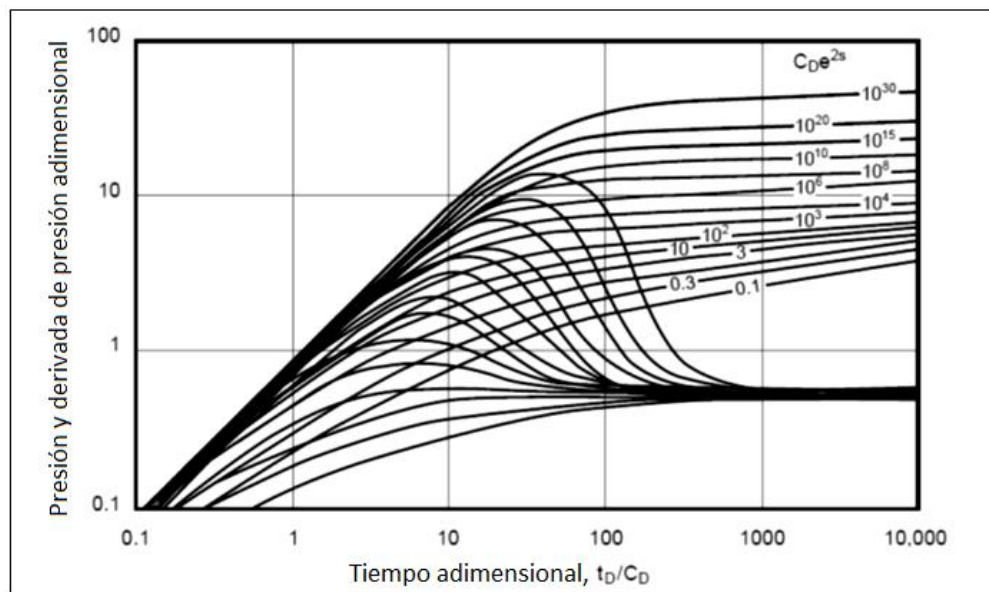


Fig. I.10 Representación gráfica de la derivada de la presión. [5]

Por convención la interpretación de las pruebas de presión se ha centrado en yacimientos supuestos homogéneos. Por lo tanto el desarrollo matemático realizado tomó como base esa consideración.

Cuando la presión adimensional (p_D) es diferenciada con respecto al logaritmo natural del tiempo adimensional (t_D)^[5], entonces se puede expresar de la siguiente manera:

$$\frac{dp_D}{d(\ln t_D)} = t_D \frac{dp_D}{dt_D} = t_D p'_D \quad (1.38)$$

donde p'_D es la derivada de la presión adimensional con respecto al tiempo adimensional (t_D).

Durante los efectos de almacenamiento del pozo, la presión adimensional se relaciona con el tiempo adimensional y el almacenamiento el efecto de almacenamiento adimensional por la ecuación (1.36), la cual cuando es diferenciada y combinada con la ecuación (1.37), queda en términos de:

$$\frac{dp_D}{d(\ln t_D)} = t_D p'_D = \frac{t_D}{C_D} \quad (1.39)$$

al ser representada en una en una escala logarítmica muestra una línea recta unitaria exactamente como lo hace la presión adimensional.

Durante el período de flujo radial, considerando las condiciones iniciales de la ecuación (1.11), la aproximación semilogarítmica se expresa como:

$$\frac{dp_D}{d(\ln t_D)} = t_D p'_D = 0.5 \quad (1.40)$$

por lo tanto, la curva derivada adimensional en un tiempo tardío se aproxima a un valor constante igual a 0.5, sí:

$$p_D \sim t_D^m \quad (1.41)$$

donde m es igual a 1.0 para el efecto de almacenamiento del pozo, 0.5 para el flujo lineal y 0.25 para el flujo bilineal, por lo que la ecuación de la derivada de presión queda expresada como:

$$\frac{dp_D}{d(\ln t_D)} = t_D \left(\frac{dp_D}{dt_D} \right) \sim m t_D^m \quad (1.42)$$

la representación gráfica de esta ecuación implica que la curva de la derivada es paralela a la curva de presión partida verticalmente por el $\log m$.

A tiempos tempranos como a tiempos tardíos, todas las derivadas se comportan de manera similar.

La derivada de la presión es una herramienta de gran utilidad en la realización de los análisis de las pruebas de presión transitoria, porque no sólo la curva de presión, sino también la curva de la derivada deben coincidir con la solución analítica. Además tiene una importante relevancia para el diagnóstico definitivo de la respuesta de la prueba. Aunque las tendencias en los datos de presión pueden ser confusas al tiempo medio y tardío, y por lo tanto el análisis está sujeto a múltiples interpretaciones, los valores obtenidos por medio de este método son definitivamente mejores aproximaciones.

Los términos de tiempo; temprano, medio y tardío son expresiones peyorativas para las etapas en la realización de las pruebas de presión, descritos principalmente por fenómenos. Por ejemplo, los efectos de almacenamiento del pozo son principios, el comportamiento de fractura es media, y los efectos del flujo radial o de contorno son de finales del actuando infinito.

Para aplicar este método de análisis, se debe calcular la derivada de los datos reales de la presión. Una variedad de algoritmos está disponible. El más simple es calcular la pendiente para cada segmento, usando al menos tres intervalos de tiempo.

I.5 Cálculo de la derivada de presión.

Es posible calcular la derivada de presión cuenta por medio de tres algoritmos, que son los siguientes:

- Método de dos puntos.
- Método de tres puntos consecutivos.
- Método de tres puntos separados.

I.5.1 Método de dos puntos.

Este método calcula la derivada logarítmica de la presión en un punto j a partir de los 2 puntos contiguos, el punto anterior $j - 1$ y el punto posterior $j + 1$. La expresión matemática que describe el método es:

$$\left(\frac{d\Delta p}{d \ln \Delta t} \right)_j = \frac{\Delta p_{j+1} - \Delta p_{j-1}}{\ln(\Delta t_{j+1}) - \ln(\Delta t_{j-1})} = \frac{\Delta p_{j+1} - \Delta p_{j-1}}{\ln(\Delta t_{j+1}/\Delta t_{j-1})}, j \geq 2 \quad (1.43)$$

donde:

- Δp - caída de presión.
- p_i - presión inicial en el yacimiento.
- p_{wf} - presión de fondo fluyendo.
- p_{ws} - presión de cierre.
- Δt - tiempo transcurrido.
- j - punto de interés.

En pruebas de incremento como Δt_{j+1} es más grande que Δt_{j-1} el resultado del $\ln(\Delta t_{j+1}/\Delta t_{j-1})$ siempre será positivo y el cálculo de la derivada nunca será negativo.

1.5.2 Método de tres puntos consecutivos.

Este método utiliza un punto antes y uno después del punto de interés j , calcula las derivadas correspondientes y sitúa su media ponderada en el punto considerado.

La fórmula que describe este método se expresa:

$$\left(\frac{d\Delta p}{d \ln \Delta t}\right)_j = \frac{\Delta p_j - \Delta p_L}{\ln(\Delta t_j) - \ln(\Delta t_L)} \frac{\ln(\Delta t_R) - \ln(\Delta t_j)}{\ln(\Delta t_R) - \ln(\Delta t_L)} + \frac{\Delta p_R - \Delta p_j}{\ln(\Delta t_R) - \ln(\Delta t_j)} \frac{\ln(\Delta t_j) - \ln(\Delta t_L)}{\ln(\Delta t_R) - \ln(\Delta t_L)}, j \geq 2 \quad (1.44)$$

$$= \frac{\Delta p_j - \Delta p_L}{\ln(\Delta t_j/\Delta t_L)} \frac{\ln(\Delta t_R/\Delta t_j)}{\ln(\Delta t_R/\Delta t_L)} + \frac{\Delta p_R - \Delta p_j}{\ln(\Delta t_R/\Delta t_j)} \frac{\ln(\Delta t_j/\Delta t_L)}{\ln(\Delta t_R/\Delta t_L)}, j \geq 2$$

donde:

- $L = j - 1$ izquierda del punto j .
- $R = j + 1$ derecha del punto j .

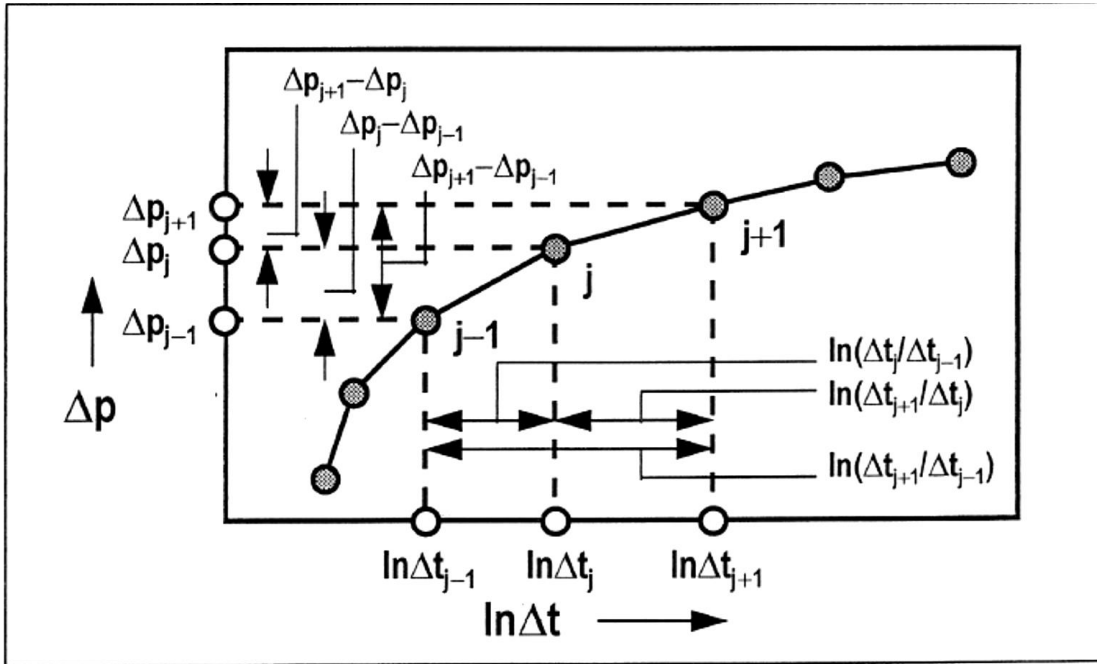


Fig. 1.11 Representación de los métodos de 2 puntos y 3 puntos consecutivos.
Derivative Algorithms, WELLTEST-95.

1.5.3 Método de 3 puntos no consecutivos.

Básicamente es igual al descrito anteriormente, utiliza la misma fórmula, pero tiene una diferencia que radica en los puntos seleccionados como L y R , ya que en este método no son consecutivos.

La determinación de estos puntos depende de la especificación del “ancho de una ventana W ” que refiere a una longitud de los valores que puede tomar el $\ln \Delta t$ o el logaritmo natural de otras funciones de tiempo.

La consideración de la ventana es que ($W \geq 0$). Este algoritmo selecciona los puntos R y L como los primeros de tal forma que:

$$[\ln(\Delta t_j) - \ln(\Delta t_L)] = \ln(\Delta t_j / \Delta t_L) > W$$

y

$$[\ln(\Delta t_R) - \ln(\Delta t_j)] = \ln(\Delta t_R / \Delta t_j) > W \tag{1.45}$$

donde por lo general W toma valores entre 0 y hasta 0.5.

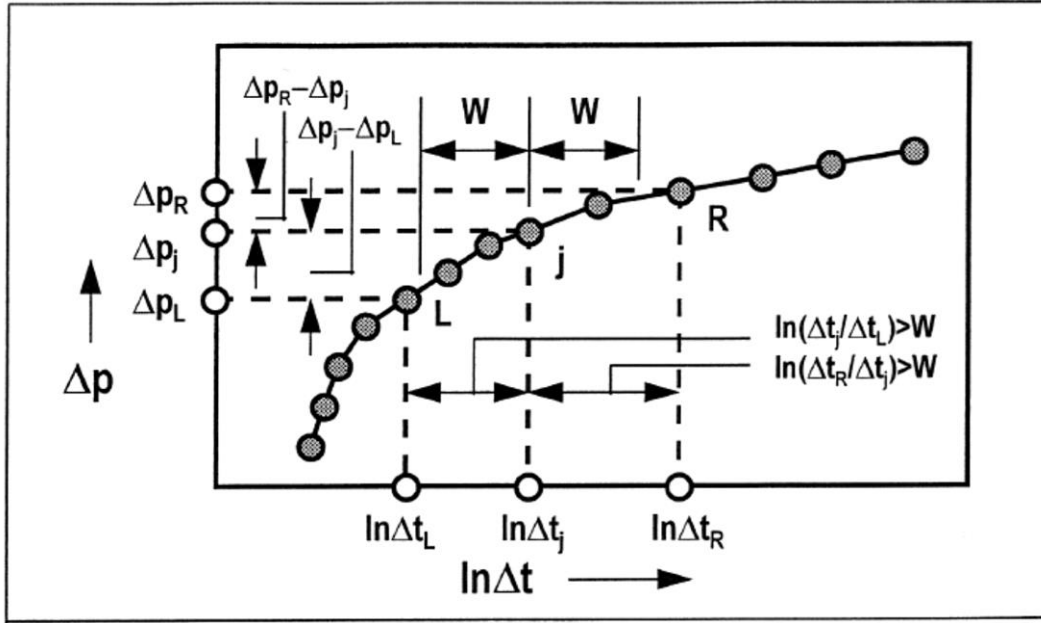


Fig. I.12 Representación del método de 3 puntos no consecutivos.
Derivative Algorithms, WELLTEST-95.

Las pruebas de presión son la forma de poder establecer la reacción del sistema roca-fluido ante cualquier perturbación, de ahí la importancia de comprender sus principios. Este capítulo brinda soporte firme para entender el proceso de estimulación de fracturamiento hidráulico, pero específicamente es el origen de las herramientas necesarias para realizar los análisis de las pruebas de Minifrac.

Capítulo II.

Fundamentos teóricos del Fracturamiento Hidráulico.

Este capítulo está orientado a describir la operación de fracturamiento hidráulico, partiendo de los principios matemáticos que la rigen.

Por medio de esta estimulación se crean fracturas o canales con alta conductividad que permiten el flujo de los hidrocarburos del yacimiento hacia el pozo. Sin embargo la respuesta de cada formación rocosa es distinta debido a que todo yacimiento presenta características petrofísicas diferentes, por tal motivo es importante establecer un diseño de fracturamiento particular en cada operación, que “garantice” llevar a cabo de la mejor manera posible el tratamiento. Es ahí donde las pruebas de Minifrac toman relevancia, con ellas se busca recopilar la información del yacimiento necesaria que permita elaborar un diseño óptimo donde se vislumbre el comportamiento de la fractura en la operación principal posterior, con la característica de no utilizar agente apuntalante.

II.1 Antecedentes.

Si bien, existen precedentes que indican intentos de fracturar las formaciones rocosas por medio de distintos procedimientos como fue el uso de explosivos o inyección de ácidos, el concepto general de fracturamiento hidráulico dentro de la industria petrolera se desarrolló durante la segunda mitad de la década de los años 1940's dentro de la compañía Stanolind, actualmente conocida como BP Amoco, basándose en la experiencia obtenida de la industria donde se observó que por encima de una cierta presión de inyectividad durante operaciones a pozos tales como; acidificaciones, cementaciones e inyección de salmuera, se lograba romper la roca.

El primer tratamiento experimental fue llevado a cabo en 1947 en el campo de gas Houghton ubicado en Kansas contemplando como objetivo principal 4 zonas carbonatadas, previamente acidificadas.^[5] El fluido inyectado fue *napalm* o gasolina gelatinosa, seguida de gasolina usada como roturador. El resultado del tratamiento no fue exitoso ya que no hubo incremento en la producción y se fundó la creencia errónea, por cierto tiempo, de que las fracturas no tienen ningún beneficio sobre la acidificación de las formaciones carbonatadas. Sin embargo esta fue la pauta para el desarrollo general de la técnica de Fracturamiento hidráulico.

II.2 Definición.

Es un método de estimulación aplicado generalmente a los yacimientos que presentan baja permeabilidad, y/o daño a la formación inducido durante las operaciones de perforación.

Busca crear canales de flujo nuevos, o bien conectar los ya existentes para aumentar la productividad del pozo.

Consiste en inyectar fluidos, diseñados especialmente, a alta presión y velocidad sobre una cara de la formación en el intervalo de interés hasta crear una fractura vertical. Los extremos laterales de la fractura se extienden hacia fuera del pozo en direcciones opuestas según los esfuerzos naturales presentes dentro de la formación.^[32] Los canales se mantienen abiertos por medio de agentes de sostén o apuntalante; como granos de arena, natural o sintética, que se mezclan con el fluido de tratamiento y quedan depositados una vez que se ha liberado la presión de inyección.

La fractura generada se comporta como un canal de alta conductividad que comunica al yacimiento con el pozo, permite el flujo de fluidos y por lo tanto incrementa la capacidad productiva del pozo.

El diseño de un tratamiento de fracturamiento hidráulico requiere del conocimiento de información exacta que permita llevar a cabo lo mejor posible la operación. Esta información se puede clasificar en dos grandes rubros; aquella que se puede controlar, y la que no, pero es posible medir o estimar.

La primera es toda aquella en la cual existe un cálculo precedente que determina las características necesarias para llevar a cabo el proceso, por ejemplo: gasto de inyección, tipo y volumen del agente apuntalante, densidad del fluido fracturante.

La segunda corresponde a las mediciones realizadas dentro de la formación. Se puede mencionar algunos ejemplos como son: permeabilidad, presión del yacimiento y compresibilidad de la roca.

El fracturamiento hidráulico se clasifica en dos categorías dependiendo del material utilizado para crear o mantener la fractura abierta:

- Fracturamiento hidráulico ácido.
- Fracturamiento hidráulico con apuntalante.

II.3 Generalidades del fracturamiento hidráulico.

II.3.1 Fluidos fracturantes y agentes sustentantes. Los fluidos fracturantes son aquellos que se diseñan específicamente para soportar altas presiones y temperaturas, actúan en conjunto con aditivos para producir la ruptura de la formación al ser inyectados. Transportan el apuntalante hacia el interior de la fractura con el propósito de depositarlo constituyendo un soporte al peso de los estratos superiores y evitar el colapso de los canales, así como permitir que exista una alta conductividad.

Clasificación de los fluidos con respecto a la base de elaboración:

- Agua.
- Aceite.
- Alcohol.
- Espuma.
- Emulsiones.

II.3.2 Reología del fluido. Indica las propiedades de un líquido para el análisis de su deformación y flujo, la propiedad que se determina principalmente en las pruebas de laboratorio es la viscosidad aparente que está en función de la velocidad de corte, temperatura del fluido y tiempo.

II.3.3 Modelo de ley de potencia. Usado para representar el comportamiento de los fluidos fracturantes durante el diseño de la operación.

II.3.4 Tortuosidad. Es una medida de la complejidad geométrica del medio poroso. Está definida como un camino *ondulado* que conecta al pozo con la fractura. Puede reducirse incrementando la viscosidad del fluido.

II.3.5 Filtrado o pérdida de fluido. Es el volumen de fluido que se pierde en la formación al realizar una operación de fracturamiento. Conocer esta información es de vital importancia para el diseño del tratamiento ya que permite vislumbrar la geometría de la fractura. La pérdida de fluido afecta el tiempo de penetración y del cierre de la fractura. Todos los procedimientos de diseño están basados en el supuesto de que el volumen de fluido inyectado se divide en dos segmentos; el primero que se pierde por filtración en la formación, y el segundo ocupa el interior de la fractura creada.

II.3.6 Apuntalante o sustentante. Agente constituido por partículas de tamaño determinado, mezclado con fluidos de fracturamiento y depositados dentro de la fractura para crear un medio poroso y permeable, que además mantiene los canales abiertos al soportar los esfuerzos de cierre de la formación.

II.3.7 Presión de fracturamiento. Es la presión a la cual la matriz de roca cede ante los esfuerzos a la que es sometida y se fractura creando canales. La presión de fracturamiento, o ruptura, se establece antes de determinar los parámetros de tratamiento del yacimiento. Las operaciones de fracturamiento hidráulico se realizan por encima de esta presión, mientras que los tratamientos de estimulación matricial se ejecutan con la presión de tratamiento por debajo de ella.

II.3.8 Presión de inyección. Presión medida en la cabeza del pozo, es decir la presión de tratamiento en superficie.

II.3.9 Presión neta. Es la presión que se encuentra por encima de la necesaria para mantener abierta la fractura. Define la anchura de la fractura.

II.3.10 Punta de la fractura. Es la zona delante de la fractura que se encuentra confinada entre la roca que no ha sufrido perturbación y el fluido fracturante. El comportamiento de esta punta controla la forma en que se desarrollará la fractura.

II.3.11 Dirección de la fractura. Puede ser horizontal o vertical debido a que mantendrá la dirección perpendicular al plano de mínimo esfuerzo. La experiencia de operaciones en campo dictamina que una fractura será horizontal cuando el intervalo de interés se encuentre a profundidades menores a 600 metros, ya que solamente de esta manera los esfuerzos horizontales serán mayores que los verticales.

II.3.12 Gradiente de fractura. Está expresado en $[psi/ft]$, al cual un intervalo específico de formación se rompe y admite la entrada de fluido. El gradiente de fractura es un dato determinante para el diseño y análisis del tratamiento de fracturamiento hidráulico.

$$G_f = \frac{p_f}{D} \quad (2.1)$$

donde:

- G_f - gradiente de fractura $[psi/ft]$.
- p_f - presión de Fracturamiento $[psi]$.
- D - profundidad del yacimiento $[ft]$.

II.3.13 Cierre de fractura. Durante la creación de la fractura la presión adicional dentro de la misma es denominada presión neta Δp_f . Esta presión, por encima y más allá del esfuerzo de cierre, es la responsable de la creación del ancho de la fractura. Una vez que el fluido entra a la formación y se detiene el bombeo, las presiones existentes en el interior comienzan a decrecer en respuesta al retorno de los fluidos hacia el pozo o la pérdida de los mismos en la formación. Esta caída de presión permite que la fractura comience a cerrarse sobre el apuntalante.

II.3.14 Presión de cierre de fractura. (p_c) Es la presión del fluido a la cual una fractura existente comienza a cerrarse. Matemáticamente la relación lineal entre el ancho de fractura y la presión, cuando la presión de cierre es igual al esfuerzo mínimo principal en el yacimiento está descrita con la ecuación (2.14). Es dependiente de la geometría de la fractura.

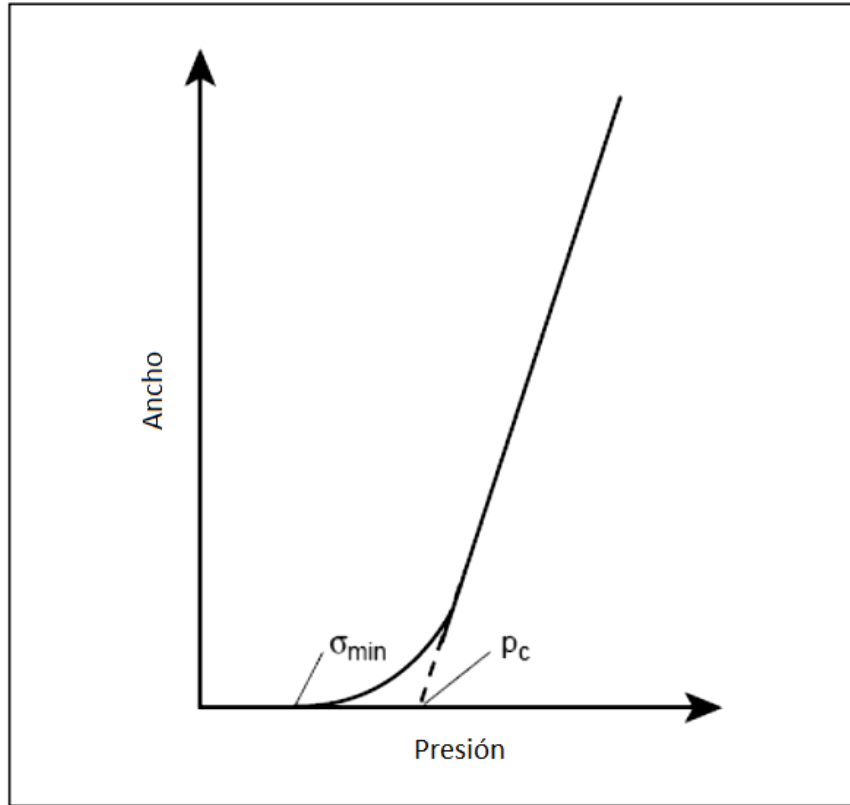


Fig. II.1 Definición matemática de la presión de cierre. [5]

II.3.15 Minifrac. En esencia es la creación de una pequeña fractura sin utilizar agente sustentante durante la operación, este término es generalmente usado para describir las pruebas de inyección que se realizan a los yacimientos con el fin de obtener información útil para la estimulación del fracturamiento hidráulico. Este tratamiento se realiza desde un par de horas, hasta varios días, antes de llevar a cabo el ejercicio de fracturamiento principal.

El objetivo es recabar información que permita conocer las condiciones específicas de cada yacimiento, determinando parámetros operativos tales como:

- Presión de fractura.
- Pérdida de fluido fracturante.
- Eficiencia del fluido fracturante.
- Tortuosidad y restricciones de la terminación.
- Presión de cierre de fractura.
- Tiempo de cierre de fractura.
- Longitud y anchura de fractura.

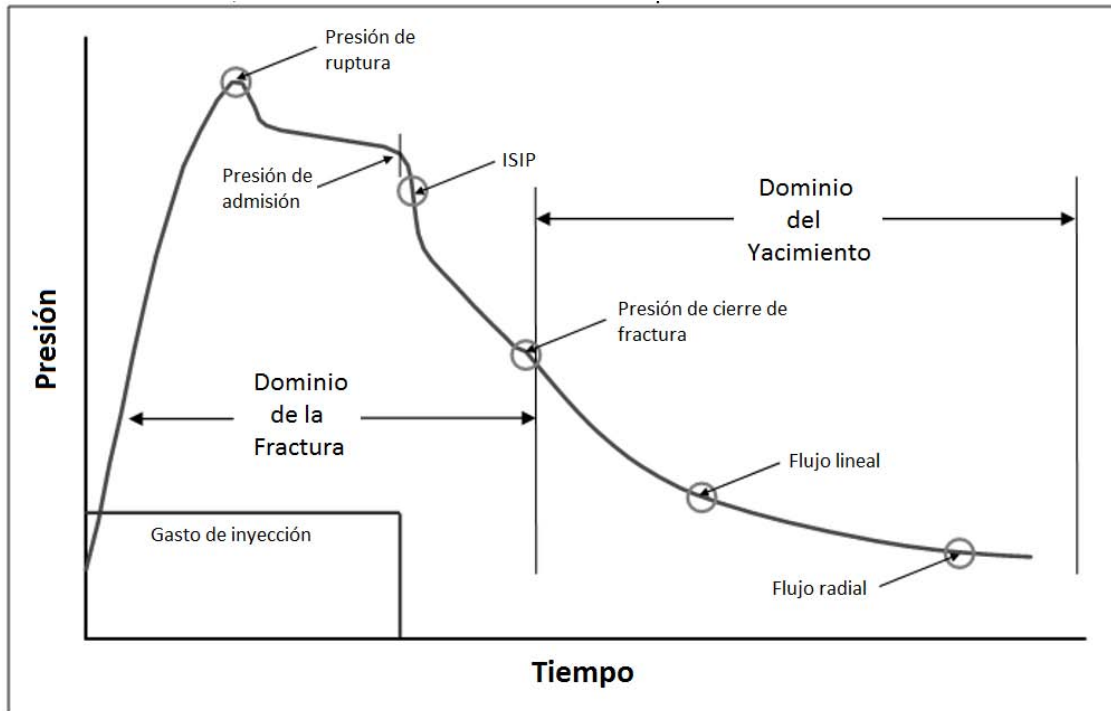


Fig. II.2 Comportamiento general de presión en función del tiempo en un tratamiento de Minifrac. [27]

II.4 Principios fundamentales del Fracturamiento hidráulico. [5]

La conducta que presenta el fracturamiento hidráulico está gobernada por tres principios fundamentales, que son:

- Flujo de fluidos dentro de la fractura.
- Balance de materia o conservación de masa.
- Deformación elástica de la roca.

II.4.1 Flujo de fluidos dentro de la fractura.

La fractura creada básicamente es un canal de dimensiones variables en su longitud, altura y profundidad, que permite el movimiento de los fluidos. Este movimiento se presenta bajo la influencia del gradiente de presión local que a su vez está determinado por la reología del fluido, la velocidad que presenta el mismo y el ancho de la fractura.

Las ecuaciones que rigen el flujo dentro de la fractura pueden ser deducidas usando el principio de conservación del momento y la teoría de la lubricación; aplicados al desplazamiento de un fluido a través de un conducto estrecho.

La reología de los fluidos fracturantes es representada generalmente por un modelo de ley de potencia, la cual está constituida por los parámetros, (K) y (n), por medio de los cuales es posible caracterizar una gran variedad de fluidos no newtonianos.

Considerando que el flujo de fluidos dentro de una fractura es laminar para la mayoría de las operaciones de fracturamiento, el gradiente de presión a lo largo de la longitud de la fractura se puede expresar como:

$$\frac{dp}{dx} \propto \frac{Kv_x^n}{\bar{w}^{1+n}} \quad (2.2)$$

donde:

- v_x - velocidad promedio del fluido a lo largo de la fractura en términos de q_i y h_f .
- \bar{w} - altura promedio del ancho de la fractura.
- K - índice de consistencia [$lbf - s^n / ft^2$].
- n - índice de flujo.
- q_i - gasto volumétrico de inyección.
- h_f - altura de la fractura.

El balance de materia sugiere que la velocidad promedio del fluido (v_x) es directamente proporcional al término $\left(\frac{q_i}{\bar{w}h_f}\right)$ por lo que la ecuación (2.2) puede reescribirse de la siguiente manera:

$$\frac{dp}{dx} \propto \frac{K}{\bar{w}^{1+2n}} \left(\frac{q_i}{h_f}\right)^n \quad (2.3)$$

En el caso de que el fluido presente tenga un comportamiento newtoniano, es decir los valores de los parámetros sean iguales a: $n = 1$ y $k = \mu$, considerando a μ como la viscosidad del fluido fracturante, la ecuación (2.3) puede ser reducida y expresada como:

$$\frac{dp}{dx} \propto \frac{K}{\bar{w}^2} \left(\frac{q_i}{\bar{w}h_f}\right) \quad (2.4)$$

Donde el término $\bar{w}h_f$ representa el área promedio de sección transversal de la fractura. Esta ecuación constituye la ley de Darcy con la permeabilidad proporcional a \bar{w}^2 .

Dado que las ecuaciones anteriores están formuladas en términos del promedio de la velocidad, no consideran el cambio interno del ancho de la fractura a lo largo de la altura. Sin embargo la variación de la anchura tiene efecto sobre la resistencia que presentan los fluidos al flujo, ya que se acentúa durante los periodos de crecimiento de la altura, además afecta a otros fenómenos físicos que son sensibles a la velocidad como son la temperatura y la distribución del agente sustentante.

II.4.2 Balance de materia o conservación de la masa.

Para los fluidos fracturantes base agua y base aceite los cambios en el volumen de líquido no son de vital importancia en la comprensión de la deformación elástica de la roca. Pero

en el caso de los fluidos fracturantes espumosos los efectos físicos de cambio en la presión y la temperatura del fluido de fracturamiento en el pozo podrían ser trascendentales.

Considerando los dos puntos planteados anteriormente sobre el efecto en los fluidos por las variaciones físicas, el uso de una medición directa de la presión en el fondo del pozo, así como la incorporación de los cambios en el volumen de los fluidos en el mismo, durante el cierre del flujo en el pozo, puede reducir significativamente los errores que se inducen al asumir las características que presenta un fluido incompresible utilizado en cualquier operación de fracturamiento.

El supuesto general en la utilización de un fluido incompresible, por lo tanto, permite el uso de términos simples de conservación del volumen para reemplazar los de conservación de la masa.

El análisis de la presión se basa en tres expresiones de balance de materia o volumen. El primero define la eficiencia de tratamiento η como la relación entre el volumen de la fractura creada al final de bombeo (V_{fp}) y el volumen inyectado acumulado (V_i):

$$\eta = \frac{V_{fp}}{V_i} \quad (2.5)$$

La segunda expresión indica que al final del bombeo, (V_i) es igual a (V_{fp}) más el volumen acumulado del líquido perdido en la formación durante el bombeo (V_{Lp}):

$$V_i = V_{fp} + V_{Lp} \quad (2.6)$$

Por consiguiente se deduce de las ecuaciones (2.5) y (2.6) que:

$$V_{Lp} = (1 + \eta)V_i \quad (2.7)$$

Finalmente, el tercer principio indica que durante cualquier periodo de cierre (Δt), el volumen de fractura es estimado por medio de:

$$V_f(\Delta t) = V_{fp} - V_{Ls}(\Delta t) \quad (2.8)$$

Donde $V_{Ls}(\Delta t)$ representa el volumen de fluidos perdidos en la formación entre el tiempo de cierre y cualquier tiempo posterior a partir de entonces.

Durante el cierre el volumen de la fractura es igual al volumen de la masa del agente sustentante (V_{prop}) que se inyecta en el bombeo.

Entonces se puede definir que la ecuación que caracteriza este comportamiento en el cierre es la siguiente:

$$V_{fp} = V_{Ls}(\Delta t_c) + V_{prop} \quad (2.9)$$

Estas relaciones de balance de materia son descritas a través de la figura II-3, ejemplificando el tiempo de bombeo y el tiempo de cierre.

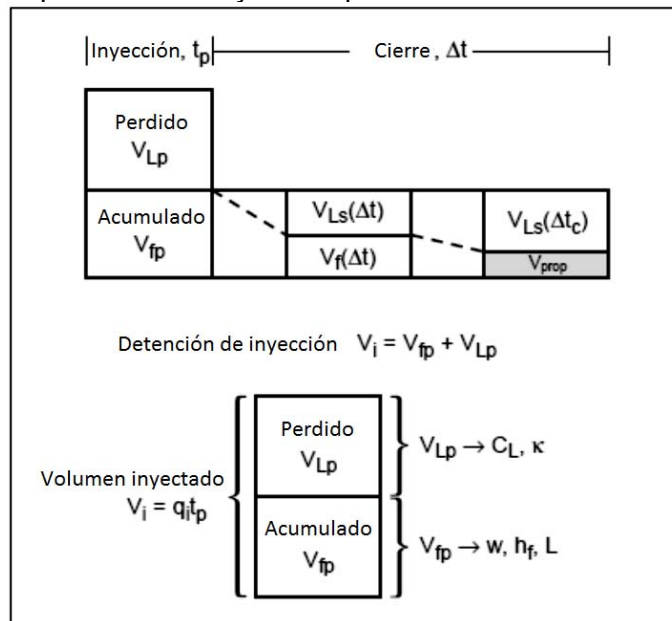


Fig. II.3 Conservación del volumen de fluido dentro de la fractura. [5]

III.4.3 Deformación elástica de la roca.

Los principios descritos anteriormente (balance de materia y flujo de fluidos) se vinculan por medio de la relación que se presenta entre la presión del fluido y la anchura de la fractura, la cual define la conformidad de la fractura. Mientras que la deformación elástica de la roca de la formación es afectada por el proceso de fracturamiento.

La deformación de la roca, o ancho de fractura, puede predecirse por medio de 2 relaciones clásicas para grietas en un material elástico de extensión infinita que se somete a una presión interna constante \bar{p}_f con una superficie externa sometida a un esfuerzo o stress σ_{min} aplicado perpendicularmente al plano de la grieta, como se ejemplifica en la figura II.4.

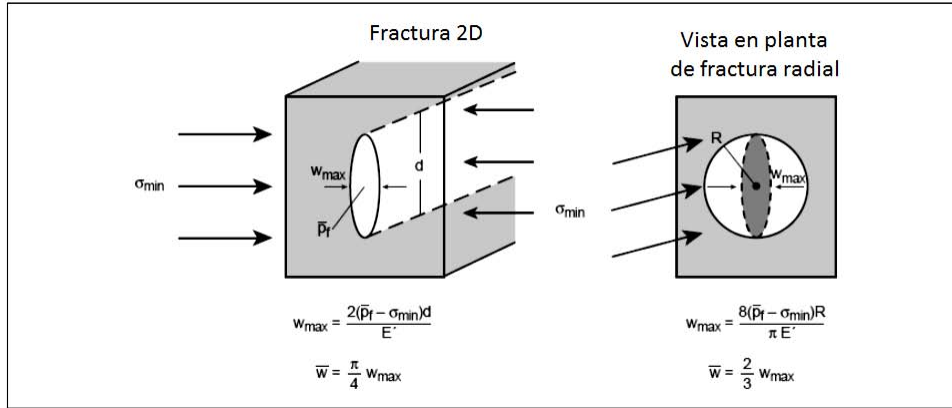


Fig. 11.4 Esfuerzos en fracturas, representación 2D. [5]

La primera relación predice el ancho de una grieta plana en dos dimensiones (2D), y fue planteada por Sneddon y Elliot (1946) considerando una dimensión con extensión finita (d) y la otra con extensión infinita. La segunda relación proporciona una expresión similar, pero asumiendo una grieta radial contenida en un cuerpo circular elástico infinito.

En ambos casos se considera que la fractura presenta una forma elíptica. Siendo el ancho máximo proporcional al producto de la dimensión característica, (d) para grietas consideradas en 2D y R para las radiales, y la presión neta ($\bar{p}_f - \sigma_{min}$) inversamente proporcional al módulo de deformación $E' = E/(1 - \nu^2)$.

El coeficiente de Poisson (ν) de la formación y el módulo de Young (E) son estimados mediante experimentos de laboratorio aplicados a muestras de núcleos.

Por consiguiente, para determinar el promedio de anchura (\bar{w}) y la anchura máxima (w_{max}) para las fracturas en dos dimensiones el cálculo se realiza con las ecuaciones:

$$\bar{w} = \frac{\pi(\bar{p}_f - \sigma_{min})d}{2E'} \quad (2.10)$$

$$w_{max} = \frac{4}{\pi} \bar{w} \quad (2.11)$$

Y para el caso de las fracturas radiales:

$$\bar{w} = \frac{16(\bar{p}_f - \sigma_{min})R}{3\pi E'} \quad (2.12)$$

$$w_{max} = \frac{3}{2} \bar{w} \quad (2.13)$$

Estas relaciones indican que el ancho de la fractura es mayor que cero ($w \geq 0$) solamente si se cumple que la presión interna es mayor que el esfuerzo mínimo ($\bar{p}_f \geq \sigma_{min}$). La presión del fluido a la cual una fractura idealizada que no contiene apuntalante (como es el caso de las operaciones de Minifrac) cierra efectivamente es descrita por la siguiente igualdad:

$$p_c = \sigma_{min} \quad (2.14)$$

donde p_c se denomina presión de cierre.

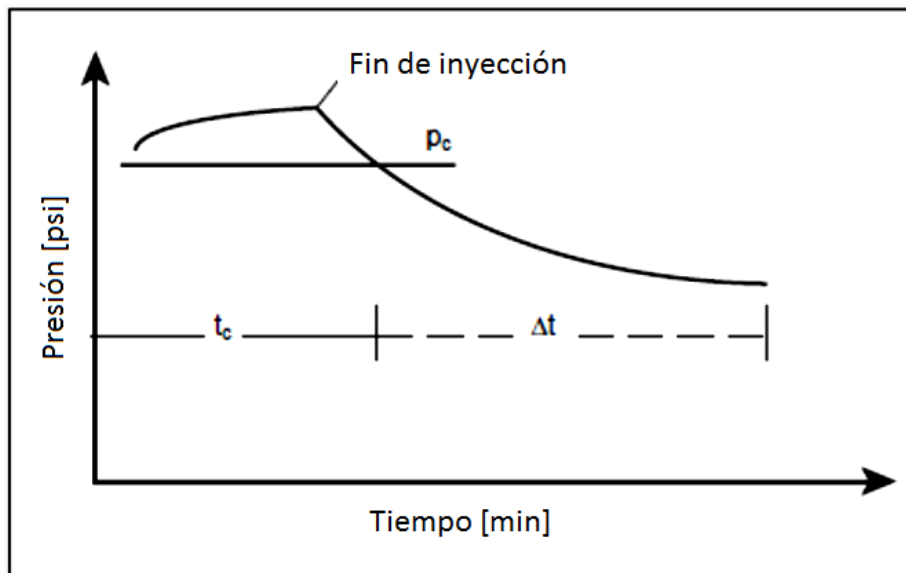


Fig. II.5 Declinamiento de presión posterior del cierre de inyección que muestra la Presión de Cierre. [5]

II.5 Modelos básicos de la geometría de fractura.

Como el comportamiento de cada fractura es diferente, debido a las particularidades que se presentan en los yacimientos, es prácticamente imposible realizar un cálculo exacto de su geometría, a más de que la altura de la fractura no es constante y el comportamiento que muestran los fluidos fracturantes generalmente no va de acuerdo a un modelo matemático en particular. Por consiguiente, es necesario idealizar estas características de tal manera que se obtenga una aproximación de los parámetros requeridos para el cálculo de la geometría de la fractura, sin olvidar las causas que generan inexactitud.

Para análisis se consideran 3 modelos básicos de fractura, clasificados por la forma de cálculo del espesor de la fractura.

- a) Modelo KGD.
- b) Modelo PKN.
- c) Modelo Radial.

II.5.1 Modelo KGD.

Fue desarrollado por Khristianovich y Zheltov (1955), Geertsma y de Klerk (1969). El modelo KGD contempla la forma más general de la relación entre la presión del fluido y la anchura de la fractura, asumiendo que el ancho de la fractura es constante y proporcional a la longitud de fractura ($2L$), y que la altura de la fractura es relativamente más grande que su longitud,

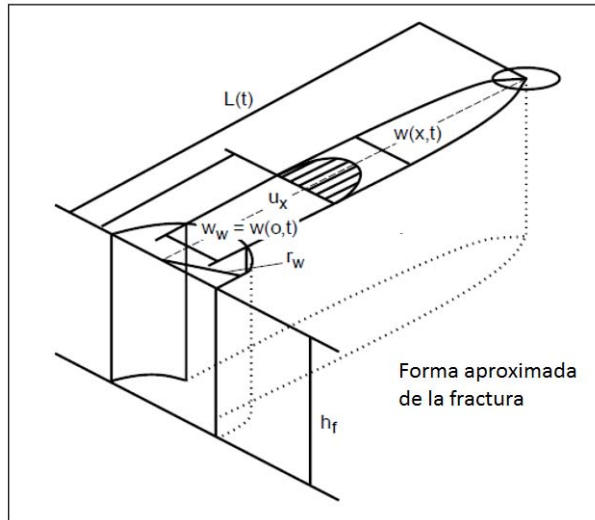


Fig. II.6 Modelo geométrico de fractura KGD. [5]

II.5.2 Modelo PKN.

Descrito por Perkins y Kern (1961), y Nordgren (1972). Este modelo asume que el ancho de la fractura es proporcional a la altura de la misma y que su longitud es de dimensión infinita.

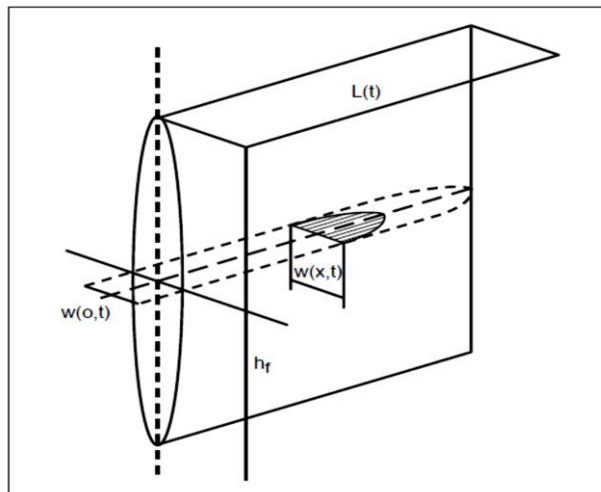


Fig. II.7 Modelo geométrico de fractura PKN. [5]

Básicamente, los modelos KGD y PKN consideran que una de las dimensiones de la fractura, ya sea longitud o altura, es relativamente más grande que la otra. El modelo KGD es más apropiado cuando la longitud de la fractura es más pequeña que la altura, mientras que el modelo PKN cuando la longitud de la fractura es mucho mayor que la altura.

Las principales suposiciones que comparten estos modelos 2D son:

- La fractura es plana y se propaga perpendicularmente al mínimo esfuerzo.
- La fractura está completamente confinada en altura.
- El flujo de fluidos es unidimensional a lo largo de la fractura.
- La formación rocosa se comporta como un sólido isotrópico, continuo y heterogéneo.

II.5.3 Modelo Radial.

El modelo denominado Radial considera que el crecimiento de la fractura no está confinado y que la longitud total de fractura ($2L$) es aproximadamente igual a la altura.

II.6 Corrección del gradiente de fractura.

La relación elástica fundamental descrita en las ecuaciones (2.10) hasta (2.13) asume que la presión en la fractura es constante, sin embargo el flujo de fluidos en la ecuación (2.3) indica que existe un gradiente de presión dentro de la fractura.

Por lo que el efecto del gradiente de presión puede ser incorporado en las relaciones de presión-anchura mediante la introducción del factor (β), propuesto por Nolte en 1979^[3], que se define como la relación del promedio de presión neta en la fractura ($\Delta\bar{p}_f$) a la presión neta en el pozo (p_{net}):

$$\beta = \frac{\Delta\bar{p}_f}{p_{net}} \quad (2.15)$$

donde la presión neta en el pozo es igual al valor de presión máxima en el yacimiento (p_w) menos la presión de cierre (p_c).

$$p_{net} = p_w - p_c \quad (2.16)$$

El término ($\Delta\bar{p}_f$) está definido como la presión neta correspondiente a una presión interna constante (\bar{p}_f) que produciría la misma anchura promedio, de la misma forma que si existe un gradiente de presión a lo largo de la longitud de la fractura.

$$\Delta\bar{p}_f = \bar{p}_f - p_c \quad (2.17)$$

Las ecuaciones (2.15) y (2.17) se pueden combinar para lograr obtener una expresión que incluye el efecto del gradiente de presión y la reología del fluido a lo largo de la fractura. El factor (β) es quien incorpora los efectos de los gradientes de presión del fluido.

$$\bar{p}_f - p_c = \beta p_{net} = \beta(p_w - p_c) \quad (2.18)$$

Nolte (1979, 1986a) ^[4] propuso que durante la fase de cierre (β) tomará los siguientes valores dependiendo del modelo la geometría de la fractura:

$$\beta_s \approx \begin{cases} (2n + 2)/(2n + 3 + a) & PKN \\ 0.9 & KGD \\ (3\pi^2/32) & Radial \end{cases} \quad (2.19)$$

donde el parámetro (a) define el grado de reducción de la viscosidad del fluido desde el pozo hasta la punta de la fractura como resultado de la variación térmica y el cizallamiento.

Mientras que en la fase de inyección el factor (β) es seleccionado como el valor al final del bombeo (β_p), este valor puede ser obtenido por medio de las relaciones:

$$\beta_p \approx \begin{cases} (n + 2)/(n + 3 + a) & PKN \\ 0.85 & KGD \\ < 1 & Radial \end{cases} \quad (2.20)$$

II.7 Cumplimiento de la fractura.

La presión neta dentro de la fractura ejerce una fuerza sobre la formación rocosa influyendo directamente en el resultado del ancho de la fractura. La relación entre la presión y el promedio de la anchura a lo largo de la longitud y altura de la fractura ($\langle \bar{w} \rangle$) se puede expresar por medio de la ecuación (2.21) que se desprende de la combinación de las ecuaciones descritas desde (2.10) hasta (2.13) y la ecuación (2.18).

$$\langle \bar{w} \rangle = c_f p_{net} \quad (2.21)$$

Esta igualdad indica que el promedio de anchura de la fractura es linealmente proporcional a la presión neta en el pozo. La constante de proporcionalidad (c_f) se conoce como el cumplimiento de la fractura. El cumplimiento depende del plano de formación del módulo de tensión (E'), el coeficiente (β) y el modelo de geometría de la fractura. ^[4]

$$c_f = \frac{\pi\beta}{2E'} \begin{cases} h_f & PKN \\ 2L & KGD \\ (32/3\pi^2)R & Radial \end{cases} \quad (2.22)$$

L está definido como la longitud media de la altura de la fractura ($L = h_f/2$).

El uso del cumplimiento para describir la deformación de materiales sólidos bajo la aplicación de fuerzas externas es análogo al análisis de compresibilidad realizado a los sistemas de fluidos en un yacimiento.

II.8 Evaluación de la Fractura usando diagnóstico de presión.

Como se describió en el capítulo anterior el estudio del comportamiento de la presión durante las operaciones realizadas para extraer los hidrocarburos de un yacimiento brinda información importante que ayuda a entender la manera en que se presentará la respuesta del flujo. Ahora bien, este mismo principio nos permite estimar la respuesta de la formación rocosa al ser sometida a presiones elevadas que superen los esfuerzos naturales, y de esta manera diseñar un tratamiento de estimulación como lo es el fracturamiento hidráulico.

II.8.1 Presión durante el bombeo.

La relación fundamental que define el comportamiento de la fractura durante el bombeo, considerando las condiciones del gasto de inyección y la reología del fluido casi constantes, se puede obtener al asociar la relación del flujo de fluido (2.3) con la relación entre el ancho y el cumplimiento de la fractura (2.21).

$$\frac{dp}{dx} \propto \frac{K}{(c_f p_{net})^{1+2n}} \left(\frac{q_i}{h_f} \right)^n \quad (2.23)$$

Al ser integrada considerando una distancia x como la longitud de la fractura, y asumiendo que la presión de cierre (p_c) es constante, para una presión neta (p_{net}) despreciable en la punta de la fractura la expresión queda como:

$$p_{net} \propto \left[\frac{k}{c_f^{1+2n}} \left(\frac{q_i}{h_f} \right)^n L \right]^{1/(2n+2)} \quad (2.24)$$

la integración asume implícitamente que el perfil de flujo presente a lo largo de la fractura presenta una forma constante. Si también se considera un gasto de inyección constante, la presión en el pozo incrementa proporcionalmente al tiempo elevado al exponente e :

$$p_{net} \propto t^e \quad (2.25)$$

donde sus límites son $1/8 < e < 1/5$, el valor más grande es para suponer una pérdida relativamente pequeña de fluido, mientras que el valor más pequeño es para el mayor gasto relativo de pérdida de fluido.^{[1][2]}

En función de la eficiencia de fluido (η) la presión neta se puede representar dependiendo de cada modelo geométrico como:

$$PKN \begin{cases} p_{net} \propto t^{1/4(n+1)} & \eta \rightarrow 0 \\ p_{net} \propto t^{1/(2n+3)} & \eta \rightarrow 1 \end{cases} \quad (2.26)$$

$$KGD \begin{cases} p_{net} \propto t^{-n/2(n+1)} & \eta \rightarrow 0 \\ p_{net} \propto t^{-n/(n+2)} & \eta \rightarrow 1 \end{cases} \quad (2.27)$$

$$Radial \begin{cases} p_{net} \propto t^{-3n/8(n+1)} & \eta \rightarrow 0 \\ p_{net} \propto t^{-n/(n+2)} & \eta \rightarrow 1 \end{cases} \quad (2.28)$$

en estas proporcionalidades (n) generalmente toma valores de entre 0.5 y 0.75, considerando fluidos reales actualmente usados para las operaciones de fracturamiento. Cada una de estas expresiones es una relación de la ley de potencia que difiere ligeramente con la ley de potencia de un fluido newtoniano donde $n = 1$. Esta simplificación provee expresiones delimitadoras para la penetración de fractura.

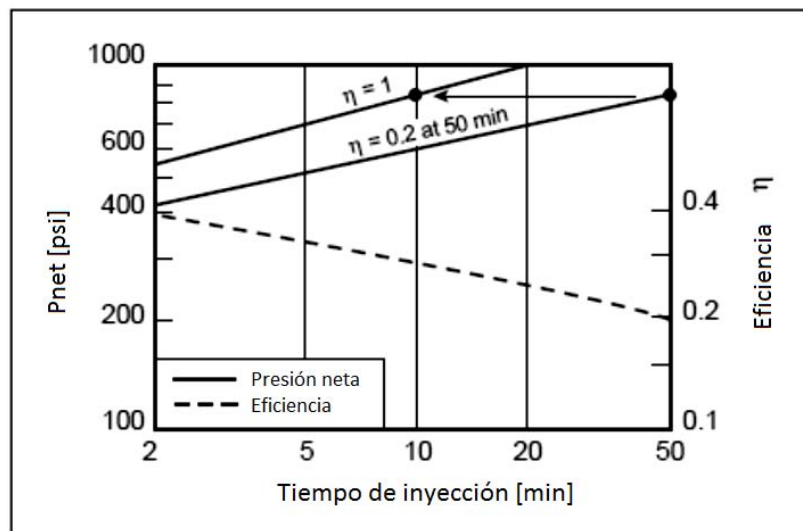


Fig. II.8 Presión neta (p_{net}) y eficiencia de fluido (η) para un modelo de fractura PKN. [5]

II.8.1.1 Proceso de propagación de la fractura.

Se pueden considerar tres etapas principales (a, b y c) presentes en la evolución de la geometría de la fractura, ilustradas en la figura III-9.

La primer etapa indica el desarrollo inicial de la fractura, donde esta crece sin restricciones. El tiempo en que se presenta dicha etapa es generalmente corto, y termina cuando la fractura queda confinada entre las barreras constituidas por las formaciones superior e inferior adyacentes. El modelo KGD es aplicable a esta fase. Durante este comportamiento inicial la pendiente que se presenta en la representación gráfica toma un rango de valores característicos, que están dados por los exponentes de las ecuaciones (2.26) (2.27) y (2.28).

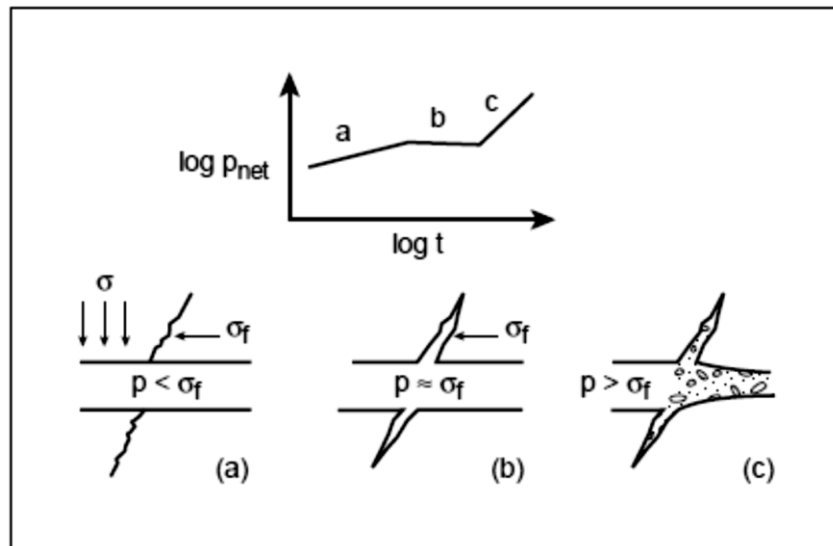


Fig. II.9 Evolución en la geometría de la fractura. [5]

Durante la segunda etapa el incremento de la presión indica que la fractura se está propagando longitudinalmente, acoplándose al modelo PKN.

Finalmente, la tercera etapa tiene lugar cuando la presión neta es mayor a la magnitud del esfuerzo mínimo vertical de alguna de las barreras.

II.8.1.2 Diagnóstico de fractura a partir de las pendientes en los gráficos logarítmicos.

De la misma manera que en los análisis de las pruebas de presión a pozos la representación gráfica en escala logarítmica de presión neta contra tiempo de los datos obtenidos durante las operaciones provee información importante para la realización del diseño de un Fracturamiento hidráulico. La pendiente que presentan los datos de presión graficados es característica de los tipos de geometría y modelos de propagación de la fractura, por lo tanto la representación logarítmica se convierte, nuevamente, en un instrumento de suma importancia para el desarrollo de cualquier operación.

La trascendencia del análisis de la presión de fractura fue introducida en 1958 por Godber y Hodges^[28], y la aplicación actual revisada por Nolte K. G.^{[1] [2] [8]}

Al conjuntar el análisis de la pendiente y la derivada de la presión en la representación log-log se obtiene una herramienta de diagnóstico que permite la interpretación del proceso de fractura. Por medio de esta se asume que el gasto de inyección y las propiedades del fluido son relativamente constantes durante la realización del tratamiento por lo que la medición de los valores de presión representa el comportamiento de la fractura.

Sin embargo, para una correcta interpretación es importante tener en cuenta la variación en la respuesta de la presión ocasionada por: los cambios significativos en el gasto de inyección y la reología del fluido fracturante.

La interpretación básica de la presión neta incluye la caída de presión inicial debida a las barreras de la fractura, como se muestra en la figura II.10.

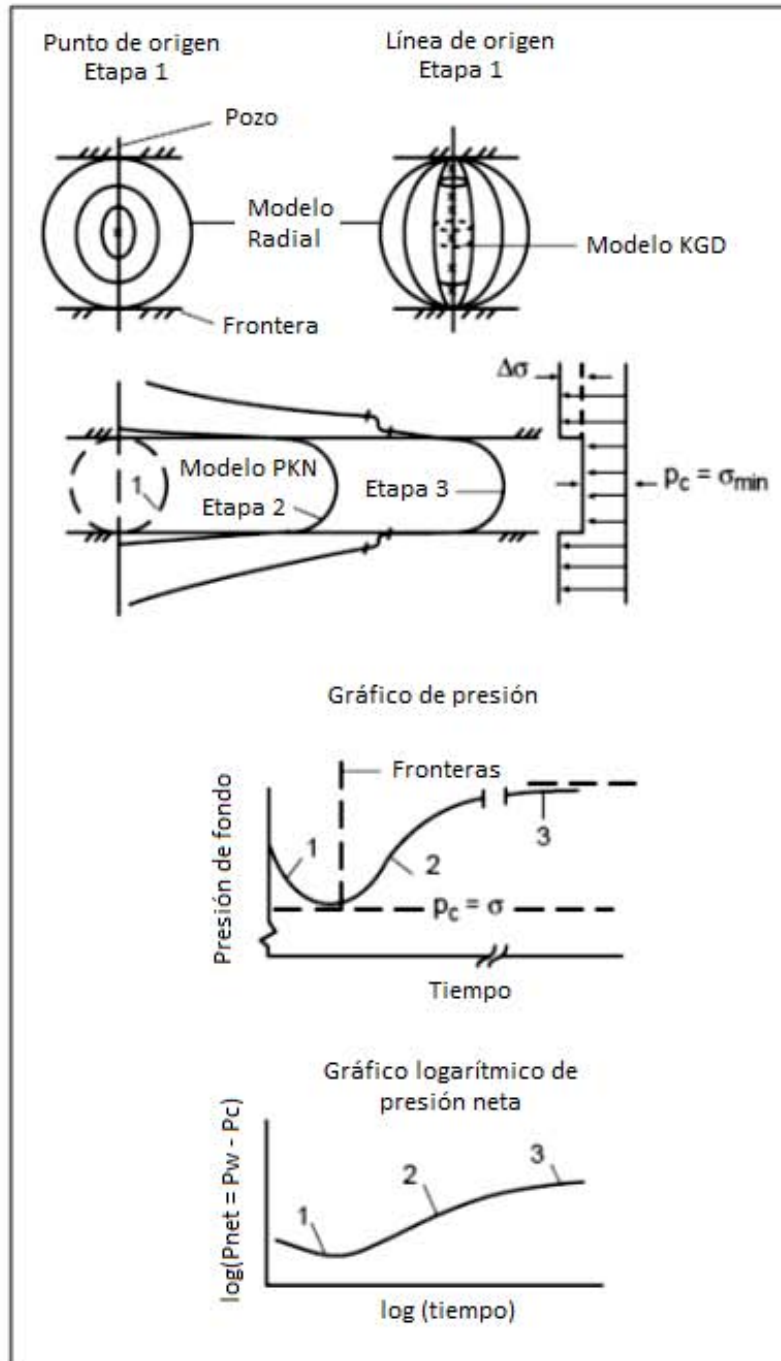


Fig. II.10 Evolución de la geometría de la fractura y presión durante la inyección. [13]

II.8.1.3 Análisis del comportamiento de la fractura a partir de la representación logarítmica.

Generalizando la modalidad en la que se observa la pendiente en la representación logarítmica se puede simplificar en 4 tipos. [2]

Ligera pendiente positiva. Indica que la propagación de la fractura está contenida verticalmente en las barreras, por lo que la fractura se extiende longitudinalmente dentro del yacimiento.

Pendiente nula. Indica que la presión neta ya rebaso la capacidad de presión de la formación, lo que origina un crecimiento deficiente de la fractura debido a:

- Pérdida de fluido en la formación
- Crecimiento en la altura de la fractura al superar el esfuerzo de confinamiento de una barrera.

Pendiente unitaria. Implica que la presión es proporcional al tiempo, y que el incremento de presión es proporcional al incremento en el volumen del fluido inyectado. Indica que la propagación de la fractura es nula, posiblemente por exceso en la pérdida de fluido fracturante. Los valores de pendiente mayores a la unidad indican que el canal no puede recibir más agente sustentante o bien existe en el flujo de la vecindad cercana a la pared del pozo. Por lo tanto existe una alta posibilidad de arenamiento.

Pendiente negativa. Indica un crecimiento sin restricciones de la altura de la fractura que tiene como consecuencia una pobre propagación longitudinal de la misma.

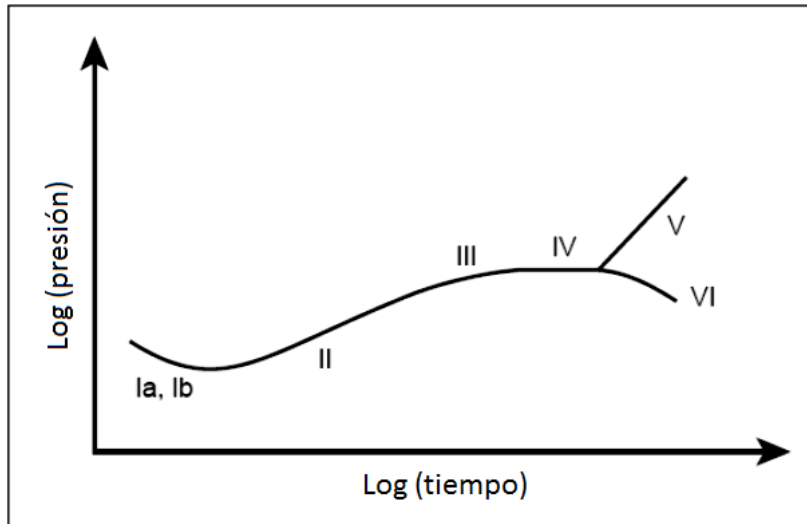


Fig. II.11 Interpretación de las pendientes presentes en la representación gráfica logarítmica de los diferentes modelos de propagación de fractura. [13]

Estos 4 casos se pueden considerar como principales, sin embargo los tipos de pendientes e interpretaciones asociadas a las fracturas verticales se pueden enlistar con mayor detalle como se muestra en la tabla II.1.

Interpretación de pendientes en gráficos logarítmicos.		
Modelo de propagación	Valor de la pendiente	Interpretación
la	$-\frac{1}{6} \quad a \quad -\frac{1}{5}$	KGD
lb	$-\frac{1}{8} \quad a \quad -\frac{1}{5}$	Radial
II	$\frac{1}{6} \quad a \quad \frac{1}{4}$	PKN
III	Reducido de II	Crecimiento controlado de altura.
IV	0	Fractura con forma T. Crecimiento controlado de altura a través del punto de pellizco.
V	≥ 1	Extensión restringida.
VI	Negativo siguiente de IV	Crecimiento descontrolado de altura.

Tabla II.1 Interpretación de pendientes en gráficos logarítmicos.

II.8.2 Análisis durante el cierre de fractura.

Con el análisis del cierre de fractura se puede determinar la eficiencia de fluido y la presión de cierre; esta información permite elaborar el diseño del tratamiento principal de fracturamiento. Es decir que es posible caracterizar la manera en que se generará la fractura, su modelo geométrico, dimensiones y volumen de pérdida de fluido.

El comportamiento de la fractura, previo y durante el cierre de la misma, está gobernado por las características del fluido que se pierde en la formación y la relación del balance de materia descrita en la ecuación (2.2). Una descripción matemática de la presión durante el periodo de cierre se desarrolló por medio de la incorporación de la relación del cumplimiento de fractura mostrada en la ecuación (2.21).

Al combinar estas relaciones con la ecuación de la pérdida de fluido Nolte (1997) desarrolló la función G y el gráfico especializado de G , que describe la respuesta de la presión durante el cierre de fractura, y es útil para encontrar la presión de cierre instantánea, convirtiéndose en una herramienta sumamente útil para el análisis del cierre de fractura.^{[3][4]}

Es importante establecer que la aplicación del gráfico G es análoga al análisis desarrollado por Horner para el análisis las pruebas de pozo convencionales. Por lo tanto la selección

de una línea recta con pendiente aplicable para el gráfico de G presenta los mismos inconvenientes que la interpretación de los datos en las pruebas de presión a pozos.

II.8.2.1 Función G de Nolte.

Nolte en 1979 introdujo la función $G(\Delta t_D)^{[3]}$ que proporciona una herramienta para identificar el cierre de fractura, la pérdida de fluido y la geometría de la fractura, y en 1986 desarrolló un método para analizar las pendientes de presión mediante el tratamiento de Minifrac considerando las aplicaciones para los modelos de fracturamiento 2D (PKN, KGD, Radial).^[4]

Perdida de fluidos.

Dos relaciones son fundamentales para el desarrollo de las expresiones que representan la pérdida de fluidos durante el una operación de fracturamiento. La primera relación describe la naturaleza de crecimiento de la fractura con respecto al tiempo, y la segunda se basa en la expresión de pérdida de fluido presentada por Carter en 1957. Se considera que el comportamiento que presenta el área de fractura sigue a una relación de ley de potencia con respecto al tiempo, y que las propiedades del fluido inyectado y el gasto de bombeo son relativamente constantes.

El término que define la ley de potencia relaciona cualquier área intermedia de la fractura (a), creada en un tiempo (τ), con el área total de fractura (A) en el tiempo (t), como:

$$\frac{a}{A} = \left(\frac{\tau}{t}\right)^\alpha \quad (2.29)$$

donde (α) se conoce como la exponente de área, y es conocido al diferenciar la ecuación (2.29) con respecto al tiempo, sus valores dependen de la eficiencia de fluido.

$$\alpha = \frac{t}{A} \frac{dA}{dt} \quad (2.30)$$

Al graficar en escala logarítmica los valores del área total (A) contra el tiempo (t) el exponente de área (α) representa la pendiente de una línea recta.

Los valores que toma (α) se pueden determinar de manera explícita para dos casos donde se presentan límites del crecimiento de la fractura. El primero depende de la eficiencia de fluido; correspondiente a mayor ($\eta \rightarrow 1$) y menor ($\eta \rightarrow 0$) pérdida de líquidos en la formación, el límite superior definido como (α_1) asume que la pérdida de fluidos es despreciable así como un ancho de fractura constante. El límite inferior (α_0) supone que todo el fluido inyectado se ha filtrado en la formación.

El segundo caso depende del exponente (n) o índice de flujo que se asocia a cada modelo de geometría como lo presenta la ecuación (2.31). Generalmente el exponente disminuye a los largo del tiempo de inyección, pero el cambio puede ser despreciado debido a que es relativamente pequeño.

Por lo tanto el valor del límite superior α_1 está dado por:

$$\eta \rightarrow 1 \quad \alpha_1 = \begin{cases} (2n + 2)/(2n + 3) & PKN \\ (n + 1)/(n + 2) & KGD \\ (4n + 4)/(3n + 6) & Radial \end{cases} \quad (2.31)$$

mientras que el inferior por:

$$\eta \rightarrow 0 \quad \alpha_0 = 1 - \theta \quad (2.32)$$

donde generalmente $\theta = 1/2$.

Analíticamente la expresión que determina la pérdida de fluidos puede ser derivada tomando como límites los valores que asume el exponente de área (α), el límite inferior correspondiente a una eficiencia de fluido despreciable toma el valor de $1/2$, y el límite superior supone que es la unidad, de esa manera se logra utilizar expresiones sencillas y de forma cerrada.

$$\frac{1}{2} < \alpha < 1 \quad (2.33)$$

En labores de campo, al realizar las operaciones de fracturamiento el exponente (α) puede ser calculado por medio de la interpolación de los valores superior (α_1) e inferior (α_0) con la ecuación:

$$\alpha = \alpha_0 + \eta(\alpha_1 - \alpha_0) = \frac{1}{2} + \eta \left(\alpha_1 - \frac{1}{2} \right) \quad (2.34)$$

los valores típicos para la eficiencia varían entre $0.3 < \eta < 0.6$ por lo que el valor del exponente es ($\alpha \approx 0.6$).

Carter (1957) propuso un modelo para determinar el volumen de pérdida de fluidos donde definió las funciones $f(\Delta t_D, \alpha, \theta)$ y $g(\Delta t_D, \alpha, \theta)$, que se presentan en términos del tiempo de cierre adimensional (Δt_D), el cual se define como la relación entre el tiempo de cierre (Δt) y el tiempo de bombeo (t_p),

$$\Delta t_D = \frac{t - t_p}{t_p} = \frac{\Delta t}{t_p} \quad (2.35)$$

θ se define como el exponente de la pérdida de fluido. Parlar et al. (1995) mostró por medio de la ecuación (2.36) que este exponente está relacionado con la ley de potencia del exponente del filtrado n_f , que invade el yacimiento durante el proceso de pérdida.

$$\theta = \frac{n_f}{1 + n_f} \quad (2.36)$$

Cuando el fluido filtrado se comporta como un fluido newtoniano el valor de $n_f = 1$, y cuando su comportamiento es el de un fluido no newtoniano $n_f < 1$.

El volumen de fluido perdido específico (v_L), definido como el volumen de fluido perdido (V_L) por unidad de área de fluido filtrado está definido por la ecuación:

$$v_L = \frac{2C_L}{\theta} [t - \tau(a)]^\theta \quad (2.37)$$

donde (C_L) es el coeficiente de pérdida de fluido o coeficiente de Leakoff y (t) es el tiempo desde el inicio del bombeo.

$$f(\Delta t_D) = \begin{cases} \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-1/2} & \alpha = \frac{1}{2} \\ 2 \left[(1 + \Delta t_D)^{1/2} - \Delta t_D^{1/2} \right] & \alpha = 1 \end{cases} \quad (2.38)$$

La expresión simplificada para la función del volumen de pérdida de fluido en función del tiempo de cierre adimensional $g(\Delta t_D)$ y definida por los límites del exponente de área está expresada como:

$$g(\Delta t_D) = \begin{cases} (1 + \Delta t_D) \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-1/2} + \Delta t_D^{1/2} & \alpha = \frac{1}{2} \\ \frac{4}{3} \left[(1 + \Delta t_D)^{3/2} - \Delta t_D^{3/2} \right] & \alpha = 1 \end{cases} \quad (2.39)$$

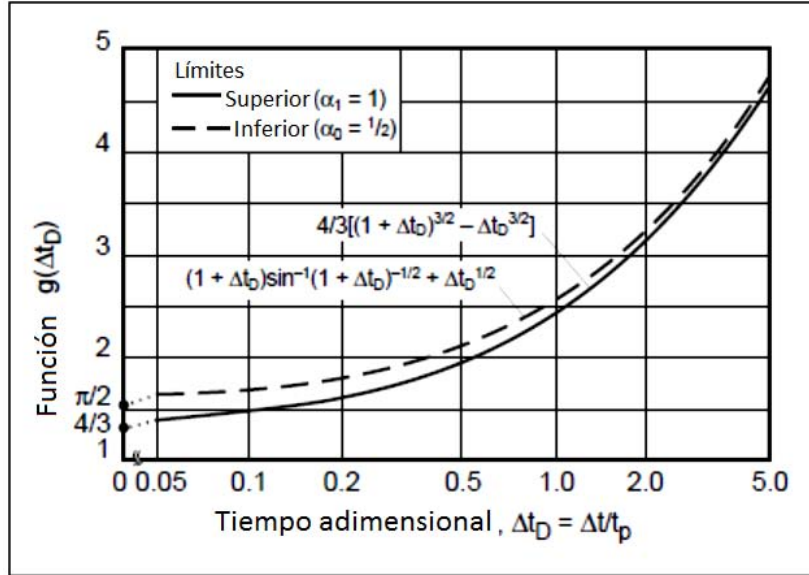


Fig. II.12 Gráfica de la función $g(\Delta t_D)$ para el cierre de fractura con los límites del exponente de área (α). [5]

Al realizar labores en campo se utiliza una interpolación, basada en la ecuación (2.34), que permite encontrar el valor real de la función $g(\Delta t_D)$ tomando como límites los valores del exponente (α), dicha aproximación es calculada por medio de la ecuación:

$$g(\Delta t_D, \alpha) = g\left(\Delta t_D, \alpha = \frac{1}{2}\right) + \eta(2\alpha_1 - 1) \times \left[g(\Delta t_D, \alpha = 1) - g\left(\Delta t_D, \alpha = \frac{1}{2}\right) \right] \quad (2.40)$$

la eficiencia de fluido en función del tiempo de cierre puede ser determinada con la siguiente igualdad:

$$\eta = \frac{g(\Delta t_D) - g(\Delta t_D = 0)}{g(\Delta t_D)} \quad (2.41)$$

y la dimensión de la penetración de la fractura puede ser estimada por medio de la expresión:

$$A_f = \frac{(1 - \eta)V_i}{2r_p C_L \sqrt{t_p} g_0} \quad (2.42)$$

donde (r_p) es la proporción del área de fractura en la formación permeable sobre el área total de la fractura y $g(\Delta t_D = 0) = g_0$.

El área de la superficie de la fractura para los tres modelos básicos está descrita por:

$$A_f \begin{cases} 2Lh_f & PKN \\ 2Lh_f & KGD \\ \pi R^2 & Radial \end{cases} \quad (2.43)$$

con el valor de la penetración se puede estimar el promedio de anchura de la fractura:

$$\langle \bar{w} \rangle = \frac{V_{fp}}{A_f} = \frac{2\eta r_p C_L \sqrt{t_p} g_0}{1 - \eta} \quad (2.44)$$

el ancho máximo de la fractura inmediatamente después del cierre para los tres modelos básicos es obtenido como:

$$w_{max,si} = \langle \bar{w} \rangle \begin{cases} 4/(\pi\beta_s) & PKN \\ 4/\pi & KGD \\ 3/2 & Radial \end{cases} \quad (2.45)$$

y el valor máximo al finalizar el bombeo es, similarmente obtenido.

$$w_{max,p} = w_{max,si} \begin{cases} \beta_s/\beta_p & PKN \\ \approx 1 & KGD \\ \approx 1 & Radial \end{cases} \quad (2.46)$$

La función $G(\Delta t_D)$ comparte los mismos límites que la función $g(\Delta t_D)$. Esta función a más de ser una herramienta útil para conocer las dimensiones de la fractura permite calcular la presión de cierre instantánea, la presión de cierre, la eficiencia de fluido y la pérdida de fluido asumiendo una geometría de fractura 2D.

$$G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} [g(\Delta t_D) - g_0] \quad (2.47)$$

Castillo (1987) determinó que bajo condiciones ideales existe una relación lineal entre la presión y la función G , definida como:

$$p_{ws} - p_w(\Delta t_D) = \frac{\pi r_p C_L \sqrt{t_p}}{2c_f} G(\Delta t_D) \quad (2.48)$$

la cual presenta una pendiente negativa p^* al ser representada gráficamente.

$$p^* = \frac{\pi r_p C_L \sqrt{t_p}}{2c_f} \quad (2.49)$$

Y que al combinar la ecuación (2.49) con la ecuación (2.22) se llega a una expresión que permite calcular el coeficiente de Leakoff por medio de:

$$C_L = \frac{p^* \beta_s}{r_p \sqrt{t_p} E'} \begin{cases} h_f & PKN \\ 2L & KGD \\ (32/3\pi^2)R & Radial \end{cases} \quad (2.50)$$

es importante hacer notar que esta relación provee una solución directa para el modelo PKN al asumir que h_f es un valor conocido, sin embargo para los dos modelos restantes es necesario calcular, primero, dicho valor.

$$\left. \begin{matrix} L \\ L^2 \\ R^3 \end{matrix} \right\} = \frac{(1-\eta)V_i E'}{2g_0 \beta_s p^*} \begin{cases} 1/(2h_f^2) & PKN \\ 1/(4h_f) & KGD \\ \left(\frac{32}{3\pi^3}\right) & Radial \end{cases} \quad (2.51)$$

Usando la definición de la función G también se puede estimar la eficiencia de fluido por medio de la expresión:

$$\eta \approx \frac{G_c}{2 + G_c} \quad (2.52)$$

donde G_c es el valor de la función $G(\Delta t_D)$ en el tiempo de cierre.

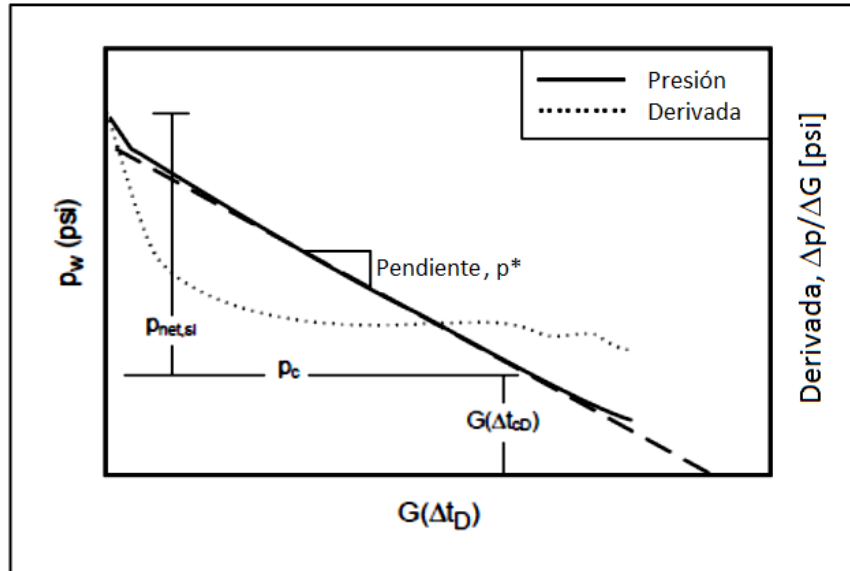


Fig. II.13 Representación gráfica de la función G contra p_w . [5]

II.8.3 Análisis después del cierre de fractura.

A lo largo del tiempo diversas técnicas para el análisis del cierre han sido propuestas. Nolte (1997) fue el pionero en el desarrollo de estos análisis al usar la ecuación de flujo lineal para el periodo de inyección. Reconoció que el comportamiento de la presión después del cierre de fractura es independiente de las propiedades físicas que gobiernan la propagación de la fractura, dependiendo únicamente de los parámetros del yacimiento y de la pérdida de fluidos. La respuesta en el tiempo tardío es que el flujo se convierte de lineal a pseudo-radial proveyendo transmisibilidad al yacimiento y la presión inicial se presenta en una manera similar al método más tradicional para pruebas de presión.

Gu (1993) derivó una solución para el análisis después del cierre de fractura considerando la pérdida de fluido como una distribución de fuentes de línea instantáneas a lo largo de la trayectoria de la fractura.

Abousleiman (1994) expandió el trabajo original de Gu. Postuló que el efecto del Fracturamiento hidráulico es equivalente a la distribución de las fuentes de fluido a lo largo de la trayectoria de la fractura.

Soliman (2005) aplicó las ecuaciones que él desarrolló para las pruebas de corto plazo (1986) para el análisis de una prueba Minifrac después del cierre de fractura. [20] Obtuvo ecuaciones para flujos de tipo esférico, bilineal, lineal y radial.

II.9 Interpretación del comportamiento de la presión después del cierre de fractura.

Durante este periodo el comportamiento de la presión refleja la respuesta transitoria del yacimiento ante la operación de fractura y es independiente de los mecanismos que gobiernan la propagación de la misma. En esta etapa el yacimiento puede presentar inicialmente flujo lineal que a largo plazo se llega a convertir en flujo radial.

La respuesta posterior al cierre es similar al comportamiento observado durante una prueba de presión convencional de una fractura con apuntalante, por consiguiente los principios del análisis de presión transitoria pueden aplicarse para la evaluación de la respuesta.

Dicha respuesta, entonces, puede caracterizarse en términos de una pérdida equivalente y uniforme de fluido a lo largo de una longitud media aparente (x_{fa}) que generalmente es

menor que (L). Donde es posible determinar la transmisibilidad de la formación y la presión de poro inicial. Estos parámetros son relevantes para la simulación de una fractura.

Uno de los beneficios más significativos de este análisis es su potencial para validar el análisis antes del cierre de fractura.

El análisis posterior al cierre permite obtener información como:

- Antecedentes.
- Identificación del régimen de flujo.
- Determinación de los parámetros del yacimiento.
- Análisis de flujo lineal.
- Validación cruzada.

En conclusión provee información que tradicionalmente puede ser determinada por medio de las pruebas de presión transitoria convencionales, por lo tanto, se completa una cadena de análisis de presión de fractura que proporciona un continuo incremento de los datos necesarios para el desarrollo de una caracterización propia del proceso de fracturamiento.

El proceso de fracturamiento hidráulico es sumamente complejo ya que cada formación reaccionará ante las perturbaciones de una manera particular, sin embargo, el desarrollo de este capítulo proporciona una descripción general de este tipo de estimulación que se complementa con el primer capítulo al tomar función de ser caso de estudio (fracturamiento hidráulico) y herramienta para estudio (análisis de pruebas de presión).

Capítulo III.

Análisis de gráficos especializados para estimar la Presión de Cierre en pruebas Minifrac.

Los análisis de la declinación de presión realizados a los datos obtenidos durante las operaciones de Minifrac son los métodos más comunes para conocer parámetros particulares de la formación, así como la eficiencia del fluido utilizado para fracturar la matriz de roca; esta información permite establecer el diseño de la estimulación principal.

Dichos análisis son efectuados a la información registrada una vez que se presenta el cierre del flujo de inyección (shut-in), es decir cuando se ha detenido el bombeo superficial del fluido fracturante. En este periodo los esfuerzos naturales de la formación actúan tratando de cerrar la fractura creada, hasta lograrlo, es instante la presión medida se denomina presión de cierre.

Con base en dicho valor de presión es posible dividir el análisis de los datos en 2 etapas:

- Previo al cierre de fractura.
- Posterior al cierre de fractura.

Ambos tipos de análisis proporcionan información esencial del yacimiento de interés. Sin embargo, la parte medular de este texto corresponde al análisis previo al cierre de fractura, por esa razón este apartado se enfoca en explicar el procedimiento necesario para dicho análisis.

III.1 Pruebas de decremento de presión durante operaciones de fracturamiento hidráulico.

Las principales pruebas utilizadas en el estudio del decremento de presión para evaluar los tratamientos de fracturamiento son las siguientes:

- Prueba de flujo escalonado (Step rate test).
- Prueba de cierre (Shut-in decline test).
- Prueba de flujo de retorno (Flowback test).

Cada una de estas pruebas presenta características singulares, por lo tanto es posible realizarlas en conjunto para obtener mejores resultados.

Con frecuencia los datos obtenidos de la presión de superficie (p_s) son utilizados en el análisis de estas pruebas, sin embargo es posible cometer errores durante la interpretación ya que dicha presión está expuesta a factores no naturales que la afectan; tales como caídas de presión debidas a los disparos, fricciones en la tubería, etc.

Con respecto a la presión de superficie la presión de fondo (BHTP) difiere de manera significativa, sobre todo durante el tiempo de inyección. Por lo tanto lo más recomendable es utilizar la presión de fondo ya que maximiza los beneficios al realizar dichas interpretaciones.

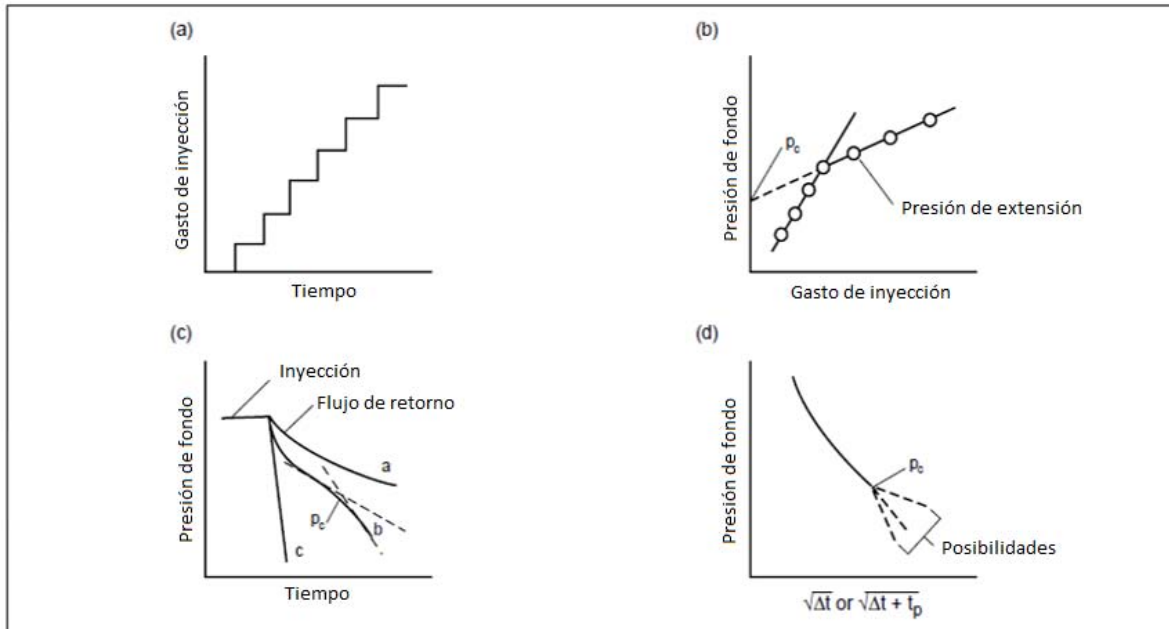


Fig. III.1 Representación gráfica de las pruebas para determinar la presión de cierre, y la extensión de fractura. a) Prueba de gasto escalonado, b) BHTP vs. Gasto de inyección, c) Combinación de las pruebas gasto escalonado y flujo de retorno, d) BHTP vs. Raíz cuadrada del tiempo. [5]

III.1.1 Prueba de flujo escalonado (Step rate test).

Se define como una prueba efectuada previo a un tratamiento de fracturamiento hidráulico en la que se inyecta fluido durante un periodo definido, en una serie de velocidades de bombeo cada vez más altas.^[32] Los información obtenida mediante esta prueba se utiliza para determinar la extensión de fractura, así como para identificar los parámetros de tratamiento de la operación principal de fracturamiento, tales como la presión de cierre (p_c) y gasto de flujo, necesarias para que los resultados sean lo más exitoso posible.

Generalmente en los yacimientos que presentan baja permeabilidad la prueba se realiza con fluidos de terminación, como es el agua tratada. Y en los yacimientos de alta permeabilidad es más común utilizar fluidos que contienen polímeros para controlar la pérdida potencial de fluido, y de esa manera asegurar la creación de la fractura durante los gastos de inyección bajos.

Puede llevarse a cabo en la fase de bombeo de cualquier prueba de retorno (flowback) o prueba de decremento (shut-in decline), teniendo en cuenta que el último escalón debe mantenerse por un periodo más largo para asegurar la creación de una fractura de tamaño suficiente.

El tiempo de duración para cada intervalo de bombeo, o escalón, debe ser igual, y puede ser relativamente pequeño. Así como los incrementos en la velocidad de inyección también deben ser de un periodo de tiempo similar.

En formaciones que muestran permeabilidades bajas, es decir del orden de $k < 5 [mD]$, el tiempo de duración es aproximadamente de 1 hora, a diferencia de las formaciones con permeabilidades superiores a $k > 10 [mD]$ en las cuales la duración puede ser de la mitad de tiempo, es decir alrededor de los 30 minutos. En la prueba es posible utilizar múltiples gastos, que normalmente varían entre 4 y 8.

De manera análoga al tiempo de duración, los gastos de inyección durante estas pruebas generalmente varían en función de la permeabilidad, cuando la formación es considerada de permeabilidad moderada fluctúan entre 1 y 10 $[bls/min]$, mientras que en los yacimientos de baja permeabilidad los valores llegan a ser la mitad de lo mencionado.

Los gastos de inyección para tres de los escalones de la prueba deben estar por debajo de la presión de extensión de la fractura lo que permite definir los valores a utilizar en la matriz durante el fracturamiento principal, y un conjunto similar de valores deben ser obtenidos por encima de la presión de extensión. Teóricamente la presión de extensión de fractura es igual a la magnitud de la presión de cierre más la fricción de la fractura y resistencia de la propagación, y proporciona un límite superior de la presión de cierre que beneficia en la planificación y el análisis de las pruebas posteriores.

III.1.1.1 Análisis gráfico de la prueba de flujo escalonado.

La presión de cierre y la presión de extensión de fractura en esta prueba son inferidas por medio de la representación gráfica de la presión al final de cada escalón, o paso, contra el gasto de inyección (Fig. III.2). Lo ideal es usar la presión de fondo (BHTP), no obstante también es posible utilizar la presión de superficie (p_s) si esta es positiva a lo largo de toda la prueba y los efectos de fricción no son significativos.

La característica principal que exhibe esta gráfica son dos líneas rectas con diferentes pendientes; aquella que muestra la pendiente más pronunciada representa la inyección de matriz, mientras que la que cuenta con una pendiente menos profunda caracteriza la extensión de la fractura.

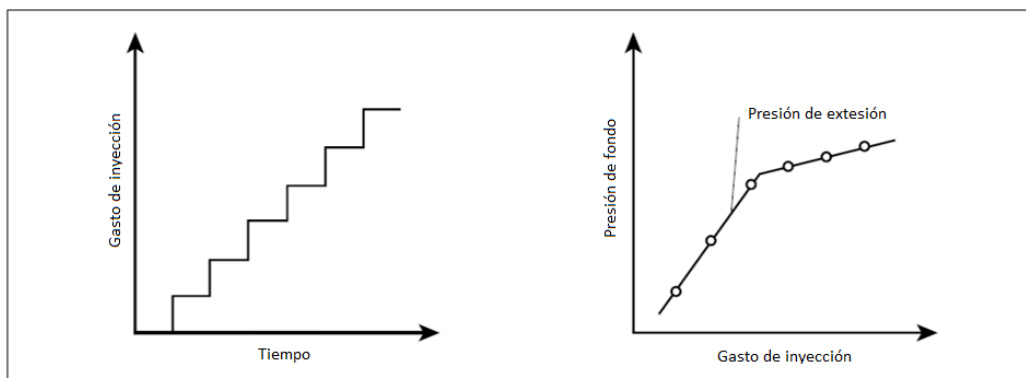


Fig. III.2 Prueba de gasto escalonado (Nolte, 1982). [5]

La intersección de ambas líneas permite estimar el valor de la presión de extensión de la fractura, considerada como el límite superior de la presión de cierre.

También es posible que indique la presión de ruptura de la cementación, cuando esta falla la pendiente del segundo segmento de la recta habitualmente continúa por debajo de la presión de fractura hasta que el gasto de inyección es disminuido.

Generalmente el valor de la presión de extensión es superior al de la presión de cierre, en un rango de 50 a 200 [psi]^[7], como se ejemplifica en la figura III.3. Este valor mayor representa los efectos de la presión de fricción del fluido dentro de la fractura y la resistencia a la extensión de la misma, es decir la dureza de la roca.

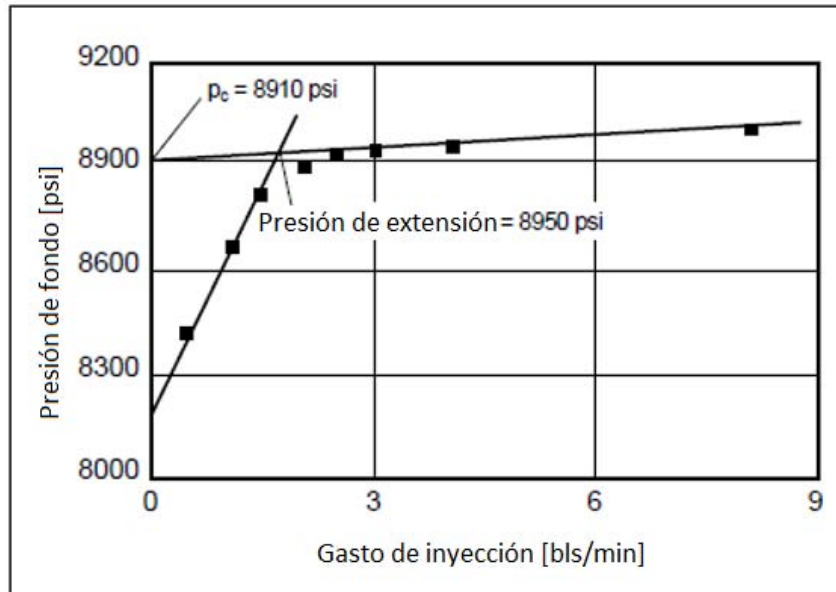


Fig. III.3 Análisis de presión contra gasto para una prueba de gasto escalonado. [5]

A través de pruebas de laboratorio realizadas por Rutqvist y Stephansson en 1996^[5] se determinó que la ordenada al origen de la línea que representa la extensión de fractura (aquella que presenta una pendiente menor) proporciona una aproximación de primer orden para el valor de la presión de cierre (p_c), incluso cuando no esté presente la línea que representa la inyección de matriz.

Esta interpretación solamente es una aproximación, por lo que no es recomendable utilizarla en lugar de obtener la línea recta para la inyección de matriz, ya que este es el único medio que garantiza que la extensión de la fractura se produjo durante la prueba.

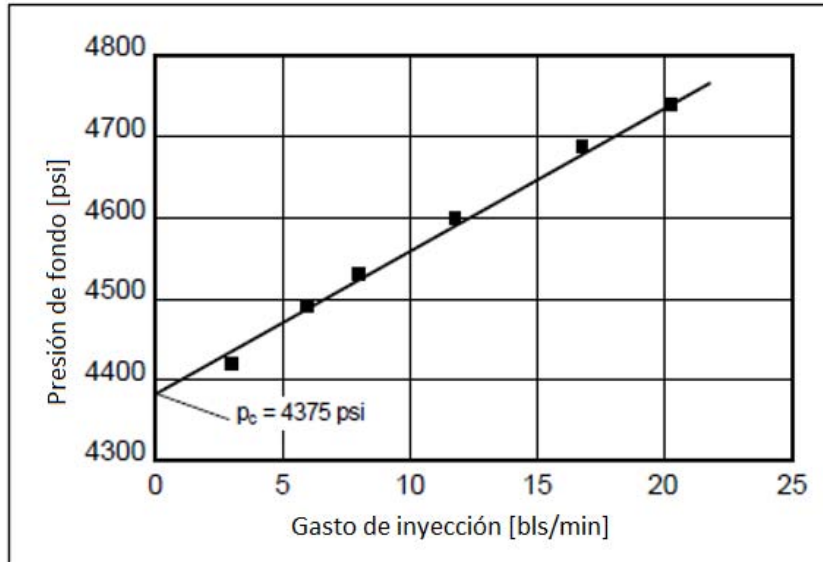


Fig. III.4 Presión de cierre determinada del análisis de una prueba de gasto escalonado. [5]

Un indicador que valida la prueba es que la presión extrapolada para un gasto cero de la línea que representa la inyección de matriz debe ser aproximadamente igual a la presión de fondo registrada antes de realizar la prueba. La presión de gasto cero es la presión del yacimiento, considerando que previamente no se inyectó algún volumen de fluidos. Este control de calidad también puede realizarse mientras se lleva a cabo la prueba y no se observa ninguna variación en la pendiente al graficar la presión contra el gasto de inyección.

III.1.2 Prueba de decremento (Shut-in decline test).

Esta prueba puede realizarse en conjunto con cualquier prueba de calibración. Para el análisis de los datos obtenidos por medio de ella; estos son representados en un gráfico que muestra la presión de fondo (BHTP) contra la raíz cuadrada de un diferencial de tiempo (Δt), o bien representando la función G , que asume la raíz cuadrada de la diferencia de tiempo para el comportamiento de pérdida de fluidos. [7]

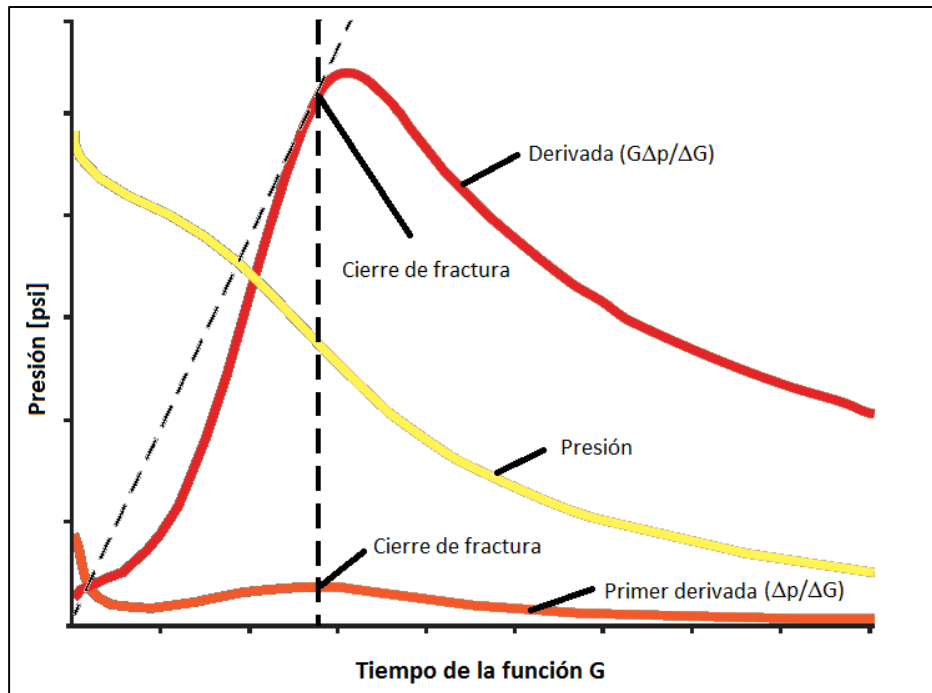


Fig. III.5 Presión de cierre determinada por medio de la función G. [29]

La presión de cierre (p_c) puede ser inferida por medio del cambio en la pendiente que presenta una tendencia lineal en el comportamiento de la presión en ambos gráficos. Para visualizar de una manera más sencilla el cambio de dicha pendiente es posible utilizar la derivada de presión con respecto al tiempo, ya que magnifica este cambio. Cualquiera de estos gráficos está expuesto a no presentar una variación significativa en la pendiente o bien, presentar más de un cambio, dificultando el análisis.

Aunque es posible que la variación en la magnitud de la pendiente se presente por diversas causas, generalmente se pueden enlistar 6 eventos principales asociados al este cambio:

- Altura de la recesión de las capas limítrofes.
- Transición entre la extensión de la fractura y la recesión.
- Cierre de fractura.
- Consolidación de las irregularidades del enjarre y cara de la fractura, posterior al cierre.
- Flujo lineal en el yacimiento.
- Flujo radial en el yacimiento.

La experiencia reportada de labores en campo indica que la raíz cuadrada del diferencial de tiempo proporciona una mejor estimación de la presión de cierre para líquidos que no tienen control efectivo de pérdida de fluidos a partir del comportamiento de la construcción del enjarre, mientras que el gráfico de la función G puede proporcionar una mejor indicación para fluidos con control de comportamiento en la creación del enjarre.

Además de estos, se han utilizado otros gráficos especializados para la determinación de la presión de cierre, aunque con menos frecuencia, la diferencia principal radica en que se

basan en los cambios de régimen de flujo para obtener los valores límites de la presión de cierre.

III.1.3 Prueba de flujo de retorno (flowback test).

Se refiere a un proceso por el cual el fluido utilizado para una fractura hidráulica en una formación se recupera desde el pozo a la superficie. Se realiza como una fase de preparación para un tratamiento posterior, o para la limpieza y la transición del pozo a una etapa de producción.

El elemento esencial de la prueba de retorno o *flowback* involucra un periodo de gasto constante que se encuentra entre $1/6$ y $1/4$ del último gasto de inyección, es decir que es una fracción significativa de la tasa de pérdida de fluido in-situ.

Con la suposición de que una fractura ha sido creado, la respuesta de la presión durante el flujo de retorno tiene dos perfiles muy diferentes, durante el cierre de la fractura y después de que la fractura se ha cerrado. A través de simulaciones integrales (Plahn et al., 1997)^[5] se ha logrado determinar que la presión de cierre de fractura se identifica por la intersección de las dos líneas rectas que definen los dos periodos mencionados cuando son representados gráficamente. Esta prueba proporciona una indicación más objetiva de cierre en relación con la prueba de decremento.

El mantenimiento de un gasto constante en el flujo de retorno a medida que disminuye la presión es fundamental para una prueba de este tipo, para lograrlo se requiere utilizar un regulador que controle el flujo. Este regulador debe ser programado para la velocidad deseada a la presión esperada al finalizar la inyección, y aislado por una válvula cerrada durante el bombeo. Se logra un mejor pre ajuste del regulador de flujo al abrirlo durante el último período de la prueba de gasto escalonado para establecer la tasa de flujo de retorno deseado antes de la prueba real. El efecto de la pérdida de fluido adicional se puede compensar mediante el incremento del gasto de inyección. La inyección de fluidos se termina una vez que se ha alcanzado el gasto deseado, y este se mantiene durante todo el período.

Para registrar el gasto de forma confiable puede ser utilizado un medidor de flujo, particularmente cuando este es bajo (es decir, 3 [bls/min] o menos). Los valores tabulados para la caída de presión contra la tasa de flujo a través de tamaños estándar de estranguladores se utilizan para seleccionar el tamaño del estrangulador que proporcionará el cambio de presión necesario para una medición de presión fiable al gasto de retorno anticipado.^[5] El primer período de flujo de retorno debe ser de duración suficiente para asegurar que el cierre de la fractura se registre. La presión durante la realización de esta prueba debe ser controlada para evitar la producción no deseada de fluidos.

El segundo periodo de la prueba puede ser precedida por una prueba gasto escalonado o un gasto de inyección constante y debe terminar después de la indicación del cambio completo en la curvatura que confirma con claridad la presión de cierre de fractura estimada de la primer prueba.

La disminución de la presión en la segunda prueba se limita a obtener una presión óptima de rebote. La presión de rebote es la presión casi constante que se produce después de un corto periodo de incremento de presión después del cierre. Esta presión estabilizada es generalmente cercana o más pequeña que la presión de cierre y proporciona la estimación de su límite inferior. La presión de rebote también es una herramienta efectiva para estimar la presión de cierre cuando las restricciones al flujo en las cercanías del pozo son considerablemente grandes.

Durante el periodo de flujo de retorno, estos efectos en las cercanías del pozo causan la estimación de una presión de cierre más baja debido a la restricción del flujo adicional en la vecindad.

Ya que la presión de rebote del pozo no se muestra afectada por las restricciones proporciona una estimación certera del límite inferior de la presión de cierre.

La combinación de la estimación del límite superior de la presión de cierre desde la intersección de las líneas de la matriz y de la extensión fractura en una prueba de gasto escalonado, el límite inferior determinado a partir de la presión de rebote, la estimación de la presión de cierre de la intersección del eje y de la línea de extensión de la fractura, así como la intersección de las dos líneas durante el flujo de retorno proporciona múltiples e independientes valores que establecen una base firme para la definición de la presión de cierre de una fractura.

III.2 Minifrac

Se denomina Minifrac al tratamiento en la cual es inyectado un pequeño volumen de fluidos dentro de la formación a un gasto constante para crear una fractura, se realiza previo al tratamiento de fracturamiento hidráulico principal con la finalidad de establecer parámetros que permitan llevar a cabo su diseño, y acercarse lo más posible al comportamiento real del yacimiento.

Los parámetros más importantes que se obtienen son la presión de cierre y el coeficiente de pérdida de fluido (leakoff). Esta prueba está diseñada para calibrar el fenómeno de pérdida de fluido (leakoff) durante un gasto constante.

Generalmente la prueba de Minifrac se compone por el conjunto de pruebas de gasto escalonado y cierre (fall-of test).

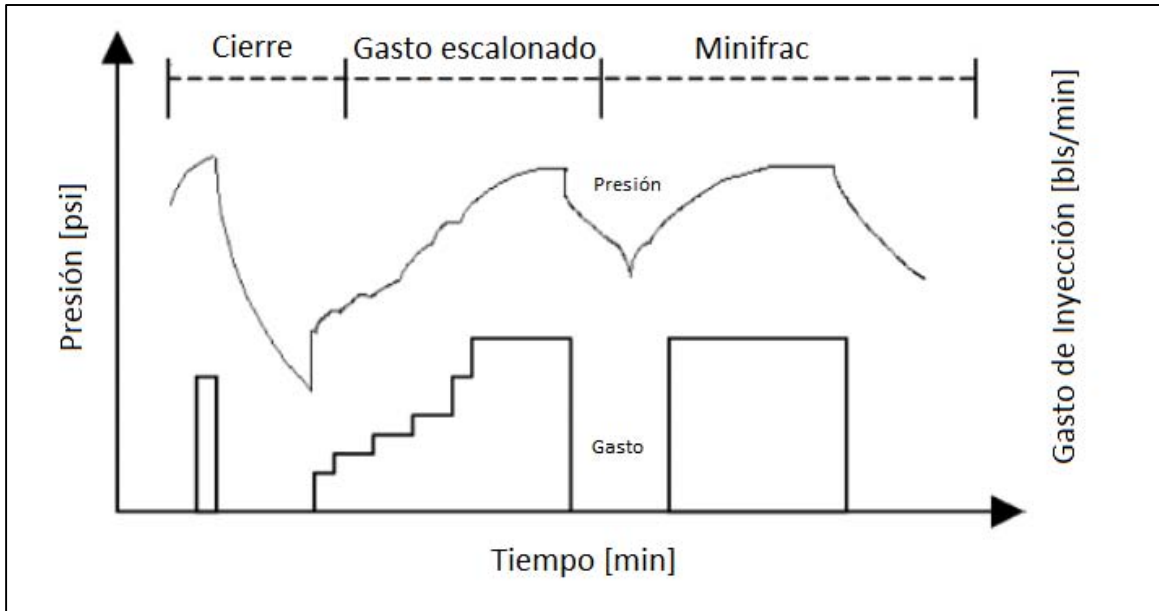


Fig. III.6. Secuencia de calibración; prueba de cierre, prueba de gasto escalonado, prueba de Minifrac. [14]

Los datos de gasto de inyección y presión son registrados durante la prueba para ser analizados posteriormente.

Los objetivos principales se pueden establecer dependiendo del intervalo de tiempo que sea observado, antes o después del cierre de la fractura:

Análisis previo al cierre:

- Presión y tiempo de cierre de fractura.
- Presión neta.
- Eficiencia de fluido fracturante.
- Mecanismos de pérdida de fluido y regímenes de flujo.

Análisis posterior al cierre:

- Regímenes de flujo.
- Presión de poro.
- Permeabilidad de la formación.

En la realización de este tratamiento el pozo es rellenado con fluido, y subsecuentemente es inyectado a presión fluido adicional para romper la formación y crear una pequeña fractura. El pozo es cerrado posteriormente para observar el comportamiento de los esfuerzos de la formación y controlar la repuesta de la caída de presión.

El tratamiento está diseñado para simular un tratamiento real, con la ventaja de bombear a la formación fluido sin apuntalante.

La obtención de valores confiables de dichos parámetros es relevante para la calibración, optimización y ajuste del diseño final del tratamiento principal. Una presión de cierre de fractura incorrecta conduce al cálculo de un tiempo de cierre y presión neta inciertos,

teniendo como consecuencia un coeficiente de pérdida de fluidos o una eficiencia de fluido demasiado baja o demasiado alta. En cambio un valor de presión de cierre confiable es esencial para la generación de gráficas de presión neta en tiempo real, las cuales se utilizan para predecir la geometría de la fractura y el arenamiento inducido en el extremo de la misma.

El procedimiento general de la prueba de Minifrac se basa en mantener un gasto de inyección constante, consecutivamente detener el bombeo y evaluar la presión de cierre instantánea (ISIP). El decremento posterior de la presión es monitoreado y registrado después del cierre al flujo, el lapso de tiempo puede variar entre 30 minutos y 4 horas, dependiendo del comportamiento que presente la formación hasta lograr una estabilización en la presión.

Los composición de los fluidos utilizados durante la operación varían dependiendo de la permeabilidad del yacimiento, generalmente cuando se presenta una baja permeabilidad la estimulación se realiza con un gel lineal, por otro lado cuando la formación presenta una alta permeabilidad el fluido utilizado es el mismo que se usara al realizar el tratamiento principal posterior.

Debido a que el cierre de la fractura se presenta al final del régimen de flujo lineal, en las gráficas que describen el comportamiento de presión contra respecto al tiempo un punto de inflexión denota la presión de cierre.

Los gráficos utilizados con mayor frecuencia para el análisis de las pruebas de Minifrac son:

- Presión contra tiempo. (p vs. t)
- Presión contra raíz cuadrada del tiempo. (p vs. \sqrt{t})
- Presión contra función G. (p vs. G)

Por medio de ellas es posible determinar la presión de cierre de fractura y la pérdida de fluido.

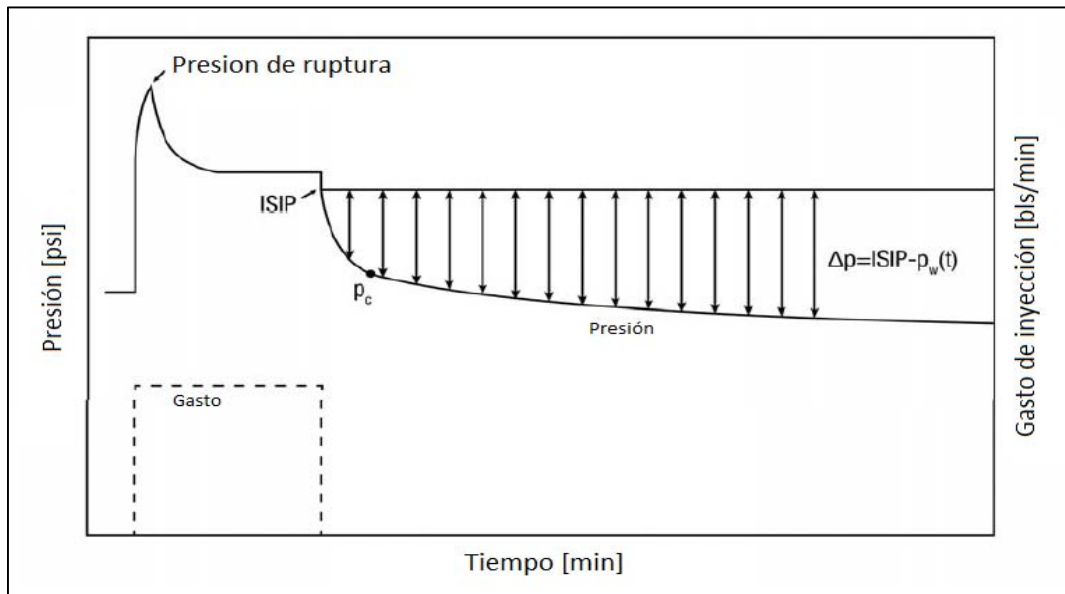


Fig. III.7 Comportamiento de la presión y gasto con respecto al tiempo en un tratamiento de Minifrac. [13]

III.2.1 Consideraciones en el análisis de una prueba de Minifrac. [34]

1. La elección de la ISIP afecta directamente el cálculo de la presión neta, pero no la pendiente de las curvas en la representación gráfica.
2. Una pendiente constante, es decir una línea recta, en el gráfico semilogarítmico de la función de Tiempo G , una pendiente de $3/2$ en el gráfico logarítmico de Bourdet con una pendiente correspondiente de $-1/2$ en el gráfico de la primera derivada de la presión son señales de una pérdida de fluido normal.
3. Una línea curva cóncava hacia abajo en la gráfica semilogarítmica de la función de Tiempo G es señal de que la pérdida de fluido depende de la presión. También presenta una pendiente característica de $1/4$, tanto en el gráfico logarítmico de Bourdet, como en el logarítmico del delta de tiempo. En la primera derivada se presenta una pendiente de $-3/4$.
4. Una línea curva cóncava hacia arriba en la gráfica semilogarítmica de la función de Tiempo G representa una recesión de la altura o un almacenamiento transversal, esta condición presenta una pendiente característica mayor a $3/2$ en el gráfico de Bourdet. Cuando se observa una pendiente por debajo de $3/2$ ocurre el cierre de la fractura.
5. Al finalizar el régimen de flujo de pérdida de fluido, si este se presenta, indica el cierre de fractura. Si la pérdida de fluido no es observada, el fin del régimen de flujo lineal puede considerarse un evento de cierre de fractura.
6. En algunos casos es posible que se presenten múltiples eventos de cierre de fractura.
7. Si existe flujo radial antes del cierre de fractura y transiciones en una pendiente más pronunciada, esto puede evidenciar una fractura con forma "T".
8. La presión de poro puede determinarse del comportamiento de flujo radial infinito o flujo lineal.
9. Cuando el flujo radial es obtenido, la permeabilidad puede ser determinada de una manera confiable.

III.2.2 Parámetros estimados a partir de pruebas de Minifrac.

Además de ser una herramienta útil para establecer la Presión y Tiempo de Cierre de forma gráfica, los análisis de las pruebas de Minifrac permiten determinar otros parámetros como son:

- Presión de ruptura.
- Presión de admisión.
- Presión de cierre.
- Tiempo de cierre.
- Presión final.
- Tiempo adimensional de cierre.
- Tiempo adimensional de cierre de la función G .
- Gradiente de fractura.
- Presión de fractura.
- Presión neta.
- Gradiente de cierre.

- Eficiencia del fluido.
- Pendiente de línea recta m_p .

III.3 Gráficos especializados.

Para estimar el valor de los parámetros de interés por medio de la prueba de Minifrac los datos registrados son analizados por medio de gráficos como herramienta principal. Los efectos que se presentan dentro del yacimiento son visibles gracias a los cambios en las pendientes que presentan las curvas de declinación de presión en dichos bosquejos, con los cuales es posible determinar el tiempo de cierre, la presión de cierre y los regímenes de flujo.

Las principales gráficas utilizadas para evaluar el comportamiento de la presión en el yacimiento son:

- Presión contra Tiempo de Horner.
- Presión contra Raíz cuadrada del tiempo.
- Presión contra Tiempo de la función G .
- Logaritmo de presión contra logaritmo de tiempo.

En estos análisis el tiempo se considera a partir de la detención del bombeo, ahí donde se registra la ISIP.

Para determinar los límites superior e inferior de la presión de cierre, generalmente se contempla la ISIP como el límite superior y el final de la prueba como el límite inferior, sin embargo con el gráfico de Horner también es posible establecer el límite inferior, de esta manera se puede calcular la eficiencia del fluido fracturante y el gradiente de fractura.

Cada gráfico tiene sus cualidades, por tal motivo se utiliza más de uno para calcular de manera más exacta la presión de cierre de la fractura.

III.3.1 Presión contra Tiempo de Horner.

Retomando el primer capítulo de este trabajo; Horner presentó una de las bases para el análisis de las pruebas de presión al describir matemáticamente el comportamiento de la presión usando el principio de superposición, considerando un gasto constante durante un lapso de tiempo dado. Posterior al periodo de inyección el pozo de estudio es cerrado, y se registran los datos del gasto.

Con esta técnica se calculan los cambios que se presentan en la presión durante el tiempo de cierre.

Al graficar la presión contra el tiempo de Horner en una escala semilogarítmica se observa una tendencia lineal con una ordenada al origen que representa la presión inicial del yacimiento cuando el tiempo es 1, en condiciones ideales, en ese caso se puede establecer que el comportamiento de la declinación de la presión está afectado por un flujo pseudo-radial que implica que la fractura ya está cerrada.

Este método permite establecer el límite inferior de la presión de cierre (p_c) en el punto donde se interseca la línea de tendencia con el comportamiento de la presión.

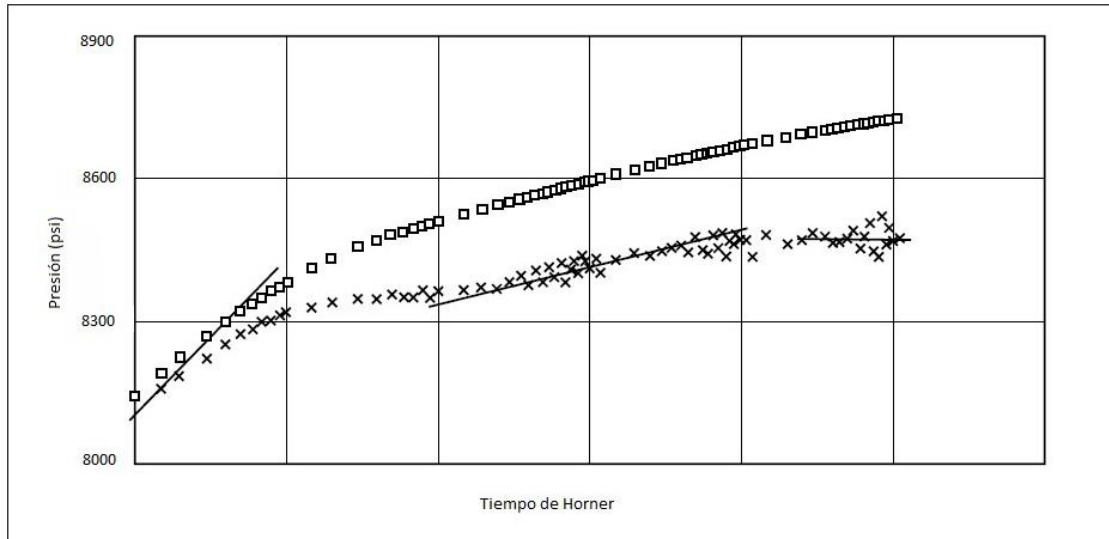


Fig. III.8 Tiempo de Horner y derivada de presión con respecto al tiempo. [5]

III.3.2 Presión contra raíz cuadrada del tiempo.

Es uno de los métodos principales para calcular la presión de cierre de fractura ya que la pérdida de fluido en la formación se puede establecer en función de la raíz cuadrada del tiempo.

Esta técnica consiste en elevar al cuadrado el intervalo del tiempo de la prueba a partir de la detención de inyección y graficarlo contra el comportamiento de la presión. Se asume que durante la declinación de la presión existe una tendencia lineal de los datos que representa el régimen de flujo, y un cambio en la pendiente indica el fin de dicho régimen es asumido como el momento en el que la fractura se ha cerrado.

La línea recta se puede considerar como el periodo de formación de la fractura después que se presenta el cierre, al finalizar este periodo se presenta una curva con comportamiento cóncavo o convexo dependiendo de las características de la formación.

Para visualizar con mayor facilidad la tendencia lineal es posible utilizar una escala semilogarítmica, así como realizar la derivada de presión con respecto al tiempo y graficarla contra la presión.

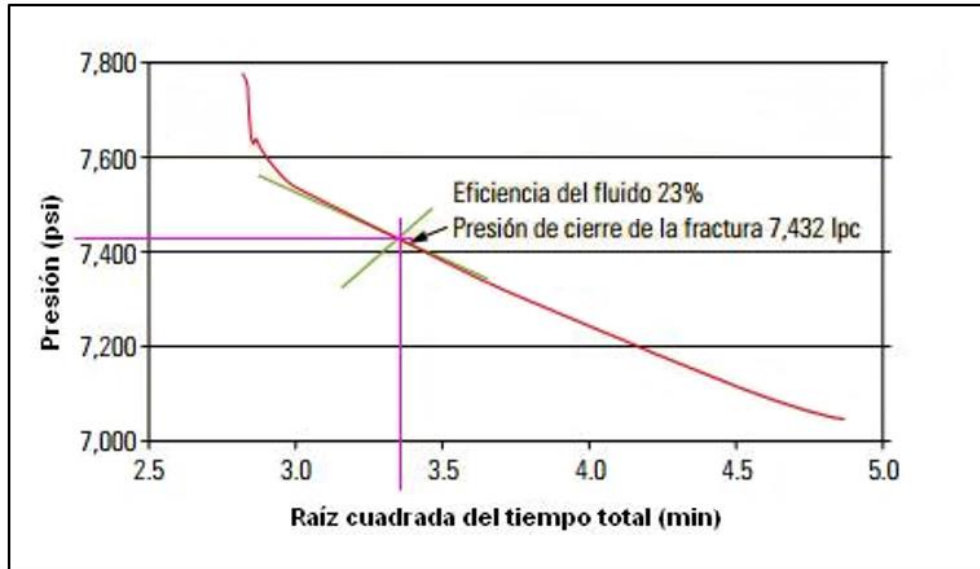


Fig. III.8 Presión de Cierre determinada por medio del gráfico de raíz cuadrada del tiempo.

III.3.3 Presión contra tiempo de la función G .

Nolte desarrolló este modelo a partir de la ecuación de Carter en el cual se considera la pérdida de fluido dentro de la formación. La función del tiempo adimensional G relaciona el tiempo de cierre con el tiempo total de inyección, considerando un gasto constante.

Gráficamente el punto de cierre de la fractura puede identificarse cuando la curva que representa la función G , o bien su derivada, presenta un cambio de pendiente después de una línea recta. En este punto se puede identificar la presión y el tiempo correspondiente al cierre de fractura.

Existen 4 casos típicos en función de la pérdida de fluido para el comportamiento que presenta la presión contra el tiempo $G^{[17][28]}$, estos son:

- Pérdida normal de fluido
- Presión dependiente de la pérdida de fluido.
- Almacenamiento transversal o recesión de altura de la fractura
- Extensión de la punta de fractura.

III.3.3.1 Pérdida de fluido normal. Ocurre cuando el área de la fractura es constante durante el cierre, y la pérdida de fluido se produce a través de la matriz de la roca.

Son dos las principales características que se presentan en la curva de esta gráfica.

- La derivada de la presión con respecto al tiempo (dP/dG) es constante durante el cierre de fractura.

- En el producto de la función G por su derivada (GdP/dG) es posible encontrar una línea recta que pasa por el origen.

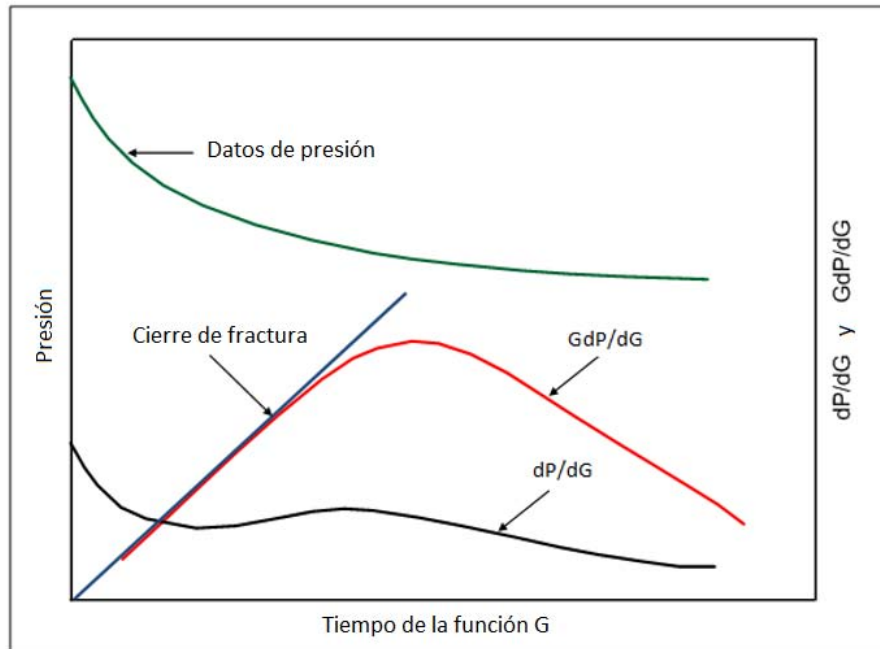


Fig. III.9 Función G . Pérdida de fluido normal. [28]

III.3.3.2 Presión dependiente de la pérdida de fluido. Indica la existencia de fracturas secundarias que se intersectan con la fractura principal, se identifica por la presencia de una “joroba” que se encuentra por encima de la línea recta de ajuste en la curva del producto de la función G por su derivada (GdP/dG). Esta variación en la curva revela que el fluido se está perdiendo más rápido de lo esperado para una fractura normal de doble ala.

La presencia de las fracturas secundarias, ya sean naturales o inducidas facilita dicha pérdida de fluido.

Las características principales que se presentan en este caso son:

- Una “joroba” marcada por encima de la recta que pasa por el origen en el producto de G por su derivada (GdP/dG).
- Posterior a la “joroba”, la caída de presión muestra una pérdida de fluido normal, y esta pérdida de fluido se visualiza con una línea recta que pasa por el origen.
- En el final de la “joroba” puede ser identificada como la presión de apertura de la fractura.

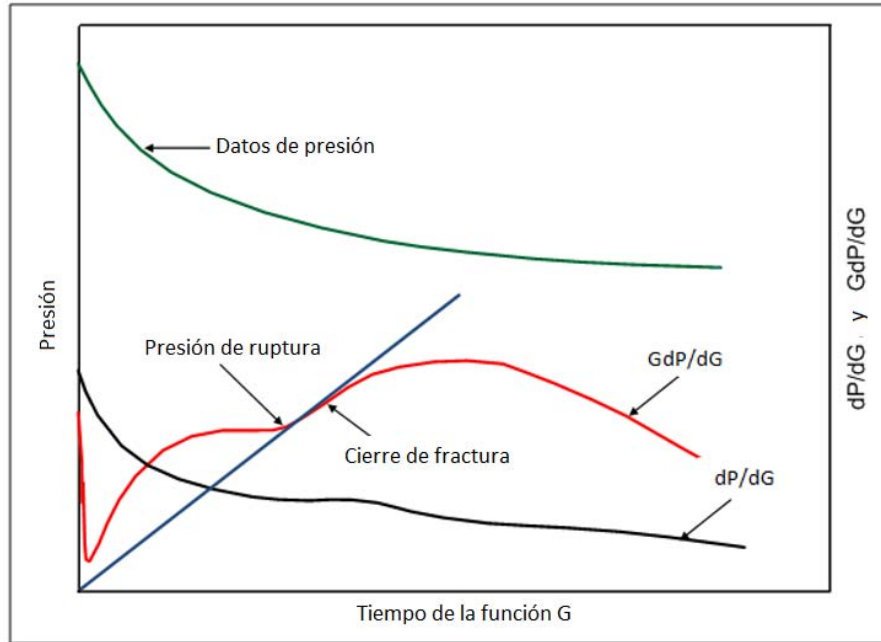


Fig. III.10 Función G. Presión dependientes de la pérdida de fluido. [28]

III.3.3.3 Almacenamiento transversal o recesión de altura de la fractura. El producto de G por su derivada (GdP/dG) puede presentarse por debajo de la línea recta que pasa por el origen mostrando una forma cóncava hacia arriba. Esto es indicativo de que la pérdida de fluido se está dando más lentamente de lo esperado para una fractura normal de doble ala y sugiere que la fractura tiene algún apoyo de presión.

El almacenamiento transversal se produce cuando la fractura principal se conecta con una red de fracturas secundarias. A diferencia del PDL el efecto que provocan estas fracturas es brindar un soporte en la presión de la fractura principal, en lugar de ser un medio adicional para la pérdida de fluido.

La recesión de la altura de la fractura se produce si la fractura se propaga a través de capas adyacentes impermeables durante la inyección. Para la recesión de la altura de la fractura la pérdida de fluido sólo puede ocurrir en la porción de la fractura que está en comunicación con la zona permeable. Como resultado, el gasto de pérdida de fluido es más lento que en el caso normal.

Finalmente, en el área de la fractura, en la capa impermeable, se inicia el cierre y durante este periodo la tasa de disminución de la presión aumenta. Una vez que la altura de la fractura retrocede hasta el borde de la zona permeable, toda la zona de la fractura contribuye a la pérdida de fluido y un período de pérdida de fluido normal se presenta.

Las características que se presentan en este caso durante el cierre son:

- El producto de la función G por su derivada (GdP/dG) se encuentra por debajo de una línea recta que pasa por el origen.

- El producto de la función G por su derivada (GdP/dG) muestra una tendencia cóncava hacia arriba.
- La primer derivada (dP/dG) también presenta una tendencia cóncava hacia arriba.

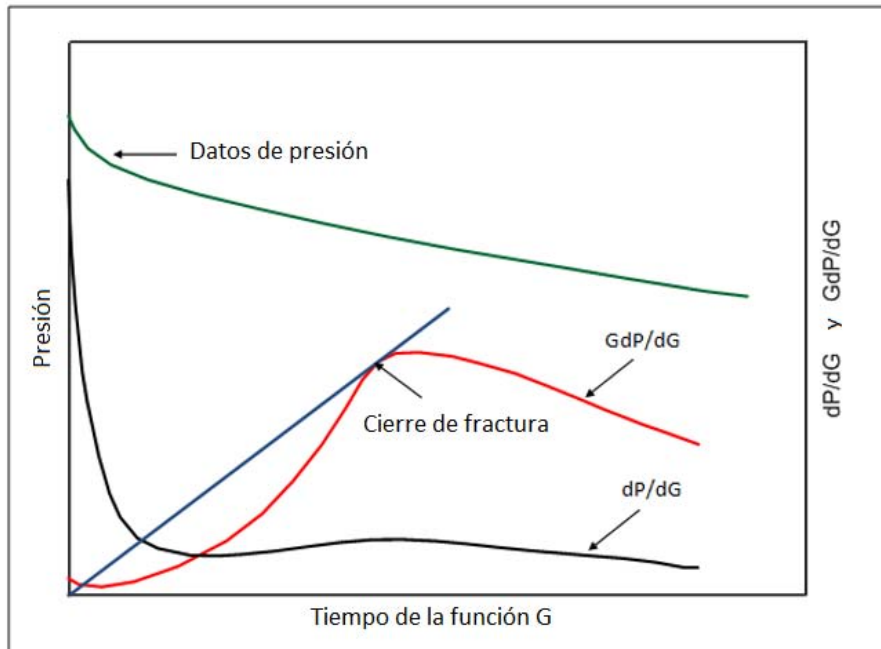


Fig. III.11 Función G . Almacenamiento transversal. [28]

III.3.3.4 Extensión de la punta de fractura. Este caso se distingue cuando la extensión de la fractura sigue ocurriendo después de detener la inyección de fluido y el pozo es cerrado. Generalmente este fenómeno se produce en yacimientos de muy baja permeabilidad.

Como la energía que normalmente se libera a través de pérdida de fluido se transfiere a los extremos de la fractura el resultado es una extensión en la punta de la fractura.

Las características principales de este caso son:

- El producto de la función G por su derivada (GdP/dG) muestra inicialmente una pendiente positiva que disminuye con el cierre, produciendo una curva cóncava hacia abajo.
- Cualquier línea recta de la derivada de la función G (dP/dG) se cruza con el eje Y por encima del origen.

Hasta que la fractura principal se cierra, la derivada de la función G se comporta de manera similar a la presión de pérdida de fluido dependiente (PDL), por lo que es difícil distinguir entre la presión de pérdida de fluido dependiente y la extensión de la punta de la fractura.

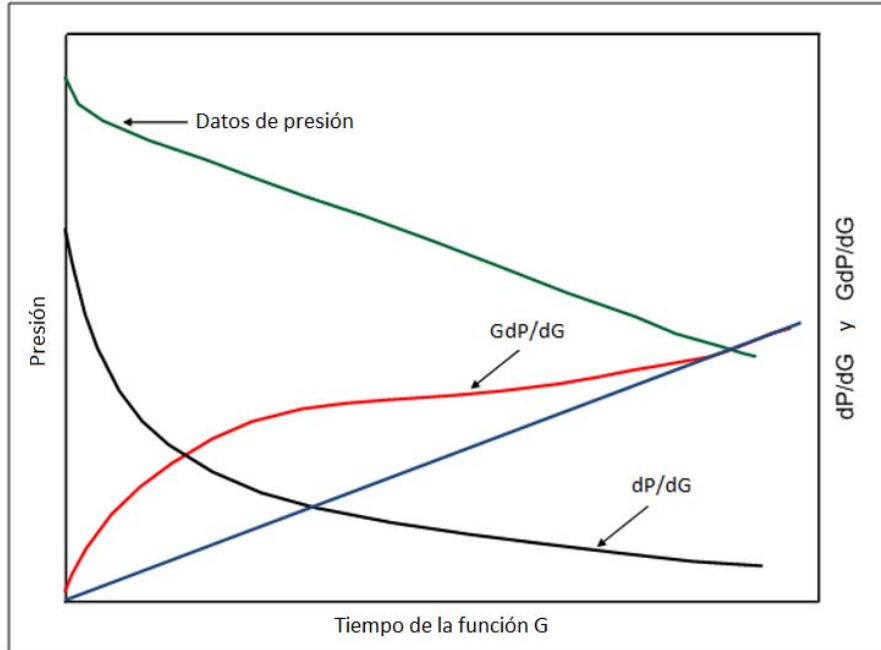


Fig. III.12 Función G. Extensión de la punta de fractura. [28]

III.3.4 Logaritmo de presión contra logaritmo de tiempo.

El efecto de almacenamiento se caracteriza por presentar una recta de pendiente unitaria al graficar en escala logarítmica el cambio de presión (Δp) contra la diferencia entre el tiempo de cierre (Δt); y el flujo lineal, aunque distorsionado en los tiempos tempranos, puede identificarse como una recta con pendiente de 1/2.

Con este método se pueden identificar los distintos periodos de flujo, correspondientes a las pendientes que se observan en la representación gráfica. Cuando la fractura comienza a producir se puede distinguir varios regímenes de flujo transitorio.

Para determinar la presión de cierre convencionalmente se utiliza la parte final del flujo lineal, es decir la pendiente de 1/2.

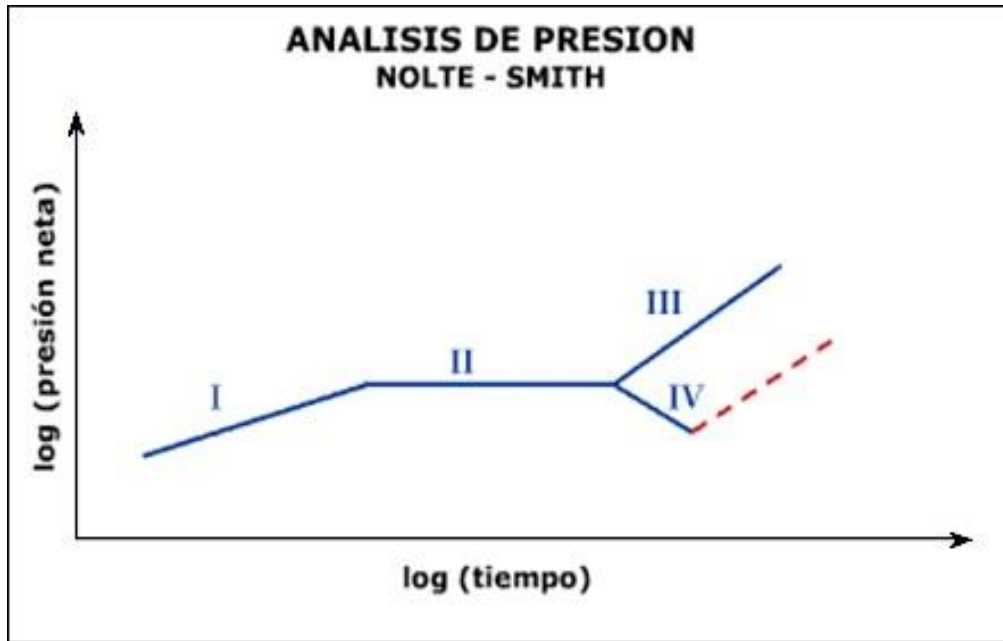


Fig. III.13 Gráfico logarítmico de los datos de presión y tiempo. [1]

III.4 Procedimiento de análisis para estimar la presión de cierre.

Estructura medular de los pasos a seguir para el cálculo de la presión y tiempo de cierre.

- Recabar datos registrados de tratamiento.**
 - Presión, tiempo, gasto.
- Calcular presión de fondo.**
- Graficar tratamiento completo.**
 - Presión contra tiempo.
- Identificar periodo de Minifrac.**
 - Graficar tratamiento Minifrac, presión y gasto contra tiempo.
 - Cálculo presión de ruptura y presión de admisión.
- Establecer límites superior e inferior de presión de cierre.**
 - Límite superior; Presión instantánea al cierre (ISIP).
 - Límite inferior; Gráfico especializado del Tiempo de Horner.
- Identificar Presión y Tiempo de cierre.**
 - Gráfico especializado de la Raíz cuadrada del tiempo.
 - Realizado en escala semilogarítmica denota línea recta antes del cierre.
 - Gráfico especializado de la Función G .
 - Límites establecidos por la función g en función del tiempo adimensional.
 - Gráfico dp/dG

- Gráfico Gdp/dG

❑ **Estimar parámetros.**

III.4.1 Recabar datos del tratamiento.

A lo largo de toda la operación se registran los datos de presión, tiempo y gasto. Este es el punto de partida para llevar a cabo el análisis y así conocer el comportamiento de las ondas de presión dentro del yacimiento.

La presión es registrada desde el tiempo cero. En etapas tempranas se aprecian las pruebas de tubería a un determinado gasto, precedidas por la prueba de Minifrac y posteriormente la estimulación principal.

El volumen de fluidos utilizado es contabilizado, así como el porcentaje de químicos y la cantidad de apuntalante que contenga. Durante el periodo de la prueba de Minifrac es común utilizar un gasto limpio (sin presencia de apuntalante) aunque es posible que contenga químicos que modifiquen la cantidad de pérdida del fluido. Todos estos datos son plasmados en un fichero de texto ASCII.

La información proporcionada incluye los registros de la presión de superficie, presión anular, y en algunos casos la presión de fondo, sin embargo cuando esta última no se brinda es posible calcularla en función de la presión hidrostática y las fricciones que se presentan en el arreglo de tuberías.

Estos datos son importados a una hoja de cálculo para poder manipularlos.

III.4.2 Cálculo presión de fondo.

La Presión del tratamiento en el fondo (BHTP) es la presión medida o calculada a la cual está sometido el fluido en la parte más profunda del pozo.

Aunque las ondas de presión se manifiestan en la superficie éstas son afectadas por distintos factores a lo largo de su viaje desde el yacimiento hasta el punto de registro superficial, es por esta razón que la interpretación durante el análisis de la presión presenta una variación entre los datos de fondo y superficie. Está no es una restricción para evitar el uso de la presión de superficie, es recomendable utilizar la presión de fondo para disminuir lo más posible los errores por dicha variación, sin embargo es posible utilizar la presión de superficie teniendo presente las condiciones que alteran las ondas de presión.

Para calcular la presión de fondo durante el tratamiento a partir de la presión en superficie es necesario considerar la densidad del fluido utilizado durante la operación, la profundidad de interés y las fricciones medidas en el pozo.

La ecuación (3.1) muestra la relación de igualdad para estimar el valor de la presión de fondo:

$$BHTP = p_s - Fr_t + p_h \quad (3.1)$$

donde

$BHTP$ - presión de tratamiento en el fondo del pozo, Bottom Hole Treatment Pressure [psi].

p_s - presión de superficie [psi].

Fr_t - fricción presente en tubería [psi].

p_h - presión hidrostática [psi].

La presión hidrostática es la carga ejercida sobre la formación que se presenta debido a la columna de fluido presente en el pozo, y es calculada por medio de la siguiente ecuación:

$$P_h = \rho_{fluido} * h * 0.052 \quad (3.2)$$

donde:

ρ_{fluido} - densidad del fluido [ppg].

h - profundidad [ft].

0.052 - factor de conversión.

La fricción en la tubería representa una caída de presión provocada por el contacto del fluido con el metal a lo largo de todo el arreglo de tubería. Puede ser calculada por medio de:

$$Fr_t = G_{fr} * h \quad (3.3)$$

donde:

G_{fr} - gradiente de fricción determinado con base en las características del fluido y la tubería.

III.4.3 Graficar tratamiento completo, presión contra tiempo.

La representación gráfica de todo el tratamiento permite visualizarlas las tres etapas primordiales; prueba de tubería, prueba de Minifrac y fracturamiento principal.

La prueba de tubería permite establecer los parámetros máximos de presión a los cuales se puede realizar la operación sin dañar el arreglo. Además establece límites visuales con los cuales se puede identificar, en caso de presentarse, alguna pérdida de fluido no convencional debido a alguna falla presente en la tubería.

III.4.4 Identificar periodo de Minifrac.

Por medio de la representación completa del tratamiento es sencillo distinguir el tiempo inicial y el tiempo final de la prueba de Minifrac.

La prueba puede dividirse en 3 periodos para su estudio; durante el bombeo superficial del fluido fracturante, previo al cierre de la fractura creada y posterior al cierre de la fractura

creada. La primera involucra el comportamiento de la formación durante la generación de la fractura al presentarse inyección de fluido, esta termina una vez que se detiene el bombeo. La segunda y la tercera se presentan posterior al paro de las bombas.

III.4.5 Graficar el periodo de la prueba Minifrac.

Se representa la presión y gasto contra el tiempo, con este esquema es posible identificar los valores de la presión de ruptura y la presión de admisión.

La presión de ruptura es aquella donde la matriz de roca cede antes los esfuerzos ejercidos por el fluido fracturante y se quiebra, se visualiza gráficamente como el punto máximo en la curva de presión seguida de un declinamiento pronunciado durante los tiempos tempranos de inyección.

La presión de admisión tiene lugar cuando a un gasto constante existe una estabilización en el comportamiento de la presión, es decir que el fluido ingresa sin restricción a la formación, no existe una pérdida significativa de líquido, ni una represión del mismo.

La presión de ruptura y admisión en algunos casos puede considerarse la misma, dependiendo del comportamiento y características de la formación.

III.4.6 Establecer límites superior e inferior de presión de cierre.

Antes de determinar la presión de cierre de la fractura se establecen los límites superior e inferior entre los cuales se debe encontrar.

III.4.6.1 Límite superior; Presión instantánea al cierre de inyección (ISIP).

Se considera como límite superior a la presión instantánea al cierre de inyección (ISIP), es decir que la presión de cierre de fractura se localiza por debajo de este valor.

Una vez que se establece el periodo de la prueba de Minifrac es posible comenzar el análisis justo en el momento cuando se detiene el bombeo superficial y se presenta el ISIP.

Gráficamente la ISIP es la intersección entre una línea de tendencia vertical imaginaria al final del bombeo y una línea recta imaginaria que representa la tendencia del declive de presión en tiempos tempranos de la prueba, posterior al cierre de inyección.

III.4.6.2 Límite inferior; Gráfico especializado del Tiempo de Horner.

El límite inferior puede ser estimado por medio de la gráfica de presión contra el tiempo de Horner. Esta gráfica es utilizada para determinar el flujo que se presenta durante el decremento de presión, ya que este puede afectar la conducta de su comportamiento; sin embargo, también es posible establecer por medio de ella, en condiciones ideales, la presión del yacimiento.

El Tiempo de Horner es calculado por medio de las siguientes ecuaciones:

$$t_h = \frac{t}{t-t_p} \quad ; \quad T_H = \log_{10} t_h \quad (3.4)$$

donde t_h es el cociente de cualquier tiempo t posterior al cierre de inyección y la diferencia de este mismo tiempo con respecto al tiempo de inyección t_p . Y T_H representa el tiempo de Horner.

Una forma secular de cálculo es:

$$\Delta t = t - t_{final\ inyección} \quad ; \quad T_H = \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \quad (3.5)$$

donde Δt es la diferencia entre un tiempo t posterior al cierre de inyección y el tiempo total medido desde el inicio de la operación hasta la detención de las bombas.

Para determinar el límite inferior se traza una línea de tendencia de la curva de comportamiento, de la presión contra el tiempo de Horner; el punto de intersección de dicha línea con los datos de presión representa el valor mínimo que puede ostentar la presión de cierre.

III.4.7 Identificar Presión y Tiempo de cierre.

Dependiendo las características del yacimiento algunos autores sugieren el uso de un determinado gráfico especializado, ya que proporcionará una mejor estimación del valor buscado, sin embargo también existe una idea generalizada de que esta sugerencia no es una restricción en el uso de los gráficos durante el análisis, es posible, y recomendable, utilizar los gráficos en manera conjunta para complementar la información.

III.4.7.1 Gráfico especializado de la Raíz cuadrada del tiempo.

Es la representación pictórica de la Presión contra la Raíz Cuadrada del tiempo en la cual, teóricamente, se debe presentar una tendencia lineal que denota la apertura de la fractura hasta un punto de inflexión que es seguido por una curva, este punto representa el cierre de fractura.

Este método presenta mejores resultados cuando existe una pérdida de fluido dependiente de la presión.

Para visualizar con mayor facilidad la línea recta de interés se realiza un ajuste de los datos de presión, ya sea por un método numérico o por medio de un software, y aunado a esto el gráfico elaborado se realiza en escala semilogarítmica. Además es posible utilizar un método derivativo que amplificará el cambio en la pendiente permitiendo la identificación de la presión de cierre.

III.4.7.2 Gráfico especializado de la Función G.

Límites establecidos por g en función del tiempo adimensional.

La función $g(\Delta t_D)$ es la expresión simplificada para la función del volumen de pérdida de fluido en función del tiempo de cierre adimensional y está definida por los límites del exponente de área α que se encuentran entre:

$$\frac{1}{2} < \alpha < 1$$

Ya que los valores representados con el exponente de área son los límites, en la práctica se realiza una interpolación para encontrar el valor real de $g(\Delta t_D)$ basándose en la ley de los exponentes de los fluidos fracturantes y la geometría de la fractura. Generalmente este valor tiende a estar en la región de 0.5 y 0.7.

Para las pruebas de Minifrac es común utilizar 0.6 como valor para este exponente de área, por lo que el cálculo de los valores que presenta $g(\Delta t_D)$ durante el declive de la presión, y que son necesarios para estimar los valores del tiempo G , se reduce a una interpolación entre los límites.

El gráfico de Presión contra Tiempo G , de manera similar al de la Raíz cuadrada del tiempo, permite estimar la presión de cierre por medio de la identificación de una línea recta que se presenta previo a un punto de inflexión seguido por una curva.

Para visualizar el cambio en la pendiente se realiza un ajuste de los datos de presión, esto es posible por medio de una regresión no lineal o un ajuste polinómico; sin embargo debido a que el segundo presenta una variación significativa de las pendientes dependiendo del grado se recomienda un especial cuidado en la manipulación de los datos para poder llegar a un modelo de ajuste óptimo y así evitar variaciones que perjudiquen la interpretación.

III.4.7.3 Método derivativo.

III.4.7.3.1 Gráfico dp/dG .

Representa la primera deriva de la presión con respecto al tiempo G , facilita la visualización de los cambios de pendientes en el gráfico. Su cálculo está basado en el desarrollo de Bourdet. ^[34]

$$\left(\frac{dP}{dt}\right)_i = [(\Delta P_1/\Delta t_1)\Delta t_2 + (\Delta P_2/\Delta t_2)\Delta t_1]/(\Delta t_1 + \Delta t_2) \quad (3.6)$$

III.4.7.3.2 Gráfico Gdp/dG .

El producto de la primer deriva por el tiempo de G , además de permitir determinar la presión y tiempo de cierre, ayuda a identificar casos típicos del comportamiento de la pérdida del fluido. ^[25]

- Pérdida normal de fluido.
- Presión dependiente de la pérdida de fluido.
- Almacenamiento transversal o recesión de altura de la fractura.
- Extensión de la punta de fractura.

III.4.8 Estimar parámetros.

Los principales parámetros que son obtenidos por este método son la presión y tiempo de cierre, no obstante a partir de estos es posible determinar valores de otros parámetros fundamentales para el diseño favorable de un fracturamiento hidráulico.

Es posible dividir estos valores en 2 grupos, el primero tiene la característica de ser obtenidos por medio de los gráficos especializados mientras que el segundo conlleva un desarrollo numérico posterior.

Análisis de gráficos especializados.

Presión de ruptura.

Presión de admisión.

Presión de cierre.

Tiempo de cierre.

Presión final.

Tiempo adimensional de cierre.

Tiempo adimensional de cierre de la función G.

Desarrollo numérico.

Gradiente de fractura. $Gradiente_f = \frac{p_f}{D}$

Presión neta. $p_{net} = ISIP - p_c$

Gradiente de cierre. $Gradiente_c = \frac{p_c}{D}$

Eficiencia del fluido. $\eta = \frac{g(\Delta t_D) - g(\Delta t_D=0)}{g(\Delta t_D)}$; $\eta = \frac{G_c}{2 + G_c}$

Pendiente m_p . Línea de tendencia, o cálculo de ecuación lineal representativa.

Finalmente, considerando los capítulos como una estructura secuencial, este apartado completa el arreglo. Con base en el primer capítulo se desarrolló un procedimiento de análisis que puede ser aplicado para dar solución a los requerimientos necesarios al realizar un fracturamiento hidráulico.

Capítulo IV.

Aplicación a casos de estudio.

Este capítulo está encaminado a mostrar el procedimiento de los métodos utilizados para el análisis de la presión en el yacimiento, previo al cierre de la fractura creada, con ellos es posible identificar parámetros tales como la presión y tiempo de cierre, que a su vez permiten estimar los valores numéricos de la eficiencia de fluido, la pérdida de fluido y presiones netas durante el tratamiento de Minifrac, lo cual beneficia en el diseño del fracturamiento hidráulico principal, y posterior.

IV.1 Aplicación en campo.

Se realizó el análisis de datos registrados durante pruebas de Minifrac a 3 pozos pertenecientes al Proyecto Aceite Terciario del Golfo.

Pozos de estudio:

- Agua Fría 1337.
- Presidente Alemán 1673.
- Remolino 3952.

La recopilación de datos fue plasmada en un documento de texto en formato ASCII. El cual fue proporcionado para proceder con el estudio. El análisis se desarrolló siguiendo los pasos descritos en el capítulo III. La exposición de los datos son únicamente representativos, por ese motivo se consideró plasmar solamente un pequeño conjunto de valores dentro de las tablas en este capítulo.

IV.1.1 Agua Fría 1337.

El proyecto Agua Fría – Coapechaca es parte del Proyecto Aceite Terciario del Golfo (PATG), perteneciente a la Región Norte. Se ubica en el área denominada “Paleocanal de Chicontepec” en la Planicie Costera del Golfo de México, dentro de la Cuenca Tampico – Misantla, en la región nororiental del estado de Veracruz.

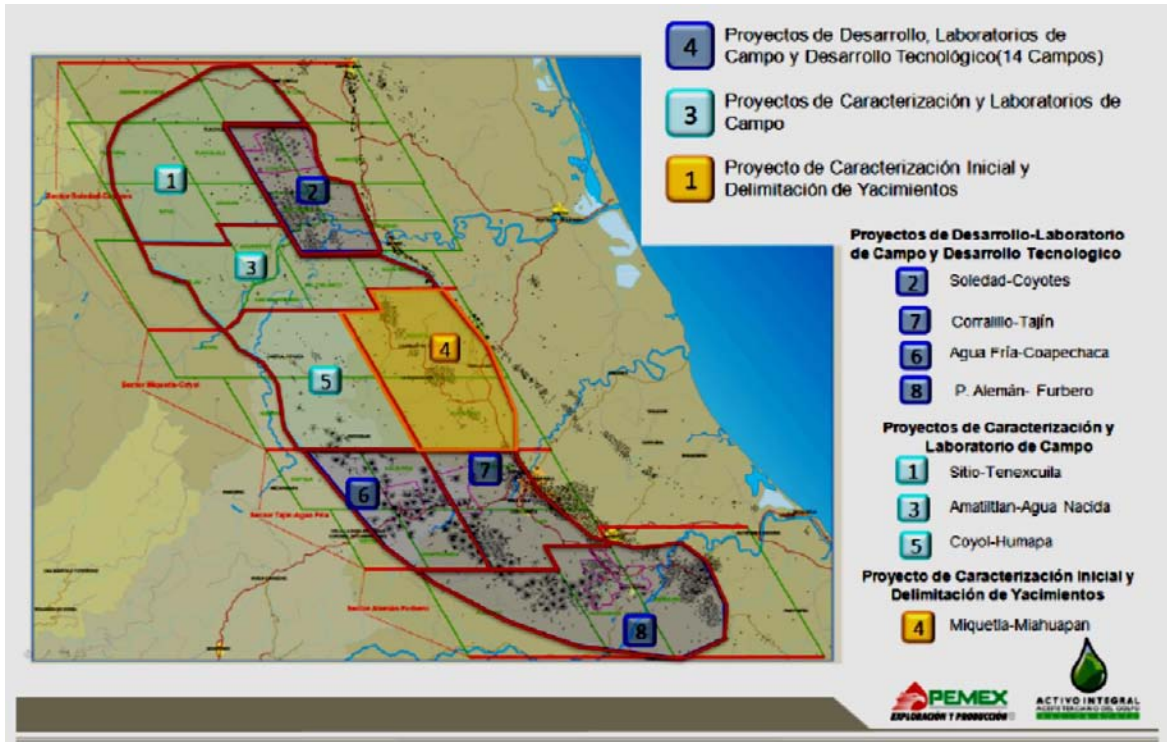


Fig. IV.1 División regional del Proyecto Aceite Terciario del Golfo. Fuente: Pemex

La CNH lo dictaminó para Pemex como favorable con condicionantes, únicamente para la realización de actividades de caracterización y de desarrollo tecnológico.

El pozo Agua Fría 1337 cuenta con una profundidad de intervalos establecida entre los 1618-1630, 1638-1650, y 1658-1670 [m]. Y una terminación con TR $5\frac{1}{2}$ [in], 17 lb/ft, N-80 @ 1851 [m].

La formación rocosa presenta una permeabilidad de 0.4 mD, una porosidad por intervalos de 13.4, 14.2 y 10.3 % correspondientes a cada profundidad, y una presión de yacimiento de 3000 [psi].

El tratamiento realizado al pozo Agua Fría 1337 fue una mini fractura hidráulica energizada utilizando 154 bls de Aquavis 15 como fluido fracturante.

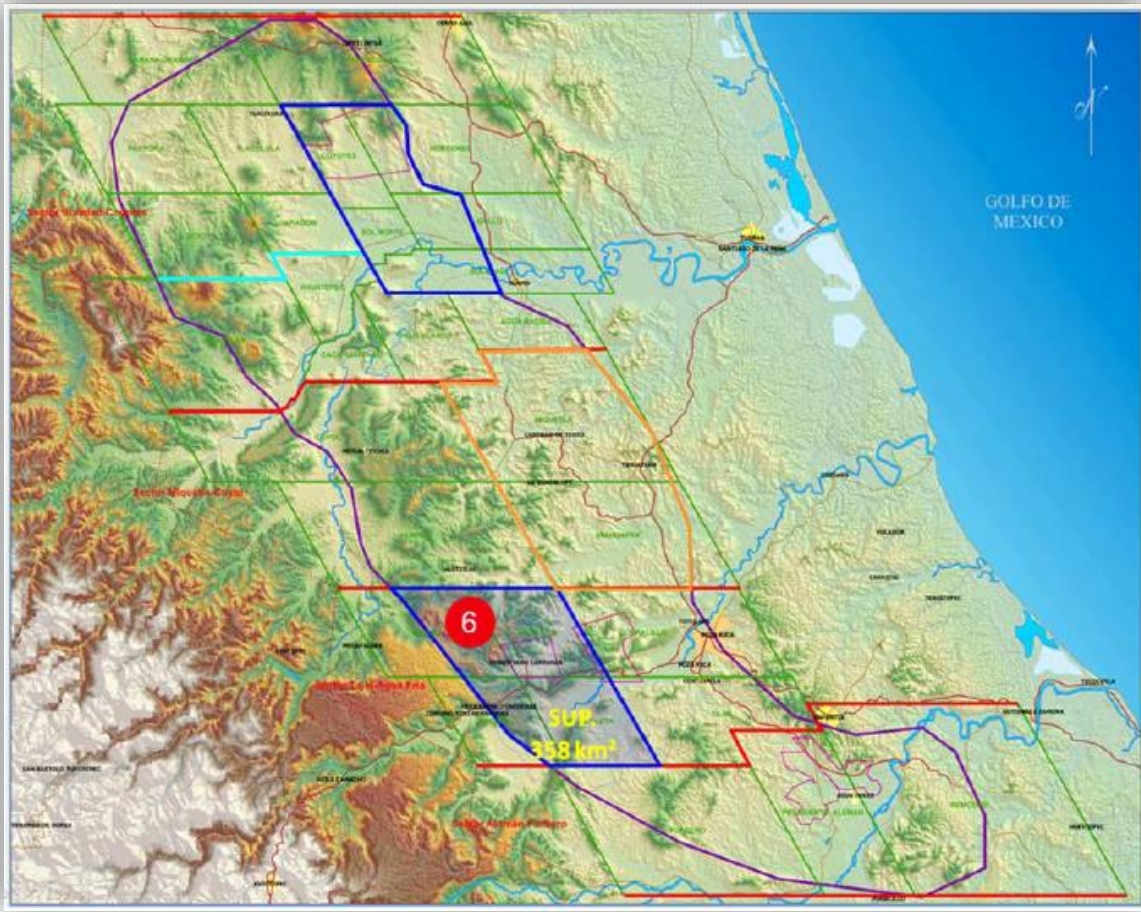


Fig. IV.2 Ubicación geográfica del proyecto Agua Fría. Fuente: Pemex.

El procesamiento de los datos durante la operación se plasmó en un documento de texto ASCII en el cual se encuentra:

- Tiempo [*min*].
- Presión de superficie [*psi*].
- Presión anular [*psi*].
- Gasto; sucio y limpio [*bls/min*].
- Volúmenes utilizados [*bls*].
- Concentración de químicos utilizados [*ppg*].
- Gasto de químicos utilizados [*gal/min*].

Este documento sirve como base para el análisis.

Los datos presentados en formato de texto ASCII son exportados a una hoja de cálculo para su estudio (para el desarrollo de esta trabajo fue utilizado Microsoft Excel®).

El formato general de los datos recopilados es el siguiente:

Tiempo (min)	Presión de superficie (psi)	Presión de superficie (psi)	Presión anular (psi)	Gasto sucio (bpm)	Lechada Total (bbbls)	Sucio por etapa (bbbls)	Gasto limpio (bpm)	Limpio Total (bbbls)	Concentración en línea (ppg)
0.00	480.22	490.18	-3775.11	0	1161.59	0	0.37	992.25	0.01
0.02	507.81	519.09	-3775.11	0	1161.59	0	0.37	992.25	0.01
0.03	507.81	519.09	-3775.11	0	1161.59	0	0.37	992.25	0.01
0.05	515.47	526.9	-3775.12	0	1161.59	0	0.37	992.25	0.01
0.07	521.23	533.47	-3775.12	0	1161.59	0	0.37	992.25	0.01
0.08	524.85	537.51	-3775.12	0	1161.59	0	0.37	992.25	0.01

Tabla IV.1 Tabla modificada de datos recabados durante el tratamiento.

Las columnas, dependiendo de la información proporcionada para cada tratamiento, se pueden contabilizar por decenas, mientras que las filas dependen del tiempo establecido para el tratamiento, contabilizándose por decenas de miles.

El primer paso a realizar en este análisis es determinar la Presión de Fondo partiendo de los datos medidos de la Presión de superficie. La columna hidrostática se calculó con la ecuación (4.1).

La densidad del fluido fracturante se consideró como la densidad del agua debido a que no fue posible acceder a los datos del fabricante.

Los resultados obtenidos de la columna hidrostática, así como de las fricciones presentes en el arreglo de tuberías se presentan en la tabla IV.2.

Fluido fracturante Agua			Fricciones [psi]	
Densidad =	8.345	[ppg]	Tubería	223
			Disparos	236
Profundidad	5479	[ft]	Tortuosidad	101
			Total	560
Ph =	2377.56	[psi]		

Tabla IV.2 Parámetros necesarios para determinar la columna hidrostática, y fricciones presentes.

Los datos de Presión contra el Tiempo del tratamiento completo fueron graficados para identificar cada etapa de la operación y poder diferenciar cualquier anomalía durante el tratamiento. Fig. IV.3.

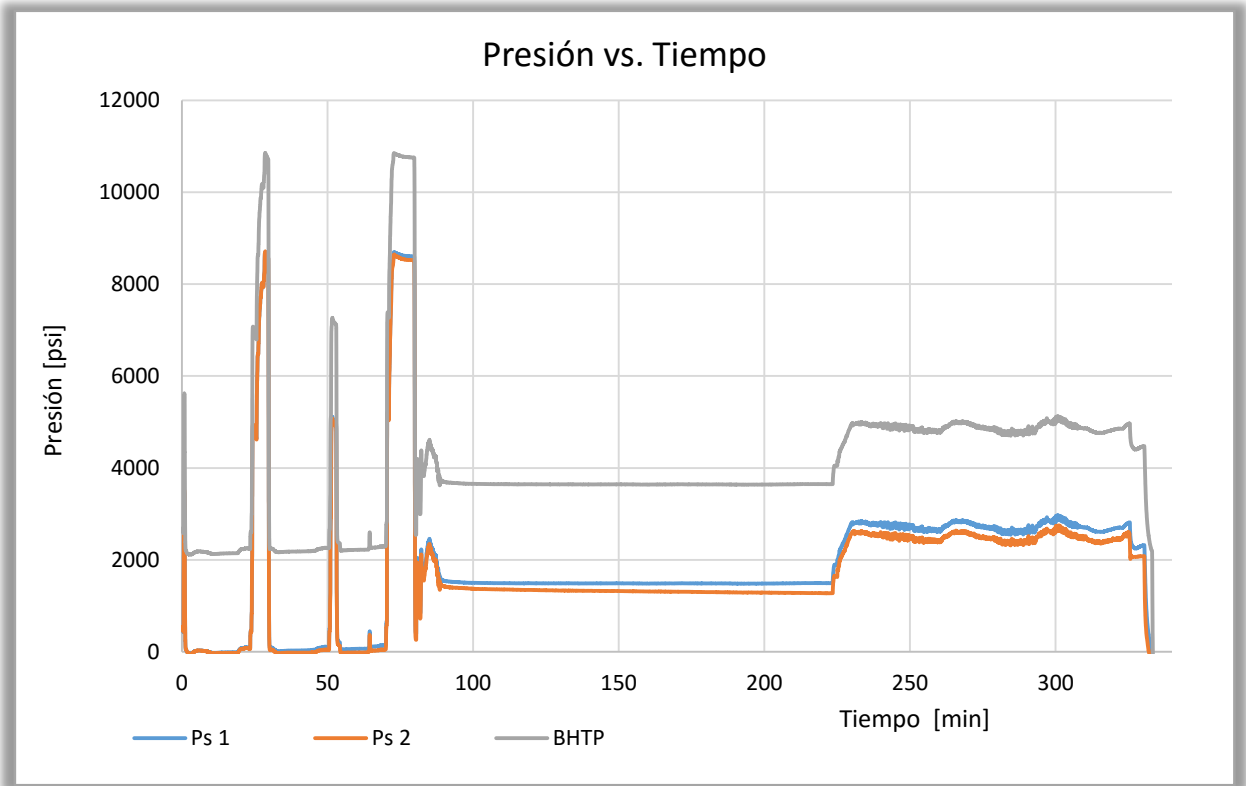


Fig. IV.3 Tratamiento completo. Pozo Agua Fría 1337.

El reporte de datos, en esta operación, muestra dos tablas de valores correspondientes a la presión de superficie con una variación que incrementa con el tiempo, sin embargo ambas presentan un comportamiento idéntico por lo que se determinó utilizar solamente la presión de superficie 1 mostrada en la tabla IV.3 y realizar el análisis en función de esta.

Tiempo (min)	Presión de superficie (psi)
0.00	480.22
0.02	507.81
0.03	507.81
0.05	515.47
0.07	521.23
0.08	524.85
0.10	526.47
0.12	525.4
0.13	523.01
0.15	519.54

Tabla IV.3 Valores de Tiempo y Presión registrados durante el tratamiento. Pozo Agua Fría 1337.

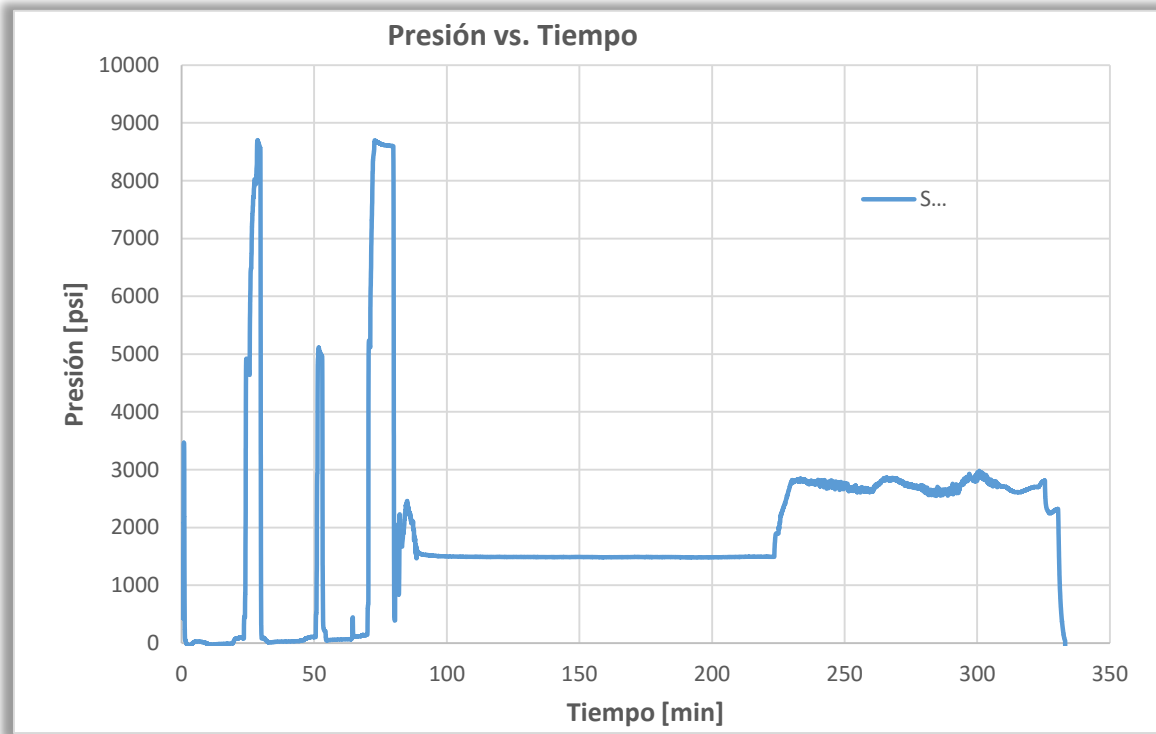


Fig. IV.4 Presión de superficie medida. Pozo Agua Fría 1337.

Consecutivamente se graficó los datos de presión contra tiempo y los datos de gasto contra tiempo en el mismo bosquejo.

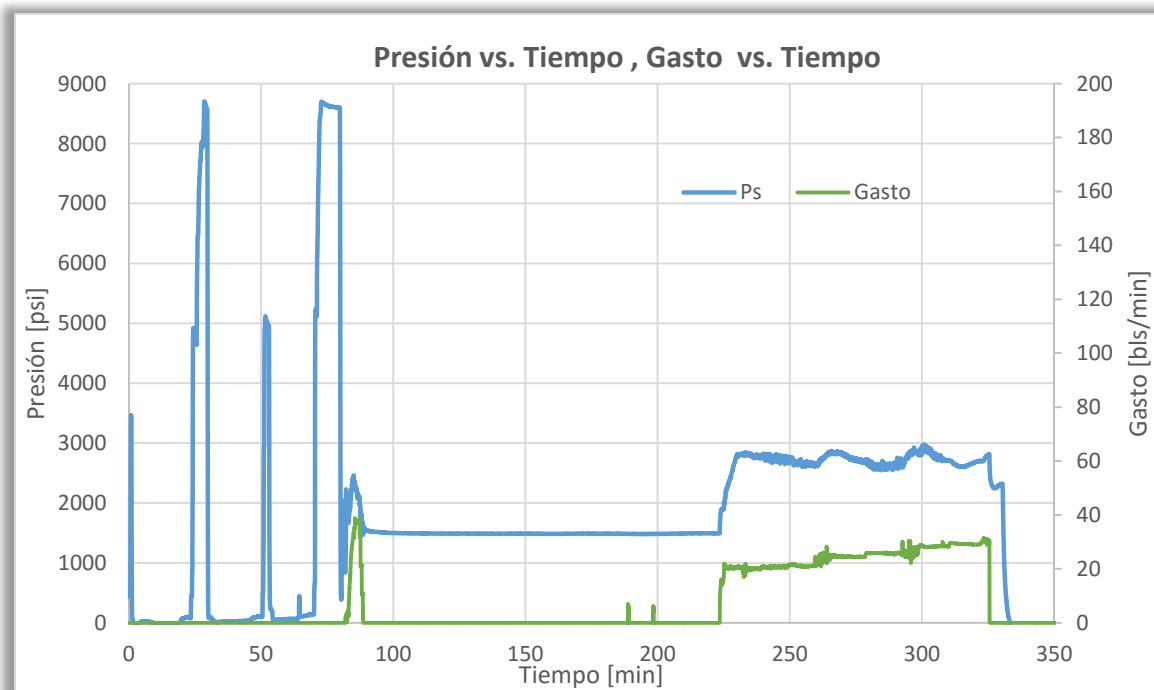


Fig. IV.5 Datos registrados de presión y gasto en función del tiempo. Pozo Agua Fría 1337.

En la gráfica del tratamiento completo es posible visualizar las 3 etapas principales de la operación: a) Pruebas de tubería, b) Minifrac y c) Fracturamiento Hidráulico principal.

- a) Las pruebas de tubería presentan un incremento de presión superior al resto del tratamiento, durante estas son cerradas las válvulas en el cabezal del pozo y es inyectado fluido para re presionar las líneas superficiales con la finalidad de determinar que no exista ruptura en ellas, de presentarse dicha situación derivaría en una pérdida de fluido.
- b) El tratamiento de Minifrac es caracterizado por un incremento de presión durante la inyección, una estabilización de la presión durante un gasto constante, un decremento escalonado tanto de presión como gasto y un decremento “marcado” al detener el bombeo en la superficie.
- c) Finalmente el Fracturamiento Hidráulico principal se aprecia como un incremento de presión cuando se reanuda la inyección de fluido fracturante y una estabilización de la presión durante cada paso de inyección a gasto constante.

Minifrac.

El periodo de la prueba de Minifrac además de ser determinado visualmente con la gráfica de tratamiento completo debe ser cotejada con los valores dados en el formato de texto ASCII, el inicio de operación es el arranque del bombeo en la superficie por lo tanto hablando numéricamente es el momento en el que el gasto de inyección es diferente de cero, y el final de la prueba es el instante de inicio del fracturamiento principal.

Con estas consideraciones es viable realizar un acercamiento a la zona de interés, o bien elaborar otro gráfico con el sector de los datos como se presenta en la Fig. IV.6 correspondiente a los datos de la tabla IV.4.

Tiempo (min)	Presión de superficie (psi)	Gasto sucio (bpm)
81.99	943.5	0
82.00	997.7	0.39
82.02	1094.7	2.14
82.04	1106.5	1.89
82.07	1274.61	0.49
82.09	1363.37	1.88
82.10	1454.38	2.88
82.12	1562.58	2.47
82.14	1660.69	1.53
82.15	1764.41	1.07
82.17	1900.84	0.71
82.19	2092.98	1.54
82.20	2111.98	1.66
82.22	2203.52	2.03
82.24	2228.04	1.33
82.25	2173.67	1.11

Tabla IV.4 Valores de Tiempo, Presión y Gasto registrados durante el tratamiento. Pozo Agua Fría 1337.

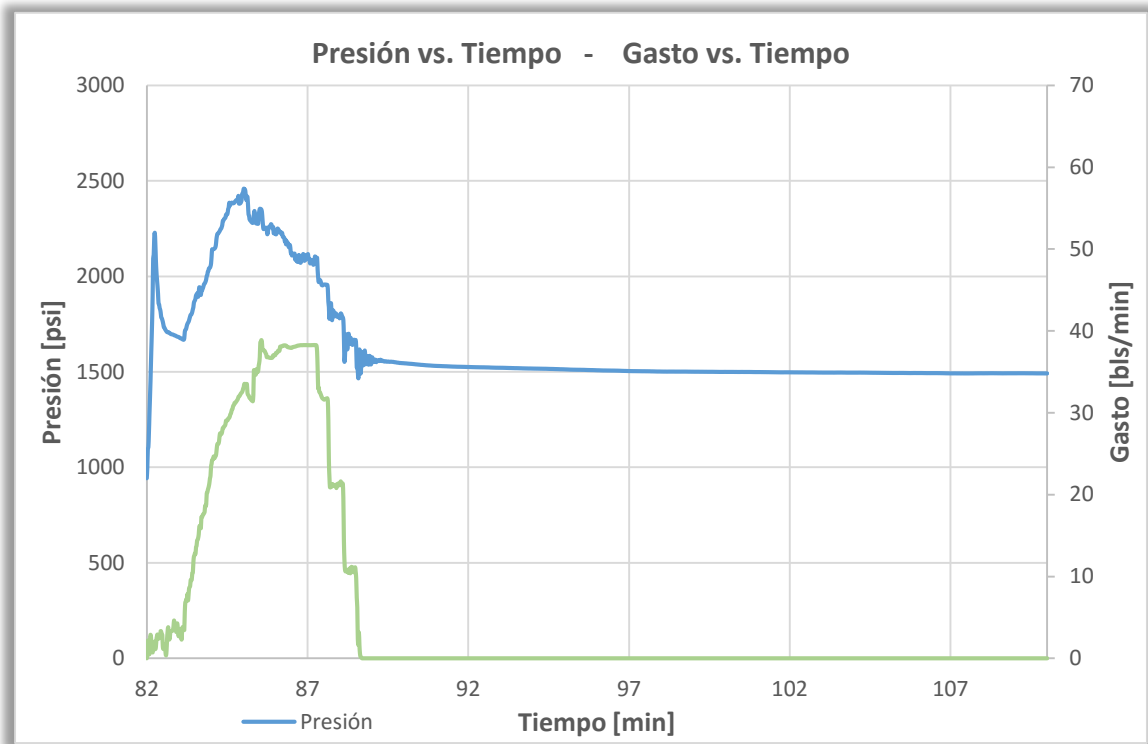


Fig. IV.6 Período de tratamiento Minifrac. Pozo Agua Fría 1337.

A su vez la prueba de Minifrac es subdividida en 3 etapas para facilitar su estudio:

- Durante el bombeo.
- Previo al cierre de la fractura.
- Posterior al cierre de la fractura.

Los tres periodos brindan información relevante para el diseño de una fractura hidráulica.

La primera etapa (durante el bombeo) proporciona la presión de ruptura y la presión de admisión. Figura IV.7.

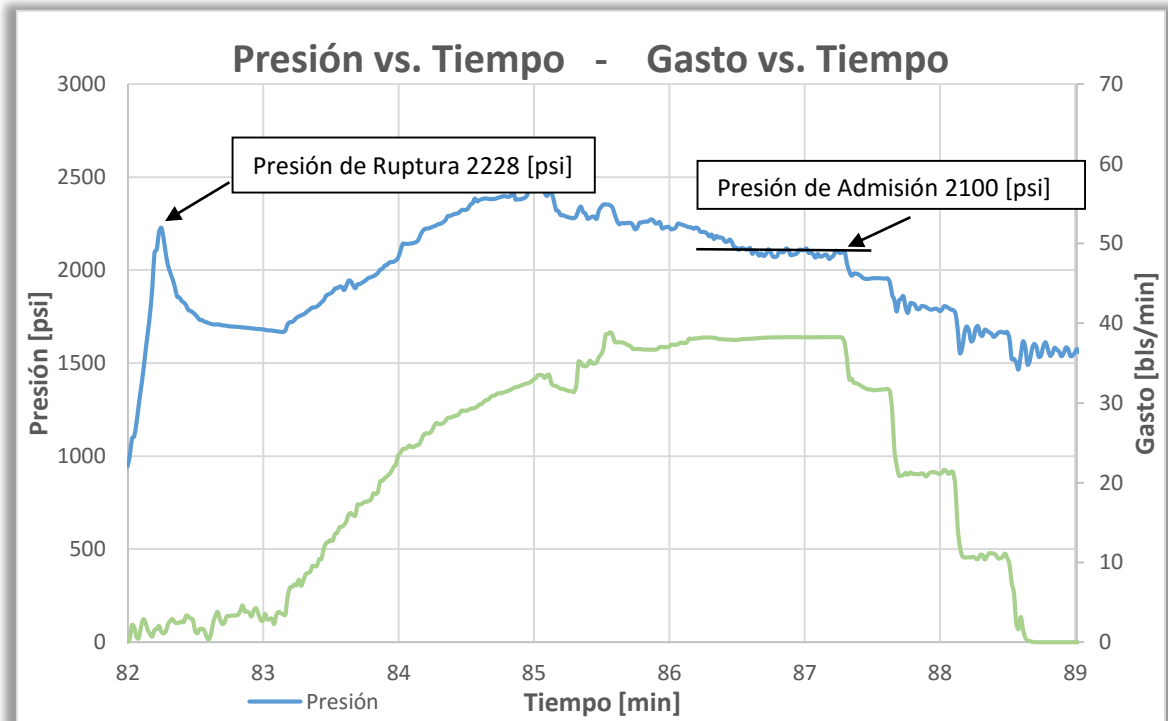


Fig. IV.7 Presión de ruptura y presión de admisión. Pozo Agua Fría 1337.

En la segunda etapa, una vez que se ha detenido el bombeo, se presenta generalmente un decremento de la presión cuyo comportamiento denota los regímenes de flujo que toman lugar mientras se presenta el cierre de la fractura.

Límite superior de la presión de cierre.

El ISIP, que constituye el límite superior de la presión de cierre se estableció matemática y gráficamente para comparar la variación entre ambos procedimientos. La teoría establece que el ISIP es la presión registrada al momento de la detención de la inyección de fluido, pero no hay uniformidad en los métodos que proponen la manera de determinarlo, la idea más aceptada es trazando dos líneas imaginarias en la gráfica de presión y gasto de inyección contra tiempo; un vertical que representa el final del bombeo y una línea recta que representa la tendencia del declive de la presión en tiempo tempranos, el punto de intersección de ambas se considera el valor del ISIP.

Matemáticamente podemos establecer una relación entre el tiempo t cuando el gasto es cero después de detener el bombeo y un valor de tiempo t previa a la detención con un gasto correspondiente diferente de cero. Para determinar el valor de ISIP más cercano al tiempo de cierre de inyección es posible realizar una interpolación con la ecuación (4.7) como se ejemplifica a continuación:

$$y = y_0 + \frac{y_1 - y_0}{x_1 - x_0}(x - x_0) \quad (4.1)$$

Considerando 2 conjuntos de valores de presión y gasto se realizó la interpolación con un valor de Q lo más cercano a cero, dando como resultado una estimación para la ISIP mostrada en la tabla IV.5, resaltando el resultado con números rojos.

ISIP		
Ps [psi]	BHTP [psi]	Q [bls/min]
1576.71	3731.27	0.06
1594.35	3748.91	0.02
1603.17	3757.73	0.00

Tabla IV.5 Valor de ISIP interpolado de datos registrados. Pozo Agua Fría 1337.

Por otro lado, gráficamente el resultado que arrojó el procedimiento gráfico (fig. IV.8) se muestra en la tabla IV.6.

ISIP	
Ps [psi]	BHTP [psi]
1564	3718.56

Tabla IV.6 Valor de ISIP determinado gráficamente. Pozo Agua Fría 1337.

Una diferencia aproximada de 30 [psi].

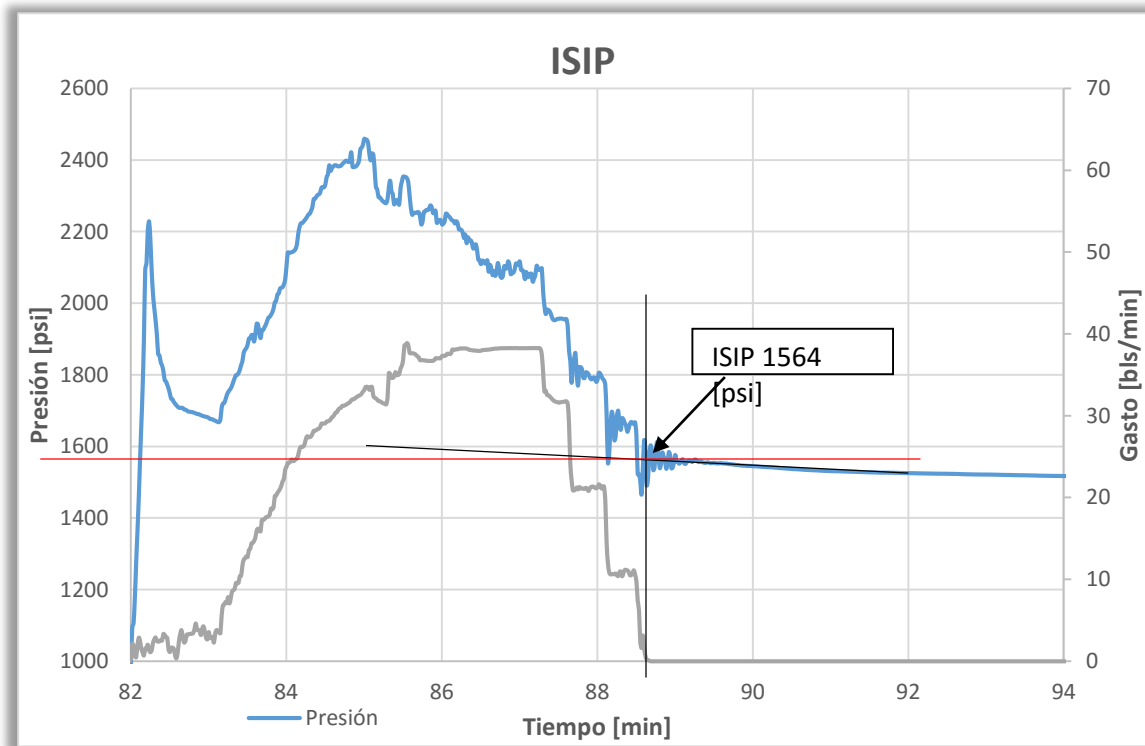


Fig. IV.8 ISIP. Pozo Agua Fría 1337.

Un acercamiento proporciona la facilidad de apreciación para determinar el valor de la ISIP.
Fig. IV.9.

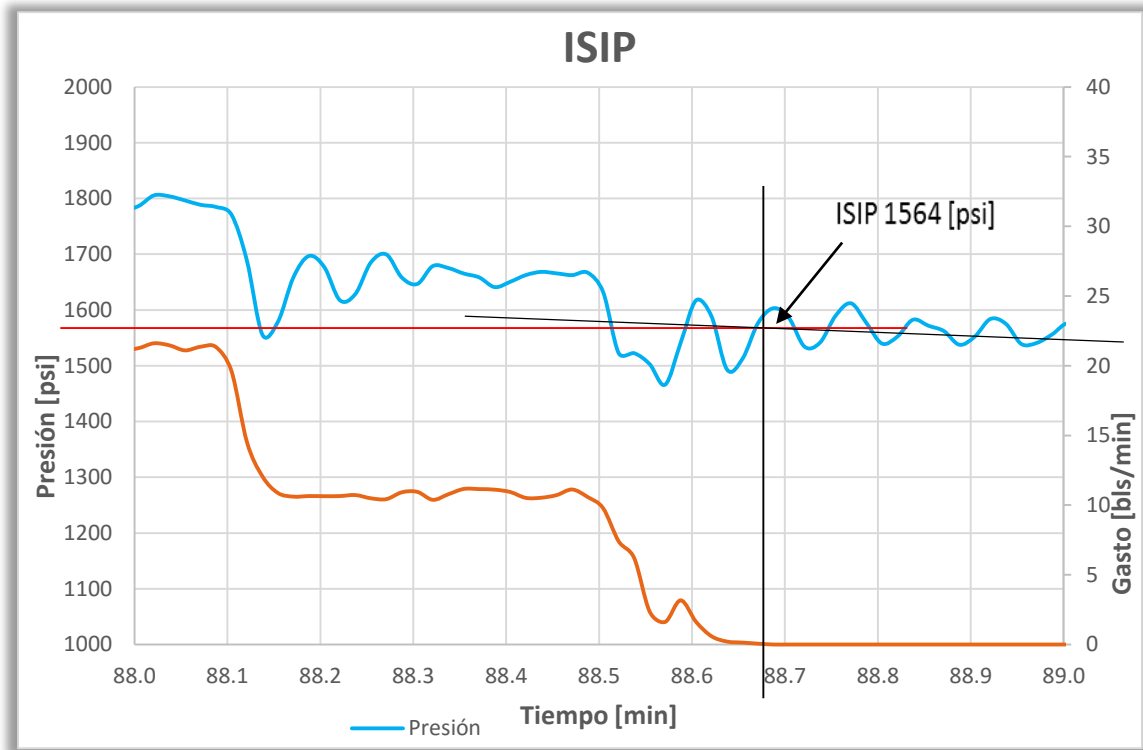


Fig. IV.9 Acercamiento a zona de interés para determinar la ISIP. Pozo Agua Fría 1337.

Límite inferior de la presión de cierre.

El tiempo de Horner fue calculado por medio de las ecuaciones (4.5). Para establecer el valor del límite inferior se trazó una línea recta de tendencia; el punto de intersección con los datos de la presión se interpreta como el mínimo valor que puede tener la presión de cierre de la fractura. Fig. IV.10.

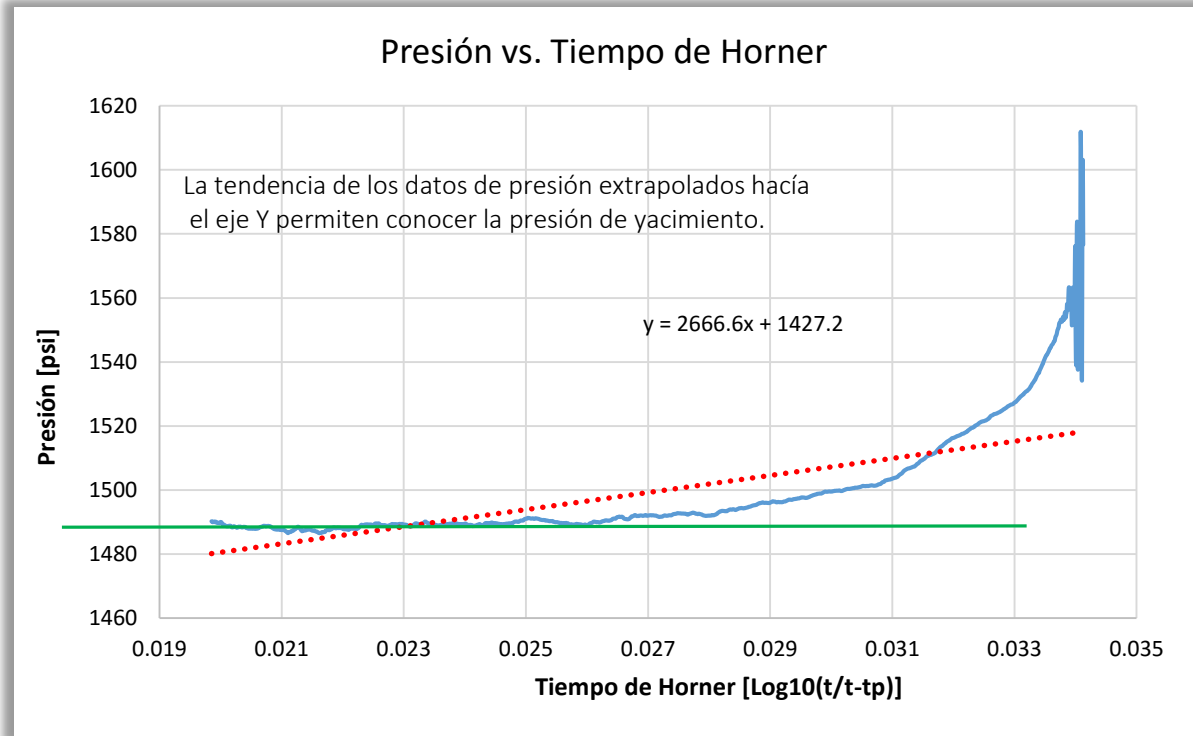


Fig. IV.10 Gráfico especializado del Tiempo de Horner. Pozo Agua Fría 1337.

Un acercamiento proporciona una mejor apreciación del punto de intersección. Fig. IV.11 correspondiente a los datos de la tabla IV.7.

Tiempo t (min)	Presión de superficie (psi)	Horner	
		t_h	$\text{Log}_{10}(t_h)$
88.67	1576.71	1.0818	0.0341
88.69	1603.17	1.0817	0.0341
88.70	1585.31	1.0817	0.0341
88.72	1534.2	1.0817	0.0341
88.74	1541.55	1.0817	0.0341
88.75	1589.52	1.0817	0.0341
88.77	1611.94	1.0817	0.0341

Tabla IV.7 Tiempo y Presión registrados durante el tratamiento, valores determinados del Tiempo de Horner. Pozo Agua Fría 1337.

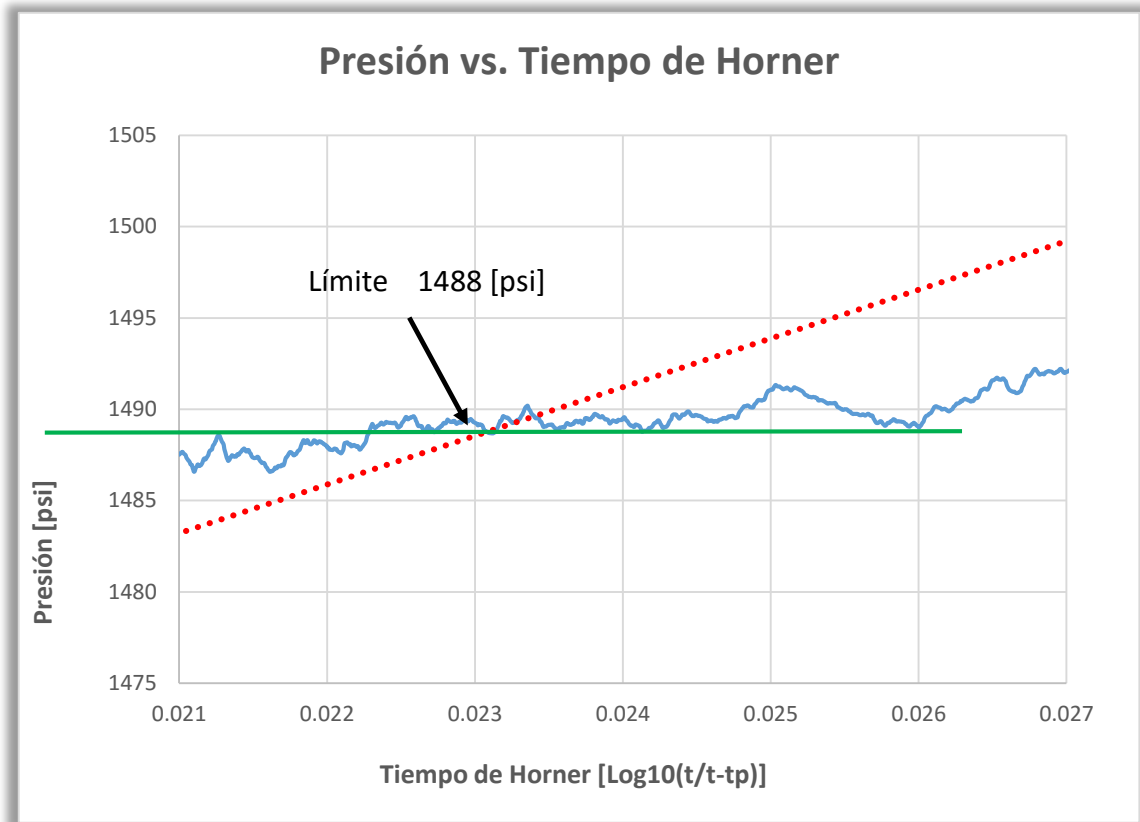


Fig. IV.11 Límite inferior de la Presión de Cierre; Presión contra Tiempo de Horner. Pozo Agua Fría 1337.

Presión de Cierre

Para determinar el valor de la presión de cierre se analizaron 2 gráficos especializados, la discrepancia entre ambos se hace presente, sin embargo se complementan.

Raíz cuadrada del tiempo.

El primer bosquejo con el que se trabajó fue el de presión contra la raíz cuadrada del tiempo. Fig. IV.12.

Con los datos de presión se realizó un ajuste de manera polinómica que permite reducir las fluctuaciones de los valores reales, posteriormente se calculó la raíz cuadrada de todos los tiempos posteriores al cierre de inyección los cuales fueron graficados en escala logarítmica.

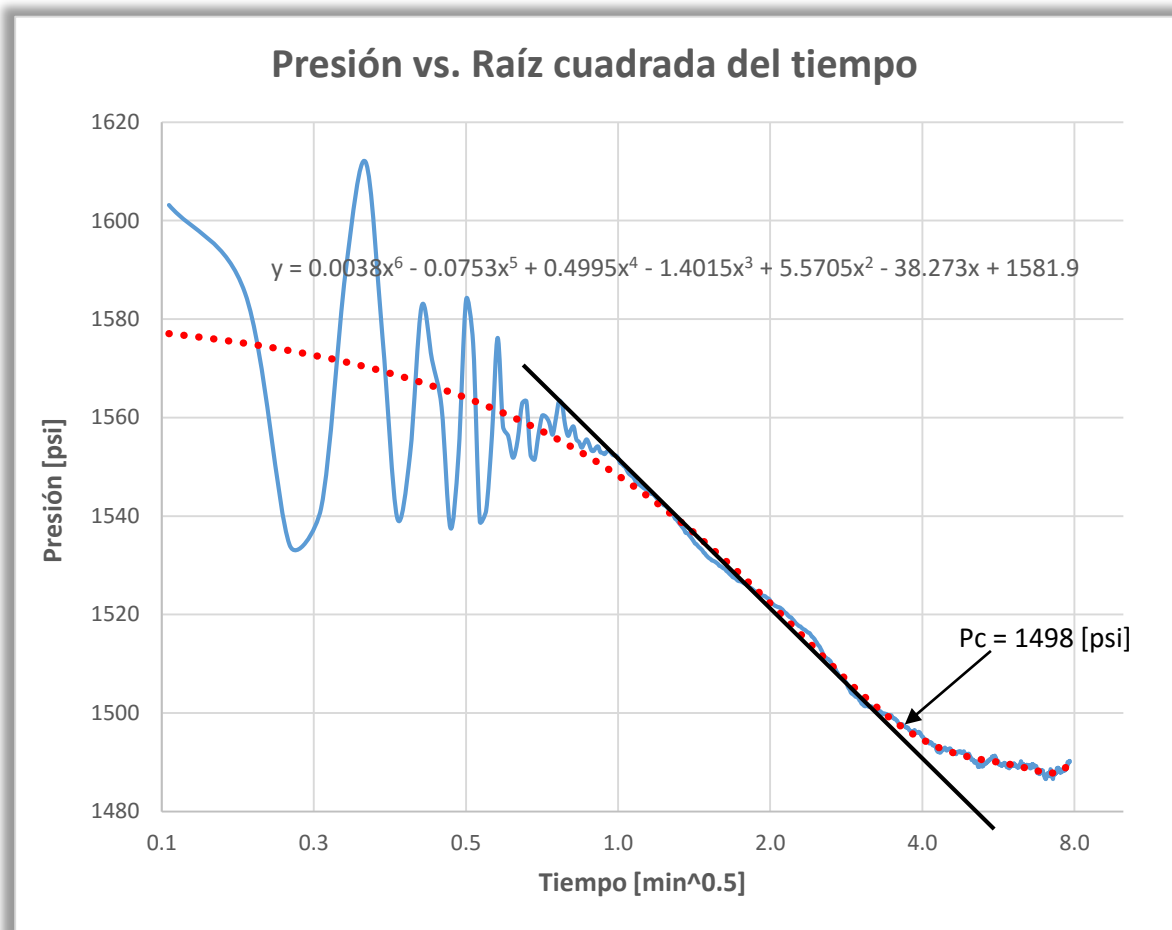


Fig. IV.12 Gráfico especializado de la Raíz Cuadrada del Tiempo. Pozo Agua Fría 1337.

Con este procedimiento fue posible visualizar la línea recta de interés que representa el comportamiento de la fractura creada. Se trazó una línea recta de distinto color con la final de evidenciar dicha tendencia.

Con un acercamiento al área de interés es posible determinar el punto donde se presenta un cambio de pendiente, el cual indica que la fractura creada cerró, manifestando un valor

de 1498 [psi] para la presión de cierre. Fig. IV.13 correspondiente a los datos de la tabla IV.8.

Raíz cuadrada de t (min) ^{0.5}	Presión de superficie (psi)
0.000	1576.71
0.129	1603.17
0.183	1585.31
0.224	1534.2
0.258	1541.55
0.289	1589.52
0.316	1611.94
0.342	1576.45
0.365	1539.72
0.387	1552.42
0.408	1582.54

Tabla IV.8 Valores calculados de la raíz cuadrada del Tiempo registrado durante el tratamiento, presión de superficie medida. Pozo Agua Fría 1337.

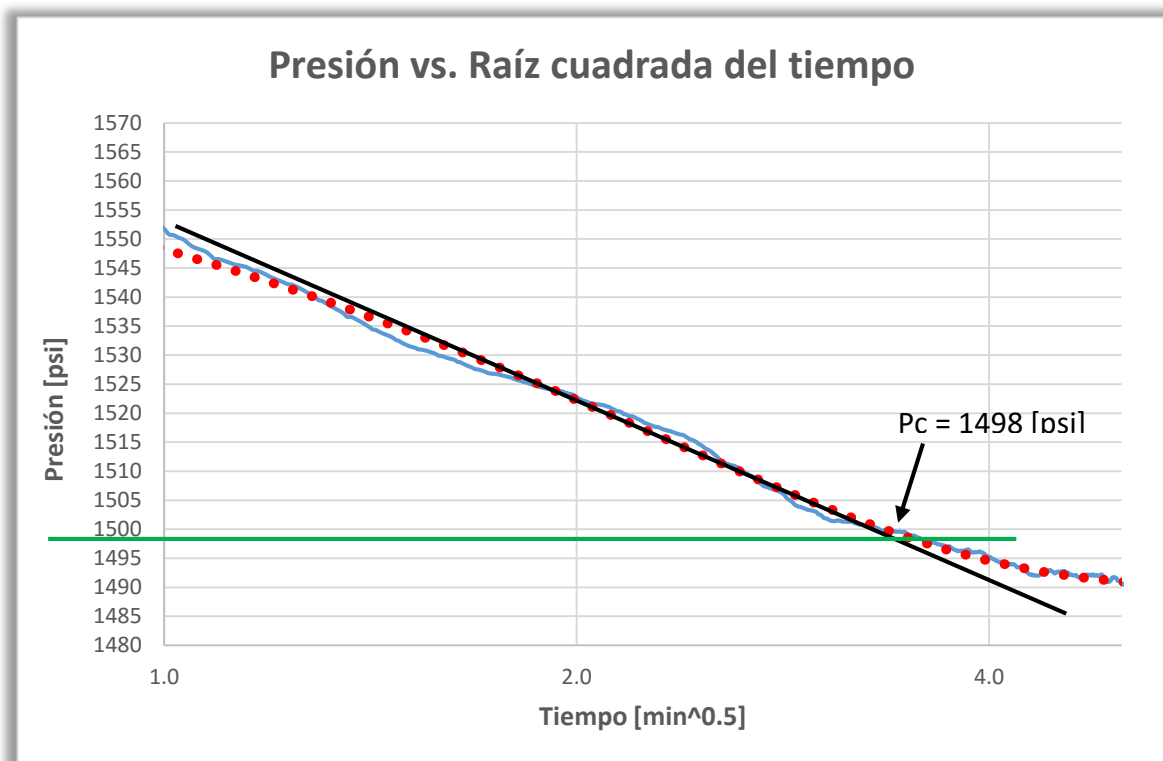


Fig. IV.13 Presión de cierre; presión contra raíz cuadrada del tiempo. Pozo Agua Fría 1337.

El tiempo (t) al cual se le calculó la raíz cuadrada es considerado a partir de la detención de inyección de fluido.

Función g.

Ya que $g(\Delta t_D)$ es la expresión simplificada para la función del volumen de pérdida de fluido en función del tiempo de cierre adimensional, y a su vez la función G depende de esta, es necesario determinar sus valores. El desarrollo realizado previamente muestra que los límites de esta función se encuentran entre 0.5 y 1, que corresponden al valor de exponente de área α . Mediante experimentos se determinó que el valor real que se presenta en pruebas de Minifrac oscila entre 0.5 y 0.7 para α . Por lo tanto con el tiempo se ha establecido que el valor utilizado con mayor frecuencia en estas pruebas es de:

$$(\alpha \approx 0.6)$$

Los valores de g están dados por la ecuación (2.39). Con estas expresiones se determinaron los valores correspondientes a los extremos, y para determinar los valores de $\alpha = 0.6$ se realizó una interpolación con la ecuación (4.7). Fig. IV.14 correspondiente a los datos de la tabla IV.9.

$g(\Delta t_D)$		
superior	intermedio	inferior
1	0.6	0.5
g0 = 1.333	g0 = 1.523	g0 = 1.571
g	g	g
1.333	1.523	1.571
1.338	1.527	1.575
1.343	1.531	1.578
1.347	1.535	1.582
1.352	1.539	1.586
1.356	1.543	1.589
1.361	1.547	1.593
1.365	1.550	1.597
1.370	1.554	1.600

Tabla IV.9 Valores determinados de los límites de la función $g(\Delta t_D)$. El valor intermedio deriva de la interpolación de los límites. Pozo Agua Fría 1337.

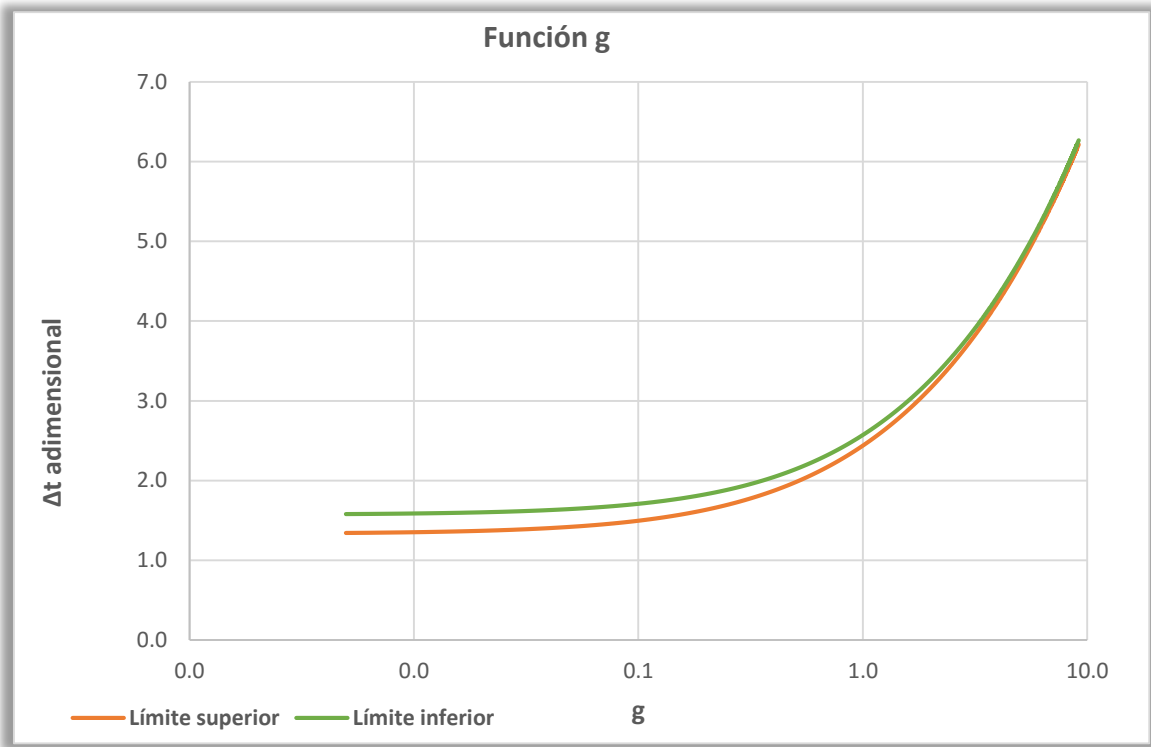


Fig. IV.14 Límites función $g(\Delta t_D)$

Función G

La función del tiempo adimensional G relaciona el tiempo de cierre con el tiempo total de inyección, considerando un gasto constante y fue calculada por medio de las expresiones (2.47) y (2.35). Tabla IV.10.

$$t_p = 6.70 \text{ [min]}$$

Tiempo a partir del cierre (min) t	Δt adimensional	Presión de superficie (psi) P_s	G intermedio 0.6 $g_0 = 1.523$	
			g	G
0.000	0.000	1576.710	1.523	0.00
0.017	0.002	1603.170	1.527	0.01
0.033	0.005	1585.310	1.531	0.01
0.050	0.007	1534.200	1.535	0.02
0.067	0.010	1541.550	1.539	0.02
0.083	0.012	1589.520	1.543	0.02
0.100	0.015	1611.940	1.547	0.03
0.117	0.017	1576.450	1.550	0.03
0.133	0.020	1539.720	1.554	0.04
0.150	0.022	1552.420	1.558	0.04
0.167	0.025	1582.540	1.561	0.05

Tabla IV.10 Valores de tiempo determinados para calcular los datos de la Función G , presión de superficie medida y tiempo de la función G . Pozo Agua Fría 1337.

La primera columna contiene los datos del tiempo a partir del cierre, la segunda es el cociente entre cualquier tiempo posterior al cierre y el tiempo de inyección.

Una vez determinados los valores del tiempo de la función G se continuó con un procedimiento similar al utilizado con la gráfica de la raíz cuadrada del tiempo; se graficaron los valores de la presión contra el tiempo de G . Se realizó un ajuste de los datos de presión de manera polinómica, apoyándose en el software.

El mayor inconveniente en este paso es que al modificar un grado en la ecuación representativa modifica la pendiente de sus líneas, por ese motivo se tuvo especial cuidado al verificar cual era la ecuación que representaba de mejor manera la tendencia de los datos reales concluyendo que la ecuación polinómica de 6° grado, para este caso, es la que mostraba un mejor ajuste. Fig. IV.15 correspondiente a los datos de la tabla IV.11.

G intermedio 0.6 g0 = 1.523		Presión de superficie (psi)
g	G	
1.523	0.000	1576.710
1.527	0.005	1603.170
1.531	0.010	1585.310
1.535	0.015	1534.200
1.539	0.020	1541.550
1.543	0.025	1589.520
1.547	0.030	1611.940
1.576	0.067	1552.430

Tabla IV.11 Valores de la Función G y presión de superficie medida. Pozo Agua Fría 1337.

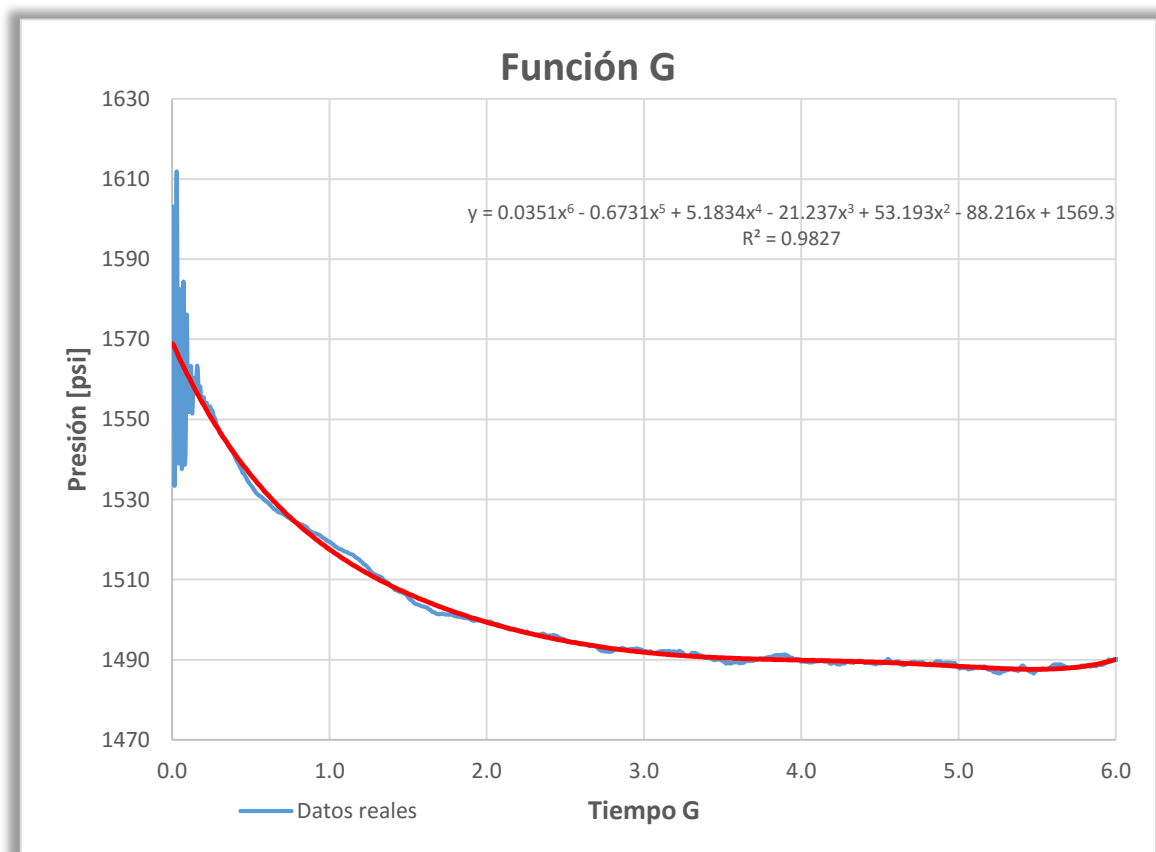


Fig. IV.15 Gráfico especializado de la función G. Datos reales y datos ajustados. Pozo Agua Fría 1337.

El punto de cierre de fractura puede identificarse cuando la curva de datos ajustados que representa la función G exhibe un cambio de pendiente después de una línea recta.

En este punto se puede identificar los valores de la presión y el tiempo de cierre correspondientes. Fig. IV.16.

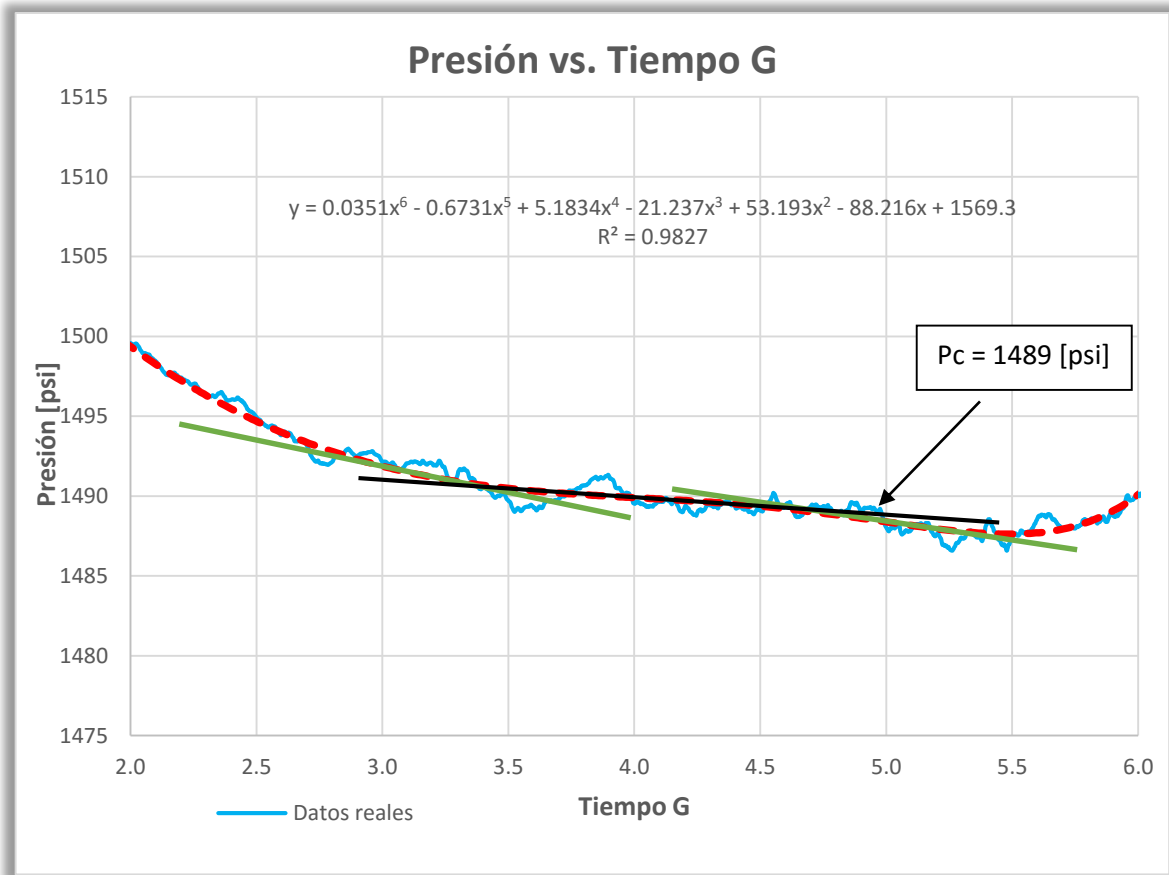


Fig. IV.16 Presión de Cierre; gráfico de la Función G. Pozo Agua Fría 1337.

El error más recurrente en estos procedimientos de análisis es visual, ya que se pueden presentar más de una línea recta que pueden interpretarse, erróneamente, como el cierre de la fractura.

Para visualizar de una manera más sencilla el cambio en la pendiente es posible utilizar la derivada de presión con respecto al tiempo de G , ya que magnifica el cambio.

Método derivativo.

El cálculo de la derivada de presión se realizó por medio del método de los 3 puntos no continuos descrito en las ecuaciones (1.44) y (1.45), el cual fue programado en Fortran®. Tabla IV.12. Los resultados son exportados a un archivo de texto el cual posteriormente es importado a una hoja de cálculo para ser graficados.

G (min)	Ps (psi)	dp/dG	Gdp/dG
0.000	1569.300	0.835	29.401
0.005	1568.850	1.3154	28.195
0.010	1568.411	1.780	27.034
0.015	1567.981	2.233	25.907
0.020	1567.558	2.676	24.809

Tabla IV.12 Valores de la Función G, presión superficial, derivada de presión con respecto a G y producto de G por la derivada de la presión. Pozo Agua Fría 1337.

La primera derivada arroja resultados con valor negativo, por el procedimiento que conlleva su cálculo, sin embargo para el análisis de estos es necesario trabajar sólo con valores positivos.

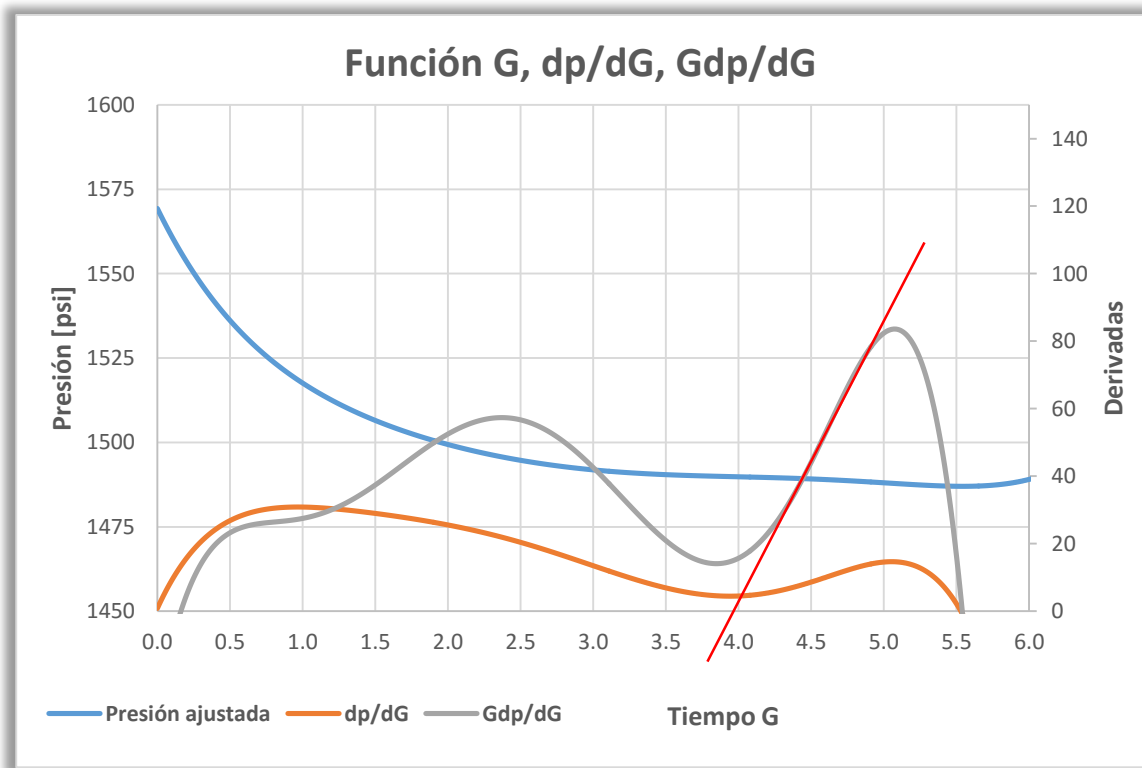


Fig. IV.17 Tiempo de cierre; método derivativo función G. Datos ajustados. Pozo Agua Fría 1337.

Una vez graficadas la derivada de presión con respecto al tiempo de G , y el producto de esta derivada por el tiempo G , fue posible identificar el cambio de pendiente en el intervalo de interés (4.5 – 5.0 del tiempo G) con mayor facilidad, denotando un tiempo de cierre de 4.95 minutos del tiempo G que corresponden a 44.89 minutos en tiempo real y una presión de cierre de 1489 [psi]. Fig. IV.17.

En este gráfico es posible identificar 2 cambios de pendiente evidentes, sin embargo el primero se descarta ya que al cotejar con la gráfica de la raíz cuadrada el intervalo de tiempo de interés se presenta a un tiempo mayor.

La línea roja muestra la tendencia y cambio de pendiente que representa el cierre de la fractura identificado.

Estimar parámetros.

Finalmente con el desarrollo numérico establecido en capítulos previos es posible determinar los valores de la presión neta, así como los gradientes de fractura y la eficiencia del fluido, que permiten establecer la geometría de la fractura.

Gradiente de fractura. $Gradiente_f = \frac{2228}{5479} = 0.738$

Presión neta. $p_{net} = 1594 - 1489 = 105$

Gradiente de cierre. $Gradiente_c = \frac{1489}{5479} = 0.604$

Eficiencia del fluido. $\eta = \frac{4.954}{2+4.954} = 0.7187$

IV.1.1.1 Resultados

Los resultados obtenidos por medio de este procedimiento son mostrados en la tabla IV.13.

	Superficie	Fondo
P admisión [psi] =	2228	4046
ISIP [psi] =	1564	3412
Pnet [psi] =	66	105
Pc [psi] =	1489 / 1498	3307
P final [psi] =	1484	3301
Gradiente fractura [psi/ft] =		0.738
Gradiente de cierre [psi/ft] =		0.604
Volumen utilizado [bls] =	155	
tp [min] =	6.70	
g (tcD) =	5.41	
G (tcD) =	4.95	
Δtc [min] =	44.89	
η [%] =	72%	
Mp =	17.56	

Tabla IV.13 Resultados obtenidos. Pozo Agua Fría 1337.

Por medio de este método fue posible determinar un cierre de fractura a una presión de cierre que oscila entre los 1489 y 1498 [psi], correspondiente a un tiempo de cierre de aproximadamente 45 [min].

La variación que presenta la presión de cierre se debe a que cada procedimiento arroja un valor distinto conforme a la percepción de análisis.

IV.1.2 Presidente Alemán 1637.

Los pozos del campo Miguel Alemán también son parte del Proyecto Aceite Terciario del Golfo (PATG), perteneciente a la Región Norte. Presentan una densidad promedio de 21° API, y una salinidad de 23,898 ppm.

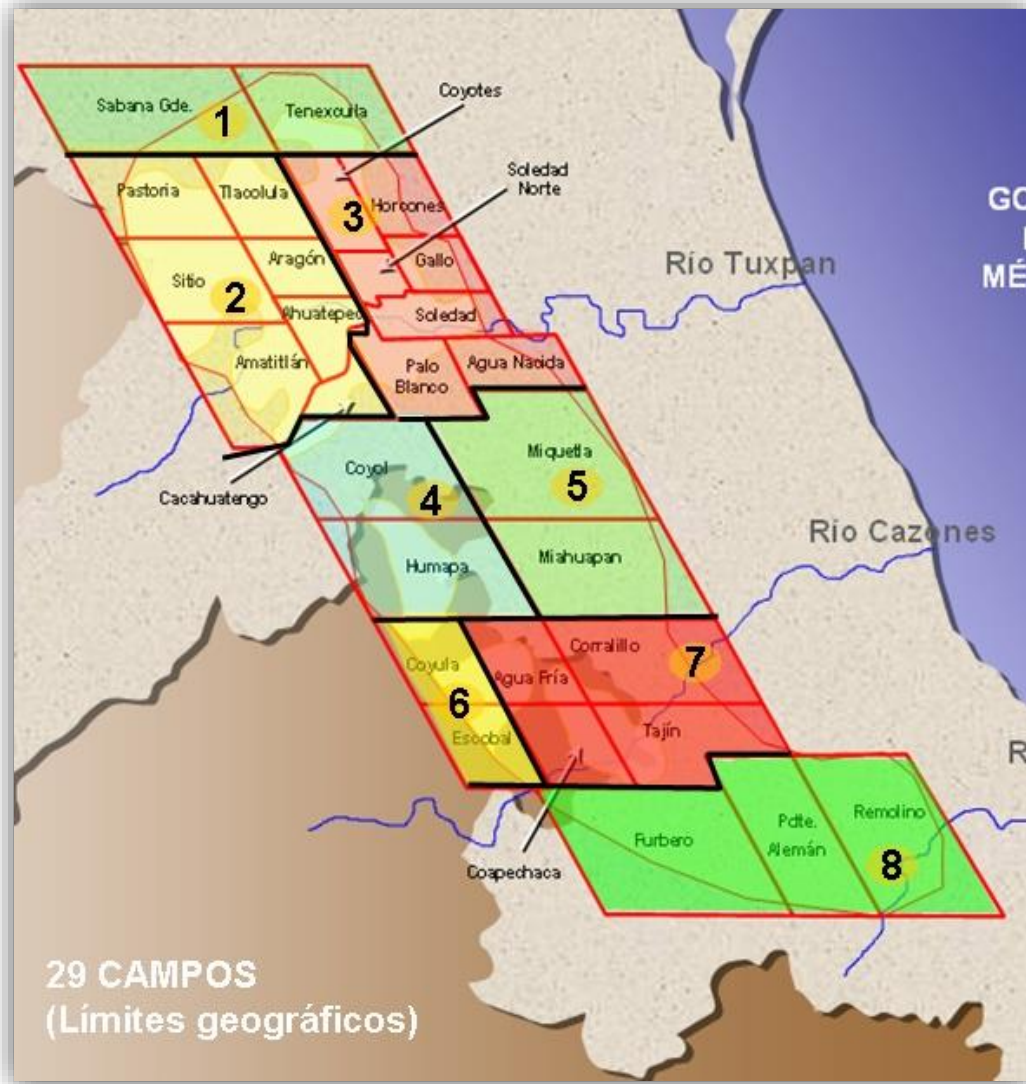


Fig. IV.18 Ubicación geográfica campo Presidente Alemán. Fuente: Pemex.

El pozo Presidente Alemán 1637 presenta intervalos de bajo espesor a profundidades mayores a los 2370 metros. Con una terminación de TR 5.5 in, 17 lb/ft N-80 @ 2498 m.

Durante la operación de Minifrac se utilizaron 212 bls de Aquavis 20 cp como fluido fracturante en los intervalos de: 2370-2372, 2381-2382.5, 2383.5-2385.5, 2389-2392 m.

La formación presenta una litología de Arena-Arcilla con 8% de porosidad, y una permeabilidad de 0.14 mD. La presión del yacimiento corresponde a 5820 [psi].

Fluido fracturante Agua			Fricciones [psi]	
Densidad =	8.345	[ppg]	Tubería	444
			Disparos	234
Profundidad	7848	[ft]	Tortuosidad	44
			Total	722
Ph =	3405.46	[psi]		

Tabla IV.14 Parámetros necesarios para determinar la columna hidrostática, y fricciones presentes.

Se realizó el cálculo de la presión de fondo en función de la presión de superficie con la ecuación (4.1), y posteriormente se elaboró la representación gráfica para identificar el periodo de la prueba de Minifrac. Tabla IV.5.

Tiempo (min)	Presión de Superficie (psi)	Presión de Fondo (psi)
0.000	-0.930	2960.531
0.017	-0.940	2960.521
0.033	-0.900	2960.561
0.050	-0.870	2960.591
0.067	-0.870	2960.591
0.083	-0.900	2960.561
0.100	-0.980	2960.481
0.117	-1.000	2960.461
0.133	-1.030	2960.431
0.150	-1.050	2960.411

Tabla IV.15 Datos registrados de Tiempo y Presión de superficie. Presión de fondo calculada. Pozo Presidente Alemán 1637.

La densidad del fluido utilizada para calcular la presión hidrostática fue la del agua debido a que no fue posible conocer el dato específico de la densidad del fluido fracturante de la compañía que realizó el servicio. Tabla IV.14.

La variación que se presentó con la modificación de estos datos se tuvo presente durante todo el análisis, sin embargo no afectó durante ningún cálculo. Teóricamente las pruebas de Minifrac se realizan con fluido limpio, pero generalmente las compañías de servicio adicionan algún agente que modifique la densidad en un grado menor, con la finalidad de evitar pérdidas de fluido no deseado.

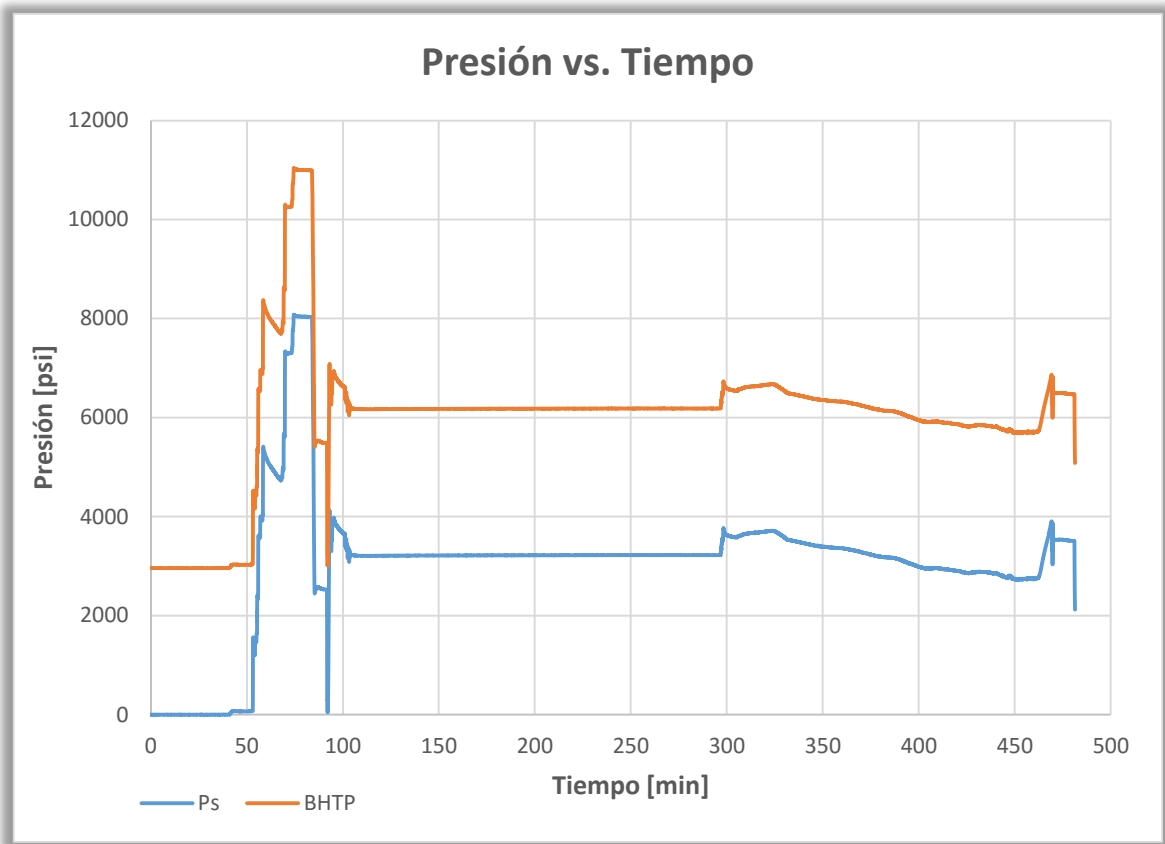


Fig. IV.19 Tratamiento completo. Presión superficial medida y presión de fondo calculada. Pozo Presidente Alemán 1637.

La figura IV.19 muestra el tratamiento completo en el cual es posible visualizar que la prueba de Minifrac inicia aproximadamente desde el minuto 90 y culmina cerca del minuto 290. La presión de fondo se aprecia como un espejo del comportamiento de la presión medida en superficie.

Con la ubicación del intervalo de tiempo de interés es posible determinar la presión de admisión, así como el ISIP que funge como el límite superior para la presión de cierre. Fig. IV.21.

La figura IV.20 y la tabla IV.16 presentan el tratamiento completo.

Tiempo (min)	Presión de Superficie (psi)	Gasto Sucto (bpm)
91.472	2528.800	0.000
91.488	2528.870	0.440
91.505	2529.030	1.410
91.522	2529.090	1.270
91.538	2529.160	1.180
91.555	2529.210	0.900
91.572	2529.230	0.770
91.588	2529.260	0.760
91.605	2529.310	0.740
91.622	2529.320	0.710

Tabla IV.16 Tiempo, Presión de superficie y Gasto de inyección registrados. Pozo Presidente Alemán 1637.

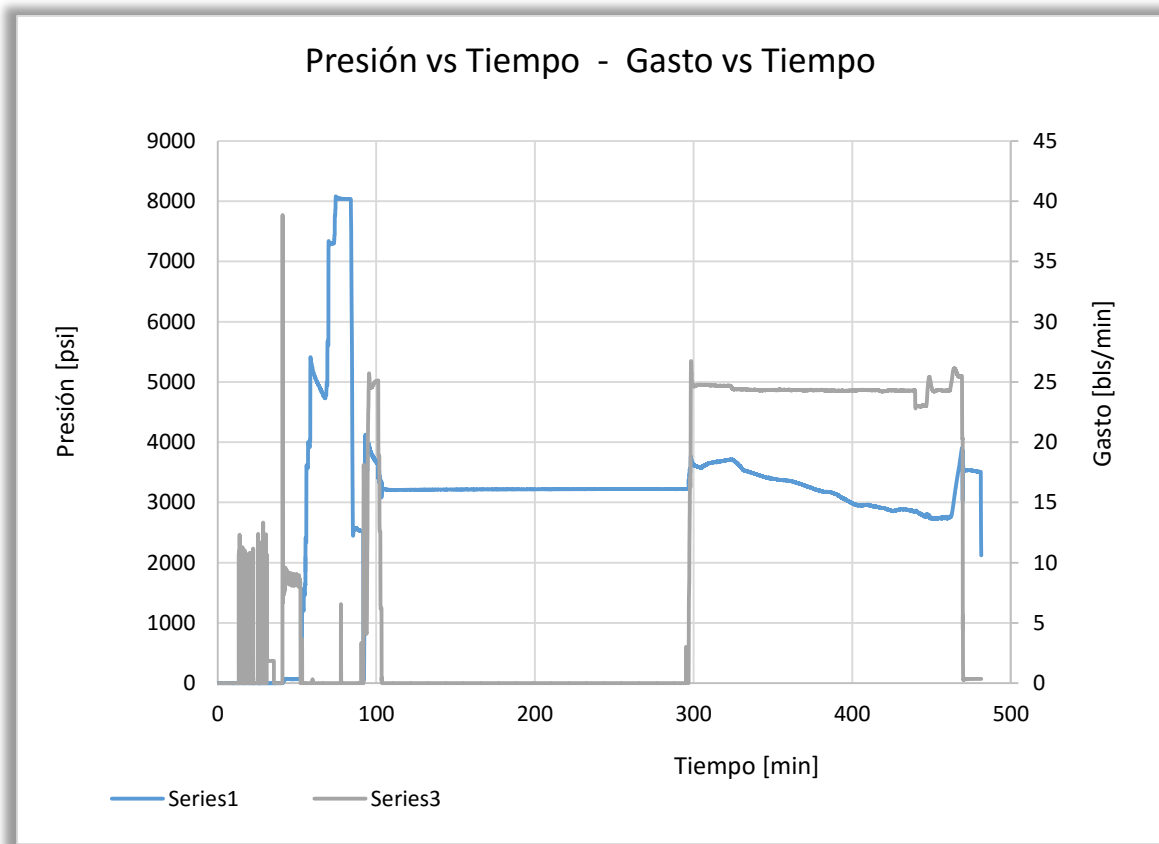


Fig. IV.20 Presión de superficie y gasto de inyección. Pozo Presidente Alemán 1637.

Límite superior de la presión de cierre.

La ISIP fue determinada con un valor de 3235 [psi], y la presión de admisión a 4123 [psi].
Tabla IV.17.

ISIP	
Ps [psi]	BHTP [psi]
3235	5949

Tabla IV.17 Valor de ISIP determinado gráficamente. Pozo Agua Fría 1337.

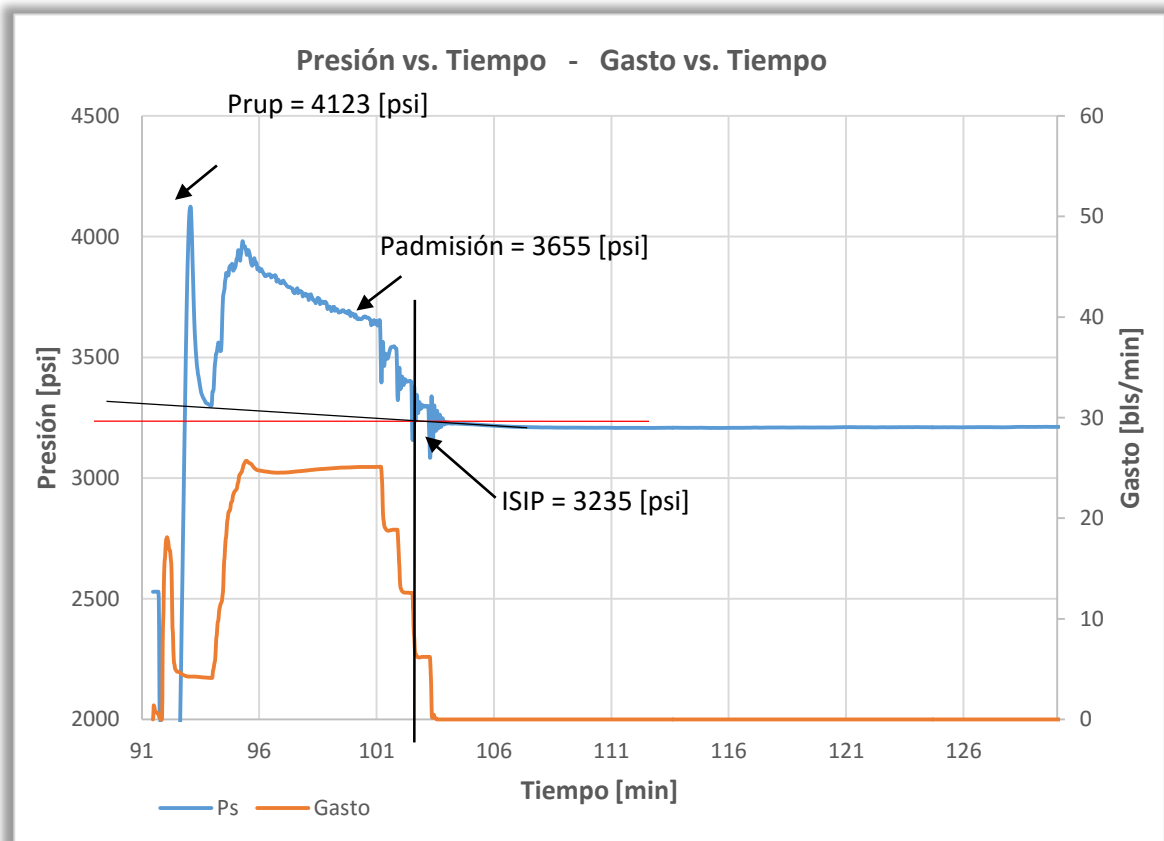


Fig. IV.21 Minifrac. Presión de ruptura, presión de admisión e ISIP. Pozo Presidente Alemán 1637.

La presión de ruptura fue determinada en 4123 [psi] y la de admisión en 3655 [psi] como se muestra en la figura IV.21.

En este caso solamente se procedió con el método gráfico para estimar la ISIP. Fig. IV.22.

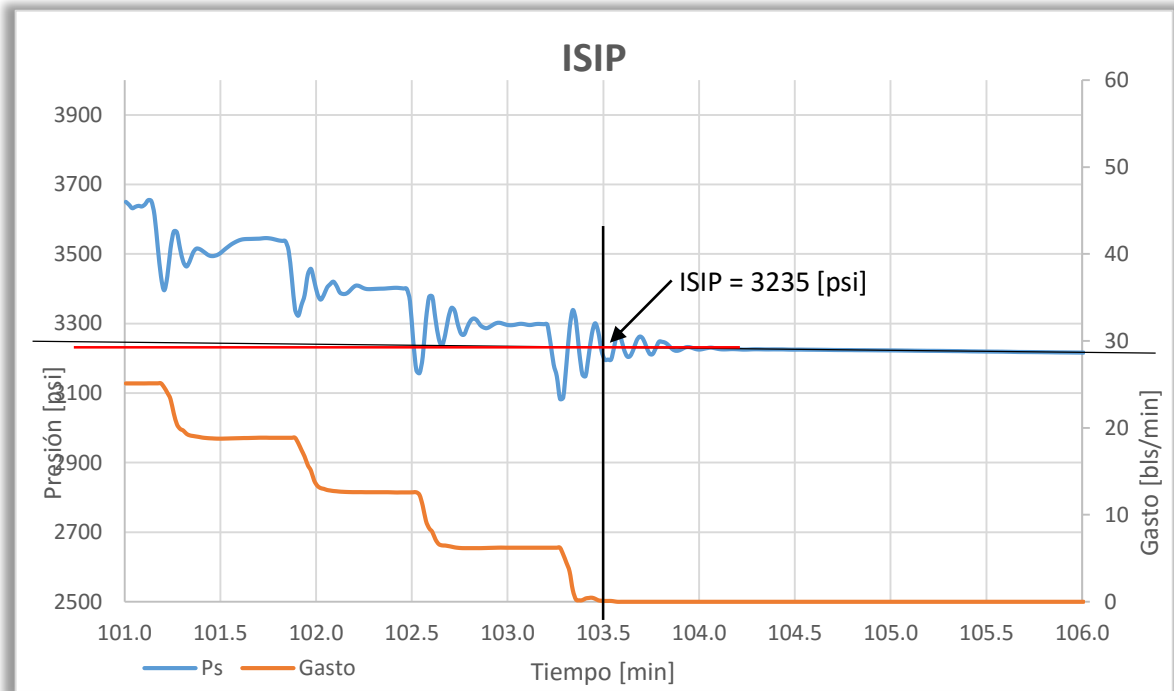


Fig. IV.22 Acercamiento a zona de interés para determinar la ISIP. Pozo Presidente Alemán 1637.

Límite inferior de la presión de cierre.

El tiempo de Horner se estimó y graficó obteniendo, a través de él, un valor para el límite inferior de 3209 [psi]. Fig. IV.23.

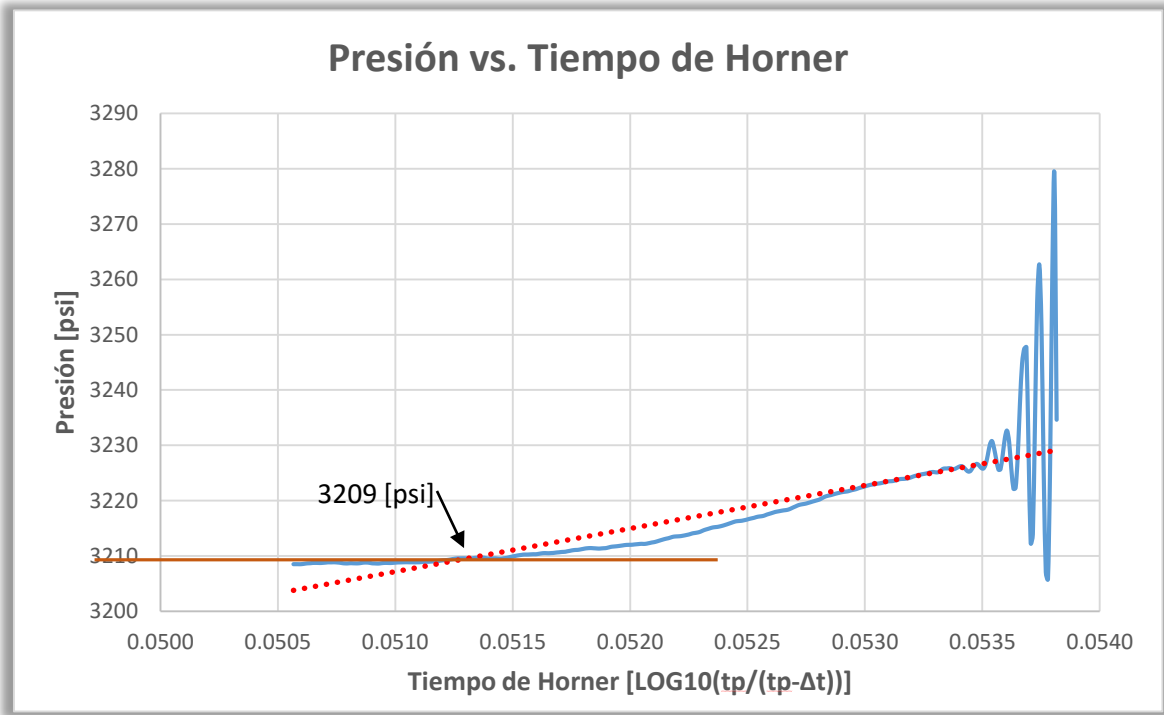


Fig. IV.23 Gráfico especializado del Tiempo de Horner. Pozo Presidente Alemán 1637.

Delta de tiempo (min)	Horner t Log10(t)		Presión de Superficie (psi)
0.000	1.1323	0.0540	3234.610
0.017	1.1323	0.0540	3278.760
0.033	1.1323	0.0540	3261.080
0.050	1.1323	0.0539	3226.680
0.067	1.1322	0.0539	3205.830

Tabla IV.18 Valores calculados para el Tiempo de Horner y presión de superficie. Pozo Presidente Alemán1637.

Una aproximación permite observar con mayor facilidad el punto de intersección entre la línea de tendencia y la línea imaginaria paralela al eje de las abscisas. Fig. IV.24 correspondiente a los datos de la tabla IV.18.

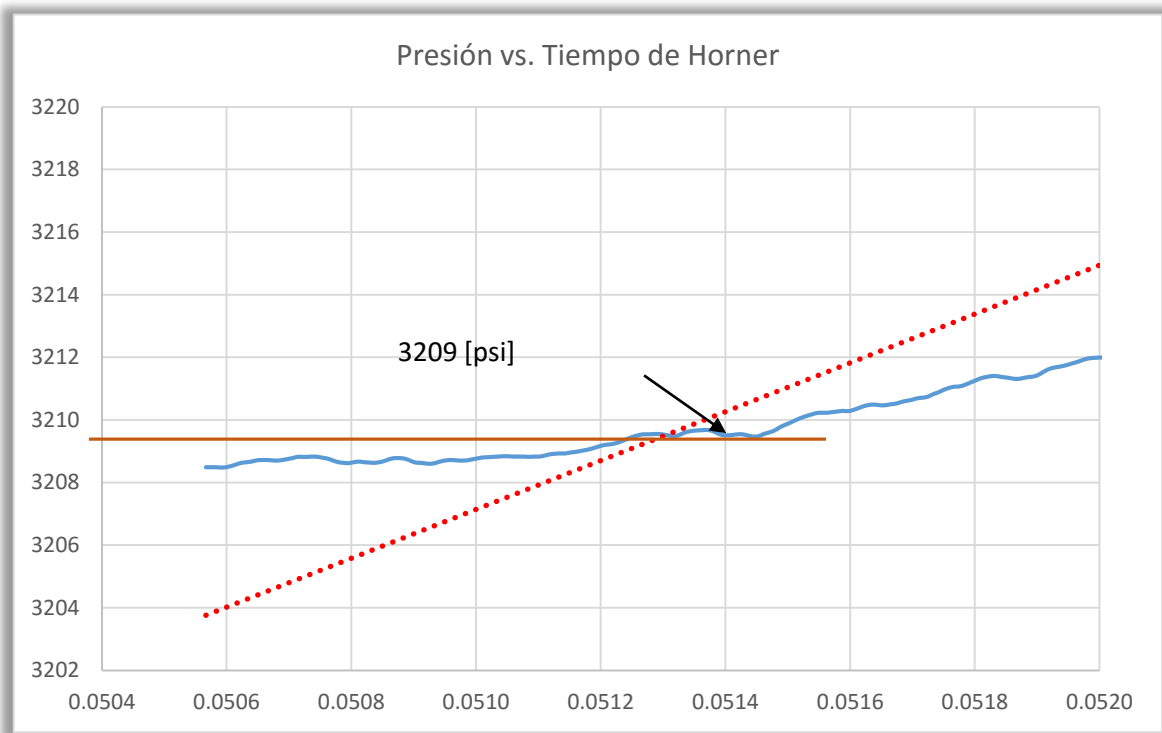


Fig. IV.24 Límite inferior de la presión de cierre, presión contra tiempo de Horner. Pozo Presidente Alemán 1637.

Presión de Cierre.

Raíz Cuadrada del Tiempo.

En este caso fue posible visualizar los cambios de tendencia con mayor facilidad, sin embargo implicó que la probabilidad de errores por medio de la interpretación aumentara, a tiempos tempranos se visualiza una línea recta en los datos ajustados, la cual no se debe tomar como la línea que representa el comportamiento de la fractura, es posible descartarla al identificar que el comportamiento de los datos de presión reales presentan una fluctuación marcada durante tiempo a diferencia de los posteriores en donde la conducta no presenta tanta variación.

Por lo tanto se concluye que el periodo de interés es aquel que denota un cambio de pendiente posteriormente. Fig. IV.25.

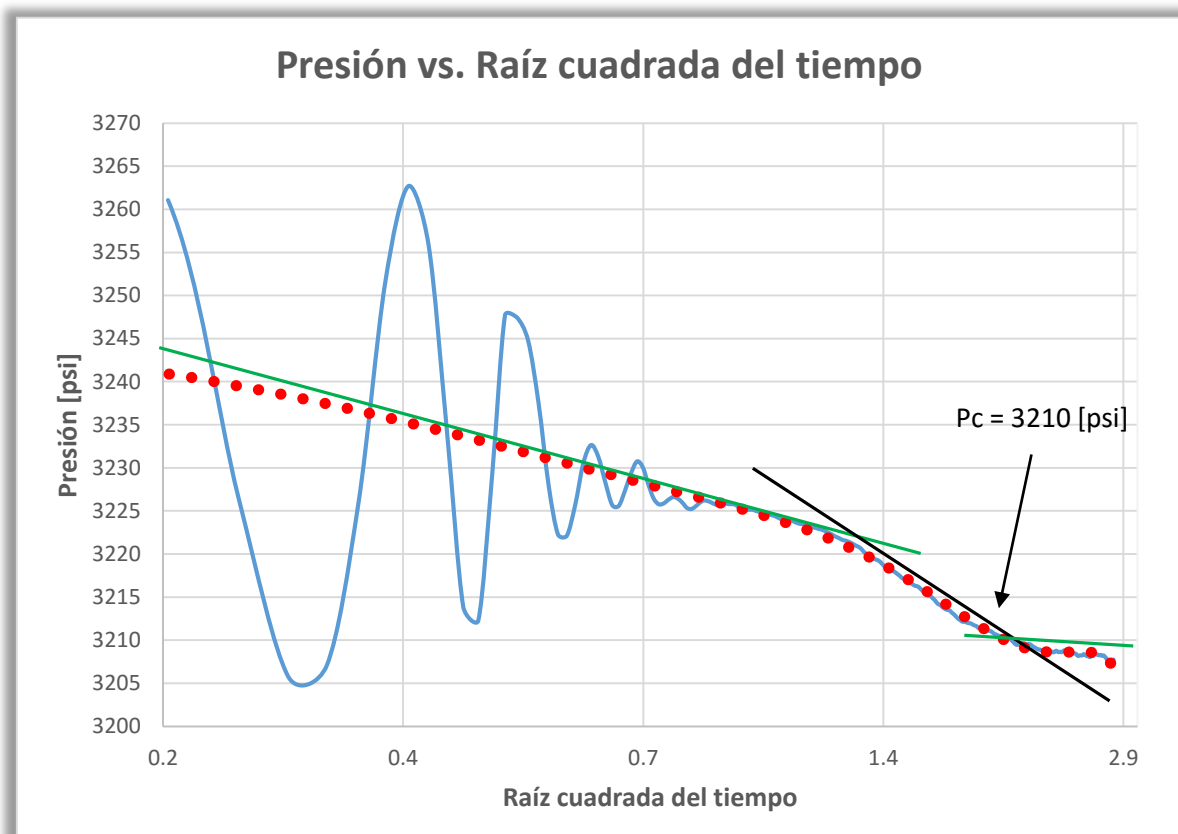


Fig. IV.25 Gráfico especializado de la raíz cuadrada del tiempo. Pozo Presidente Alemán 1637.

El acercamiento a la zona de interés del gráfico permite identificar una presión de cierre de 3210 [psi]. Fig. IV.26 correspondiente a los datos de la tabla IV.19.

Raíz cuadrada (min)	Presión de Superficie (psi)
0.000	3234.610
0.129	3278.760
0.183	3261.080
0.224	3226.680
0.258	3205.830
0.289	3207.050
0.316	3225.770

Tabla IV.19 Valores de la raíz cuadrada del tiempo y presión de superficie. Pozo Presidente Alemán 1637.

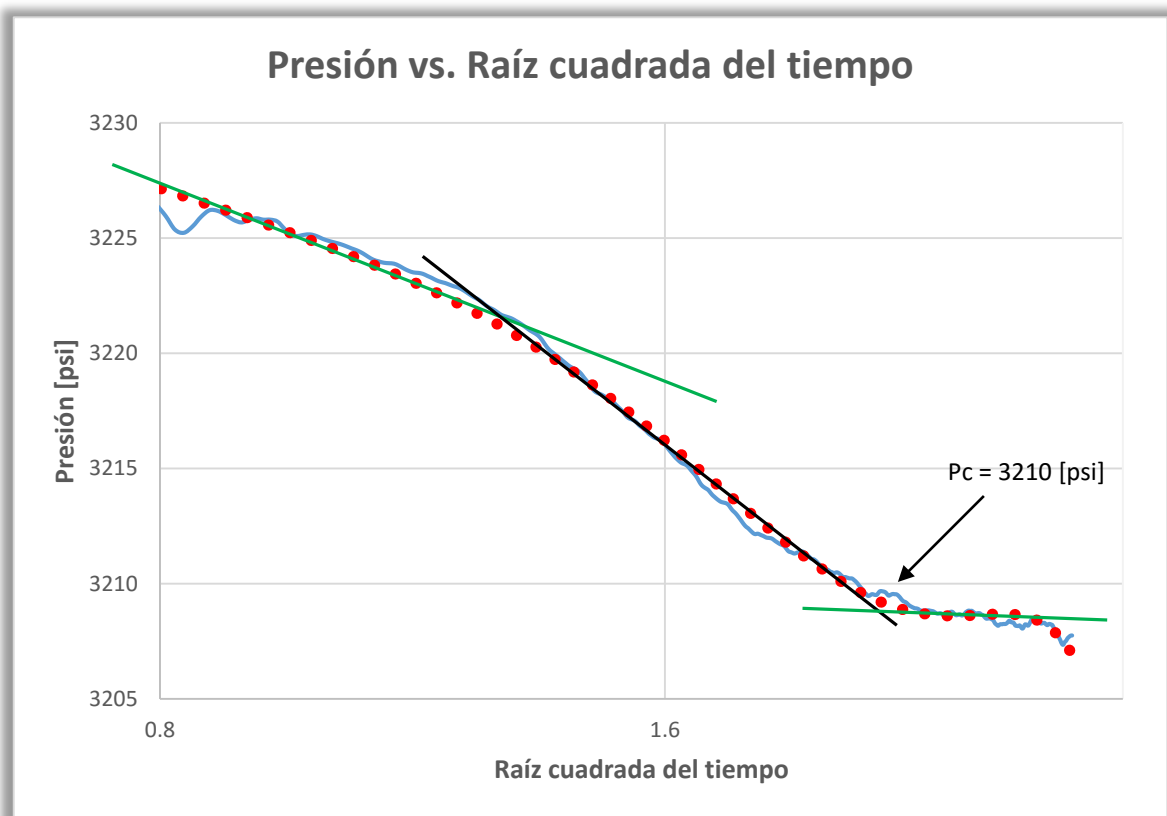


Fig. IV.26 Presión de cierre; gráfico de raíz cuadrada del tiempo. Pozo Presidente Alemán 1637.

Función G.

Este método presenta una mayor dificultad para identificar la presión y tiempo de cierre debido a que la tendencia que presentaron los datos no denotaba un cambio de pendiente significativo. Esto derivó de que el decremento de la presión después de la detención de las bombas superficiales fue muy pequeño. Fig. IV.27.

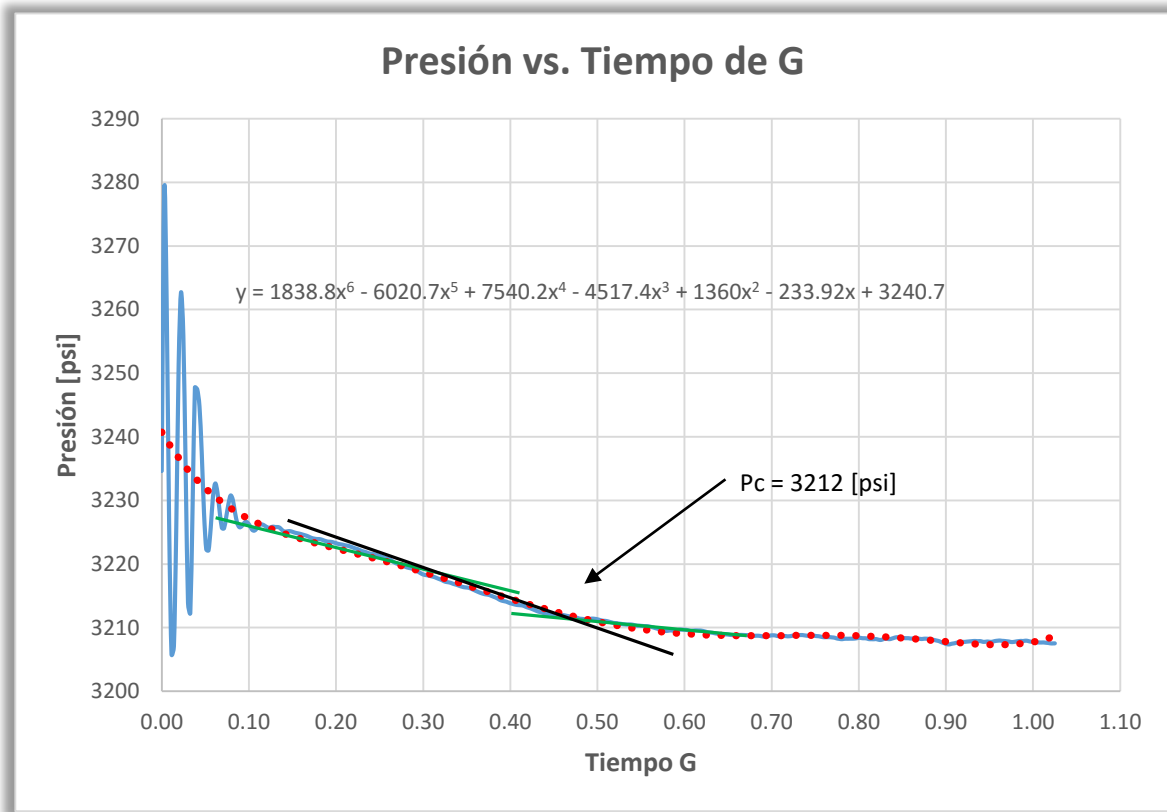


Fig. IV.27 Gráfico especializado de la función G. Pozo Presidente Alemán 1637.

Con la ayuda del gráfico de la raíz cuadrada del tiempo fue posible identificar el intervalo de presiones donde se presentó el cierre de la fractura, y de esta manera tener una referencia que pudiera ser utilizada en el análisis de este gráfico.

Realizando un acercamiento al intervalo de presiones cercanas a los 3210 [psi] que se determinaron en el procedimiento anterior se puede apreciar con mucha atención un cambio en la pendiente que presenta la tendencia de datos ajustados, logrando estimar un valor para la presión de cierre en este caso de 3212 [psi]. Fig. IV.28.

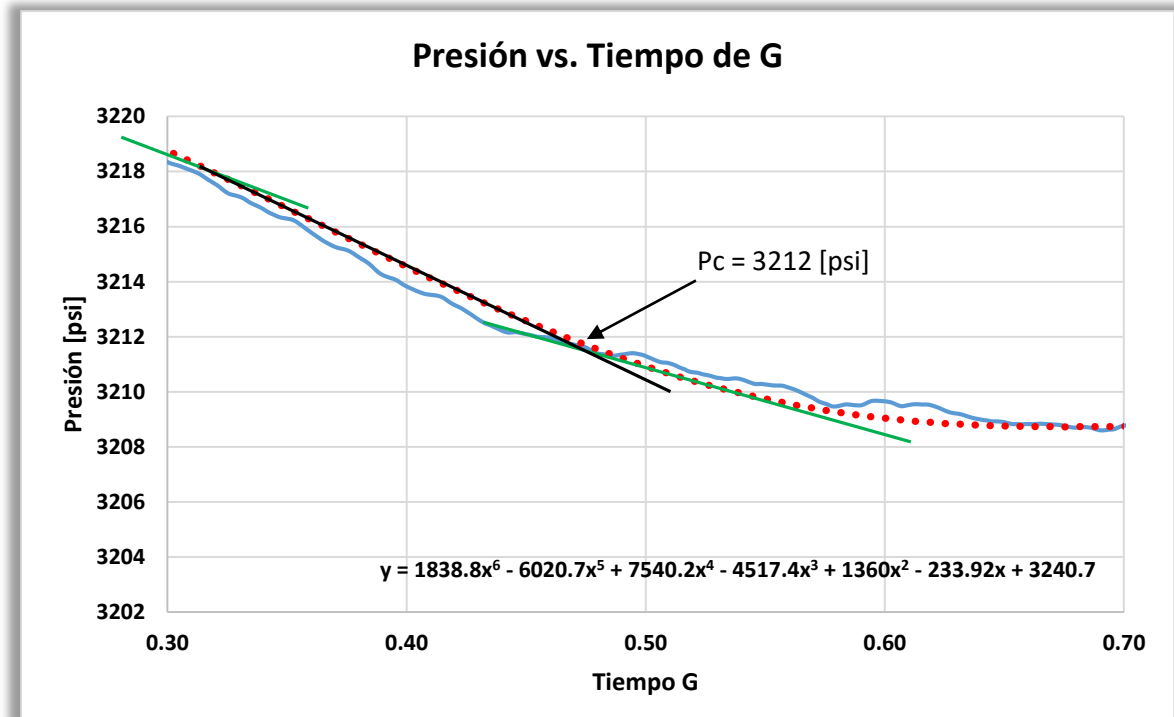


Fig. IV.28 Presión de Cierre; gráfico de la Función G. Pozo Presidente Alemán 1637.

Método Derivativo.

Al realizar el cálculo de la derivada, así como del producto de esta por el tiempo de la función G se apreció un cambio en la pendiente cercano a los 4.6 minutos, lo que corresponde a la presión de cierre cercana a los 3212 [psi] estimados en el gráfico anterior. Fig. IV.29.

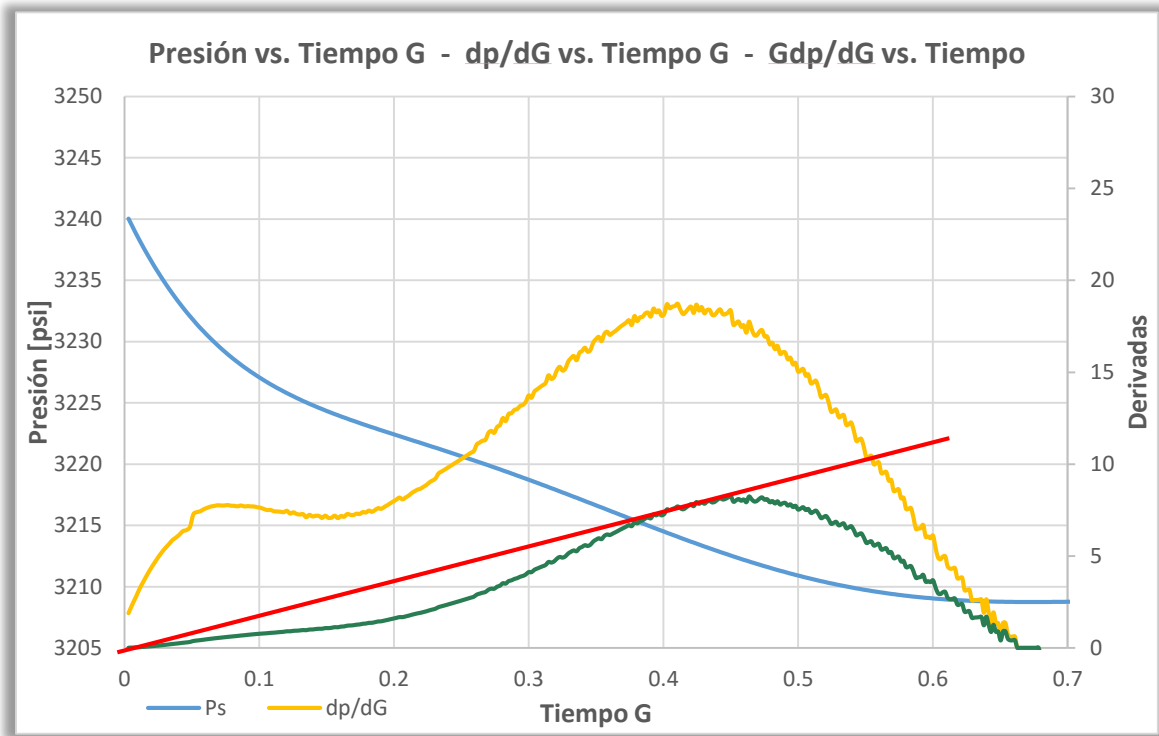


Fig. IV.29 Tiempo de cierre; método derivativo de la función G. Pozo Presidente Alemán 1637.

Estimar parámetros.

La presión neta, los gradientes de fractura y la eficiencia del fluido, calculados fueron:

Gradiente de fractura. $Gradiente_f = \frac{6808}{7848} = 0.867$

Presión neta. $p_{net} = 3235 - 3212 = 23$

Gradiente de cierre. $Gradiente_c = \frac{5891}{7848} = 0.751$

Eficiencia del fluido. $\eta = \frac{0.493}{2+0.493} = 0.2028$

IV.1.2.1 Resultados.

Los resultados obtenidos por medio del procedimiento se encuentran en la tabla IV.20.

	Superficie	Fondo
P admisión [psi] =	4124	6808
ISIP [psi] =	3235	5949
Pnet [psi] =	23	54
Pc [psi] =	3212	5895
P final [psi] =	3207	5891
Gradiente fractura [psi/ft] =		0.867
Gradiente de cierre [psi/ft] =		0.751
Volumen utilizado [bls] =	212	
tp [min] =	12.069	
g (tcD) =	1.911	
G (tcD) =	0.493	
Δt_c [min] =	4	
η [%] =	20.28%	
Mp =	44.93	

Tabla IV.20 Resultados obtenidos. Pozo Presidente Alemán 1637.

En este caso se observó un cierre de fractura cercano a los 4 minutos después de detener el bombeo, registrando una presión superficial de cierre de 3212 [psi]. Es importante destacar que el procedimiento arroja los valores de los parámetros, sin embargo en la interpretación es posible manifestar que no existe un cierre, al menos uno que se pueda considerar para el diseño del fracturamiento principal. Sin profundizar en los motivos por los cuales sucede esto, existen diversos factores por los cuales la matriz de la roca presenta este comportamiento, por ejemplo que no se haya creado una fractura durante la operación.

Esto no implica que los valores obtenidos sean incorrectos, sino que, el comportamiento histórico de pozos cercanos permite correlacionar los resultados y determinar que no es un comportamiento típico de la formación por lo cual es necesario analizar con mayor énfasis la posible fuente de variación.

IV.1.3 Remolino 3952

El tercer caso de estudio, de la misma manera que los anteriores, está ubicado en el Paleocanal de Chicontepec, forma parte del Proyecto Aceite Terciario del Golfo (PATG), y pertenece a la Región Norte. Presentan una densidad promedio de 17° API, y una salinidad de 24,325 ppm.



Fig. IV.30 Localización Campo Remolino. Fuente: Pemex.

El pozo Remolino 3952 cuenta con una terminación de TR 5 ½ [in], 20 [lb/ft], N-80 @2874 [m]. Los intervalos donde se realizó la prueba se encuentran a 2660-2675 y 2690-2705 [m] de profundidad.

La formación presenta una permeabilidad de 0.67 [mD], porosidad de 7.1%, y una presión de yacimiento estimada en 7600 [psi]. El fluido utilizado fueron 240 [bbls] de 2% KCl.

Fluido fracturante 2% KCl			Fricciones [psi]	
Gradiente =	47	[psi/100 ft]	Tubería	245
			Disparos	1201
Profundidad	8875	[ft]	Tortuosidad	113
			Total	1559
Ph =	4171.10	[psi]		

Tabla IV.21 Parámetros necesarios para determinar la columna hidrostática, y fricciones presentes.

Para estimar la presión hidrostática se utilizó la ecuación (4.8), considerando la densidad del fluido fracturante, y el resultado plasmado en la tabla IV.21.

$$Ph = 47 \left[\frac{psi}{100ft} \right] \times Profundidad [ft] \quad (4.2)$$

La presión de fondo fue determinada con base en la presión de superficie medida. Tabla IV.22.

Time (min)	Presión de Superficie (psi)	Presión de Fondo (psi)
0.000	111.84	4037.94
0.017	165.39	4091.49
0.033	165.39	4091.49
0.050	165.39	4091.49
0.067	165.39	4091.49
0.083	165.39	4091.49
0.100	165.39	4091.49

Tabla IV.22 Datos de tiempo y presión de superficie registrados, presión de fondo calculada. Pozo Remolino 3952.

Se graficó el tratamiento completo, en este caso los datos proporcionados únicamente correspondían a 2 etapas del tratamiento; la prueba de tuberías y la prueba de Minifrac. Fig. IV.31.

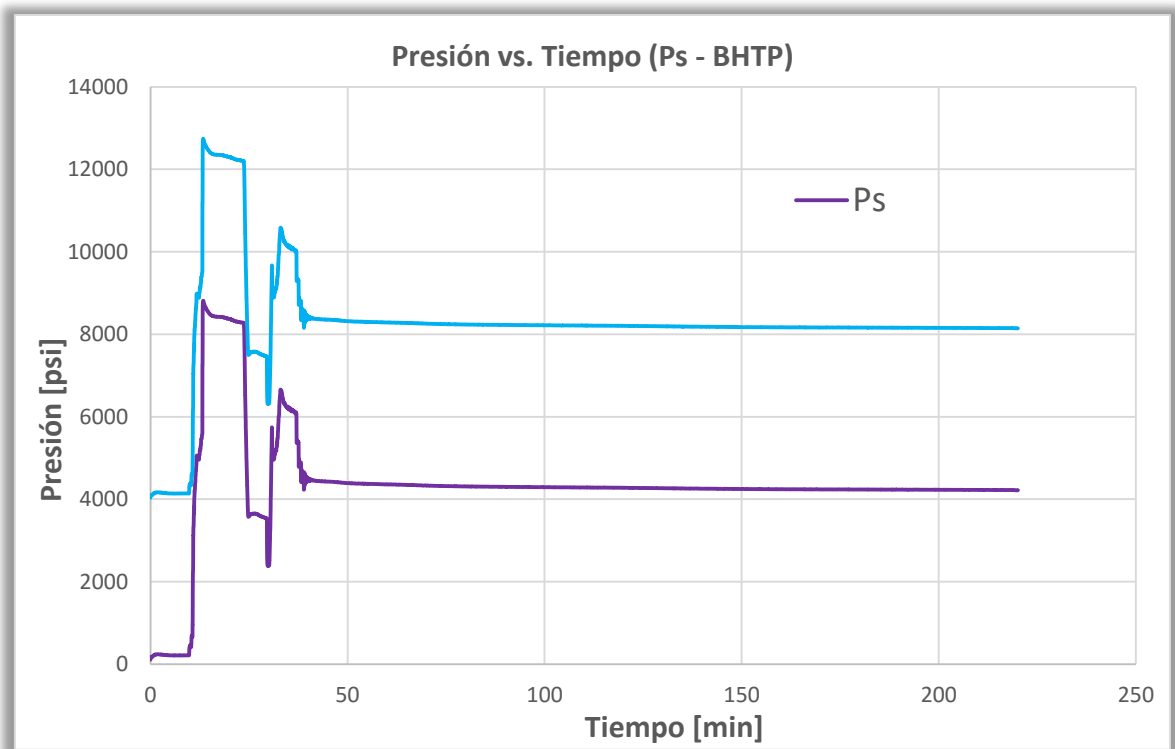


Fig. IV.31 Tratamiento completo, presión superficial medida y presión de fondo calculada. Pozo Remolino 3952.

Límite superior de la presión de cierre.

Se determinó la presión de ruptura a los 5744 [psi], y la presión de admisión a los 6125 [psi]. Fig. IV.32.

La ISIP se visualizó en el gráfico de la figura IV.33 con un valor de 4473 [psi]. En la tabla IV.23 se presenta el valor la ISIP a presión de fondo.

ISIP	
Ps [psi]	BHTP [psi]
4473	8482

Tabla IV.23 Valor de ISIP determinado gráficamente. Pozo Agua Fría 1337.

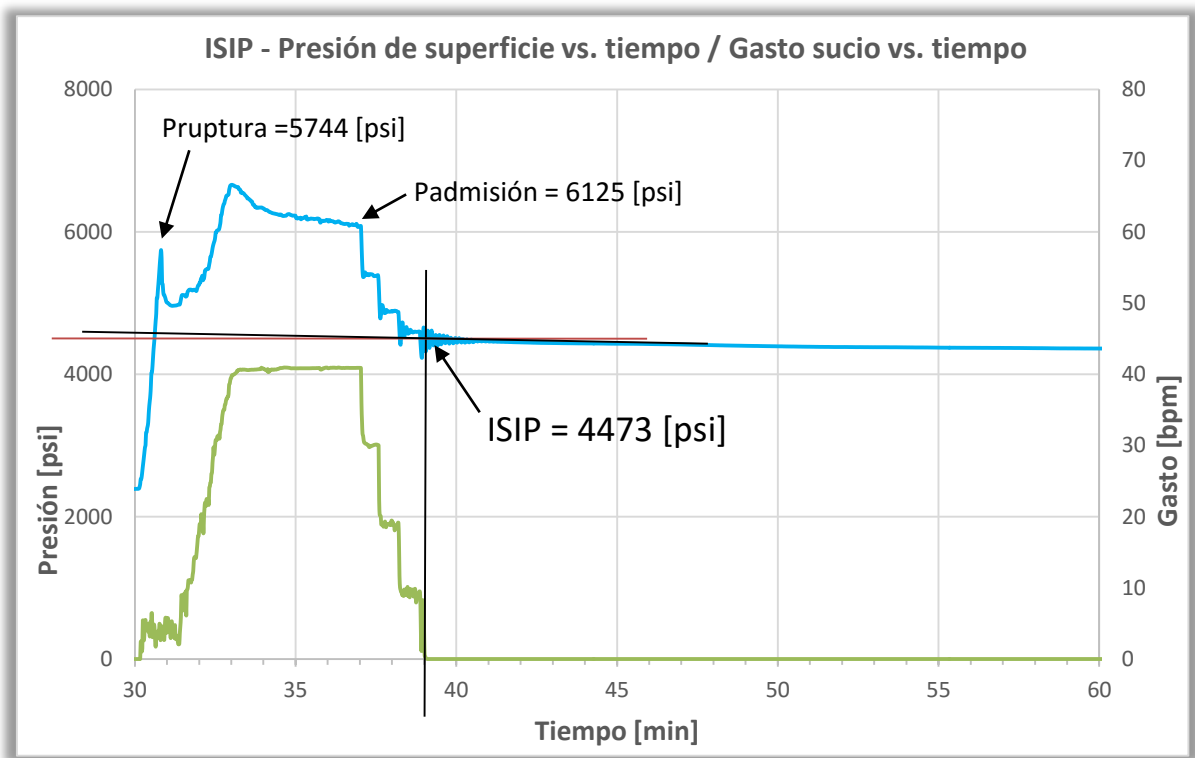


Fig. IV.32 Minifrac. Presión de ruptura, presión de admisión e ISIP. Pozo Remolino 3952.

El reporte de datos establece que el procedimiento se realizó con un gasto sucio, por lo tanto el análisis se elaboró considerando esta información.

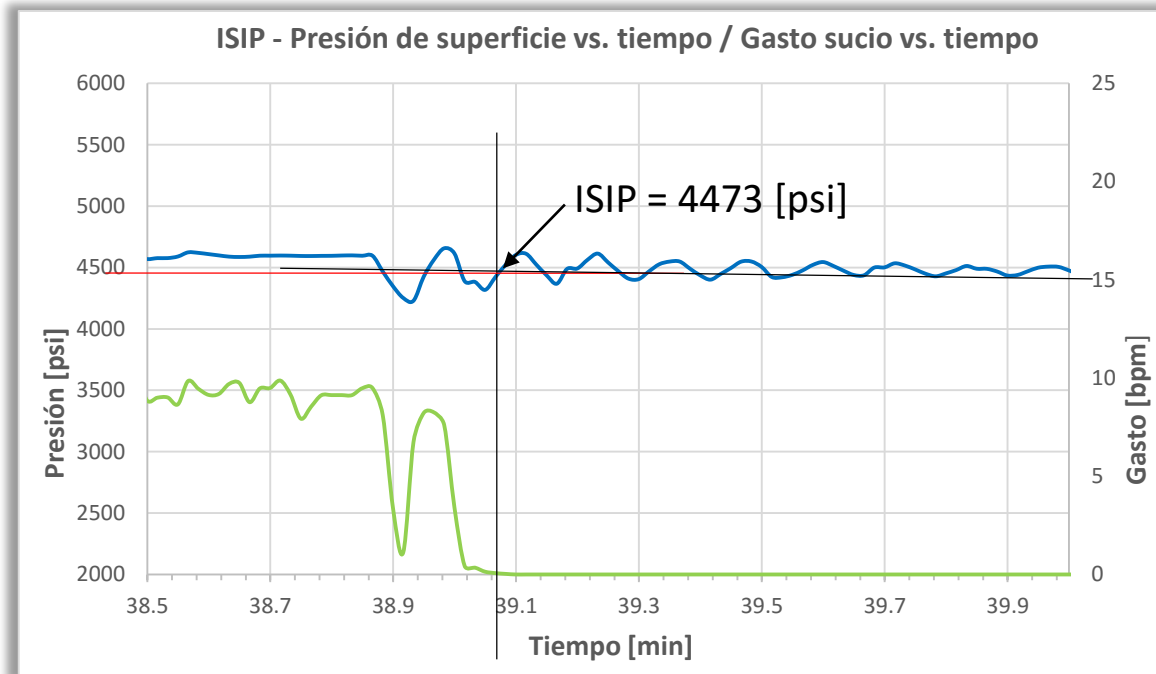


Fig. IV.33 Acercamiento a zona de interés para determinar la ISIP. Pozo Remolino 3952.

Límite inferior de la presión de cierre.

Una vez calculado el tiempo de Horner se elaboró la gráfica de presión contra tiempo. Fig. IV.34 correspondiente a los datos de la tabla IV.24. El límite inferior se determinó por medio de esta gráfica, resultando un valor aproximado de 4220 [psi].

Tiempo de Horner		Presión de Superficie (psi)
t* (min)	Log10(t*) (min)	
1.2947	0.1122	4602.62
1.2945	0.1121	4611.91
1.2944	0.1121	4523.24
1.2942	0.1120	4436.67
1.2941	0.1120	4367.94
1.2939	0.1119	4488.72

Tabla IV.24 Valores calculados del tiempo de Horner y presión de superficie. Pozo Remolino 3952.

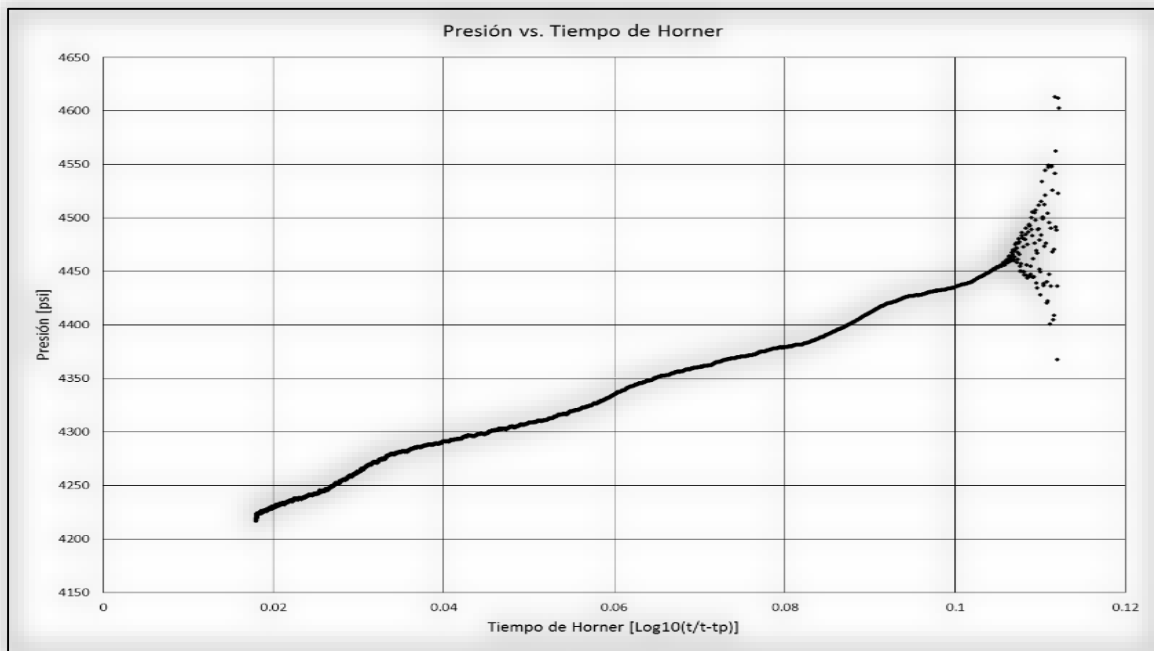


Fig. IV.34 Gráfico especializado del tiempo de Horner. Pozo Remolino 3952.

Debido a que no se presentó un comportamiento característico en los datos de esta prueba, el límite inferior se consideró, por practicidad, como la presión de menor valor que presenta una ligera estabilidad cerca del final del tratamiento. Fig. IV.35.

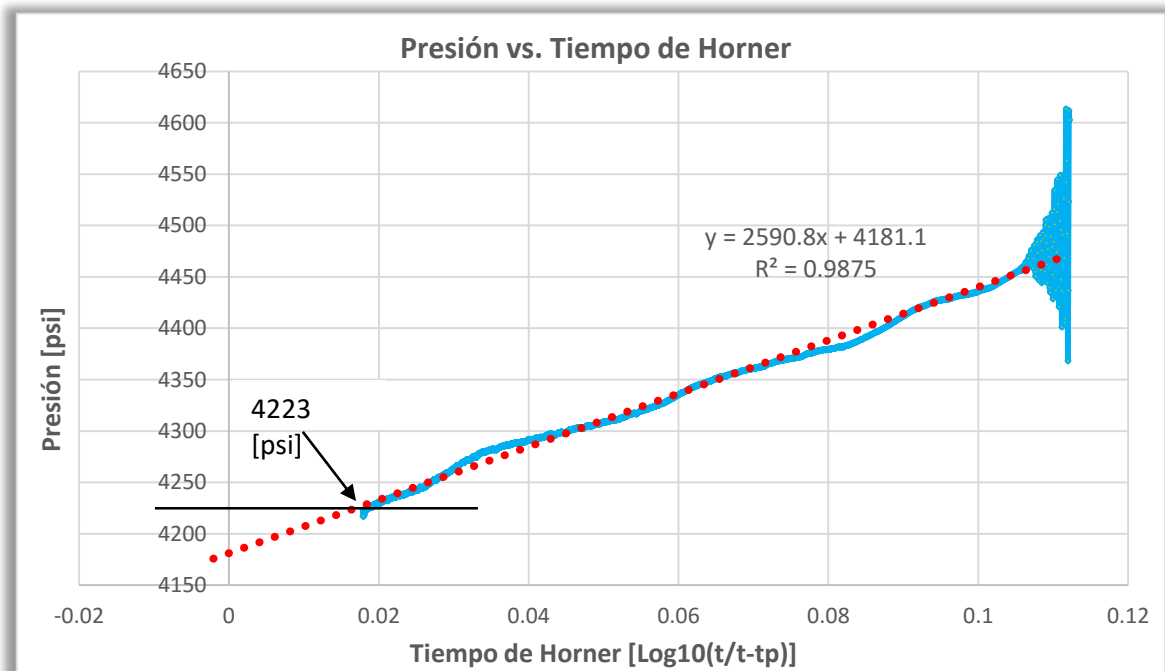


Fig. IV.35 Límite inferior de la presión de cierre; presión contra tiempo de Horner. Pozo Remolino 3952.

Presión de Cierre.

Raíz Cuadrada del Tiempo.

Por medio del análisis de la raíz cuadrada de tiempo se identificó que no se presenta un cierre de fractura a tiempos tempranos, se observó que el cambio en la pendiente de la línea de ajuste se exhibe a tiempos tardíos, cercanos al final de la prueba. Fig. IV.36 correspondiente a los datos de la tabla IV.25.

Raíz cuadrada del tiempo	Presión de superficie
0.000	4602.62
0.129	4611.91
0.183	4523.24
0.224	4436.67
0.258	4367.94
0.289	4488.72
0.316	4491.94
0.342	4562.84
0.365	4613.41
0.387	4541.70

Tabla IV.25 Valores de la raíz cuadrada del tiempo y presión de superficie. Pozo Remolino 3952.

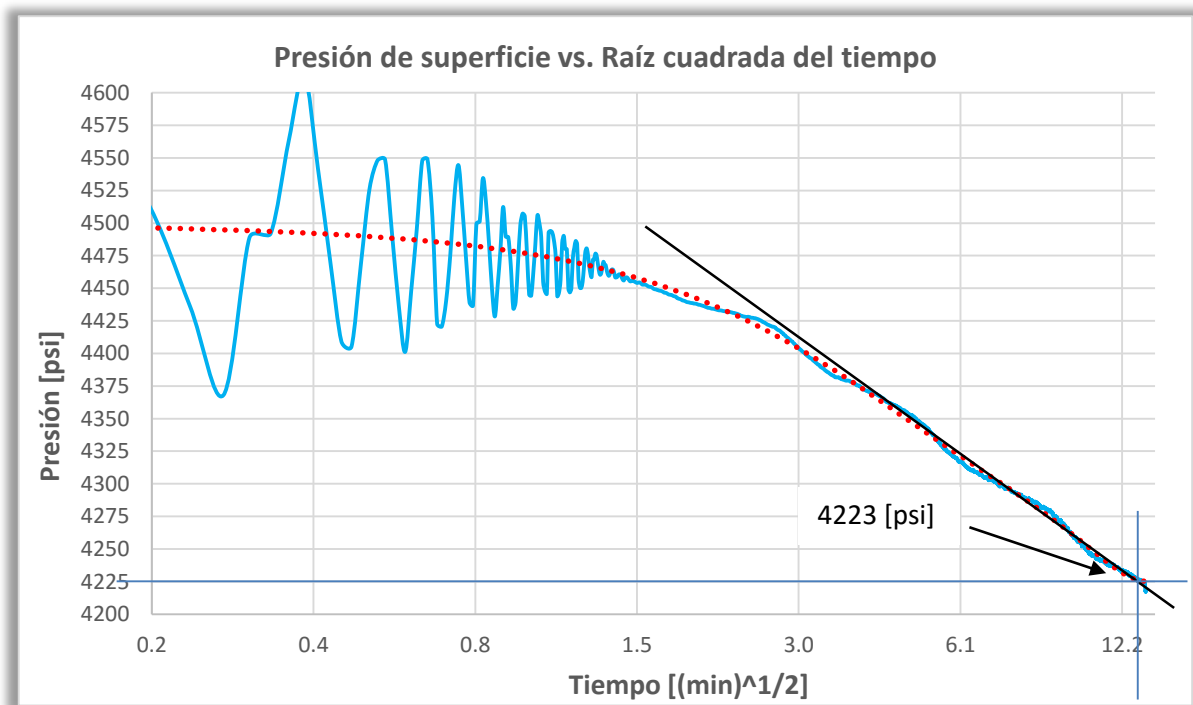


Fig. IV.36 Gráfico especializado de raíz cuadrada del tiempo. Pozo Remolino 3952.

Función G.

El análisis del tiempo G reafirmó que no fue posible observar un cambio de pendiente que determine la presión y tiempo de cierre. Un comportamiento lineal se presentó cercano al minuto 10 del tiempo de G, igual que en el análisis de la raíz cuadrada del tiempo, por lo cual se estableció que un posible cierre pudo darse lugar cerca del finalizar el registro de datos durante la prueba. Fig. IV.37 correspondiente a los datos de la tabla IV.26.

Presión de Superficie [psi]	Tiempo G
4602.62	0.0
4611.91	0.004
4523.24	0.008
4436.67	0.011
4367.94	0.015
4488.72	0.019
4491.94	0.023
4562.84	0.026
4613.41	0.030
4541.70	0.033

Tabla IV.26 Valores calculados de la función G y presión de superficie medida. Pozo Remolino 3952.

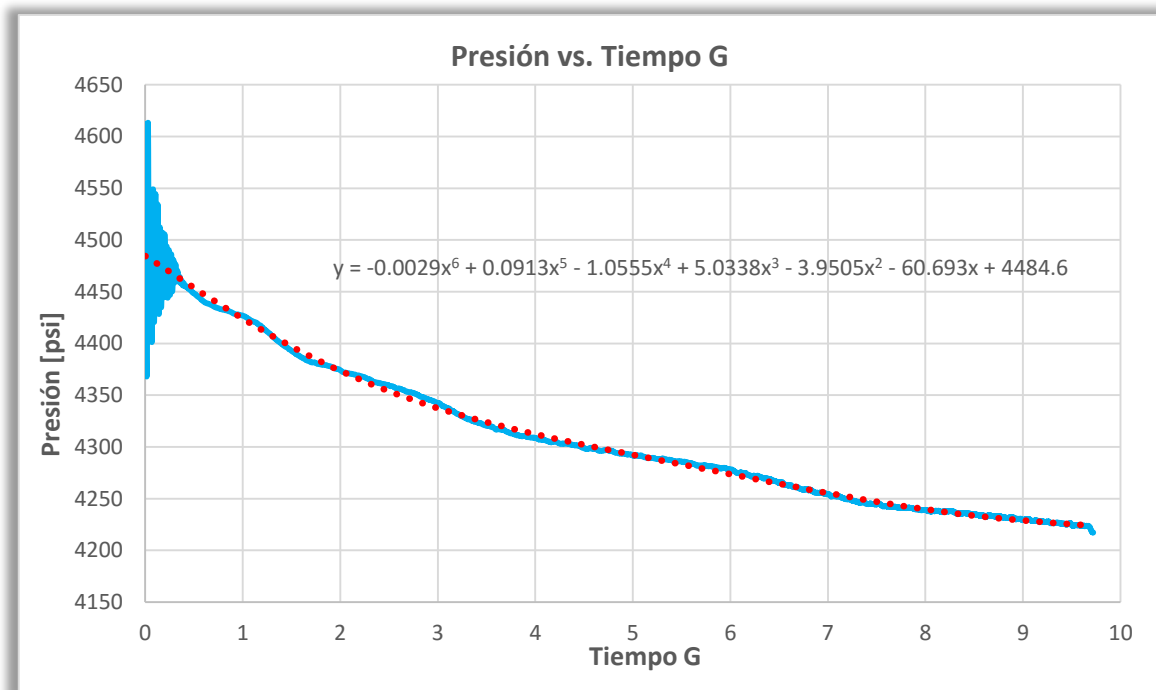


Fig. IV.37 Gráfico especializado de la función G. Pozo Remolino 3952.

Método Derivativo.

En el caso del método derivativo no fue posible observar ningún cambio que indicara el cierre de la fractura. La tabla IV.27 muestra los resultados de la derivada de presión con respecto al tiempo y la figura IV.38 el gráfico de estos valores.

Algoritmo 3 puntos suavizado				
G	Ps	dP/dG	dP/dG	G dP/dG
0.0039	4611.260	-2.089	2.089	0.008
0.0077	4610.629	-2.647	2.647	0.020
0.0114	4609.999	-3.272	3.272	0.037
0.0151	4609.369	-3.861	3.861	0.058
0.0188	4608.740	-4.393	4.393	0.083
0.0225	4608.130	-5.080	5.080	0.114
0.0261	4607.504	-5.613	5.613	0.146
0.0298	4606.896	-6.247	6.247	0.186
0.0334	4606.305	-6.838	6.838	0.228

Tabla IV.27 Valores del método derivativo, calculados, y presión de superficie medida. Remolino 3952.

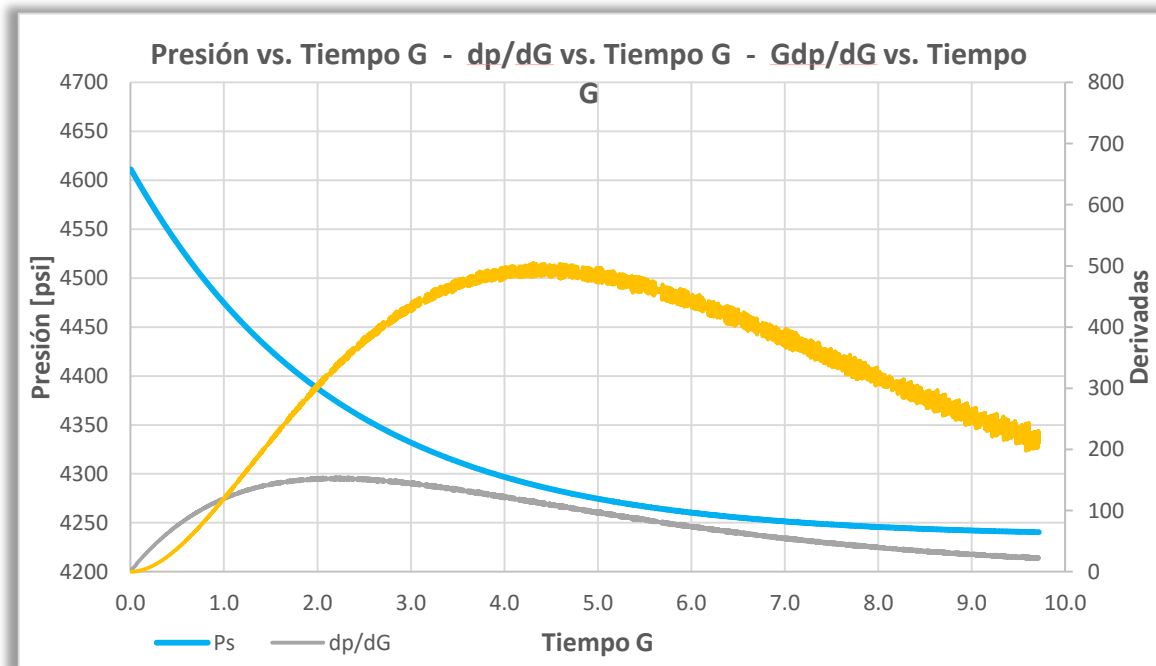


Fig. IV.38 Método derivativo de la función G. Pozo Remolino 3952.

Estimar parámetros.

Los valores determinados de la presión neta, así como los gradientes de fractura y la eficiencia del fluido fueron.

$$\text{Gradiente de fractura.} \quad \text{Gradiente}_f = \frac{9670}{8875} = 1.090$$

$$\text{Presión neta.} \quad p_{net} = 4480 - 4225 = 255$$

$$\text{Gradiente de cierre.} \quad \text{Gradiente}_c = \frac{8149}{8875} = 0.918$$

$$\text{Eficiencia del fluido.} \quad \eta = \frac{9.678}{2+9.678} = 0.83$$

Con los resultados obtenidos en el análisis de esta prueba, se puede concluir que no existe un cierre de fractura.

IV.1.3.1 Resultados.

Los resultados obtenidos son presentados en la tabla IV.28.

	Superficie	Fondo
P admisión [psi] =	5744	9670
ISIP [psi] =	4480	8489
Pnet [psi] =	255	339
Pc [psi] =	4225	8149
P final [psi] =	3217	8143
Gradiente fractura [psi/ft] =		1.090
Gradiente de cierre [psi/ft] =		0.918
Volumen utilizado [bls] =	240	
tp [min] =	8.9	
g (tcD) =	9.125	
G (tcD) =	9.678	
Δt_c [min] =	180	
η [%] =	83%	
Mp =	9.79	

Tabla IV.28 Resultados obtenidos. Pozo Remolino 3952.

En este caso no fue posible observar un cierre de la formación, el análisis abarcó cerca de los 128 [min] sin presentar un marcado decremento de la presión, por lo cual los valores arrojados por el método son considerados solamente como el límite inferior.

Conclusiones

Coloquialmente se dice que la etapa del “petróleo fácil” ya se terminó; haciendo referencia a que los grandes yacimientos, donde bastaba con perforar y llegar al intervalo de interés, eran capaces de arrojar enormes cantidades de hidrocarburos gracias a su energía natural.

Actualmente una gran cantidad de las reservas de nuestro país está contenida en los campos maduros y en los yacimientos no convencionales, lo que obliga a la industria a darle mayor importancia al progreso de la tecnología necesaria para explotar estos yacimientos. Sin lugar a dudas para llevar a cabo esta tarea una de las principales operaciones de estimulación que se realiza es el fracturamiento hidráulico.

El estudio previo del comportamiento general que presentará un yacimiento al ser sometido a una estimulación de este tipo proporciona beneficios significativos que en la cadena de valor operativa se traducen en una mayor recuperación económica.

El análisis de las pruebas de Minifrac brindan las herramientas necesarias para elaborar un diseño óptimo, reduciendo riesgos en la operación como pueden ser la pérdida de fluidos o los arenamientos, por ejemplo. Aunque por otro lado también pueden ser desfavorables si su interpretación es errónea.

La industria petrolera cuenta con software capaz de realizar los cálculos necesarios para efectuar los análisis de las pruebas y así estimar valores como el de la Presión de Cierre. Sin embargo, realmente sigue siendo el ingeniero de diseño quien interpreta estos resultados, arrojados por el software, por lo tanto si llega a existir un error computacional la responsabilidad de una corrección oportuna recae en el individuo. Es por ello que no sólo basta con tener la capacidad de interpretación de los resultados, también es de suma importancia saber llegar a ellos de una manera “básica”, haciendo los cálculos necesarios de la manera más simple posible.

El método que se muestra en este trabajo pretende ser un instrumento de apoyo para determinar el comportamiento que presenta la formación ante una prueba de Minifrac sin la necesidad de recurrir a un simulador. Esta tesis presenta las bases necesarias para la comprensión del procedimiento interno que desarrollan estos simuladores de fracturamiento, los cuales generalmente pertenecen a las compañías de servicios, dando la facultad a quien la lea de poder elaborar una razonamiento de los datos, recabados durante la prueba, de una manera sencilla.

El valor de la presión de cierre que se obtiene por medio de los procedimientos descritos presenta variaciones de menos de 5 [psi] comparados con los resultados obtenidos por medio de software, en algunos casos es posible que sea mayor, sin embargo la interpretación va de la mano con la información de los pozos vecinos o cercanos. Es decir que todo se complementa, si un pozo presenta valores no característicos a la zona en que se encuentra, es posible que exista alguna anomalía en la operación.

Es recomendable utilizar los gráficos especializados en conjunto para tener una perspectiva más amplia y así identificar cualquier irregularidad.

El método derivativo puede ser usado tanto para la Raíz Cuadrada del Tiempo, así como para la Función G. En el segundo caso además de permitir visualizar con mayor facilidad el cambio de pendiente de interés denota los casos típicos de pérdida de fluido que se presentan, siendo este el punto de partida para calcular el coeficiente de Leakoff o pérdida de fluido, la geometría de la fractura, así como su ancho y área.

Es importante tener en cuenta que el método derivativo presenta fluctuaciones que dificultan su interpretación, para poder reducir estas fluctuaciones se realizaron ajustes no lineales primero a los datos de presión y posteriormente a los valores de la derivada, y del producto de la derivada por el tiempo G. Los ajustes de datos implican una pequeña alteración que hay que considerar durante la interpretación.

Los tres casos de estudio denotan un claro ejemplo de la variedad de resultados que se pueden presentar en los análisis del comportamiento de una mini fractura. El pozo Agua Fría muestra un claro cierre de la fractura, el pozo Presidente Alemán tiene una mayor complicación para visualizar el cierre y que aun cuando se determinó un valor la conclusión fue que no sería considerado como cierre de fractura, y finalmente el pozo Remolino no presentó un cierre durante las 2 horas que se observó el comportamiento de la presión durante la prueba.

En resolución se puede establecer que el procedimiento planteado en este trabajo presenta un panorama vasto sobre lo que acontece dentro de la formación al ser sometida a un fracturamiento hidráulico.

Bibliografia

- [1] Nolte, K.G.: "Principles for Fracture Design Based on Pressure Analysis", SPE, Amoco Production CO.
- [2] Nolte, K.G. and Smith, M.B.: "Interpretation of Fracturing Pressures", JPT (Sept. 1981) 1767-75.
- [3] Nolte, K.G.: "Determination of Fracture Parameters From Fracturing Pressure Decline", paper SPE 8341 presented at the 1979.
- [4] Nolte, K.G.: "A General Analysis of Fracturing Pressure Decline With Application to Three Models", SPEFE (Dec. 1986).
- [5] Michael J. Economides and Kenneth G. Nolte: "Reservoir Simulation", Third Edition, Schlumberger 2000.
- [6] G. Bourdarot, "Well Testing: interpretation methods". Editions Technip, Paris, 1998.
- [7] J. Gidley et. al. (eds.), "Fracturing Pressure Analysis" Recent advances in Hydraulic Fracturing, Monograph Series, SPE, Richardson, TX, 1989.
- [8] Nolte, K.G. and Economides, M.J. "Fracturing Diagnosis Using Pressure Analysis" Reservoir Simulation, second edition, Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1989, chapter 7.
- [9] Soliman, M.Y.: "Minifracure Analysis for Heterogeneous Reservoirs", SPE 21554 (1990).
- [10] Smith, Michael B.: "Stimulation Design for Short, Precise Hydraulic Fractures", SPE 10313 (June 1985).
- [11] Bourdet, Dominique: "Use of Pressure Derivative in Well-Test Interpretation", SPE 12777, Formation Evaluation, June 1989.
- [12] Marongiu-Porcu, M. and Ehlig-Economides, C.A.: "Global Model for Fracture Falloff Analysis", SPE 144028 (June 2011).
- [13] Nolte, K.G.: "Fracturing-Pressure Analysis for Nonideal Behavior", JPT (February 1991), SPE 20704.
- [14] S. Ewens, E. Idorenyin, P. O'Donnell, F. Brunner, M. Santo: "Executing Minifrac Test and Interpreting After-Closure Data for Determining Reservoir Characteristics in Unconventional Reservoirs", SPE 162779, November 2012.
- [15] McLellan, P.J. and Janz, H.J.: "Analysis of Minifrac Shut-In Pressures, Limestone/Burnt Timber Area, Alberta", Petroleum Society of CIM/Society of Petroleum Engineers, CIM/SPE 90-44, June 1990.
- [16] Mayerhofer, M.J.: "Pressure-Transient Analysis of Fracture-Calibration Tests", JPT (March 1995), SPE 26527.

- [17] Thompson, J.W. and Church, D.C.: "Desing, Execution, and Evaluation of Minifrac in the Field: A Practical Approach and Case Study", SPE 26034, May 1993.
- [18] Nande, Soumitra Bhaskar: "Comparison of square root of time approach and statistical approach to minimize subjectivity in the determination of minimum in-situ stress" (2013). *Masters Theses*. Paper 7100.
- [19] Emma J. Nelson, Simon T. Chipperfield, Richard R. Hillis, John Gilbert, Jim McGowen, Scott D. Mildren: "The Relationship Between Closure Pressures From Fluid Injection Tests and the Minimum Principal Stress in Strong Rocks", *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences* 44 (2007) 787–801.
- [20] M.Y. Soliman, D. Craig, K. Bartko and Z. Rahim, J. Ansah and D. Adams: "New Method for Determination of Formation Permeability, Reservoir Pressure, and Fracture Properties from a Minifrac Test", *ARMA/USRMS* 05-658, June 2005.
- [21] J.R. Shaoul, L.P. Roodhart and H.C. Meijers: "What Causes Bumps in Minifrac Pressure Decline?", SPE 39947, April 1998.
- [22] Robert Bachman, Benhaz Afsahi, Dale Walters: "Mini-Frac Analysis in Oilsands and their Associated Cap Rocks Using PTA Based Techniques", SPE 174454-MS, June 2015.
- [23] Frank E. Sayfan Jr., Stacy C Newman, Bruce R. Meyer, Meyer & Associates, Dan M. Behrendt: "Case History: G-Fuction Analysis Proves Beneficial in Barnett Shale Application", SPE 110091, November 2007.
- [24] Bruce R. Meyer, M.W. Hagel, "Simulated mini-frac analysis", JCPT89-05-06, September-October 1989.
- [25] R.D. Barree, V.L. Barree and D.P. Craig: "Holistic Fracture Diagnostic", SPE 107877, April 2007.
- [26] D.R. Horner, "Pressure Build-Up in Wells", E. J. Brill, Leiden, Netherlands, 1951.
- [27] Henry Darcy, "Les fontaines publiques de la ville de Dijon", Dijon, París 1856.
- [28] Godbey, J.K. and Hodges, "2Pressure Measurements During Formation Fracturing Operations", H.D., AIME, 1958.
- [29] H. Cinco Ley, "Análisis moderno de pruebas de presión y datos de producción", Apuntes, México.
- [30] T. E. Pérez García, "Productividad de pozos: Efecto de daño", Apuntes de clase, Facultad de Ingeniería UNAM, México 2008.
- [31] I. Castro Herrera, "Caracterización dinámica de yacimientos", Apuntes de clase, Facultad de Ingeniería UNAM, México, 2009.
- [32] "Schlumberger glossary", <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/>>, Schlumberger Limited 2015.

- [33] "Minifrac Test", Julio 2015,
<<http://www.fekete.com/SAN/TheoryAndEquations/WellTestTheoryEquations/Minifrac.htm>
>, Fekete Associates Inc., 2012.
- [34] "Minifrac Analysis in Unconventional Reservoirs", Agosto 2015, <www.trican.com>, Trican
Reservoir Solutions, 2014.