

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA QUE PERMITA OPTIMIZAR LA
INTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS SDT SRT Y MINIFRAC EN TRABAJOS
DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO APLICADO AL CAMPO YARIGUÍ-
CANTAGALLO.**

**ZORA PALACIOS BAYONA
JHON CARLOS ACOSTA GOMEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2011

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA QUE PERMITA OPTIMIZAR LA
INTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS SDT SRT Y MINIFRAC EN TRABAJOS
DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO APLICADO AL CAMPO YARIGUÍ-
CANTAGALLO.**

**ZORA PALACIOS BAYONA
JHON CARLOS ACOSTA GOMEZ**

Trabajo de Grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

Director:

MSC. FERNANDO ENRIQUE CALVETE

Docente UIS

Codirectores:

ING. REINEL CORZO

ING. RUBEN CASTILLO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2011

DEDICATORIA

Le agradezco principalmente a Dios porque es el motor de mi existencia y por ser mi guía.

A mi papito Alfredo Palacios, por ser un gran hombre, por ser tan sabio en sus palabras, porque cada palabra me llega al corazón, además porque es el mejor papá del mundo.

A mi mamita porque es mi espejo, por ser una gran mujer, madre y esposa. Gracias mami por todo lo que has hecho por nosotras, por todo el esfuerzo y dedicación.

Karencita, eres mi segunda mamá, siempre estás pendiente de mí y quieres que sea la mejor. Le doy gracias a Dios por haberte tenido como hermanita mayor, porque siempre recibí muy buenos consejos que me ayudaban a crecer como persona.

A Jinnis, porque es un modelo a seguir dejando huella donde se encuentre, por todos los consejos que me brindaba, por ser una gran hermana, por querer siempre lo mejor de mí, además por los grandes aportes hechos a la tesis, muchas gracias por tu paciencia.

A mi familia, porque fueron un elemento vital en mi crecimiento como persona, además por ser un gran apoyo para mí.

A todos mis amigos que hicieron parte de mi vida, me llevo muy buenos recuerdos, estoy segura que la vida nos va a recompensar todo nuestro esfuerzo. De corazón les digo que cuentan con una gran persona por siempre.

A Jhon, porque fue un gran amigo, muy buen compañero de estudio y de tesis. Hicimos un excelente trabajo.

ZORITA

DEDICATORIA

Esta etapa de mi vida se la dedico especialmente a mi madre por ser el motor de mi vida, por su amor y apoyo incondicional, porque con su ejemplo y valor logró formar la persona que soy.

A mi padre por enseñarme a valorar y a querer las cosas que hago. Por formarme durante tantos años y encaminarme por el camino del bien.

A mis hermanos Rury, Alex, Walter y Tatiana por su constante motivación, porque me enseñaron que aunque se presenten muchas dificultades siempre voy a contar con su ayuda y su apoyo.

Finalmente quiero agradecer a todos mis amigos que me acompañaron durante toda esta etapa de mi vida, porque fueron mi familia y porque siempre voy a tener muy buenos recuerdos de ustedes.

JHON

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar sus más sinceros agradecimientos a:

Ingeniero Reinel Corzo, porque más que un ingeniero fue un gran amigo, nos ayudó a crecer como persona y como profesionales, gracias por hacer de este proyecto un aporte significativo para la Industria.

Ingeniero Rubén Castro, le agradecemos profundamente sus sabias palabras, además de la orientación cuando se nos presentaban dudas con la realización del proyecto

Ingeniero Fernando Calvete, por todo el apoyo y recomendaciones durante el desarrollo de este proyecto

Grupo de Investigación Estabilidad de Pozos, por abrirnos la puerta del conocimiento y acogernos durante muchos años, nuestro más profundo agradecimiento por permitir ser mejores profesionales.

A la Universidad Industrial de Santander, por habernos formado con la mejor calidad contando con excelentes profesionales a nivel nacional.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por proporcionarnos las bases teóricas para formarnos como excelentes profesionales.

A nuestros amigos, gracias por acompañarnos en los momentos más importantes de nuestras vidas como en aquellos que fueron de gran dificultad. Pachito, Yess M, Yess P, Adri 8a, Yamid, Dianita G, Angelita, Jennifer Nieto, Tavo, Andre, Dieguito P, Silvis, Leidy D, Gerson, Daniela, Juan Diego, Georgys, Oscar Julian, Carlos U, Osu, Tulia, Vane, Salta, Marlhin, Omar y a la negra.

Contenido

1	INTRODUCCION.....	22
1.1	ORIGEN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	23
1.2	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO: CONCEPTO Y APLICACIÓN.....	24
1.3	CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO	27
1.3.1	LOCALIZACION.....	30
1.3.2	DISTRIBUCION DEL CAMPO	32
2	CONCEPTO DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	33
2.1	HIDRÁULICA DE LA OPERACIÓN	33
2.1.1	Presión de tratamiento en superficie.....	33
2.1.2	Presión de tratamiento en fondo de pozo (BHTP)	33
2.1.3	Presión Hidrostática	34
2.1.4	Potencia Hidráulica	35
2.2	ASPECTOS GEOMECÁNICOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	35
2.2.1	Presión de cierre	35
2.2.2	Perdida de Fluidos.....	36
2.2.3	Mecánica del Fracturamiento Hidráulico	36
2.3	PARÁMETROS GEOMECÁNICOS CONSIDERADOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO 41	
2.3.1	Esfuerzos Principales	43
2.3.2	Esfuerzos Efectivos	45
2.3.3	Presión de Poro	46
2.3.4	Gradiente de Fractura	47
2.3.5	Relación de Poisson.....	48
2.3.6	Módulo de Young	48
2.4	MODELOS DE FLUJO EN YACIMIENTOS HIDRAULICAMENTE FRACTURADOS.....	50
2.4.1	Flujo lineal en la fractura	50
2.4.2	Flujo bilineal.....	50
2.4.3	Flujo lineal en la formación	51
2.4.4	Flujo elíptico.....	52
2.4.5	Flujo pseudo radial	52

3	PRUEBA STEP RATE TEST	54
3.1	DESCRIPCION DE LOS PARAMETROS INVOLUCRADOS EN LA PRUEBA	54
3.1.1	Presión de extensión de fractura	54
3.1.2	Caudal de extensión de fractura	55
3.1.3	Línea flujo matricial.....	55
3.1.4	Línea de flujo por fractura	55
3.1.5	Determinación de la presión de cierre	56
3.1.6	Determinación del gradiente de fractura	57
3.2	DESCRIPCION DE LA PRUEBA STEP RATE TEST	58
3.3	FRACTURAS MULTIPLES EN UN STEP RATE TEST	61
4	PRUEBA STEP DOWN TEST	66
4.1	DESCRIPCION DE LOS PARAMETROS INVOLUCRADOS EN LA PRUEBA	66
4.1.1	Pérdidas de presión en tubería	66
4.1.2	Pérdidas de presión en perforados	69
4.1.3	Pérdidas de presión por tortuosidad.....	72
4.1.4	Cálculo de la fricción total	75
4.1.5	Cálculo de la fricción por perforados	76
4.1.6	Cálculo de la fricción por tortuosidad	77
4.2	DESCRIPCION DE LA PRUEBA STEP DOWN TEST	77
5	ANALISIS COMBINADO STEP DOWN TEST – STEP RATE TEST	89
6	MINIFRAC.	92
6.1	DESCRIPCION DE LOS PARAMETROS INVOLUCRADOS EN LA PRUEBA.	92
6.1.1	ISIP.....	92
6.1.2	Presión neta	93
6.1.3	Presión de cierre	94
6.1.4	Pérdida de fluidos	94
6.1.5	Eficiencia de fluido.	96
6.2	DESCRIPCION DE LA PRUEBA MINIFRAC	96
6.2.1	ANALISIS DE LA DECLINACION DE LA PRESION DESPUES DEL CIERRE.	99
7	DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA.....	123

7.1	Metodología SRT.....	123
7.2	Metodología SDT.....	125
7.3	Metodología Análisis Combinado SRT – SDT	127
7.4	METODOLOGÍA DE ANALISIS DE LA PRUEBA MINIFRAC	128
7.5	IDENTIFICACION, SOLUCIONES Y REMEDIACIONES A LOS PROBLEMAS.....	149
7.5.1	Altos Gradientes de fractura.....	150
7.5.2	Presencia de fracturas naturales.....	151
7.5.3	Alto leakoff	152
7.5.4	Bajo leakoff	152
7.5.5	Altas presiones netas de fractura	153
8	APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA AL CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO.....	166
8.1	SRT Pozo Yariguí 83	166
8.2	Pozo YR – 52	174
8.3	Minifrac Pozo Yariguí 83	177
8.4	MINIFRAC POZO YARIGUÍ 68.....	186
9	COMPARACION DE RESULTADOS.....	197
9.1	Pozo YR 83.....	197
9.2	Pozo CG – 13	199
9.3	Pozo YR 71.....	200
9.4	Pozo YR – 65	203
9.5	Pozo YR – 94.....	205
9.6	Pozo YR – 52	206
10	SCREENING.....	208
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	211
	BIBLIOGRAFIA.....	214

LISTA DE FIGURAS

	PAG
Figura 1. Fracturamiento hidráulico en el Campo de gas Hugoton. Kansas	24
Figura 2. Localización Campo Yariguí – Cantagallo	31
Figura 3. Dirección de la fractura	39
Figura 4. Crecimiento de la fractura en la formación objetivo	41
Figura 5. Crecimiento de la fractura en la formación límite	42
Figura 6. Propagación de la fractura	42
Figura 7. Esfuerzos efectivos	46
Figura 8. Módulo de Young	49
Figura 9. Flujo lineal en la fractura	50
Figura 10. Flujo bilineal	51
Figura 11. Flujo lineal en la formación	51
Figura 12. Flujo elíptico	52
Figura 13. Flujo pseudo radial	53
Figura 14. Línea de flujo matricial	55
Figura 15. Línea de flujo por fractura	56
Figura 16. Determinación de la presión de cierre	57
Figura 17. Step Rate Test	58
Figura 18. Análisis del Step Rate Test	59

Figura 19. Fracturas múltiples	62
Figura 20. Escenario donde presentan múltiples fracturas	63
Figura 21. Presencia de fracturas múltiples a partir de un Step Rate Test.	64
Figura 22. Puntos de inflexión en un Step Rate Test	65
Figura 23. Pérdidas de presión en perforados	69
Figura 24. Coeficiente de descarga	71
Figura 25. Pérdidas de presión por tortuosidad	72
Figura 26. Screenout	74
Figura 27. Identificación del Screenout	74
Figura 28. Tipos de Screenout	75
Figura 29. Step Down Test	78
Figura 30. Buena entrada del fluido	79
Figura 31. Restricción en la entrada del fluido	79
Figura 32. Análisis del Step Down Test	80
Figura 33. Fricción por perforados	81
Figura 34. Dominio de fricción por perforados.	82
Figura 35. Identificación de la fricción por perforados	82
Figura 36. Fricción por tortuosidad	83
Figura 37. Dominio de fricción por tortuosidad	84
Figura 38. Identificación de la fricción por tortuosidad	84
Figura 39. ISIP al final de cada tasa en un Step Rate Test	86
Figura 40. Análisis del Step Rate Test usando los ISIP's	87

Figura 41. Análisis combinado	88
Figura 42. Identificación de la línea de flujo matricial a partir de la presión de yacimiento	91
Figura 43. Identificación del ISIP	92
Figura 44. Información a partir de un Minifrac	97
Figura 45. Gráfica de presión versus raíz cuadrada del tiempo	101
Figura 46. Análisis logarítmico	103
Figura 47. Esquema para aéreas y tiempo en derivación de cartier	106
Figura 48. Función adimensional para tasa de pérdida de fluido	108
Figura 49. Función adimensional para el volumen de fluido filtrado	109
Figura 50. Comportamiento típico de la función G	111
Figura 51. Función G para leakoff normal	113
Figura 52. Función G para leakoff dependiente de la presión.	114
Figura 53. Función G para extensión de la punta de fractura	115
Figura 54. Función G para recesión de la altura	117
Figura 55. Análisis de la declinación por el metodo horner lineal	122
Figura 56. Identificación del tipo de martilleo	128
Figura 57. Identificación del ISIP	129
Figura 58. Análisis Horner previo	130
Figura 59. Análisis combinado srt-sdt- minifrac.	131
Figura 60. Análisis por medio de la raíz cuadrada del tiempo	132
Figura 61. Análisis por medio de la superposición de la raíz cuadrada del tiempo con su derivada. Caso leakoff normal	133
Figura 62. Análisis por medio de la superposición de la raíz cuadrada del tiempo con su derivada. Caso leakoff normal	134

Figura 63. Análisis de la derivada del logaritmo del tiempo	135
Figura 64. Análisis por medio de la función G.	136
Figura 65. Derivada de la función G.	137
Figura 66. Análisis de superposición de la función G. Caso de Leakoff normal.	139
Figura 67. Análisis superposición función G. Caso de extensión de la punta de la fractura.	140
Figura 68. Análisis superposición función G. Caso de estudio presión dependiente de Leakoff	142
Figura 69. Análisis superposición de la función G. Caso de estudio recesión de la fractura durante el Shut – in	143
Figura 70. Análisis mediante el método de Nolte para flujos radiales	145
Figura 71. Análisis Nolte para flujos lineales	147
Figura 72. Movimiento en un plano	153
Figura 73. Movimiento de la fractura en dos planos	154
Figura 74 . Múltiples fracturas	155
Figura 75. Migración de la fractura	158
FIGURA 76. Prueba SRT realizada en el pozo YR-83.	167
FIGURA 77. Selección de datos para análisis SRT pozo YR-83.	167
FIGURA 78. Grafico de Presión vs Caudal para Prueba SRT pozo YR-83.	168
FIGURA 79. Determinación de la Presión de cierre a partir de la línea de flujo por fractura.	170
FIGURA 80. Prueba SDT realizada en el pozo YR-83.	171

FIGURA 81. Análisis de la prueba SDT para el pozo YR-83.	171
FIGURA 82. Prueba SDT realizada en el pozo YR-52.	174
FIGURA 83. Análisis combinado SRT-SDT para el pozo YR-52.	176
FIGURA 84. Selección del ISIP para la prueba Minifrac. Pozo YR-83.	177
FIGURA 85. Análisis Horner pozo Yr-83.	178
FIGURA 86. Análisis por medio de la raíz cuadrada del tiempo. Pozo Yr-83	179
FIGURA 87. Análisis por medio de la superposición de la raíz cuadrada del tiempo con su derivada. Pozo Yr-83	180
FIGURA 88. Análisis por método logarítmico. Pozo Yr-83	181
FIGURA 89. Análisis por el método de la función G y GdP/dG . Pozo Yr-83	182
FIGURA 90. Análisis por el método de Nolte para flujos radiales. Pozo Yr-83	183
FIGURA 91. Análisis por el método de Nolte para flujos Lineales. Pozo Yr-83	184
FIGURA 92. Prueba Minifrac realizada en el pozo YR-68.	185
FIGURA 93. Determinación del ISIP para el pozo YR-68.	188
FIGURA 94. Análisis por el método de Horner. Pozo YR- 68	189
FIGURA 95. Análisis por medio de la superposición de la raíz cuadrada del tiempo con su derivada. Pozo Yr-68	190
FIGURA 96. Análisis por el método de la función G y GdP/dG . Pozo Yr-68.	191
FIGURA 97. Análisis por el método de Nolte para flujos radiales. Pozo Yr-68.	192
FIGURA 98. Verificación del martilleo pobre en SRT. Pozo YR-83	193
FIGURA 99. Análisis prueba SRT. Pozo Y-71.	194

FIGURA 100. Comportamiento de leakoff normal en GdP/dG pozo YR-71.	198
FIGURA 101. Análisis por el método Nolte lineal. Pozo YR-71.	201
FIGURA 102. Verificación del muy buen martilleo en SRT. Pozo YR-65.	202
FIGURA 103. Verificación del buen martilleo durante SDT. Pozo YR-52	203

LISTA DE TABLAS

	PAG
Tabla 1. Régimen de flujo	68
Tabla 2. Información obtenida del Minifrac	98
Tabla 3. Soluciones giro de la fractura (Movimiento en un plano)	157
Tabla 4. Soluciones giro de la fractura (movimiento en dos planos)	158
Tabla 5. Soluciones fracturas naturales	159
Tabla 6. Soluciones múltiples fracturas por comunicación pobre	160
Tabla 7. Soluciones múltiples fracturas por esfuerzos inversos	161
Tabla 8. Soluciones múltiples fracturas por esfuerzos principales inclinados	162
Tabla 9. Soluciones migración de fracturas	163
Tabla 10. Guía para identificar las restricciones en las cercanías del pozo	164
Tabla 11. Estado mecánico del pozo YR-83	166
Tabla 12. SRT para el pozo YR-83	168
Tabla 13. SDT para el pozo YR-83	173
Tabla 14. Análisis combinado SRT y SDT	174
Tabla 15. Parámetros obtenidos del pozo YR-83	185
Tabla 16. Estado mecánico del pozo YR-68	187
Tabla 17. Parámetros obtenidos en el pozo YR-68	195
Tabla 18. Comparación resultados SRT pozo YR-83	197

Tabla 19. Comparación resultados MINIFRAC pozo YR-13	199
Tabla 20. Comparación resultados SRT pozo YR-71	200
Tabla 21. Comparación resultados MINIFRAC pozo YR-71	201
Tabla 22. Comparación resultados SRT pozo YR-65	203
Tabla 23. Comparación resultados SRT pozo YR-94	205
Tabla 24. Comparación resultados SRT y SDT pozo YR-52	206
Tabla 25. Recopilación de la información	208
Tabla 26. Screening	209

TITULO: DESARROLLO DE UNA METODOLOGIA QUE PERMITA OPTIMIZAR LA INTERPRETACION DE LAS PRUEBAS SRT SDT Y MINIFRAC EN TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO APLICADO AL CAMPO YARIGUI – CANTAGALLO*

AUTORES: ZORA PALACIOS BAYONA**

JHON CARLOS ACOSTA GOMEZ**

PALABRAS CLAVES: Fracturamiento hidráulico, Geomecánica, Prueba SRT, Prueba SDT, Prueba Minifrac.

RESUMEN

Debido al acelerado crecimiento económico evidenciado en la actualidad, se hace indispensable desarrollar modelos de trabajo que permitan aumentar la oferta de materia prima supliendo así la demanda de la misma. En respuesta a esto, las compañías petroleras enfocan sus trabajos en aumentar su producción por medio del uso de alternativas que ayuden a realizar esta labor. Dentro de estas, se encuentran los trabajos de fracturamiento hidráulico; su objetivo consiste en fracturar la formación de interés y de ésta manera facilitar el flujo de hidrocarburos hacia la cara del pozo. Para la efectividad del proceso es necesario hallar variables como presión de cierre y presión de extensión de fractura.

En este trabajo se presenta las generalidades de la operación de fracturamiento hidráulico y aspectos geomecánicos en el fracturamiento hidráulico, seguidamente se presenta un análisis de las pruebas SRT, SDT y MINIFRAC. Además de esto, se presenta el desarrollo de una metodología que permita optimizar la interpretación de dichas pruebas. Esta metodología es validada en el campo Yarigui – Cantagallo y posteriormente aplicada a diferentes pozos.

Los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología son comparados con los valores obtenidos de pruebas de campo. Finalmente se presenta un screening con los datos que presentaron mayor repetitividad.

*proyecto de grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Dir. Fernando calvete. Codir. Reinel Corzo. Codir. Ruben Castillo.

TITLE: DEVELOPMENT OF A METHODOLOGY TO OPTIMIZE THE INTERPRETATION OF STEP RATE TEST, STEP DOWN TEST AND MINIFRAC IN HYDRAULIC FRACTURING JOBS APPLIED TO YARIGUI – CANTAGALLO FIELD*

AUTHORS: ZORA PALACIOS BAYONA**

JHON CARLOS ACOSTA GOMEZ**

KEYWORDS: Hydraulic Fracturing, Geomechanics, Step rate test, Step down test, Minifrac.

ABSTRACT

Due to accelerated economic growth that we can see actually, it is essential to develop working models that allow increasing the supply of raw material and supplying the demand for it. In response of this, the oil companies focus their works on increasing their production through the use of alternatives to help carrying this work out. Within these, we find the hydraulic fracturing jobs; the objective of hydraulic fracturing is to fracture the interest formation in order to facilitate the hydrocarbon flow to the wellbore. To determine the effectivity of the process it is necessary to find the variables like closure pressure and fracture extension pressure.

This project starts presenting the general terms of the hydraulic fracturing operation and the importance of geomechanical aspects in the hydraulic fracturing, and then it's presented an analysis of Step Rate Test, Step Down Test and Minifrac. In addition it's presented the development of a methodology to optimize the interpretation of these tests. This methodology is validated in Yarigui – Cantagallo field and subsequently applied to different wells.

The obtained results by application of the methodology are compared with the obtained values from field tests. Finally, a screening is presented with data that shows highest repeatability.

*Project degree

**Chemical-Physical engineering faculty . petroleum engineering school. Dir. Fernando calvete Codirs. Reinel Corzo. Ruben Castillo.

1 INTRODUCCION

1.1 ORIGEN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

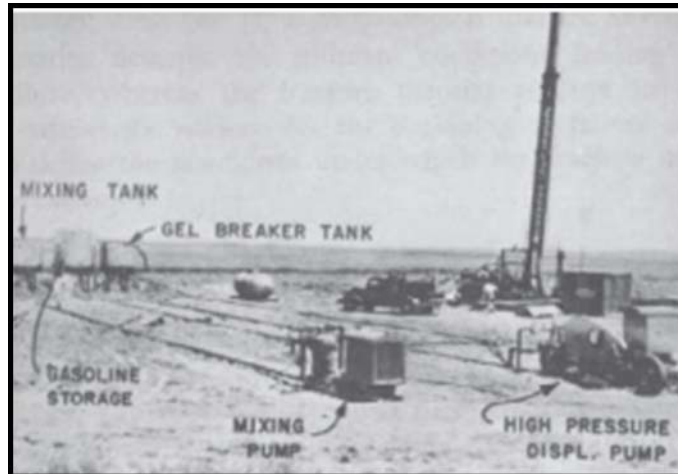
En la última década la técnica de fracturamiento hidráulico ha sido el mejor desarrollo en la ingeniería de petróleos en cuanto a la estimulación de pozos. Esta nueva práctica tuvo su inicio en el año 1948 y desde ese entonces se ha expandido continuamente hasta alcanzar los 100000 trabajos exitosos de estimulación en pozos a finales de 1955¹. A partir de entonces, se multiplicaron los trabajos de estimulación presentando excelentes resultados debido al continuo avance y adelanto tecnológico.

El primer proceso de fracturamiento hidráulico para la estimulación se realizó en el campo de gas Hugoton en el este de Kansas, en 1947 (ver figura 1). El pozo de gas Klepper N°1 se completó con cuatro intervalos de caliza produciendo, uno de los cuales fue tratado con ácido previamente. Se bombearon cuatro tratamientos, uno para cada zona, con un empaquetador primitivo empleado para el aislamiento. El fluido usado para este tratamiento fue gasolina gelificada (NAPALM). A pesar de ser una ardua operación, los 3000 galones de fluidos se bombearon dentro de cada formación².

FIGURA 1. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL CAMPO DE GAS HUGOTON. KANZAS

¹ HUBBERT, M. KING., WILLIS, DAVID O., "Mechanics Of Hydraulic Fracturing.", AIME Petroleum Transactions

² ECONOMIDES, Michael.: "Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production" BJ services



Fuente: ECONOMIDES, Michael. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production

1.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO: CONCEPTO Y APLICACIÓN

El fracturamiento hidráulico es una de las técnicas de estimulación de pozos en yacimientos de hidrocarburos más utilizada en el mundo, y se enfoca en resolver problemas relacionados con la baja productividad, que generalmente se atribuyen a daño inducido en la perforación y/o permeabilidad baja del yacimiento.

El concepto de fracturamiento hidráulico es inducir una fisura en la formación para facilitar el flujo de aceite y gas a través de la perforación.

El proceso de fracturamiento hidráulico consiste en bombear un fluido de aspecto gelatinoso conocido como fluido de fractura dentro de la formación a alta tasa y presión como fluido colchón o “pad”, con el fin de generar una fractura, la cual crea canales permitiendo el flujo de aceite o gas natural desde el yacimiento hasta el pozo.

Luego, se bombea una nueva carga mayor que la anterior del fluido de fractura, esta se llena con unos gránulos naturales o manufacturados el cual se conoce como propante, la cual debe presentar excelente redondez, densidad, resistencia y tamaño; estos se combinan con el fluido en un blender o mezclador para luego bombearlos hasta la fractura. La función del propante es sostener y mantener la fractura abierta creando trayectorias que permitan al aceite y gas fluir hasta el pozo una vez el tratamiento haya terminado. El ancho de la fractura se encuentra entre 0.2 y 1.38 pulgadas y presenta una longitud de 328 pies o más.

La mezcla se pasa a unas bombas a alta presión donde la presión del fluido se incrementa hasta alcanzar un valor que permita crear una fractura hidráulica en la zona deseada. Las bombas se conectan con un árbol de navidad en la cabeza del pozo y esta a su vez tiene instalada una tubería gruesa de diámetro más pequeño desde el tope hasta el fondo, la tubería soporta altas presiones y está diseñada especialmente para este tipo de tratamientos de fracturamiento hidráulico.

Una vez inyectados el propante y el fluido de fractura, la presión hidráulica disminuye y la operación de bombeo en superficie finaliza. Así, se crean los canales que permiten el flujo de los fluidos que tiene la formación desde las zonas más alejadas hacia el pozo perforado.

La última etapa es la degradación del fluido de fractura después del tratamiento, el cual disminuye su viscosidad a través del tiempo por efectos de la temperatura del pozo y del shear rate, con el fin de ser removido por flowback. Esto permitirá, finalmente, la producción del hidrocarburo.

Las operaciones de fracturamiento hidráulico evitan el daño en la zona vecina del pozo, restablecen la buena conectividad con el yacimiento y permiten explotar áreas con mayor presión de poro, permitiendo de esta forma restituir la productividad del pozo a regímenes originales o a regímenes aún más altos. Por lo

tanto, los beneficios potenciales del fracturamiento hidráulico han despertado el interés de operadores de petróleo y gas durante más de 50 años.

Las principales aplicaciones del fracturamiento hidráulico son las siguientes:

1. Fracturar para superar el daño en la formación

Los fluidos y los sólidos que se encuentran en los fluidos de perforación invaden la formación y por lo tanto reduce su permeabilidad. Por lo tanto, realizar un fracturamiento hidráulico con penetración limitada ayuda a superar el daño que se encuentra en las cercanías del pozo.

2. Fracturas penetrantes profundas

Las fracturas profundas ayudan a recobrar grandes volúmenes de hidrocarburos a una tasa acelerada, con el fin de incrementar las áreas de drenaje en formaciones con baja permeabilidad.

3. Mejorar las condiciones de recobro secundario

El fracturamiento hidráulico se realiza en la inyección de pozos para incrementar la capacidad de un pozo para aceptar fluido en la inyección de agua. Además, el pozo incrementa la eficiencia de la inyección de agua.

4. Pozos de eliminación

Con la ayuda del fracturamiento, grandes volúmenes de fluidos y residuos industriales se desechan.

Durante el proceso de diseños de tratamientos de estimulación de pozos por fracturamiento hidráulico se presenta la necesidad de determinar los parámetros de tratamiento (proceso de bombeo, tipo de fluido fracturante, tipo de concentración de material de soporte, etc.) que permitirán crear una fractura con una longitud y conductividad alta.

Las pruebas de inyección o las estimulaciones de fractura se emplean para probar

la capacidad de una formación para recibir un tratamiento y ayudar a optimizar el diseño de tratamiento final. El diseño de estas pruebas de inyección se denomina minifrac o datafrac el cual se basa en el tipo de información del operador o el diseño de estimulación observada. La información que se puede obtener de estas pruebas incluye:

- Esfuerzo de cierre
- Geometría de la fractura
- Presión de extensión de fractura
- Presión neta
- Presión de poro
- Presencia de fracturas naturales

Antes de realizar el tratamiento de fracturamiento hidráulico, se debe realizar un estudio de pre-fracturamiento con el fin de determinar parámetros necesarios para diseñar una geometría de fractura. Este diseño se realiza a partir de ecuaciones o a partir de simuladores de fractura.

1.3 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO³

Los campos Yariguí – Cantagallo hacen parte de las antiguas concesiones Cantagallo y San Pablo, otorgadas en el año 1939 a la Compañía de petróleos del Valle del Magdalena Medio, subsidiaria de la compañía Socony Vacuum y más tarde, en el año de 1953 a la Shell Cóndor. Durante la etapa exploratoria del

³ CARREÑO RUEDA, Mildreth Johanna., Análisis y evaluación de la optimización de la producción en el Campo Cantagallo. Universidad Industrial de Santander. 2006.

campo, entre 1941 y 1942 la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena, subsidiaria de la Compañía Socony Vaccum, perfora dos pozos: Cimitarra 1 y Cimitarra 2.

El pozo Cimitarra 1, cuyo nombre se cambió posteriormente por Cantagallo N°1 (CG-1), alcanzó una profundidad de 1494 ft, encontrando rocas del grupo Girón a 1145 ft, con manifestaciones de gas y aceite hacia la base de la secuencia terciaria y el Cimitarra 2 (posteriormente CG-2) alcanzó una profundidad de 6170 ft, donde se encontró sedimentos del Cretáceo a 6153 ft. El pozo produjo 286 bpd de aceite de 20,1° API del terciario, considerándose a este pozo como el descubridor del campo.

Para el desarrollo del campo entre 1943 y 1949 se perforaron 10 pozos. Luego siguió un receso hasta 1951, cuando la Concesión Cantagallo es adquirida por la compañía Shell Cóndor.

De los primeros 12 pozos perforados, solo 5 fueron productores comerciales, uno de estos (CG-4) fue abandonado posteriormente por inundación del Río Magdalena. Los pozos CG-5, 7, 8 y 11 resultaron secos, con manifestaciones de gas y aceite; los pozos CG-5 y 11 fueron de extensión en el extremo meridional de la Concesión. Los pozos CG-1, 3 y 9 fueron perforados en el lado levantado de la falla de Cantagallo y encontraron rocas del grupo Girón o basamento cristalino relativamente a poca profundidad.

La compañía Shell Cóndor en el periodo de Julio de 1952 a Diciembre de 1953 perfora 7 pozos nuevos, de los cuales 6 resultaron productores y uno (CG-16) fue perforado en el lado levantado de la falla del Cantagallo.

A partir de 1953 la exploración y explotación de nuevos pozos se incrementa hacia el lado Este del campo Cantagallo. Las perforaciones, direccionales en su mayoría, se llevaron a cabo desde la margen derecha aguas abajo del Río

Magdalena o desde algunas islas ubicadas entre los municipios de Cantagallo y Puerto Wilches, que es la continuación lateral hacia el este del campo Cantagallo.

En el periodo de 1953 a 1962 se perforan 40 pozos en el Campo Yariguí, de los cuales se abandonaron por fallas mecánicas o porque no fueron productores comerciales los pozos Yariguí (YR-1, 2, 6, 15, 32, 33, 40) y los pozos YR-7, 8, 12 se dejaron como pozos de observación de presión del yacimiento. El pozo YR-15 se reactivó posteriormente en Octubre de 1975.

En Diciembre de 1965, la compañía Shell, hace un ensayo de inyección de agua en las arenas Cantagallo (CG) a través del pozo YR-8, obteniendo una rata de inyección promedio de 7000 bwpd a 3500 psi, sin embargo la prueba no se consideró lo suficientemente concluyente debido a su corta duración.

En Junio de 1971 y después de un receso de 9 años en la perforación, se perfora el pozo YR-41. Entre 1974 y 1975, las Concesiones Cantagallo y San Pablo pasan a la administración de ECOPETROL S.A. mediante la creación de la Compañía Explotaciones Cóndor S.A.

En el período de 1976 a 1983, bajo la administración de Ecopetrol se perforan 28 pozos en Yariguí (YR-42 a 69) y uno en Cantagallo (CG-23), con el fin de disminuir el espaciamiento y reemplazar pozos antiguos o con daños mecánicos irreparables.

En 1995 ECOPETROL S.A. inicia el proyecto de reinyección de aguas producidas, con el cual se buscaba eliminar los vertimientos de esta agua al río Magdalena y de esta manera dar cumplimiento a las políticas gubernamentales y de la empresa sobre conservación ambiental. La reinyección se inicia en 1995 en las arenas Cantagallo de la formación La Paz a través del pozo YR-8.

Los pozos inicialmente produjeron por flujo natural por un periodo de tiempo relativamente corto, debido principalmente a su baja relación gas-aceite original y

en general al escaso empuje hidráulico, por lo tanto fue necesario producir los yacimientos por sistemas artificiales como fueron en su orden gas lift, bombeo mecánico, bombeo hidráulico y actualmente existen 4 pozos con sistema de bombeo electro sumergible.

La explotación de los yacimientos se llevo a cabo cañoneando inicialmente las arenas “CG” (sin excluir pequeñas intercalaciones de arcillas); sólo en aquellos pozos que resultaron improductivos o no comerciales en esas arenas, se cañonearon las arenas “C” y en menor proporción en arenas “B”.

Posteriormente y debido básicamente a la declinación de los pozos en arenas “CG”, el 70% de éstos se completaron en arenas “C” y se han producido conjuntamente las dos zonas.

La producción comercial del campo se inició en el año de 1952 y en 1959 la explotación del campo Cantagallo alcanzó su máximo desarrollo con una producción de 2795 BOPD, y en 1962 el Campo Yariguí lo hace con una producción de 18575 BOPD.

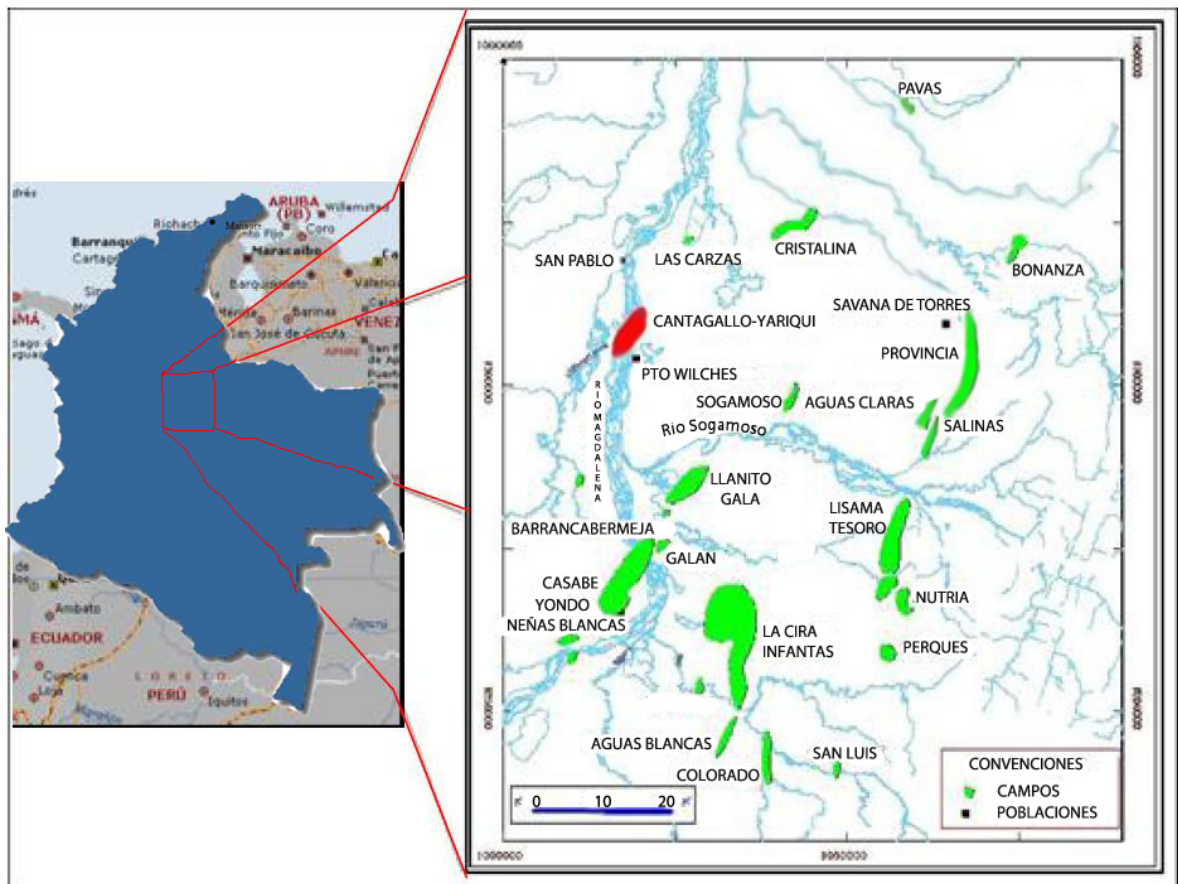
Actualmente estos campos pertenecen a la Gerencia de Centro Oriente de Ecopetrol S.A. y dependen administrativamente de la Superintendencia del Río; que incluye además, las áreas de Casabe, Peñas Blancas, Bajo Río y Cicuco.

1.3.1 LOCALIZACION

El campo Yariguí – Cantagallo está localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, a una distancia aproximada de 20Km al noreste de la ciudad de Barrancabermeja y a 290Km al noroeste de Bogotá, en territorio de los departamentos de Santander y Bolívar, más exactamente en las márgenes del río Magdalena a la altura del municipio de Puerto Wilches como lo indica la figura 2.

La principal vía de acceso es el transporte fluvial sobre el río Magdalena y como vías alternas se cuentan dos carreteras, una que comunica al Municipio de Puerto Wilches con la ciudad de Barrancabermeja y la otra lo comunica con la troncal del Magdalena Medio.

FIGURA 2. LOCALIZACIÓN CAMPO YARIGUÍ - CANTAGALLO



Fuente: CARREÑO RUEDA, Mildreth Johanna., Análisis y evaluación de la optimización de la producción en el Campo Cantagallo. Universidad Industrial de Santander. 2006.

La zona industrial del campo se encuentra en el municipio de Cantagallo, al sur del departamento de Bolívar. El área de influencia son los municipios de Cantagallo, Puerto Wilches y San Pablo.

1.3.2 DISTRIBUCION DEL CAMPO

El campo se encuentra distribuido en Islas a lo largo de la margen del río Magdalena y sobre los municipios de Puerto Wilches y Cantagallo.

La principal vía de acceso es el transporte fluvial sobre el río Magdalena pero además cuenta con dos vías terrestres alternas, una que comunica al Municipio de Puerto Wilches con la ciudad de Barrancabermeja y la otra lo comunica con la troncal del Magdalena Medio.

Actualmente este campo pertenece a la Gerencia de Centro Oriente de Ecopetrol S.A., y depende administrativamente de la Superintendencia del Río. Su tope máximo de producción se dio en 1963 cuando de sus pozos se extrajeron 20000 bpd de crudo. Sin embargo, desde 1965 comenzó una declinación continua que llegaría a su punto más bajo en 2003, cuando produjo menos de 5000 bpd de crudo. Esa situación, lo puso en el listado de aquellos campos que entrarían en un proceso de recuperación de sus niveles de producción. Como resultado de esas inversiones, se logró que el promedio de la producción diaria del campo pasara de los 4885 bpd a 13500 bpd en marzo de 2003.

Actualmente el Campo Cantagallo se convierte en el de mayor producción en la Superintendencia de Operaciones del Río (SAR) y en la Gerencia Regional Magdalena Medio (GRMM).

Por medio de la técnica de Fracturamiento Hidráulico se logro maximizar la productividad de muchos de los pozos del campo, por esto es importante revisar y estudiar los trabajos ya realizados, con el fin de mejorar las metodologías e innovar, para los futuros proyectos.

2 CONCEPTO DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

2.1 HIDRÁULICA DE LA OPERACIÓN

2.1.1 Presión de tratamiento en superficie.

Es la presión necesaria en superficie para lograr fracturar la formación. Se expresa como:

$$P_s = P_{\text{fondo}} + P_{\text{ft}} + P_h \quad \text{Ec. 1}$$

En donde:

P_s : Presión de superficie (psi)

P_{fondo} : Presión en fondo (psi)

P_{ft} : Fricción desarrollada en las tuberías (psi)

P_h : Presión hidrostática (psi)

Esta es la presión en superficie cuando se está bombeando la mezcla de fluido fracturante con material de soporte y se coloca por los equipos disponibles en superficie.

2.1.2 Presión de tratamiento en fondo de pozo (BHTP)

La presión de fondo corresponde al valor de presión que se necesita aplicar en el fondo del pozo para fracturar la formación.

$$P_{\text{fondo}} = P_{\text{ruptura}} + P_{\text{tortuosidad}} - P_{\text{perforados}} \quad \text{Ec. 2}$$

Donde:

$P_{ruptura}$: Es la presión necesaria para fracturar la formación que se obtiene a partir del gradiente de fractura (psi)

$P_{tortuosidad}$: Pérdida de presión por tortuosidad (psi)

$P_{perforados}$: Pérdida de presión por perforados (psi)

La presión de ruptura es la presión para fracturar la formación que se obtiene a partir del gradiente de fractura:

$$P_{ruptura} = g_f * D \quad \text{Ec. 3}$$

Donde:

G_f : Gradiente de fractura (psi/pie)

D : profundidad de la zona de interés (pies)

2.1.3 Presión Hidrostática

Es la presión ejercida por el fluido del pozo debido a su profundidad y a su densidad. Se calcula al multiplicar la densidad del fluido dentro del pozo por la altura que cubre la densidad del fluido.

$$P_{hidrostática} = 0.05195 * \text{Densidad (ppg)} * \text{Punto Medio de perforados} \quad \text{Ec. 4}$$

Donde:

P_{pg} : libra/galón

TVD : pies

2.1.4 Potencia Hidráulica

El caballaje requerido para sobrellevar la fricción en cargas tubulares constituye una porción principal del caballaje total que se emplean en ciertos tratamientos. Es un parámetro fundamental ya que ofrece el caballaje que se necesita para lograr las presiones en superficie en la operación de fracturamiento hidráulico. La potencia depende de factores como la tasa de bombeo y la presión de tratamiento en superficie.

$$HHP = \frac{P_s * Q}{40,8} \quad \text{Ec. 5}$$

Donde:

HHP: potencia hidráulica (hp)

P_s : presión en cabeza

Q: tasa de inyección (bbl/min)

Como factor de seguridad, para poder determinar de manera exacta el valor de la potencia requerida para trabajar, se debe realizar dos correcciones al dato que se obtiene de la ecuación anterior debido a la eficiencia de la bomba y bombas de respaldo.

2.2 ASPECTOS GEOMECÁNICOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

2.2.1 Presión de cierre

También se conoce como esfuerzo mínimo horizontal. Es también la mínima presión requerida dentro de la fractura con el fin de mantenerla abierta, por lo tanto, cualquier presión mayor a ésta evitará el cierre de la fractura.

2.2.2 Perdida de Fluidos

La pérdida de fluidos se define como el volumen de fluido inyectado dentro de una fractura la cual es igual al volumen que se crea en la fractura más la pérdida de volumen hacia la formación a través de las caras permeables de la fractura.

$$V_i = V_L + V \quad \text{Ec. 6}$$

Donde,

V_i = Volumen inyectado dentro de un ala de la fractura.

V_L = Volumen que entra a la formación a través de las dos caras paralelas de un ala de la fractura.

V = Volumen de fluido dentro de una ala de la fractura

2.2.3 Mecánica del Fracturamiento Hidráulico

La solución de la mayoría de los problemas mecánicos de la roca empieza con el tratamiento matemático del problema. Como todos los problemas – solución de la ingeniería, la mecánica de rocas se basa en ciertas suposiciones. Se supone que la roca es homogénea, isotrópica y elástica.

- Elasticidad

Un cuerpo se considera elástico si las deformaciones inducidas por fuerzas externas desaparecen completamente. Ninguna roca es completamente elástica. Sin embargo, algunas rocas se comportan casi de manera elástica hasta un cierto valor de esfuerzo. La teoría de elasticidad ha mantenido algunas soluciones razonables y adecuadas para los problemas mecánicos de la roca. En casos donde las rocas si se comportan de forma elástica hasta un esfuerzo dado, las soluciones elásticas son correctas siempre y cuando los esfuerzos no excedan el

límite elástico. En otros casos, la elasticidad es la teoría más factible y cualquier desviación de esta hace que el problema tenga gran complejidad para su solución.

- Homogeneidad

Un cuerpo se considera homogéneo si el elemento más pequeño del cuerpo tiene las mismas propiedades físicas del cuerpo entero. Pero, estrictamente hablando, las rocas no son materiales homogéneos. Un bloque de roca contiene diferentes cristales de varios tipos, macro y micro fracturas. Sin embargo, esta suposición es muy razonable si las dimensiones del cuerpo bajo ciertas consideraciones son grandes comparadas a las dimensiones de la discontinuidad.

- Isotropía

Un cuerpo se considera isotrópico si las propiedades elásticas del cuerpo no cambian con la dirección. La suposición de isotropía se hace necesaria para simplificaciones matemáticas. En la mayoría de problemas, el interés es la cantidad de deformación que se puede producir por las fuerzas aplicadas. Por ejemplo, las características de esfuerzo – deformación de un cuerpo linealmente elástico, homogéneo e isotrópico contiene sólo dos constantes, las cuales se llaman módulo de Young y relación de Poisson. Si no se asume que el material es isotrópico se deben usar 21 coeficientes independientes para identificar mecánicamente el material.

- Esfuerzo

El esfuerzo es un término que se usa para describir la cantidad de fuerza que se aplica a un área específica. En otras palabras, es la intensidad de las fuerzas internas en un cuerpo que se encuentra sujeto a la aplicación de un conjunto de fuerzas externas.

Esta idea se cuantifica mediante la definición del estado de esfuerzos en un punto de un cuerpo, en términos de la intensidad de las fuerzas que actúan sobre las superficies de un cuerpo libre centrado en el punto orientadas ortogonalmente.

- Deformación

El estudio del comportamiento mecánico de un cuerpo no se limita a los esfuerzos inducidos en él por las fuerzas internas. Además, también es importante saber cómo el cuerpo se ha deformado como resultado de los esfuerzos existentes en él. La deformación es qué tanto de la muestra se ha deformado y para determinarlo, se han realizado estudios de deformaciones en el cuerpo.

2.2.3.1 Geometría de fractura

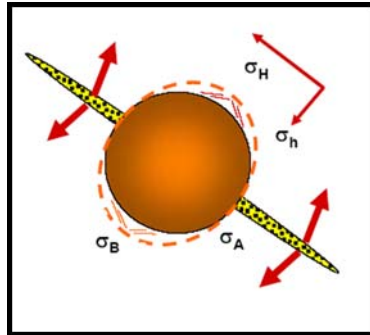
Los esfuerzos in situ y las propiedades de la roca tienen una clara influencia en la geometría y dirección de la fractura. La dirección de la fractura se controla por las diferencias de los esfuerzos in situ en la dirección horizontal. La diferencia en las propiedades de la roca entre dos formaciones adjuntas controla la altura de la fractura.

- Azimut de la fractura

Los esfuerzos controlan la dirección de la fractura en la formación. La dirección de la fractura no se ve influenciada por la dirección del pozo o la dirección de las perforaciones.

Las fracturas siempre crecen en ancho perpendicular al esfuerzo mínimo horizontal y crecen en longitud paralelo al esfuerzo horizontal máximo. En todos los casos, la fractura buscará el trayecto de menor resistencia. Ver figura 3.

FIGURA 3. DIRECCIÓN DE LA FRACTURA



Fuente: Halliburton Services Company

Si el esfuerzo mínimo principal fuera uno de los esfuerzos horizontales, la fractura sería vertical. Si el esfuerzo mínimo principal fuera el esfuerzo vertical, la fractura sería horizontal.

Una dirección de fractura preferida existe cuando las fuerzas tectónicas generan que el campo de esfuerzos sea anisotrópico, es decir, diferente en todas las direcciones. En regiones de fallas normales, el overburden es más grande que el esfuerzo máximo horizontal, la cual es más grande que el esfuerzo mínimo horizontal, esto resulta en una fractura vertical que se propaga paralelo a la falla. En áreas de falla de desplazamiento de rumbo activas, el overburden es el esfuerzo intermedio, esto resulta en una fractura vertical que se propaga perpendicular a la falla y finalmente la intercepta. En áreas de fallas inversas activas, el overburden es el mínimo esfuerzo, esto resulta en una fractura horizontal que se propaga en dirección paralela y perpendicular a la falla.

En conclusión, una fractura siempre será vertical a menos que el esfuerzo horizontal sea más grande o igual al peso del material sobrepuesto. Las fracturas horizontales cuyo gradiente es bajo (menos de 0,9 psi/ft), incluso en ambientes someros, son difíciles de probar.

- Altura de la fractura

Pruebas realizadas en el laboratorio y observaciones en campo han demostrado que las fracturas se propagan en materiales duros, de alta resistencia, y alto módulo de Young.

La razón más importante para el confinamiento del alto de la fractura en la formación objetivo es el contraste de esfuerzo natural que resulta de las diferencias en las relaciones de Poisson. Sin esta diferencia, las fracturas tendrían un crecimiento incontrolado de la altura. No se puede controlar la altura de la fractura sin el diseño del tratamiento de estimulación. Si las diferencias de esfuerzos no existen en la dirección vertical, la altura de la fractura no se controlará independientemente del fluido y tasa que se utilice.

Para abrir una fractura existente, se debe aplicar una presión al fluido mayor que el esfuerzo que mantiene la fractura cerrada, la cual es el esfuerzo horizontal que existe en la formación.

- Ancho de la fractura

La principal influencia en el ancho de la fractura son los esfuerzos in situ y el módulo de Young. Una formación que presente un alto módulo de Young tendrá como resultado fracturas más angostas para la misma presión de fondo o presión neta. De igual manera, si se tiene un valor de módulo de Young alto, se necesitará mayor presión de fondo o presión neta para lograr el mismo ancho.

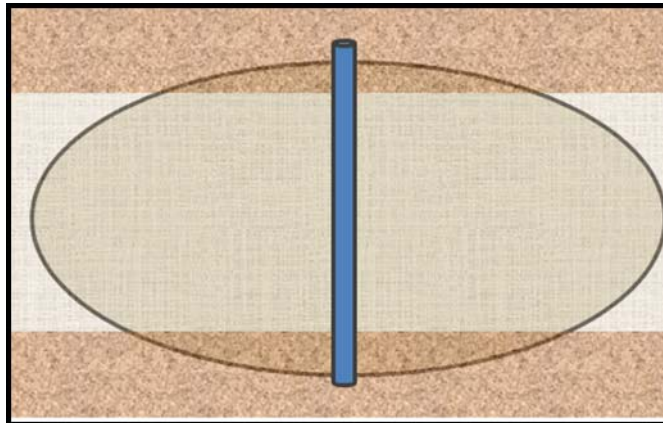
La fricción del fluido en la fractura también afecta directamente el ancho de la fractura; a mayor fricción del fluido mayor ancho de fractura. La fricción del fluido en la fractura es una función de la viscosidad del fluido y/o la tasa de tratamiento. Altos valores de viscosidad de fluido fracturante resulta en más fricción, la cual incrementará la presión neta. Esta presión es la responsable de abrir la fractura por lo tanto, un incremento en la presión generará un aumento en el ancho de la fractura.

2.3 PARÁMETROS GEOMECÁNICOS CONSIDERADOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Es de gran importancia estudiar la mecánica de rocas para comprender cómo las fuerzas controlan el contorno de la tierra, pero también cómo éstas controlan el contorno de la fractura. Las fuerzas en cada formación determinan la presión necesaria para fracturar la formación, por lo tanto, las fuerzas que actúan en las formaciones límites controlarán el grado de confinamiento de la fractura.

En una situación donde las fuerzas en las formaciones límites son más altas que las fuerzas presentes en la formación objetivo, la fractura se mantendrá en la formación objetivo. Ver figura 4

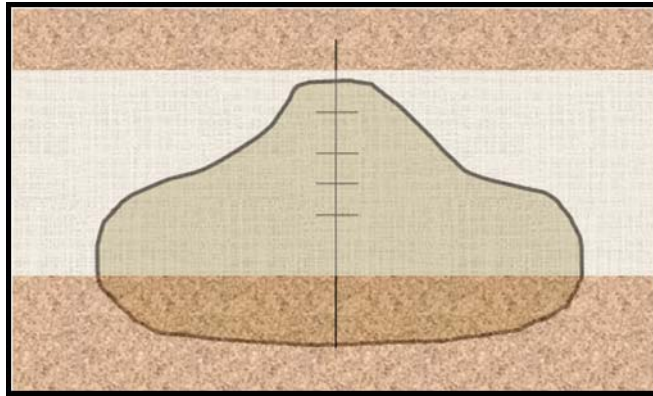
Figura 4. Crecimiento de la fractura en la formación objetivo



Fuente: Modificado de Halliburton Services Company

Cuando las fuerzas en las formaciones límites son menores que la formación objetivo, la fractura tiende a crecer por fuera de la formación objetivo propagándose en la formación límite. Ver figura 5

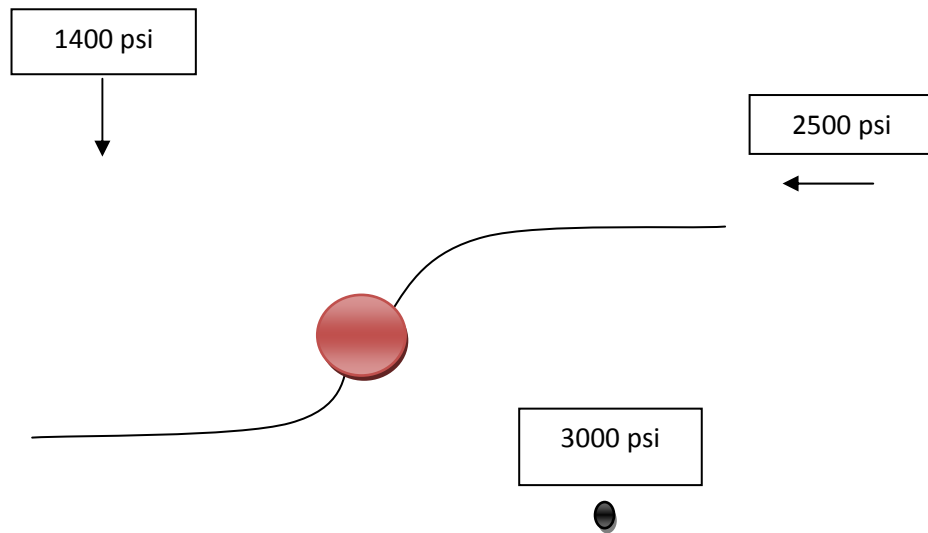
Figura 5. Crecimiento de la fractura en la formación límite



Fuente: Modificado de Halliburton Services Company

Las fuerzas en la tierra también controlan la dirección de la fractura. En los resultados se han visto que la fractura siempre se propaga en la dirección del máximo esfuerzo, la cual es perpendicular al esfuerzo mínimo como lo indica la figura 6. Por lo tanto, la dirección de la fractura es independiente de las perforaciones y dependiente de la dirección de los esfuerzos.

Figura 6. Propagación de la fractura



Fuente: Halliburton Services Company

2.3.1 Esfuerzos Principales

Los esfuerzos principales o “in situ” dominan completamente la operación de fracturamiento hidráulico, se encuentran en su posición natural, o más específicamente, es el esfuerzo que existe en la roca luego de la depositación y litificación. Cualquier estudio de la respuesta mecánica de una roca requerirá el previo conocimiento de la magnitud y dirección de todos los esfuerzos presentes en el. Desafortunadamente, no es fácil obtener tal información teórica o experimentalmente.

Se ha probado teóricamente que cualquier sistema de esfuerzos que actúan en un punto se puede reemplazar siempre por los tres esfuerzos normales, la cual se conocen como “esfuerzos principales”. Estos esfuerzos son perpendiculares entre si.

El esfuerzo vertical o esfuerzo de “overburden” se genera por la densidad del material que se encuentra superpuesto y, en la mayoría de los casos, representa el esfuerzo máximo. A mayor profundidad de la formación de interés, el esfuerzo vertical será más grande.

Se puede calcular la magnitud del esfuerzo vertical de la siguiente manera:

$$\sigma_{\text{vertical}} = 0.05195 * \rho * H \quad \text{Ec. 7}$$

Donde:

ρ : densidad promedio de la masa de la roca superpuesta (lb/gal)

H: profundidad de interés (ft)

0.05195: factor de conversión

Si no se tiene la densidad promedio de la masa de la roca superpuesta se puede calcular por regla del dedo gordo la cual afirma que el overburden está comprendido en un rango entre 1 y 1,1 psi/ft.

El segundo esfuerzo principal es el “esfuerzo mínimo horizontal” la cual, es un resultado directo del esfuerzo de overburden. La relación de Poisson determina la cantidad de esfuerzo vertical que se transmitirá horizontalmente, por lo tanto, para el mismo esfuerzo de overburden, una formación con una alta relación de Poisson tendrá mayor esfuerzo horizontal que una formación con baja relación de Poisson. Como esta relación es menor a 0.5, el esfuerzo horizontal será menor que el esfuerzo vertical a la misma profundidad.

$$\sigma_{h,min} = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v + \left(1 - \frac{\nu}{1-\nu}\right) \alpha P_p + \sigma_{tect} \quad \text{Ec. 8}$$

Donde:

ν : Relación de Poisson

σ_v : Esfuerzo de overburden (psi)

α : Constante poroelástica de Biot

P_p : Presión de poro

σ_{tect} : esfuerzo tectónico mínimo horizontal

La tectónica crea dos esfuerzos diferentes en la dirección horizontal, por estos componentes tectónicos, el tercer esfuerzo es el “esfuerzo máximo horizontal”, será la suma del esfuerzo mínimo horizontal y la contribución del esfuerzo tectónico.

2.3.2 Esfuerzos Efectivos

Los fluidos de los poros en un yacimiento juegan un papel muy importante debido a que ellos soportan una parte del esfuerzo total aplicado. Por lo tanto, sólo una porción del esfuerzo total, llamada la componente de esfuerzo efectivo, es soportado por la matriz de la roca. Ver figura 7

El esfuerzo efectivo cambia a través de la vida de un yacimiento y el comportamiento mecánico de una roca porosa modifica la respuesta del fluido.

En este comportamiento acoplado:

- Un incremento en la presión de poro induce la dilatación de la roca.
- La compresión de la roca produce un incremento en la presión de poro si se previene que el fluido no escape del medio poroso.

En 1923, Terzagui introdujo el concepto de esfuerzo efectivo para la consolidación unidimensional y propuso la siguiente relación:

$$s = S - P_p \quad \text{Ec. 9}$$

Donde:

S: esfuerzo total aplicado

s: esfuerzo efectivo que gobierna la fractura del material

P_p : presión de poro

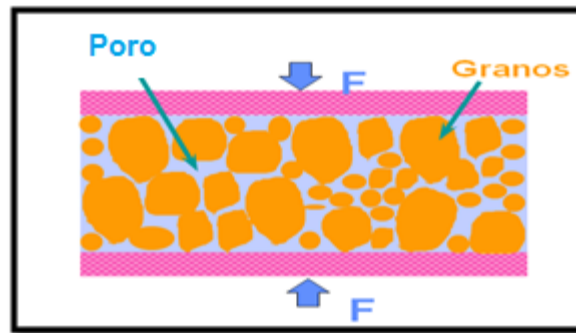
Sin embargo, Biot propuso una teoría consistente que tiene en cuenta el proceso acoplado de difusión/deformación que se observa en materiales elásticos. Tal acoplamiento se debe al hecho que algún cambio en la presión de poro es acompañado por la variación en el volumen poroso, que afecta todo el mecanismo

de respuesta de la roca. La relación que gobierna la deformación de un medio poroso es:

$$s = S - \alpha P_p \quad \text{Ec. 10}$$

Donde α es el coeficiente de Biot, éste toma el valor de 0 a 1; para rocas sedimentarias entre 0.65 a 0.9 y para materiales incompresibles este es igual a 1.

Figura 7. Esfuerzos efectivos



Fuente: Halliburton Services Company

2.3.3 Presión de Poro

Los fluidos del poro en el yacimiento soportan una porción del esfuerzo total aplicado, por lo tanto, solo una porción del esfuerzo total, llamado, el componente de esfuerzo efectivo, es soportado por la matriz de la roca.

Los cambios en la capacidad de volumen de la roca, o en su forma, se debe únicamente a los esfuerzos transmitidos a través de los granos de la roca, por consiguiente, solo una porción del esfuerzo aplicado a través de la presión del fluido o el aplicado por la tierra a través de la fuerza de gravedad y la tectónica, deforma la formación.

Por medio de la ecuación de Terzaghi se determina el valor de la presión de poro:

$$\sigma = \sigma' + P_r$$

Ec. 11

Donde

σ : esfuerzo efectivo.

σ' : esfuerzo soportado por los granos de la formación.

P_r : Presión de poro.

La presión de poro lleva una porción del esfuerzo aplicado, fallar una formación se determina por la cantidad de esfuerzo que lleva el grano. Entre más grande sea el valor de la presión de poro dentro de la formación, va a ser mas difícil fallar o fracturar la formación porque el grano soporta menos esfuerzo.

2.3.4 Gradiente de Fractura

El gradiente de fractura es el parámetro geomecánico más importante a considerar, ya que se encarga de establecer que presión se necesita para fracturar la formación, y de ésta manera crear la fractura que facilitará el flujo del fluido desde la formación productora hasta la cara del pozo.

Es la presión que se requiere para mantener abierta y propagar una fractura dentro de la formación, P_{ef} . Esta presión se puede calcular a partir del ISIP (Instantaneous Shut-in Pressure) y la presión hidrostática P_H de la siguiente manera:

$$P_{ef} = ISIP + P_H$$

Ec. 12

Se utiliza el gradiente de fractura GF para correlacionar la presión de extensión de fractura con la profundidad de la formación mediante distintos valores de un mismo yacimiento:

$$G_F = \left(\frac{P_{ef}}{PMP} \right)$$

Ec. 13

Donde:

PMP: Punto medio de perforados en TVD (ft)

El gradiente de fractura durante la historia de producción de un yacimiento no es constante, este varía a medida que la presión del yacimiento declina o se modifica.

2.3.5 Relación de Poisson

La relación de Poisson describe que tanto un material se expande horizontalmente (esfuerzo radial) cuando este se comprime verticalmente (esfuerzo axial), ya que una roca no se comprime en una sola dirección sino también en la dirección radial.

$$\nu = \frac{-\epsilon_{radial}}{\epsilon_{axial}} \quad \text{Ec. 14}$$

La expansión por convención se considera como negativa por lo tanto este signo se incluye, pero la relación de Poisson por definición es una cantidad positiva.

La relación de Poisson para rocas carbonatos es 0.3, para areniscas 0.2, para shales por encima de 0.3 y para el carbón es aproximadamente 0.4. Teóricamente, los materiales con una relación de Poisson de exactamente 0.5 son verdaderamente incompresibles.

2.3.6 Módulo de Young

Es la cantidad de esfuerzo que se requiere para deformar una muestra una cierta cantidad, por lo tanto, es una indicación de la rigidez de una muestra. Una roca con un modulo de Young alto es más rígido porque requiere más esfuerzo para

mantener la misma deformación.

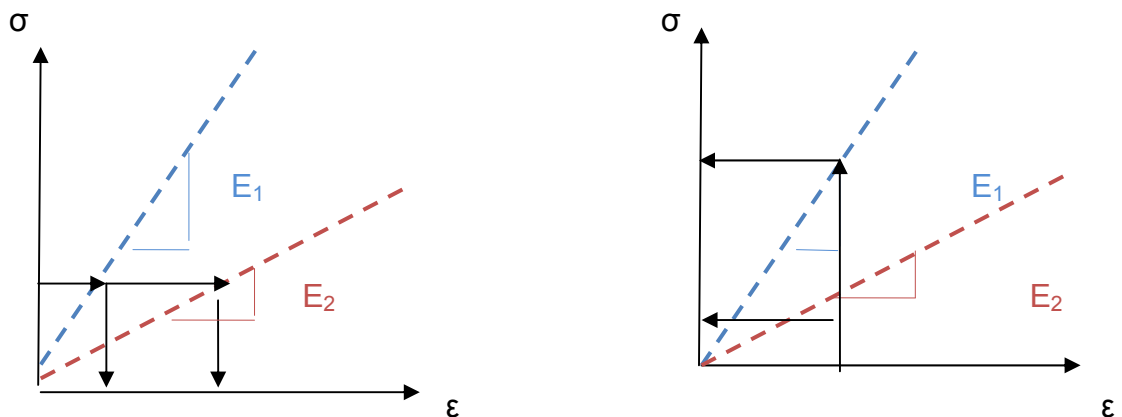
El modulo de Young o modulo de elasticidad se define como el cambio en el esfuerzo dividido en el cambio en la deformación.

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon}$$

Ec.15

El modulo de Young es más importante al momento de realizar los cálculos de presiones de fractura y perfil del ancho de fractura. Durante las operaciones de fractura, el fluido inyectado empuja contra las caras de la fractura lo que genera la deformación de la formación. La presión del fluido que se requiere para abrir la fractura es mayor a medida que incrementa la deformación; cuando el ancho de la fractura incrementa, la presión también incrementa. Como se puede ver en la figura 8, si se aplica la misma presión a formaciones con diferentes valores de módulos de Young, la formación con el módulo de Young más bajo tendrá la fractura más ancha lo que significa que la formación es menos rígida y por lo tanto más fácil de deformar. Similarmente, la formación con el módulo de Young más alto requerirá la presión más alta para crear el mismo ancho de fractura.

Figura 8. Módulo de Young



La misma presión produce diferentes anchos

El mismo ancho requiere mayor presión

Fuente: Modificado de Halliburton Services Company

2.4 MODELOS DE FLUJO EN YACIMIENTOS HIDRAULICAMENTE FRACTURADOS⁴

Después de que un pozo ha sido fracturado, un nuevo grupo de regímenes de flujo se produce. En yacimientos hidráulicamente fracturados se presentan cuatro patrones de flujo diferentes separados por períodos de transición. Los principales regímenes de flujo son los siguientes:

2.4.1 Flujo lineal en la fractura

El flujo lineal ocurre a tiempos muy tempranos, ya que éste es normalmente enmascarado por los efectos del almacenamiento y se observa siempre que se realice una operación de fracturamiento hidráulico. Suele ser de muy corta duración. Ver figura 9

Figura 9. Flujo lineal en la fractura



Fuente: Modificado de NSI TECHNOLOGIES, Fracturing Pressure Analysis

Durante este periodo de flujo, el fluido que entra al pozo proviene de la expansión de éste dentro de la fractura y el flujo es esencialmente lineal. Infortunadamente, este periodo de flujo ocurre durante un tiempo muy temprano y corto, por lo que su empleo en el análisis de pruebas de pozos no es práctico.

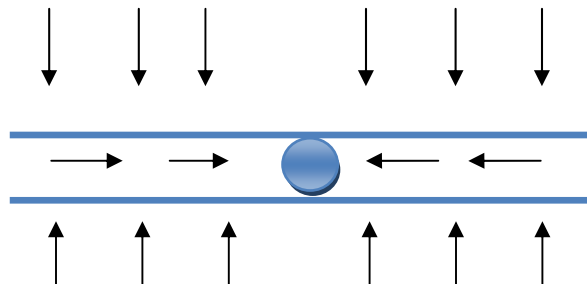
2.4.2 Flujo bilineal

Ocurre cuando existe un régimen de flujo simultáneo: un flujo lineal en la fractura y un flujo lineal desde la formación hasta la fractura. Este tipo se produce

⁴ DORADO J.D. OLIVARES F.A.: "Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico". Tesis de grado Uis. 2006

únicamente en fracturas de conductividad finita la cual implica una caída de presión a lo largo de la fractura. El fluido proveniente de la formación fluye literalmente dentro de la fractura y los efectos de la fractura no afectan aún el comportamiento del pozo. Ver figura 10

Figura 10. Flujo bilineal



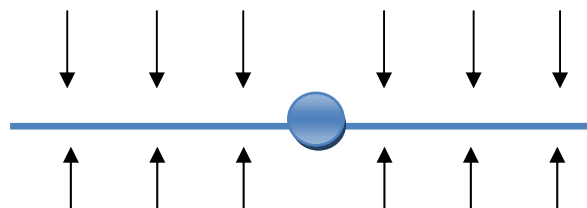
Fuente: Modificado de NSI TECHNOLOGIES, Fracturing Pressure Analysis

Una fractura se considera de conductividad finita cuando la conductividad adimensional de la fractura $C_D < 100$, ya que a valores mayores el comportamiento de la presión es muy similar al que se tiene con conductividad infinita. La mayoría del fluido que entra al pozo proviene de la formación. Durante el flujo bilineal la presión del fondo es una función lineal de $t^{1/4}$ en coordenadas cartesianas.

2.4.3 Flujo lineal en la formación

Ocurre solamente en fracturas de alta conductividad $C_D \geq 100$. Este periodo continua hasta tiempos adimensionales de $t_{LD} = 0.016$. Ver figura 11

Figura 11. Flujo lineal en la formación



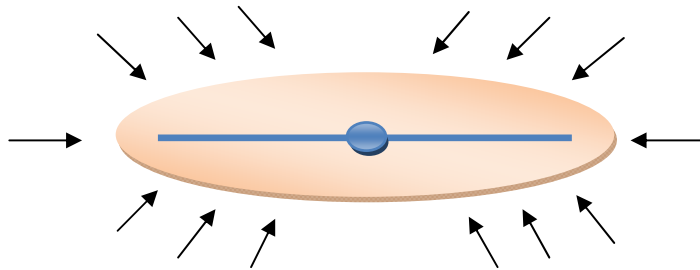
Fuente: Modificado de NSI TECHNOLOGIES, Fracturing Pressure Analysis

La transición de flujo lineal de fractura a flujo lineal de formación se completa en un tiempo adimensional de $t_{LFD} = 10^{-4}$. En coordenadas cartesianas, la presión en la cara del pozo es una función lineal de $t^{1/2}$ y en una gráfica logarítmica de P_{wf} en función del tiempo se observa una pendiente de $1/2$.

2.4.4 Flujo elíptico

Es un periodo de flujo de transición entre el flujo lineal o cercano a lineal y el flujo radial o pseudo radial. Ver figura 12

Figura 12. Flujo elíptico



Fuente: Modificado de NSI TECHNOLOGIES, Fracturing Pressure Analysis

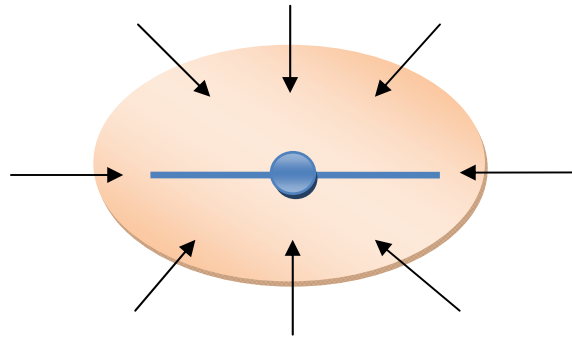
Se observa únicamente en pozos fracturados ya que la fractura actúa como una extensión del radio del pozo y el flujo se dirige hacia la fractura describiendo una elipse.

2.4.5 Flujo pseudo radial

El inicio del flujo pseudo radial puede ocurrir a un tiempo que económicamente no es factible de alcanzar, y por ende no puede ocurrir a ningún tiempo durante una prueba de pozo. En una prueba de flujo, se considera el flujo pseudo radial alrededor de un pozo fracturado cuando el patrón de drenaje ha completado una transformación desde rectangular (flujo lineal) hasta 'casi' radial. Se utiliza el término casi o pseudo debido a que el área de drenaje de un pozo fracturado no

será nunca completamente circular, aunque para propósitos prácticos, se puede considerar que el área sí alcanza a ser circular. Ver figura 13

Figura 13. Flujo pseudo radial



Fuente: Modificado de NSI TECHNOLOGIES, Fracturing Pressure Analysis

Este tipo de flujo se presenta en fracturas de todas las conductividades. Después de un periodo de flujo suficientemente largo, la fractura parece en el yacimiento una expansión del radio del pozo (radio efectivo del pozo). A mayor conductividad de la fractura se tarda más en desarrollarse un patrón radial de drenaje ya que el flujo lineal tiene en ese caso mayor duración.

3 PRUEBA STEP RATE TEST

El Step Rate Test es una prueba que se ha utilizado por varios años con el fin de determinar la presión de extensión de fractura. Esta presión es un valor cercano al esfuerzo mínimo de la formación, por eso se usa para verificar el esfuerzo de cierre que se determina a partir de un Minifrac, razón por la cual, la presión de extensión de fractura es un límite superior para la presión de cierre. Es de gran importancia determinar adecuadamente la presión de extensión de fractura para tener operaciones de inyección y proyectos de recobro terciario de manera eficiente. Inyectar a presiones por encima de la presión de extensión de fractura puede presentar rupturas prematuras, pobres eficiencias de barrido, reducción en el recobro de aceite y pérdidas costosas de fluidos de inyección debido a la extensión incontrolada de la fractura, por otro lado, presiones de inyección por debajo de la presión de extensión de fractura implica trabajar con tasas más bajas que el máximo permitido y por lo tanto, una reducción en el recobro de aceite.

El fluido que se usa depende de la permeabilidad del yacimiento, si se presenta baja permeabilidad el fluido que se debe emplear es agua tratada, y en yacimientos de alta permeabilidad es necesario usar polímeros para controlar la pérdida de fluidos.

3.1 DESCRIPCION DE LOS PARAMETROS INVOLUCRADOS EN LA PRUEBA

3.1.1 Presión de extensión de fractura

Es la presión requerida en el fondo para fracturar la formación. Una vez conocida esta presión, se debe mantener la presión de fondo por encima para mantener abierta y propagar la fractura cerrada, con esto, se asegura que la fractura siga creciendo. Por lo general, esta presión es 100 a 200 psi mayor que la presión de cierre.

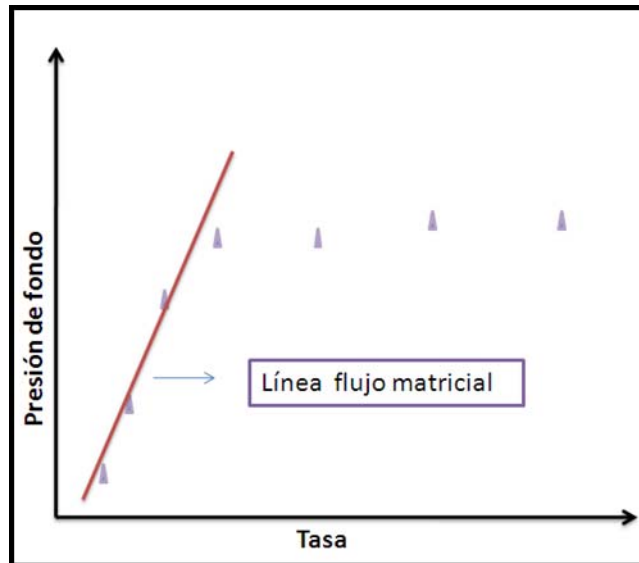
3.1.2 Caudal de extensión de fractura

Es la tasa mínima requerida a la presión de extensión de fractura que se necesita para mantener la fractura abierta en una formación dada.

3.1.3 Línea flujo matricial

Como se ve en la figura 14, se debe trazar una línea pendiente a través de los puntos que representan las bajas tasas de inyección determinada antes de la presión de “ruptura” o presión de extensión de fractura, esto se debe al paso del fluido a través del espacio poroso de la matriz.

Figura 14. Línea de flujo matricial

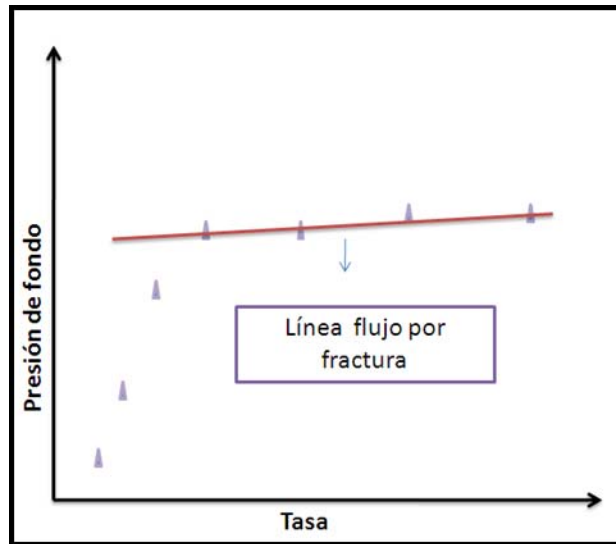


Fuente: Modificado de Salazar, Abel., Kumar, Anil., “Case Histories of Step Rate Tests in Injection Wells”. SPE 23958

3.1.4 Línea de flujo por fractura

Es la segunda línea que se identifica (ver figura 15), esta se debe trazar sobre los puntos de altas tasas de inyección. La pendiente de la línea de fractura es proporcional al ancho y alto de la fractura hidráulica creada.

Figura 15. Línea de flujo por fractura

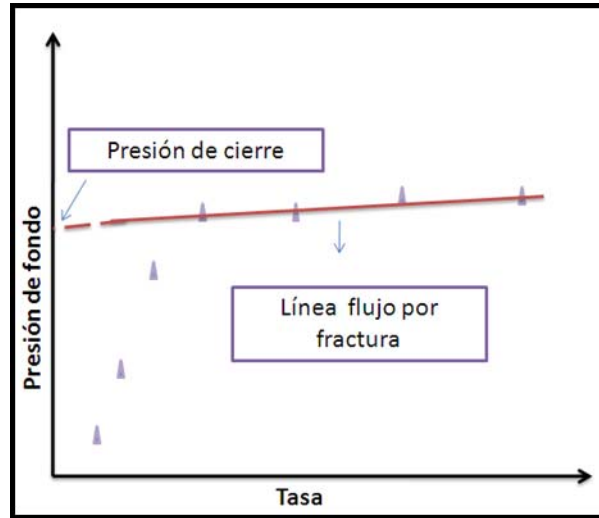


Fuente: Modificado de Salazar, Abel., Kumar, Anil., “Case Histories of Step Rate Tests in Injection Wells”. SPE 23958

3.1.5 Determinación de la presión de cierre

Por medio del análisis del Step Rate Test se puede determinar la presión de cierre extrapolando la línea de flujo por fractura hasta llegar al eje “y”. De esta manera se obtiene un valor aproximado de la presión de cierre. Ver figura 16

Figura 16. Determinación de la presión de cierre



Fuente: Modificado de Lizak, K. Bartkok, Self, F. Izquierd, G. and Al-Munem, M. “New Analysis of Step-Rate Injection Test for Improved Fracture Stimulation Design” SPE 98098, Lafayette, LA, febrero de 2006

3.1.6 Determinación del gradiente de fractura

Para operaciones de fracturamiento, el gradiente de fractura es la presión necesaria para mantener la fractura abierta.

$$\text{Gradiente de fractura} = \frac{ISIP}{\text{Profundidad}} \quad \text{Ec. 16}$$

$$\text{Gradiente de cierre} = \frac{\sigma_{mfn}}{\text{Profundidad}} \quad \text{Ec. 17}$$

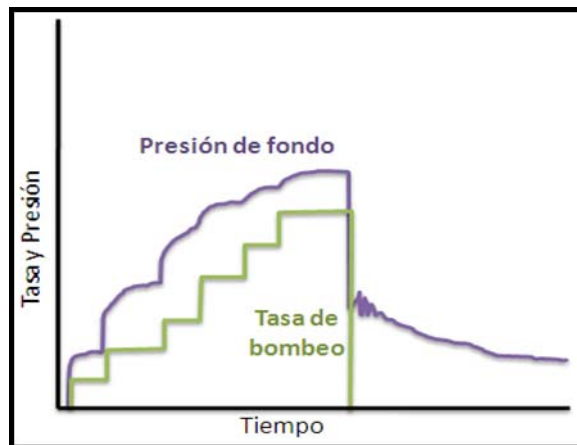
El gradiente de fractura es mayor al gradiente de cierre. La profundidad debe ser la profundidad media de las perforaciones.

3.2 DESCRIPCION DE LA PRUEBA STEP RATE TEST

La prueba consiste en bombear un fluido de tratamiento base dentro de la formación a bajas tasas en un rango de 0.5 a 2 bpm de manera que el mismo circule por el espacio poroso de la matriz, lo cual se conoce como régimen de flujo matricial, luego se incrementan las tasas de manera escalonada como se evidencia en la figura 17 una vez la presión se encuentre estabilizada, esto puede durar de 1 a 2 minutos, el tiempo de bombeo de cada etapa se determina por el tiempo que se necesita para alcanzar una tasa de inyección a presión constante.

De acuerdo a la Ley de Darcy, la presión de inyección de fondo de pozo durante estas etapas aumenta a medida que aumenta la tasa de inyección. La presión de fondo incrementa hasta un punto donde el esfuerzo de la formación se supera y se empieza a desarrollar una fractura, esta tiende a propagarse o extenderse cuando la tasa va incrementando, la cual, resulta en un mínimo incremento en la presión de fondo.

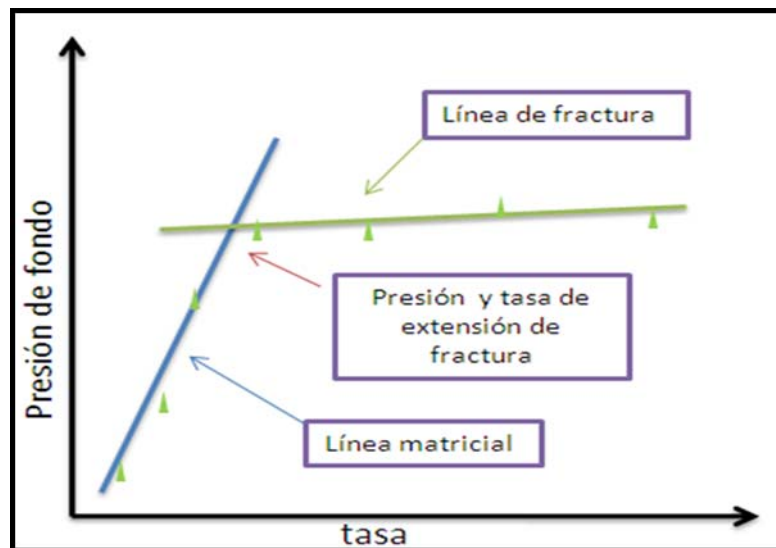
Figura 17. Step Rate Test



Fuente: Modificado de Lizak, K. Bartkok, Self, F. Izquierd, G. and Al-Munem, M. "New Analysis of Step-Rate Injection Test for Improved Fracture Stimulation Design" SPE 98098, Lafayette, LA, febrero de 2006

Para su análisis, se gráfica la presión de fondo estabilizada a cada tasa de inyección con el fin de obtener la presión y extensión de caudal de fractura (ver figura 18). Se identifica la línea de flujo matricial y la línea de flujo por fractura por medio de una línea pendiente que pase a través de todos los puntos, se interceptan las dos líneas y ese punto de inflexión en el gráfico se toma como la presión de extensión de fractura, la cual es la presión de cambio de régimen de flujo conocida como el límite superior de la presión de cierre. Es importante mantener la presión de fondo por encima de la presión de extensión de fractura ya que asegura que la fractura continúe creciendo. También se identifica la tasa de extensión de fractura a dicho presión, la cual es la mínima tasa requerida para mantener la fractura abierta en una formación dada.

Figura 18. Análisis del Step Rate Test



Fuente: Modificado de Lizak, K. Bartkok, Self, F. Izquierd, G. and Al-Munem, M. "New Analysis of Step-Rate Injection Test for Improved Fracture Stimulation Design" SPE 98098, Lafayette, LA, febrero de 2006

Se evidencia que bajo el régimen de flujo matricial la relación entre la presión y la tasa es lineal, una vez las tasas se han incrementado de manera escalonada, la relación tasa presión se dispersa mostrándose un cambio en la pendiente de la recta, por lo tanto, a partir de esa variación se observa otra relación lineal en la cual la pendiente es menor que la inicial ya que el aumento en la tasa de inyección produce un menor incremento en la presión, cuando esto ocurre, se puede decir que ha pasado de un régimen de flujo matricial a un régimen de flujo por fractura inducida. Esta variación en el comportamiento del flujo matricial a flujo de fractura se debe a un cambio en el régimen de flujo, si el régimen de flujo es matricial, el transporte del fluido es en dirección radial mientras que en el régimen de flujo por fractura es lineal.

Al realizar un Step Rate Test se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Siempre iniciar con la fractura cerrada.
- Si la presión de fondo de pozo se calcula a partir de la presión de cabeza de pozo, se debe tener en cuenta los efectos del pozo.
- Es importante notar que la presión de extensión de fractura no es constante, la cual variará durante todo el tratamiento de fracturamiento.

La experiencia en campo ha demostrado que si es la primera inyección que se le realiza a la formación, el valor que se obtiene es la presión de ruptura de formación, por el contrario, si a la formación se le realizó una inyección previa, se obtiene la presión de extensión de fractura, que por lo general, es 100 a 200 psi mayor que la presión de cierre.

Si se presenta buena comunicación entre la fractura y el pozo obtendremos buena información de la presión de cierre y presión de poro, por lo tanto, las presiones que se obtienen tienen que seguir el siguiente orden:

Ruptura > ISIP > Extensión de fractura > Cierre > Yacimiento

Fallar demasiado un pozo hasta “fracturarlo” resulta en la presencia de fricción en las cercanías del pozo o tortuosidad, la cual se evidencia porque la presión de extensión de fractura será mayor que el ISIP (calculado de un Minifrac). Si esto sucede, se deben aplicar correctivos para eliminar la fricción en las cercanías del pozo como por ejemplo: reperforar, bombear un tratamiento ácido o usar proppant slugs. Luego de esto, se realiza nuevamente un Step Rate Test hasta que se obtenga información útil.

La calidad del resultado depende de la cantidad de datos registrados, exactitud en el tiempo de bombeo constante, fluido no compresible utilizado y especialmente calidad del cálculo de presión de fondo de cada intervalo.

3.3 FRACTURAS MÚLTIPLES EN UN STEP RATE TEST

Las múltiples fracturas también se agrupan dentro de esta categoría, y por lo tanto, se pueden identificar por medio de un Step Rate Test.

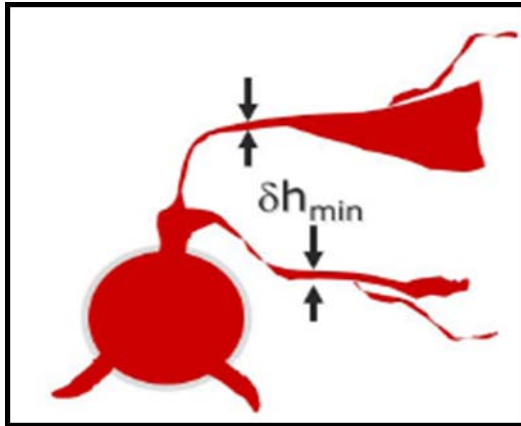
Las múltiples fracturas se generan por la ausencia de esfuerzo diferencial en la formación, éstas se localizan en la región cercana al pozo o a varios cientos de pies por fuera de la fractura como se muestra en la figura 19.

Consecuencias de las fracturas múltiples:

- Ancho de fractura reducido

- Baja eficiencia
- Incremento del leakoff
- Reducción de la longitud de la fractura
- Presión neta alta

Figura 19. Fracturas múltiples



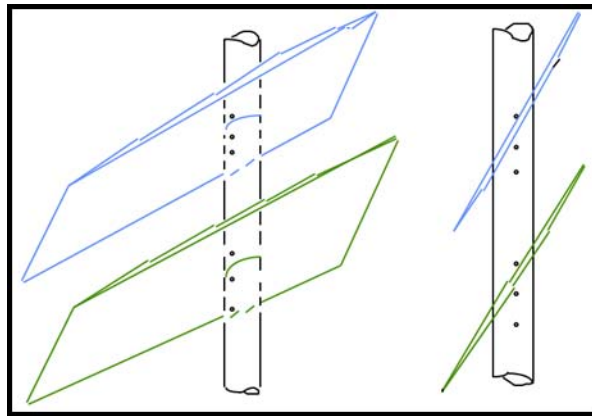
Fuente: Halliburton Services Company

Cuando la presión en el pozo aumenta esta puede exceder la presión de ruptura. Las investigaciones han demostrado que si la presión excede el 7% de la presión de ruptura inicial, se crea una nueva fractura. También se ha demostrado que éste valor de la presión se puede tomar como un límite superior. Por otro lado, perforar con una fase muy baja puede ser perjudicial al momento de realizar el trabajo.

Las siguientes figuras muestran un posible escenario en el cual se pueden generar fracturas múltiples. Las perforaciones y la formación no están perpendicular una a la otra, en este caso, las fracturas presentarán dos veces el leakoff normal. Si se perfora múltiples intervalos las fracturas crecerán juntas. Cuando la separación lateral entre las fracturas es grande comparado con la altura de la fractura (como por ejemplo en pozos desviados) es probable una propagación independiente de

las fracturas múltiples, especialmente cuando se tratan los intervalos de los múltiples perforados.

Figura 20. Escenario donde presentan múltiples fracturas



Fuente: Halliburton Services Company

En el caso donde las fracturas múltiples son un problema se debe considerar una fase de cero grados, estas fracturas pueden existir con tortuosidad o sin tortuosidad y se pueden encontrar en bajas resistencias compresivas y en ambientes de alta permeabilidad. Los pozos se desvían porque estos se asocian con ambientes offshore donde los pozos múltiples se perforan desde una plataforma fija, también son comunes los intervalos largos con diversas características de yacimientos. Estas dos condiciones contribuyen en su gran mayoría a la creación de fracturas múltiples.

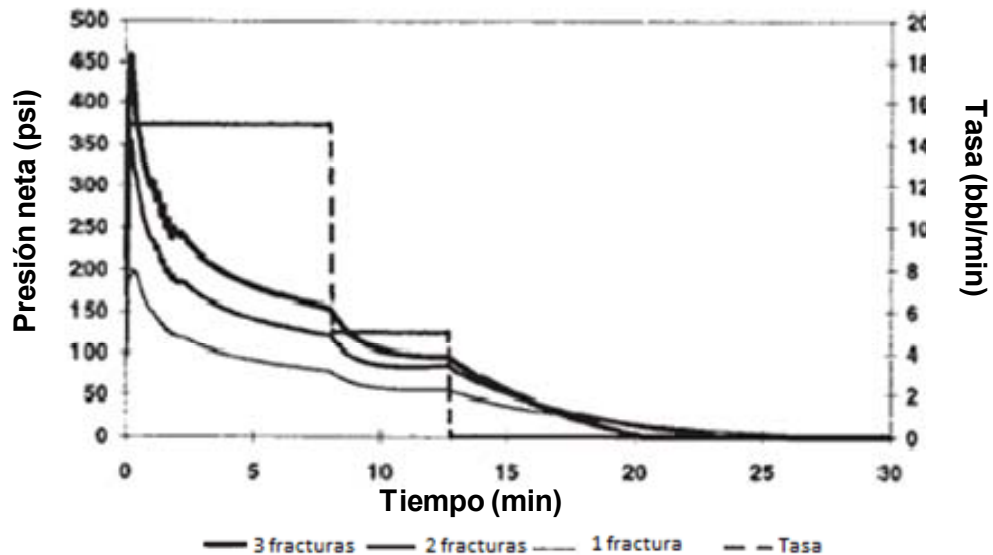
Técnicas para ayudar a reducir la extensión de las múltiples fracturas:

- Reducir la longitud de los perforados o el intervalo abierto

- Usar altas tasas de flujo y/o fluidos con alta viscosidad durante la iniciación de la fractura. Los fluidos con alta viscosidad son demasiado densos para penetrar las pequeñas fisuras.
- Usar Proppant slugs para taponar las múltiples fracturas. Si las fracturas naturales son el problema, se necesitará etapas de propante lo suficientemente grandes para deshidratar la lechada y rellenar la fractura natural.
- Usar una cantidad mínima de perforaciones para disminuir el número de múltiples fracturas que se inician con cada uno de los perforados.

A partir de un Step Rate Test se puede identificar la presencia de fracturas múltiples. La siguiente figura muestra la respuesta teórica de la presión para una formación con varios números de fracturas.

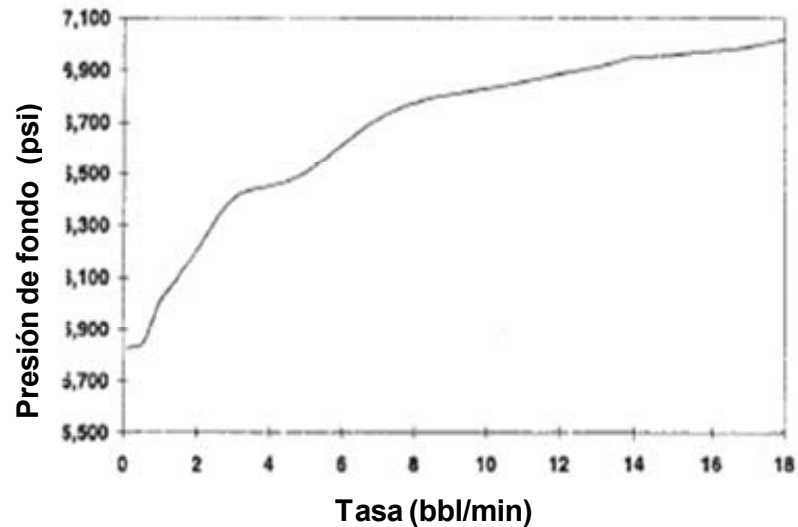
Figura 21. Presencia de fracturas múltiples a partir de un Step Rate Test.



Fuente: Chapman, B.J., Vitthal, S., "Prefracturing Pump-in Testing for High-Permeability Formations". SPE 31150

Cuando hay presencia de fracturas múltiples, la gráfica presión de fondo versus la tasa de bombeo muestra varios puntos de inflexión como también un aumento en la presión de fondo de pozo que se evidencia luego de la iniciación de la fractura como muestra la siguiente figura.

Figura 22. Puntos de inflexión en un Step Rate Test



Fuente: Chapman, B.J., Vitthal, S., "Prefracturing Pump-in Testing for High-Permeability Formations". SPE 31150

Para confirmar la presencia de múltiples fracturas obtenidas en un Step Rate Test a partir del gráfico del decline de la presión, se realiza una prueba Minifrac para comprobar esta información.

4 PRUEBA STEP DOWN TEST

Las altas presiones que se observan durante los tratamientos de fractura obedecen a los efectos en la entrada de la fractura, dichos efectos resultan en una comunicación restringida entre el pozo y el cuerpo principal de la fractura, la cual, genera un taponamiento prematuro. Estas restricciones habían sido explicadas inicialmente como resultado de la reorientación de la fractura de pozos desviados asociados a pozos offshore o ambientes con alta permeabilidad, ya que estos se habían usado para interpretar las presiones de fractura debido a múltiples fracturas y por la insuficiente comunicación con el pozo y la formación.

4.1 DESCRIPCIÓN DE LOS PARÁMETROS INVOLUCRADOS EN LA PRUEBA

4.1.1 Pérdidas de presión en tubería

Cuando se bombea un fluido a través de la tubería o el casing, el fluido frota las paredes de la tubería creando una fuerza de fricción. La fricción de la tubería le “roba” al fluido la energía, es por eso que el fluido al final de la tubería tiene menos energía que al principio de la misma. La pérdida de energía aparece como una disminución en la presión, llamada, “caída de presión”. Esta pérdida de energía aparece en la dirección del flujo tal que la presión al final de la tubería es menor que la presión al inicio.

La fricción en la tubería se ve afectada principalmente por la velocidad, rugosidad de la tubería, longitud de la tubería, viscosidad del fluido y la densidad del fluido. Como la velocidad incrementa para un fluido dado, la presión por fricción también lo hace. La velocidad se determina al dividir la tasa de flujo por el área de la tubería. Al tener tubería de menor diámetro menor será el área la cual resulta en

una velocidad mayor cuando se compara con una tubería de mayor diámetro. Es por esta razón que el diámetro de la tubería también afecta la fricción del fluido. La cantidad de presión por fricción por pie de tubería es constante cuando el diámetro de tubería es constante y se está moviendo un fluido incompresible a través de la tubería a una tasa constante. Por consiguiente, la cantidad total de fricción depende de la longitud total de la tubería; si la tubería es más larga, mayor será la fricción total de la tubería.

Existen tres tipos de flujo: laminar, de transición y turbulento. A bajas tasas, las capas (o láminas) de fluidos quedan distintas una de la otra sobre la longitud total de la tubería. Este tipo de fluido se conoce como “laminar”. A medida que la tasa de flujo aumenta existirá un periodo de transición antes del flujo turbulento.

La tabla 1 describe el régimen de flujo que está presente en la tubería y la relación que existe entre la inercia y las fuerzas viscosas.

Tabla 1. Régimen de flujo

REGIMEN DE FLUJO	
$Re < 2000$	Laminar
$2000 < Re < 3000$	Transitorio
$Re > 3000$	Turbulento

Fuente: Halliburton Services Company

Para números de Reynolds bajos, el comportamiento del fluido depende de la viscosidad, el flujo es estable. Para altos valores la cantidad de movimiento del fluido determina su comportamiento más que la viscosidad, el flujo es inestable. Para números de Reynolds intermedios el flujo es transitorio, en parte laminar y en parte turbulento.

Circulación a través del casing o tubing.

$$V_{prom} = \frac{24.34Q}{d_{int}^2} \quad \text{Ec. 18}$$

$$V_{crit} = 1,969 \left| \frac{5 \times (2470 - 1370 \text{ cm}^2/\text{ek}^2)}{\rho_m} \right|^{2-n} \quad \text{Ec. 19}$$

- Para flujo laminar

$$P_{ft} = \left(\frac{8 \cdot L}{32 \cdot d_{int}^3} \right) \cdot \left(\frac{0.4 \cdot V_{prom} \cdot (n+1)}{d_{int} \cdot n} \right)^n \quad \text{Ec. 20}$$

- Para flujo turbulento

$$P_{ft} = \left(\frac{(100n+2.5) \cdot \rho_m \cdot V_{prom} \cdot L}{4648029 \cdot d_{int}^5} \right) \cdot \left(\frac{19.86 \cdot \left(\frac{0.4 \cdot V_{prom} \cdot (n+1)}{d_{int} \cdot n} \right)^2}{\rho_m \cdot V_{prom}^2} \right)^{\frac{1.4-0.01n}{7}} \quad \text{Ec. 21}$$

Donde:

P_{ft} : Pérdidas de presión por fricción en el tubing o en el casing (psi)

V_{prom} : Velocidad promedio (ft/min)

V_{crit} : Velocidad crítica (ft/min)

L : Longitud de la tubería (ft)

Q : Caudal total (gal/min)

d_{int} : Diámetro interno del casing o tubing (in)

n : Índice de comportamiento del fluido (adimensional)

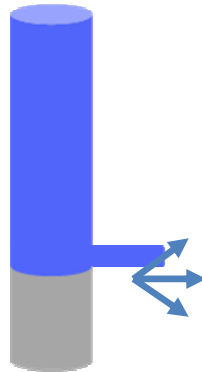
K : Índice de consistencia del fluido (lb.seg/100ft²)

ρ_m : Densidad de la mezcla (lb/ft³)

4.1.2 Pérdidas de presión en perforados

Durante un tratamiento de fracturamiento hidráulico, el fluido de fractura encuentra resistencia al flujo debido a la fricción en la tubería, en los perforados y en la fractura. La caída de presión que se genera cuando el fluido de fractura se mueve a través de las perforaciones se conoce como pérdida de presión en los perforados o fricción en los perforados. La figura 23 muestra la fricción se genera cuando la energía cinética se disipa por la alta velocidad del flujo de fluidos a través de los perforados ya que el fluido se mueve a través de pequeños orificios.

Figura 23. Pérdidas de presión en perforados



Fuente: Modificado de Wright, Chris., Pinnacle Technologies. Hart's Petroleum Engineer International. Análisis, diagnósticos y problemas en la prueba Step Down Test y las mejoras en el éxito del tratamiento de fractura.

Existen varios parámetros que rigen la cantidad de fricción causada en el túnel de los perforados:

- Disipación de la energía cinética
- Reducción en el área de flujo

- Alta velocidad
- Tamaño de los perforados
- Propiedades del fluido

Se debe estimar con prioridad la pérdida de presión por perforados para determinar el número de perforaciones que son necesarias en cada zona para tratar simultáneamente varias zonas con diferentes gradientes de fractura. Además, el cambio en la presión debido a la erosión de los perforados es vital para lograr los perfiles de las tasas de inyección deseadas en la zona.

Una estimación anticipada de la pérdida de presión por perforados generará conclusiones erróneas sobre el crecimiento de la fractura cuando se realiza el análisis de presión.

Parámetros de perforación:

- Diámetro del perforado (EHD)

Si se multiplica $6 \times$ diámetro del propante de fractura y el valor es mayor que el EHD, se generará arenamiento por puenteo. Ahora, si el resultado es menor que el EHD, es muy difícil arenarse a menos que se tenga una concentración tan alta como 30 ppg (lb/gal).

- Densidad de los disparos

Se ha concluido con los experimentos realizados que el valor de fricción mínima de perforados se obtuvo con una densidad de disparos entre 4 y 8 spf (disparos por pie).

- Geometría y fase de los cañones

La dirección de los perforados afecta la fricción por tortuosidad para el análisis. La dirección de las perforaciones ideal debe ser perpendicular al esfuerzo mínimo.

- Condiciones del pozo

Sobre o Bajo balance, depende de las presiones del yacimiento. Las condiciones normales son sobrebalance y para yacimientos depletados bajobalance.

- Coeficiente de descarga

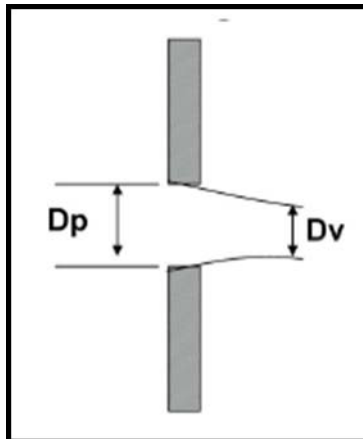
El coeficiente de descarga es un parámetro clave para entender la caída de presión debido a la fricción por perforados. Se define como la relación que existe entre el diámetro del fluido de la vena contracta y el diámetro de los perforados. La vena contracta es el área mínima de sección transversal por donde el fluido pasa. Este valor depende de las condiciones de operación de los perforados. Ver figura 24

$$C_d = \frac{D_v}{D_p}$$

Ec. 22

Donde D_v es el diámetro del fluido de la vena contracta y D_p es el diámetro de los perforados.

Figura 24. Coeficiente de descarga



Fuente: Halliburton Services Company

El coeficiente de descarga depende de tasa de erosión, la velocidad, tamaño de los perforados y la concentración de arena. El coeficiente de descarga para el agua se encuentra en un rango de 0,5 a 0,65 para la primera vez, y después de bombear la arena con el fluido este valor se encuentra entre 0,89 y 0,95.

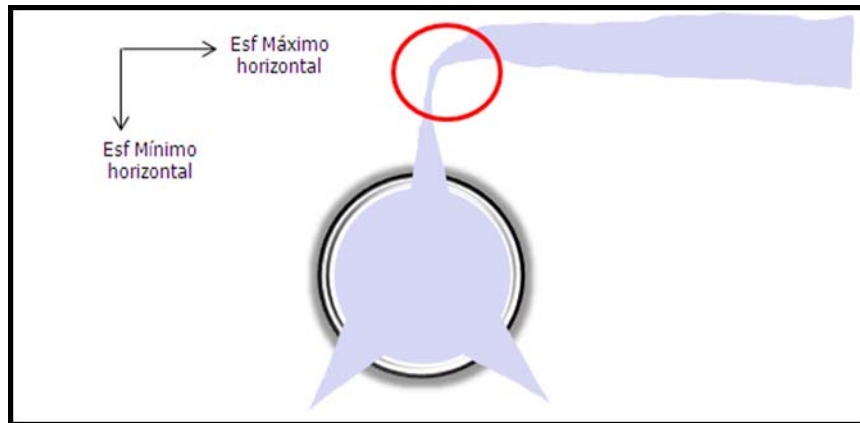
4.1.3 Pérdidas de presión por tortuosidad

Se define como el camino tortuoso que conecta el pozo y el cuerpo principal de la fractura (ver figura 25). Esto se debe a la restricción en el flujo que se genera entre el casing y el cemento, fracturas fuertemente curvadas o segmentadas cerca a las perforaciones, múltiples fracturas que intervienen unas con otras o la pobre comunicación que existe entre la fractura y los túneles de los perforados.

La caída de presión causada por la tortuosidad depende principalmente de la tasa de flujo, la viscosidad del fluido y el módulo de elasticidad de la formación.

La tortuosidad en las cercanías del pozo es un fenómeno de vital importancia que afecta el éxito del tratamiento de fractura cuando las perforaciones y los esfuerzos de campo están desalineados. La mala alineación se genera cuando las perforaciones no están en dirección del esfuerzo máximo horizontal. Bajo estas condiciones, la fractura gira para alinearse ella misma con el plano de fractura preferido.

Figura 25. Pérdidas de presión por tortuosidad



Fuente: Modificado de Wright, Chris., Pinnacle Technologies. Hart's Petroleum Engineer International. Análisis, diagnósticos y problemas en la prueba Step Down Test y las mejoras en el éxito del tratamiento de fractura.

El ancho de la fractura es proporcional a la diferencia que existe entre la presión en la fractura (BHTP) y el esfuerzo contra la cual la fractura se abre. Cuando las perforaciones están completamente alineadas, este esfuerzo es el mínimo horizontal, porque es el esfuerzo que menor resistencia le genera para su crecimiento, cuando las perforaciones están completamente desalineadas, este esfuerzo es el máximo horizontal, bajo estas condiciones, el ancho de la fractura es más pequeño.

Cuando el propano se mezcla con el fluido de fractura, la fricción por tortuosidad incrementa dramáticamente debido a la dificultad para transportar el propano a través de la región tortuosa cercana al pozo. Esto genera un screenout prematuro cuando el propano pasa por esta región.

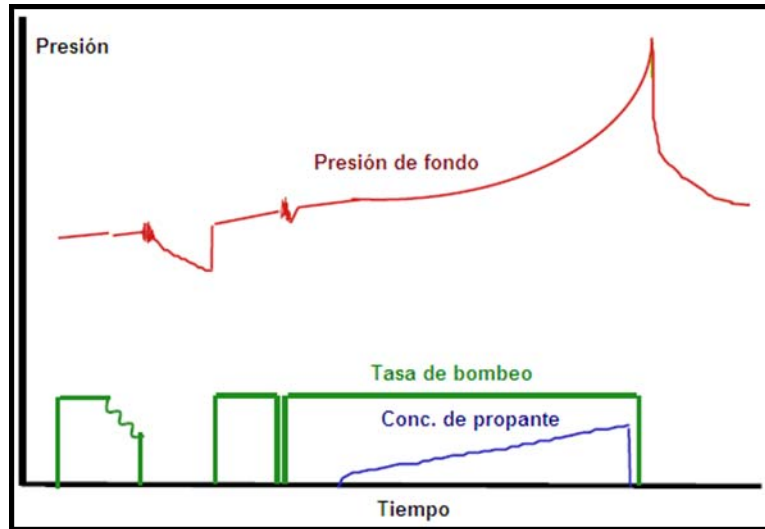
Las causas para que se generen Screenout son:

- Insuficiente volumen de pad
- Pérdida de fluido / Alto leakoff
- Ancho de la fractura insuficiente
- Tortuosidad
- Pobre reología del fluido

- Perforaciones insuficientes

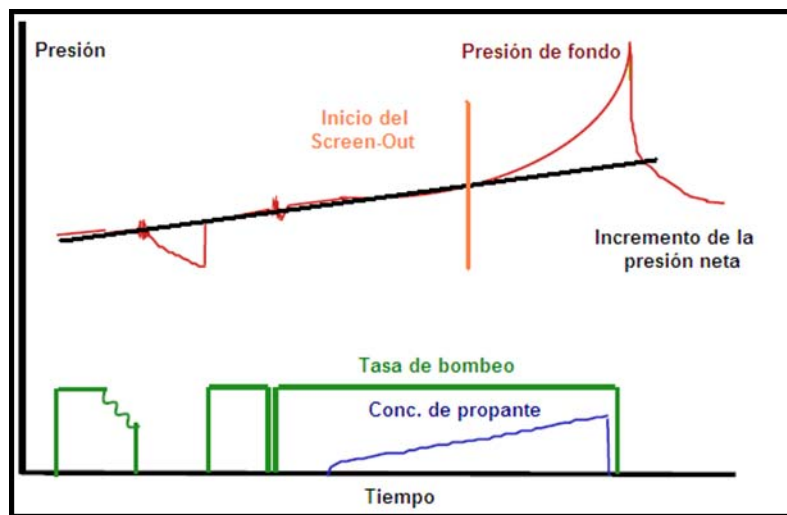
El taponamiento prematuro o screenout se identifica en una gráfica de presión, concentración de propante y tasa versus el tiempo por un aumento repentino en la presión de fondo a medida que se bombea el propante. Ver figura 26 y 27

Figura 26. Taponamiento prematuro



Fuente: Halliburton Services Company

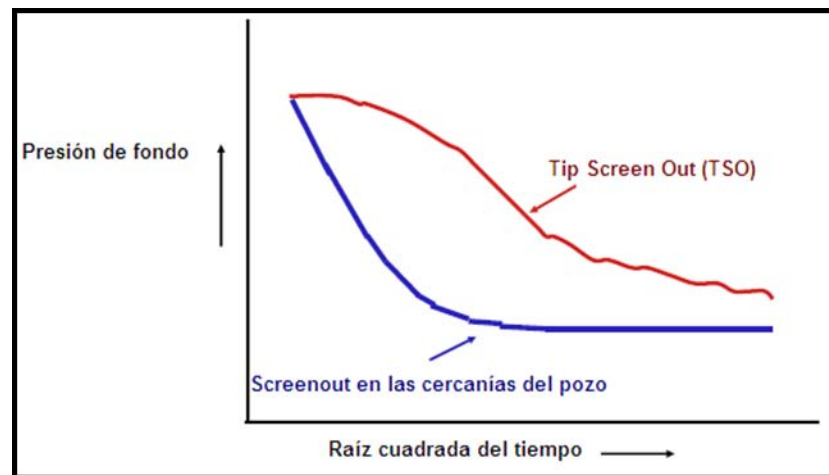
Figura 27. Identificación del taponamiento prematuro



Fuente: Halliburton Services Company

Existen dos tipos de taponamiento: Tip Screen Out (TSO por sus siglas en inglés) generado en la punta de la fractura y el taponamiento en las cercanías del pozo. La manera de identificarlos es mediante el análisis del decline de la presión por medio de un gráfico de presión de fondo versus la raíz cuadrada del tiempo como se muestra a continuación.

Figura 28. Tipos de Screenout



Fuente: Halliburton Services Company

La fricción que genera la tortuosidad es menos severa a altas tasas de inyección cuando existe restricción en los canales de flujo. Los efectos de la tortuosidad son mayores en las cercanías del pozo al inicio del tratamiento debido a las bajas tasas de inyección y al ancho reducido y disminuye a medida que continúa el procedimiento ya que un cambio en el ancho de la fractura tendrá una reducción en el valor de la fricción. Es por esto, que un incremento en la viscosidad del fluido ayuda a reducir la fricción causada por la tortuosidad.

4.1.4 Cálculo de la fricción total

Una de las principales incógnitas es determinar la presión de fondo de pozo en base a la fricción en la entrada de la fractura. Se asume que este valor es igual a

cero, algunas veces constante o insignificante sobre la presión de tratamiento de fractura.

La fricción en la entrada de la fractura es igual a la caída de presión total experimentada por el fluido cuando este se mueve desde el casing a través de las perforaciones hasta el cuerpo principal de la fractura.

La fricción en la entrada de la fractura es igual a la suma de la fricción por perforados y la fricción debido a la tortuosidad

$$\Delta P_{total} = \Delta P_{tubería} + \Delta P_{perf} + \Delta P_{tort} \quad \text{Ec. 23}$$

4.1.5 Cálculo de la fricción por perforados

La pérdida de presión por perforados se calcula de la siguiente forma:

$$\Delta P_{fricción\ perforados} = 0.237 * \rho \left[\frac{Q}{N * C_D * D^2} \right]^2 \quad \text{Ec. 24}$$

Donde:

$\Delta P_{fricción\ perforados}$ = Cambio en la presión a través de las perforaciones o fricción en los perforados. (psi)

0.237 = Constante de conversión a psi

ρ = Densidad del slurry, lb/gal

Q = Tasa del slurry total, bpm

N = Número de perforaciones que toman líquido.

C_D = Coeficiente de descarga

D = Diámetro de las perforaciones, pulgadas.

Cuando se obtiene un valor de la pendiente entre 1 y 2 significa fricción por perforados, si se obtiene de manera errónea este valor, se obtienen malas

conclusiones sobre el crecimiento de la fractura cuando se realiza al análisis de la presión.

La fricción a través de las perforaciones depende ampliamente del coeficiente de descarga. La forma de las perforaciones genera que la corriente de fluido que pasa a través de las perforaciones forme una geometría de tipo “chorro”. A menos que las perforaciones sean muy suaves, los efectos de las tasas harán que el “chorro” se contraiga después que este haya pasado a través de las perforaciones. El área transversal más pequeña del chorro se refiere como vena contracta. El coeficiente de descarga se define como el diámetro de la vena contracta dividido por el diámetro de las perforaciones.

El coeficiente es una medida de la eficiencia de las perforaciones al permitir el flujo a través de él. El coeficiente de descarga de 0.95 indica una perforación eficiente, para el agua y fluidos gelificados se obtiene un valor de 0.56

4.1.6 Cálculo de la fricción por tortuosidad

La tortuosidad en las cercanías del pozo es imposible de predecir, pero es fácil de diagnosticar por medio de pruebas simples como el Step Down Test. Típicamente, dicha prueba es rápida y económica ya que requiere solo pequeños volúmenes de fluido.

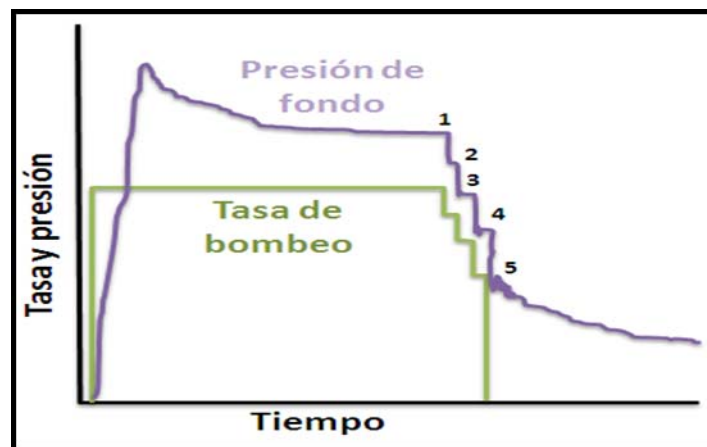
4.2 DESCRIPCION DE LA PRUEBA STEP DOWN TEST

El propósito de esta prueba no es medir la presión de cierre, el Step Down Test se diseña para determinar la presencia de fricción en las cercanías al pozo y permite que este valor de fricción se divida entre un valor de tortuosidad y un valor por perforados. Si se presenta una caída repentina de la presión de fondo junto a una

caída en la tasa de inyección significa que existe exceso de fricción en áreas cercanas al pozo, por lo tanto esta prueba se diseña para permitir que el valor de tortuosidad y el valor de fricción por perforados se diferencien entre sí, razón por la cual es necesario aplicar una acción específica para ayudar a asegurar un tratamiento de estimulación exitoso.

Para realizar un Step Down Test es necesario iniciar la fractura con la máxima tasa de inyección posible con un fluido viscoso, cuando se inicia la fractura a altas tasas, es posible evaluar la medida de la fricción por perforados o la fricción en la entrada de la fractura. Cuando se tiene la máxima tasa, se va disminuyendo rápidamente en escalones cerca al final de la misma lo que permite un tiempo adecuado para que la presión se estabilice a cada tasa, este tiempo dura aproximadamente 15 segundos (ver figura 29). Como la prueba es demasiado rápida, la geometría de la fractura no cambia. Se recomienda un mínimo de cuatro tasas de inyección que van disminuyendo rápidamente para tener una buena interpretación de los resultados.

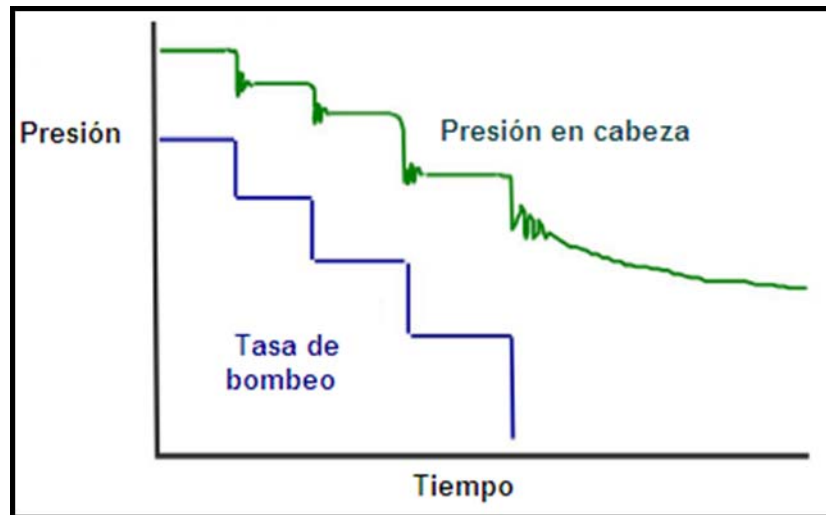
Figura 29. Step Down Test



Fuente: Modificado de Lizak, K. Bartkok, Self, F. Izquierd, G. and Al-Munem, M. "New Analysis of Step-Rate Injection Test for Improved Fracture Stimulation Design" SPE 98098, Lafayette, LA, febrero de 2006

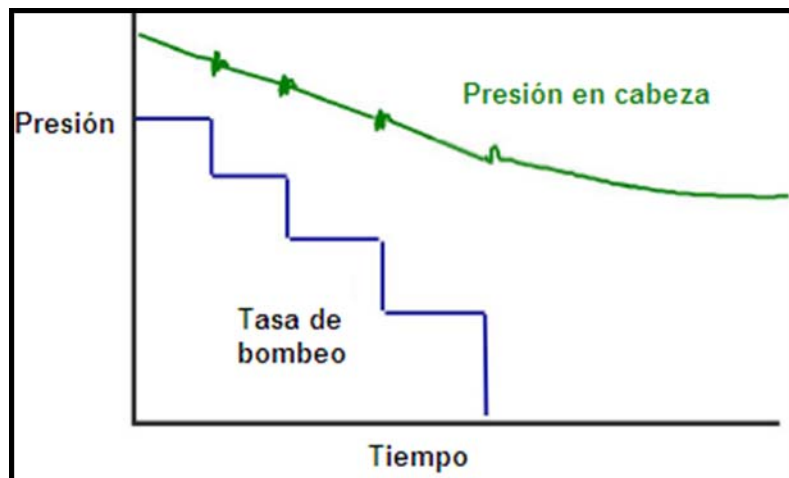
Por medio del análisis de la gráfica presión versus tiempo de bombeo en un Step Down Test, se puede identificar si existe buena entrada del fluido en la cara de la fractura o si existe alguna restricción. Ver figura 30 y 31

Figura 30. Buena entrada del fluido



Fuente: Halliburton Services Company

Figura 31. Restricción en la entrada del fluido



Fuente: Halliburton Services Company

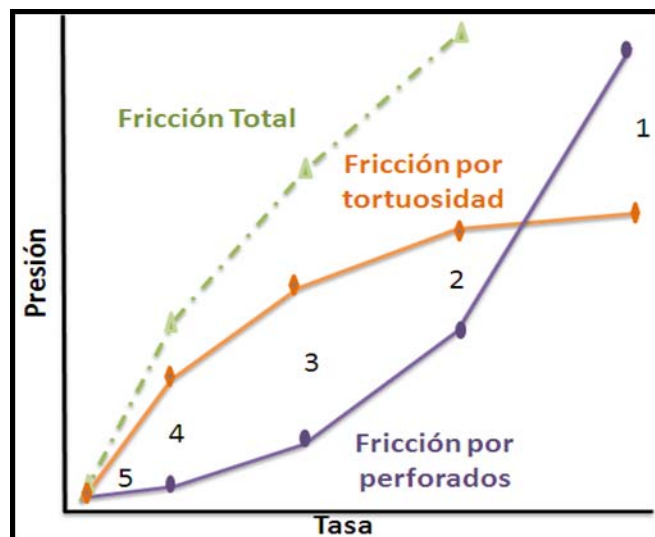
La principal característica de esta prueba es que los pasos deben ser suficientemente rápidos o suficientemente lentos en el caso de formaciones con

muy baja pérdida de filtrado, es por eso que la geometría de la fractura no cambia durante el Step Down Test. En otras palabras, la fractura no debe tener un crecimiento significativo, ni pérdida de longitud ni de altura. Si la geometría de la fractura cambia, afecta la presión neta en la fractura y subsecuentemente las presiones usadas en los cálculos de Step Down Test.

Si se obtiene un diseño muy pobre de Step Down Test su producto es una reducción en la geometría de la fractura causando una caída de presión neta dentro de la misma, la cual se observa como fricción adicional en el análisis de Step Down Test, esto se debe a que se usaron demasiados pasos en una duración que fue demasiado grande, por lo tanto, para mejorar los resultados se debe emplear menos pasos de menor duración.

Para analizar esta prueba, se grafica la presión versus la tasa de inyección como se muestra a continuación, estos valores se determinan basados en la tasa de inyección y presión inicial. La pérdida de presión asociada con los efectos en la región cercana al pozo es proporcional a la tasa de inyección que se alcanza.

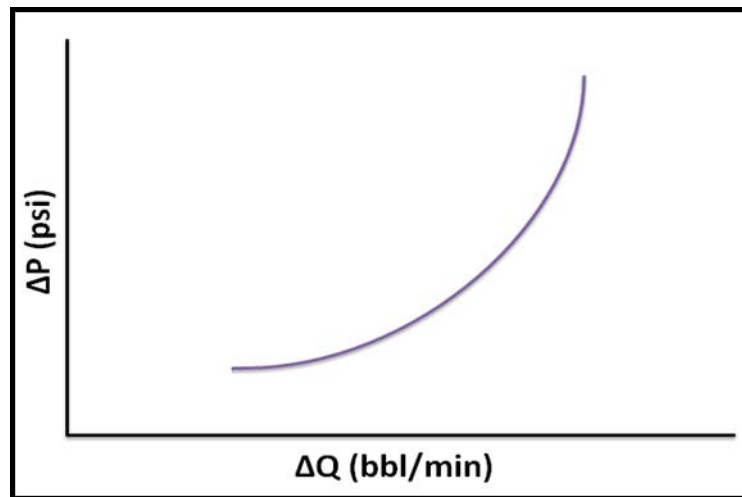
Figura 32. Análisis del Step Down Test



Fuente: Modificado de Ron E.H. Neil A.S.: "Pump-In/Shut-down Test Key to Finding Near-Wellbore Restrictions" SPE 35194, Texas, marzo 1996

Sobre este gráfico, la fricción por perforados se verá como una curva cóncava hacia arriba donde la caída de presión aumentará cuando la tasa aumente. (Q^2) como se muestra a continuación

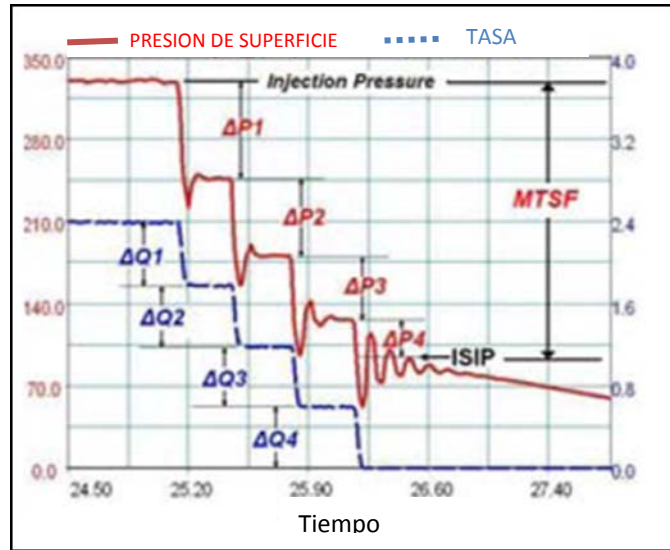
Figura 33. Fricción por perforados



Fuente: Modificado de : Massaras, Leon V., Dragomir, Alexandru., Chiriac, Daniel., "Enhanced Fracture Entry Friction Analysis of the Rate Step Down Test". SPE 106058

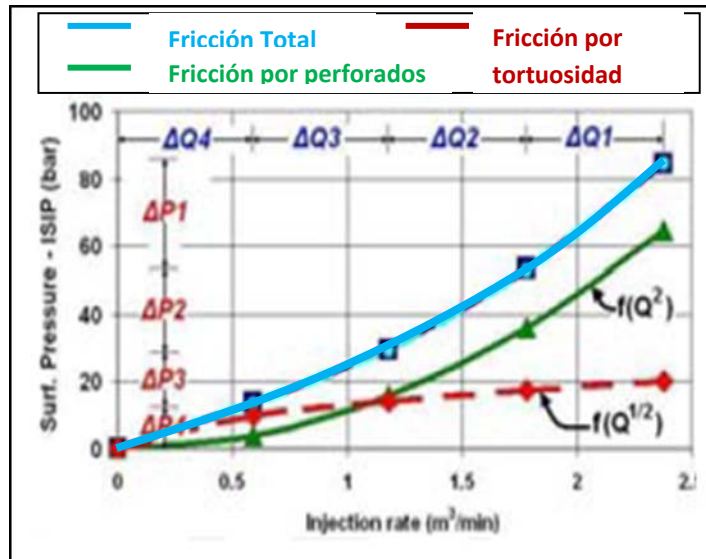
De la gráfica presión versus tasa y por inspección visual se nota que el cambio en la fricción por perforados (ΔP_1) tiene grandes valores correspondientes al primer cambio en la tasa de flujo (ΔQ_1) y en el gráfico se puede ver que la fricción de los perforados está por encima de la fricción por tortuosidad. Ver figura 34 y 35

Figura 34. Dominio de fricción por perforados.



Fuente: Massaras, Leon V., Dragomir, Alexandru., Chiriac, Daniel., "Enhanced Fracture Entry Friction Analysis of the Rate Step Down Test". SPE 106058

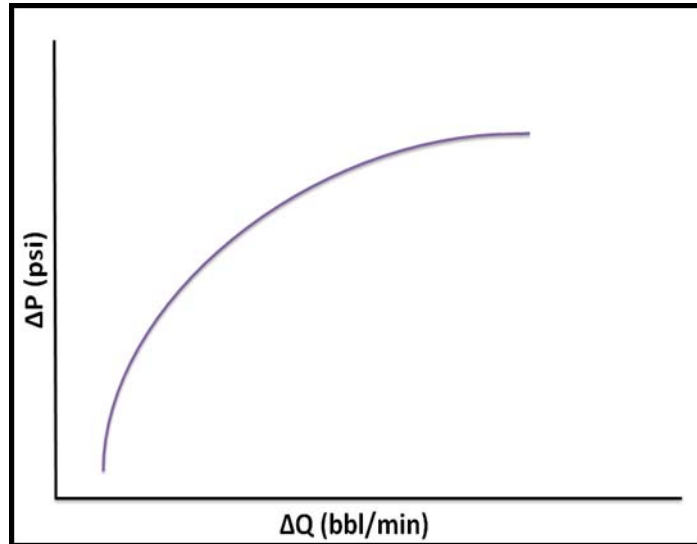
Figura 35. Identificación de la fricción por perforados



Fuente: Massaras, Leon V., Dragomir, Alexandru., Chiriac, Daniel., "Enhanced Fracture Entry Friction Analysis of the Rate Step Down Test". SPE 106058

Mientras que la fricción en la entrada de la fractura aparecerá como una curva cóncava hacia abajo donde la presión tenderá a estabilizarse cuando la tasa de inyección aumente. Se caracteriza por una tasa de $Q^{1/2}$ como se muestra a continuación.

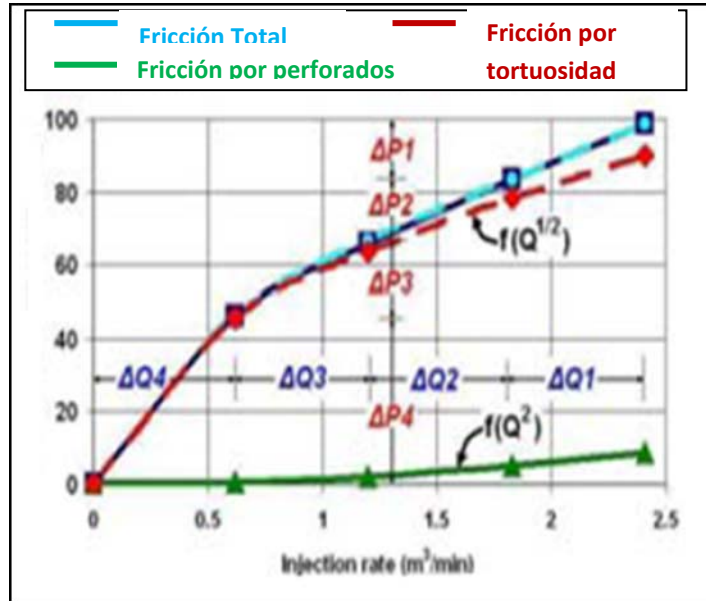
Figura 36. Fricción por tortuosidad



Fuente: Modificado de : Massaras, Leon V., Dragomir, Alexandru., Chiriac, Daniel., "Enhanced Fracture Entry Friction Analysis of the Rate Step Down Test". SPE 106058

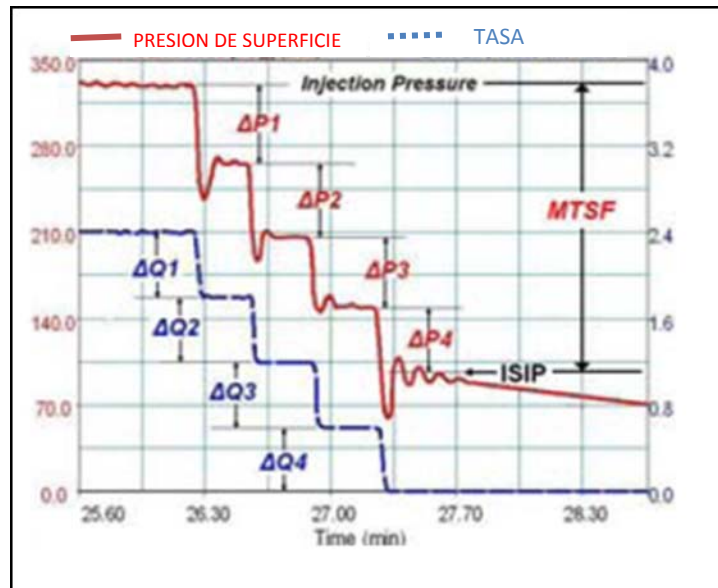
Se puede ver por el gran cambio en la presión correspondiente a la reducción de la tasa final. Y por inspección visual se nota en el gráfico que el cambio en la fricción por tortuosidad (ΔP_4) tiene grandes valores correspondientes al cambio en la última tasa de flujo (ΔQ_4) además, la fricción por tortuosidad está por encima de la fricción por perforados, por lo tanto se dice que domina la fricción por tortuosidad, si esto existe medidas remediales se deben realizar para reducir la fricción en las cercanías del pozo. Ver figura 37 y 38

Figura 37. Dominio de fricción por tortuosidad



Fuente: Massaras, Leon V., Dragomir, Alexandru., Chiriac, Daniel., "Enhanced Fracture Entry Friction Analysis of the Rate Step Down Test". SPE 106058

Figura 38. Identificación de la fricción por tortuosidad



Fuente: Massaras, Leon V., Dragomir, Alexandru., Chiriac, Daniel., "Enhanced Fracture Entry Friction Analysis of the Rate Step Down Test". SPE 106058

En el caso que exista altos valores de fricción por perforados, es necesario En el caso que exista altos valores de fricción por perforados, es necesario considerar algunas formas de limpieza de los perforados tales como un tratamiento de perf ball o re perforar el pozo para limpiar las perforaciones.

Si el valor de la tortuosidad es menor a 1000 psi el riesgo de tortuosidad es bajo, si es mayor a 1000 psi se producirá un cambio en la presión cuando el propante entre en la fractura.

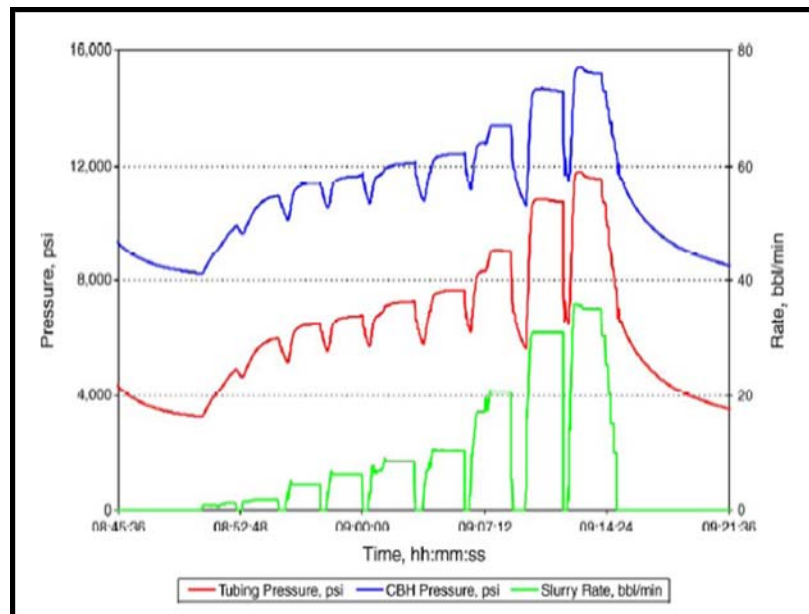
Cuando la tortuosidad domina se deben usar proppant slugs y/o fluidos de alta viscosidad para reducir o eliminar la extensión del problema. En este caso, el proppant slugs puede estar en el rango de 1 a 10lb/gal o incluso mayor en ciertos casos como dicta la experiencia. Estos plugs se bombean como parte del pad donde se sobre desplaza dentro de la formación o se bombea como parte de un minifrac. Ambos procedimientos han tenido excelentes resultados en diferentes áreas. Es importante considerar la decisión a tomar basada en las condiciones específicas del pozo y la experiencia del personal. Los slugs de arena se diseñan con el objetivo de puentear pequeñas fracturas secundarias y mantener abierta la fractura dominante principal, por eso, la fractura principal será más dominante y se espera una reducción en la fricción en la entrada de la fractura.

El uso de pastillas de gel de alta viscosidad ayuda a controlar la pérdida de fluidos dentro de fracturas naturales o pequeñas fracturas secundarias ayudando a establecer una sola fractura, una fractura más dominante. Este procedimiento logra excelentes resultados ya que es una manera para reducir la fricción en la entrada de la fractura en pozos altamente desviados y pozos naturalmente fracturados. Los riesgos cuando se aplican estas medidas de remediación son menores comparados con los proppant slugs que a menudo, hacen que esta opción sea la primera alternativa.

El uso de pastillas viscosas y slugs de arena son las mejores opciones para ayudar en aquellos casos extremos de fricción en las cercanías del pozo, pero estos no van a ser una cura para todos los métodos. En algunos casos la fricción se eliminaría, en otros casos se reduciría y en casos extremos el pozo estaría completamente arenado con los slugs de arena. Estos son métodos que pueden ser útiles en trabajos bajo circunstancias que muestren complejidad, pero se debe tener cuidado ya que no siempre se arreglarían los problemas.

Tomar el ISIP o Instantaneous Shut-in Pressure al final de cada tasa en un Step Rate Test se propone como alternativa para eliminar la fricción cercana al pozo. El ISIP luego sería convertido a presión de fondo por la adición de la presión hidrostática y luego se analiza al ser graficada versus la tasa de inyección justo antes que se tome el ISIP (ver figura 39).

Figura 39. ISIP al final de cada tasa en un Step Rate Test

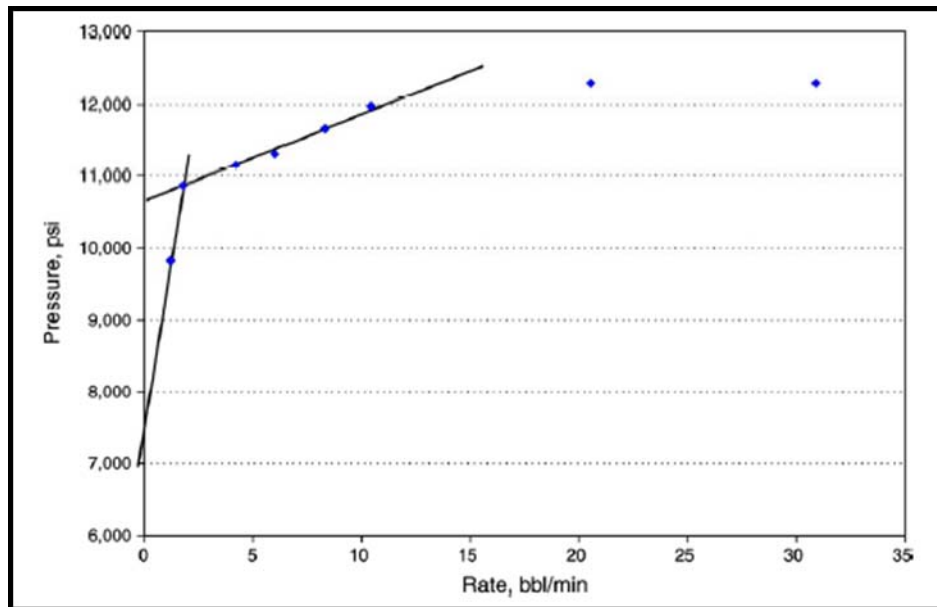


Fuente: Lizak, K. Bartkok, Self, F. Izquierd, G. and Al-Munem, M. “New Analysis of Step-Rate Injection Test for Improved Fracture Stimulation Design” SPE 98098, Lafayette, LA, febrero de 2006

La siguiente figura muestra el análisis del Step Rate Test usando los ISIPs para los análisis. Como se puede ver, los últimos dos puntos no caen sobre la línea de flujo por fractura, esto se debe probablemente a dos situaciones:

- Los tiempos de cierre permitieron que se filtrara a la formación cierto volumen de fluido.
- Fue incorrecta la selección del ISIP

Figura 40. Análisis del Step Rate Test usando los ISIP's



Fuente: Lizak, K. Bartkok, Self, F. Izquierd, G. and Al-Munem, M. "New Analysis of Step-Rate Injection Test for Improved Fracture Stimulation Design" SPE 98098, Lafayette, LA, febrero de 2006

Este método parece ser viable, sin embargo estas son las limitaciones:

- Puede ser difícil obtener un buen ISIP en casos de presentarse fricción en las cercanías al pozo.
- Los cambios en la geometría pueden ser graves.
- Las dificultades mecánicas son inherentes en este tipo de prueba.

Se han presentado casos en pozos de gas donde se ha permitido el flujo antes de realizar la prueba SDT, quedando una fracción de gas en la región de las perforaciones y las cercanías del pozo, por lo que al realizar una prueba Step Down Test se observa una fricción adicional generando presiones mucho más altas que si se realizaran con una sola fase debido a una mayor viscosidad aparente de la mezcla que se forma entre el líquido y el gas y por que la velocidad de cada fase es mayor que en el caso de un fluido en una sola fase, a la misma tasa de flujo. Al analizar esta prueba se observará un comportamiento casi cuadrático, por lo que la fricción se tendría que atacar con campañas de recañoneo, generando costos y consumo de tiempo innecesarios. Como solución a este problema se ha propuesto realizar una segunda prueba 30 minutos después de la primera, con el fin de sobredesplazar el gas de los perforados y de las cercanías al pozo.

5 ANALISIS COMBINADO STEP DOWN TEST – STEP RATE TEST

El análisis de diferentes tipos de pruebas llega a ser una herramienta útil para el diagnóstico de bombeo si se combina el Step Rate Test con un Step Down Test. El análisis de estas dos pruebas se podría generar en una sola gráfica y se podría determinar la calidad de las pruebas. En un pozo que no presente fricción, las presiones obtenidas de un diagnóstico de bombeo deberían estar en el siguiente orden:

Ruptura > ISIP > Extensión de fractura > Cierre > Yacimiento

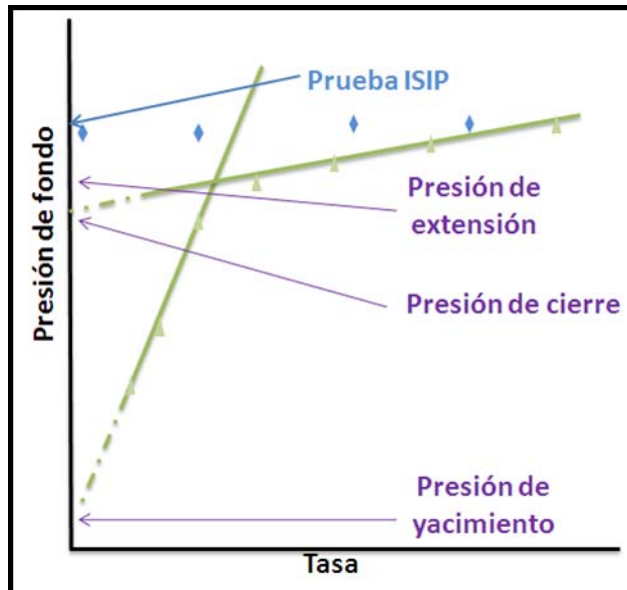
Esta secuencia de presiones debe existir en todos los análisis de pruebas de inyección, si no caen dentro de este orden indicaría problemas con áreas cercanas al pozo o fricción en tuberías.

Al usar este método gráfico (ver figura 41), las variables se obtienen de la siguiente manera:

- El ISIP y la presión de extensión de fractura se obtienen directamente.
- La presión de ruptura se obtendría de una inyección previa.
- La presión de cierre se obtiene de un análisis tradicional de declinación.
- La presión de yacimiento se obtiene de una prueba de yacimiento previa.

Con la presión de extensión por encima del cierre y debajo del ISIP, provee un límite superior para el cierre, cuando la presión de extensión de fractura está por encima del ISIP, quiere decir que existe fricción en las cercanías al pozo o por fricción por los perforados, este tipo de respuesta se debe en ocasiones a pozos que no han sido fracturados anteriormente. La presión de cierre siempre estará por debajo de la presión de extensión, por lo tanto, es fundamental obtener un valor correcto de presión de cierre ya que es clave para determinar la eficiencia del fluido y el esfuerzo mínimo horizontal para el modelo de fractura. a sigu

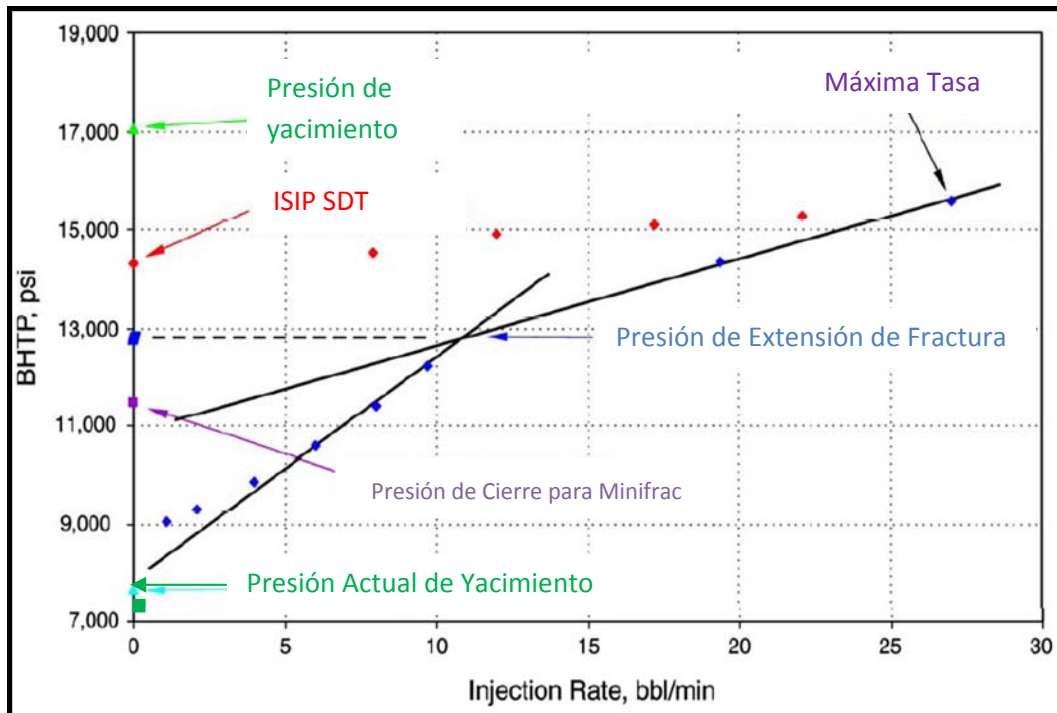
Figura 41. Análisis combinado



Fuente: Lizak, K. Bartkok, Self, F. Izquierd, G. and Al-Munem, M. “New Analysis of Step-Rate Injection Test for Improved Fracture Stimulation Design” SPE 98098, Lafayette, LA, febrero de 2006

Cuando se tiene la presión de yacimiento, se ajusta la línea matricial desde dicho punto para determinar la presión de extensión de fractura, se ve claramente en la figura 42 que al inicio de la prueba las tasas iniciales de inyección no caen sobre esta línea recta, esto se debe a la ruptura a la que fue sometido el pozo previamente, la cual dejó “súper cargada” con los fluidos en las cercanías al pozo. Inclusive, con estos efectos de inyecciones previas, se obtienen buenos resultados.

Figura 42. Identificación de la línea de flujo matricial a partir de la presión de yacimiento



Fuent

e: Lizak, K. Bartkok, Self, F. Izquierd, G. and Al-Munem, M. “New Analysis of Step-Rate Injection Test for Improved Fracture Stimulation Design” SPE 98098, Lafayette, LA, febrero de 2006

Cuando no se conoce la presión de yacimiento, se extrapola la línea de flujo matricial hasta llegar a una tasa cero. El intercepto sería un valor aproximado de la presión de yacimiento. Si este método se usa en áreas donde no se conoce la presión de yacimiento, se obtendría un límite superior para la presión de yacimiento. De igual manera, cuando la línea de flujo por fractura se extrapola hasta un tasa cero, se obtiene un valor aproximado de la presión de cierre.

Estas dos verificaciones proveen una mirada fácil y excelente de la calidad de las pruebas, además, suministra un análisis completo ya que se añaden a la gráfica datos como la presión de ruptura, ISIP, presión de extensión de fractura, presión de cierre y presión de yacimiento.

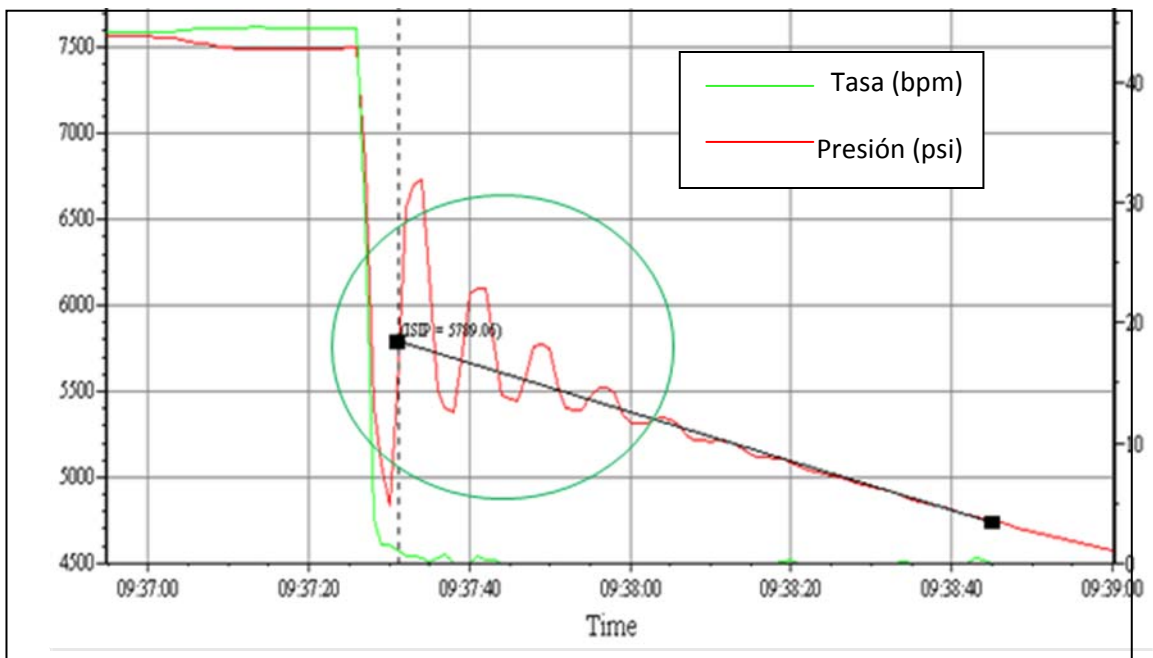
6 MINIFRAC.

6.1 DESCRIPCIÓN DE LOS PARÁMETROS INVOLUCRADOS EN LA PRUEBA.

6.1.1 ISIP

El ISIP (INSTANTANEOUS SHUT IN PRESSURE) es la respuesta de la presión luego que el caudal se lleva a 0. Esta caída de presión se debe a que cuando los caudales son nulos, las fricciones se van a 0 (la fricción es proporcional al caudal). Si se presenta un hammering (martilleo) este se debe a que el fluido continuó moviéndose luego del cierre de las bombas, debido a la conservación del momento. Cuando este martilleo está presente, nos indica que hay una buena comunicación entre la fractura principal y el pozo, por lo que la fricción adicional está relacionada con tortuosidad.

Figura 43. Identificación del ISIP



Fuente: BJ SERVICES.

6.1.2 Presión neta

La presión neta es el exceso de presión que genera el fluido dentro de la fractura, por encima del requerido para mantener la fractura abierta, lo cual en otras palabras significa la energía que hay disponible para que se propague la fractura y para que genere ancho. En términos matemáticos la presión neta se define como la diferencia entre la presión de fractura y la presión de cierre:

Ec. 25

Esta variable es de gran importancia a la hora de realizar el diseño de fractura, debido a que todos los análisis que involucran geometría de fractura usan la presión neta como la variable común que enlaza todos los modelos matemáticos. La presión neta multiplicada con el volumen de fractura, nos proporciona la cantidad de energía total disponible para hacer que la fractura crezca.

A partir de la presión neta, también es posible determinar el ancho de fractura. Para una presión neta dada, habrá un ancho de fractura específico generado por una presión neta específica. Para una fractura elíptica el ancho máximo estará definido por la siguiente ecuación:

Ec. 26

Donde

ν : Relación de poisson

E: Módulo de Young

d: Dimensión mínima del elipse

Así que para una fractura con buena contención de la altura, $u = h_f$, el término $E/(1 - \nu^2)$ es abreviado a E' , el cual es llamado modulo de deformación plano.

Para que la presión neta efectivamente genere propagación de la fractura dentro de la formación, la presión en exceso debe ser mayor a la presión de extensión de fractura, ya que en el caso contrario esta presión no generaría el suficiente esfuerzo necesario para que la fractura se propague.

Como la presión neta se genera por el fluido que está dentro de la fractura, es necesario que el fluido sea bombeado a tasas mayores que las de filtración; si el fluido se bombea a una tasa lo suficientemente mayor a la tasa de filtración, se asegurará un crecimiento en el ancho de fractura, y además si el fluido se bombea a una tasa que genere una presión mayor a la presión de extensión de fractura, se asegurará un aumento en el largo y alto de fractura.

6.1.3 Presión de cierre

P_c , es la presión ejercida por la formación en el fluido bombeado o en el propano cuando la inyección se ha detenido. Es también la presión mínima requerida dentro de la fractura para mantenerla abierta. En una sola capa, la presión de cierre es igual al esfuerzo horizontal mínimo.

6.1.4 Pérdida de fluidos

El fluido total perdido esta caracterizado por dos coeficientes:

- a. Coeficiente de leakoff
- b. Coeficiente de spurt loss.

El spurt loss ocurre en los fluidos que están contra la cara de la fractura hasta que se desarrolla la retorta del filtrado. Al asumir que hay una pérdida de fluidos de flujo lineal, Carter in 1957 desarrolló la siguiente ecuación para la tasa de pérdida de fluidos:

$$q_L = \frac{2C_L A}{\sqrt{t-\tau}} \quad \text{Ec. 27}$$

q_L = caudal de fluido perdido

C_L = coeficiente de pérdida de fluidos (leakoff)

Donde A es un elemento del área de la fractura creada a un tiempo τ y t es del tiempo desde que inició la inyección. La pérdida de fluidos tiene tres regiones distintas; retorta de filtrado, zona invadida, y región de control del yacimiento.

El coeficiente de pérdida de fluidos C_L se divide en tres coeficientes de la siguiente manera:

- a. Coeficiente pérdida de fluidos de construcción de pared C_w
- b. Coeficiente de pérdida de fluidos controlado por viscosidad C_v
- c. Coeficiente de pérdida de fluidos controlado por la compresibilidad C_c .

La propiedad de construcción de pared del fluido de fracturamiento se define como C_w . El filtrado del fluido de fractura penetra la formación; este efecto es controlado por el coeficiente de pérdida de fluidos controlados por la viscosidad C_v , el cual, depende de los siguientes factores:

1. Permeabilidad relativa de la formación al filtrado de fluido de fractura
2. Diferencia de presión (presión dentro de la fractura menos la presión del yacimiento)
3. Viscosidad del fluido de fracturamiento.

Cuando el fluido se filtra dentro de la formación, este tiene que desplazar el fluido de formación; este efecto del yacimiento se define como C_c . Los factores de los cuales depende C_c son:

1. Diferencia de presión
2. Permeabilidad de la formación a los fluidos de formación móviles.
3. Viscosidad del fluido de formación.
4. Compresibilidad total del sistema para el yacimiento , c_t .

Los tres coeficientes C_w , C_v , y C_c , varían dependiendo de los factores mencionados anteriormente y contribuyen colectivamente al coeficiente de leakoff normal, C_L .

6.1.5 Eficiencia de fluido.

Se define como la relación de volumen de fractura creado con el volumen de fractura bombeado. Con este parámetro se determina qué tan eficiente es el fluido para crear geometría de fractura. Generalmente relaciona el tiempo de cierre de fractura con el tiempo de bombeo.

6.2 DESCRIPCION DE LA PRUEBA MINIFRAC

Debido a que el éxito del tratamiento de fracturamiento principal depende de un cuidadoso diseño y planeamiento, es necesario tener en cuenta todos los parámetros involucrados en estos trabajos, por lo que se diseñó la prueba minifrac, la cual permite obtener algunos de estos parámetros. Los parámetros que son posibles determinar de la prueba minifrac son:

- Presión de cierre
- Propiedades elásticas de la roca.
- Coeficiente de pérdida de fluidos
- Eficiencia de fluido
- Geometría de fractura

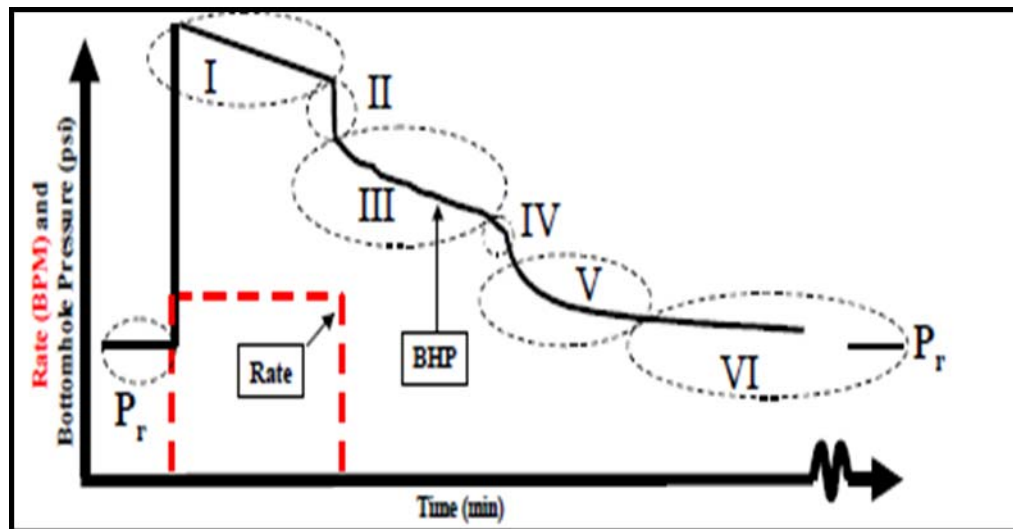
- Altura de la fractura.

Tabla 2. Información obtenida del Minifrac

INFORMACION DEL MINIFRAC		
Posición	Identificar	Información
I	Análisis presión neta	Geometría de fractura
II	Pérdida de presión en las cercanías del pozo	Éxito de la colocación
III	Declinación de la presión de pre-cierre	Eficiencia, presión dependiente del leakoff
IV	Presión de cierre	
V	Flujo Pseudo lineal después del cierre	Presión de cierre, pérdida volumétrica
VI	Flujo Pseudo radial después del cierre	Penetración de la fractura, transmisibilidad

Fuente: Simon T.C, Larry K.B.: “Application of after-closure Analysis for Improved Fracture Optimization: A Cooper Basin Case Study”. SPE 60316 Colorado, marzo 2000

Figura 44. Información a partir de un Minifrac



Fuente: Simon T.C, Larry K.B.: “Application of after-closure Analysis for Improved Fracture Optimization: A Cooper Basin Case Study”. SPE 60316 Colorado, marzo 2000

La prueba esencialmente es un tratamiento de calibración, que consiste en bombear un fluido a un caudal que genere una presión mayor a la presión de extensión de fractura para asegurar que se esté generando fractura; luego se detiene el bombeo y se deja que la presión decline naturalmente hasta que alcance la presión del yacimiento.

En esta prueba el fluido bombeado es generalmente el mismo que el que será usado mas tarde en el trabajo de fracturamiento hidráulico, pero sin propante. Este fluido sin propante debe ser bombeado a la misma tasa con la cual se realizará el trabajo de fracturamiento hidráulico principal. Los valores de tasa y de presión son tomados por equipos para su posterior análisis.

La información que es posible obtener del periodo de bombeo es: el tipo de propagación de la fractura, identificación de crecimiento rápido de la altura de la fractura, detección de apertura de fisuras. Los otros parámetros críticos obtenidos

de la declinación de la presión son la eficiencia del fluido y el coeficiente de pérdida de fluidos para un fluido en un pozo particular.

6.2.1 ANALISIS DE LA DECLINACION DE LA PRESION DESPUES DEL CIERRE.

El análisis de la declinación de la presión después de finalizar el bombeo es una parte importante del minifrac. Al realizar un análisis de los datos por encima del cierre de la fractura es posible obtener la siguiente información:

- a. Evaluación cuantitativa de la fricción en las cercanías del pozo a partir de la diferencia entre la presión de inyección (BHTP) y la presión en el cierre de bombas (ISIP). Se debe notar que este puede no ser constante, ya que las perforaciones pueden aumentar su diámetro (erosión) y número (apertura de perforaciones bloqueadas), mientras que la tortuosidad es un fenómeno dinámico, que cambia con la presión, tasa, tiempo y viscosidad.
- b. ISIP. En el cierre, cuando todas las fricciones se van a cero, La $P_{ISIP}=P_F$, siendo P_F la presión dentro de la fractura. esta es necesaria para el cálculo de la presión neta.
- c. Cierre de fractura. la presión de cierre es la presión en la declinación en la cual la fractura se cierra. Esta es usualmente marcada por un cambio en el gradiente, indicando un cambio en el flujo lineal de darcy a través de las caras de la fractura, a un flujo radial de darcy desde el pozo.
- d. Presión Neta. Es la diferencia entre el ISIP y la Presión de cierre P_C .
- e. Filtración de fluidos. Después que se ha identificado la presión de cierre, el tiempo tomado por la fractura para cerrarse se puede medir. El análisis durante el bombeo pueden dar la geometría de fractura y por ende el área. El área de la fractura y el tiempo de cierre generarán la tasa de filtración, y por ende el coeficiente de leakoff.

6.2.1.1 PRESIÓN VS RAIZ CUADRADA DEL TIEMPO.

Este método busca identificar un cambio en el régimen de flujo durante la declinación de la presión. El fin del flujo por fractura se asume como el momento en el que la fractura se ha cerrado, y la presión es igual al esfuerzo mínimo.

Durante el flujo por fracturas de conductividad infinita, la presión en el pozo variará de acuerdo a la siguiente ecuación²:

$$p_{ws} - p_i = (aqB/h)(\mu t/k\phi C_t x_f^2)^{0.5} \quad \text{Ec. 28}$$

La ecuación 28 es relevante para fracturas artificiales y también es válida para microfracturas y puede ser simplificada a:

$$\Delta p = A(t)^{0.5} \quad \text{Ec. 29}$$

Donde el Δp es la diferencia de presión entre la presión de inyección final y la presión de fondo estática.

Existe una relación similar para el flujo de fracturas de conductividad finita:

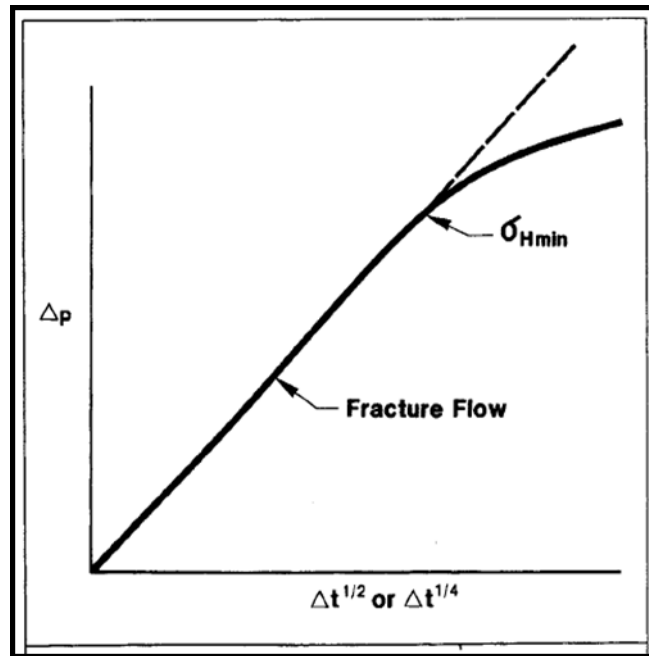
$$\Delta p = A(t)^{0.25} \quad \text{Ec. 30}$$

La relación exponencial entre el cambio de presión y el tiempo durante el flujo por fractura genera una línea recta. En la práctica, el fin del flujo por fractura se identifica en graficas cartesianas con escalas de tiempo de $t^{0.5}$ y $t^{0.25}$ flujo por fractura de conductividad infinita y flujo por fractura de conductividad finita respectivamente, donde el flujo por fractura se verá como una línea recta. Se asumirá que la fractura se cerrará cuando la data se desvíe de la sección de línea recta, producto de su cambio de flujo lineal a flujo pseudoradial.

Es posible que este valor este enmascarado por comportamientos anormales de fractura, tales como recesión de la punta de fractura, pérdida de fluidos

dependiente de la presión, recesión de la altura entre otros; por lo que es posible que el valor de la presión de cierre sea difícil de encontrar de manera correcta. Por este motivo, es necesario utilizar otros métodos que ayuden a corroborar que el valor obtenido es el correcto.

Figura 45. Gráfica de presión versus raíz cuadrada del tiempo



Fuente: Colines Jones and J.P Seargeant, “obtaining the minimum horizontal stress from microfracture test data: A new approach using a derivate algorithm” SPE 18867

6.2.1.2 ANALISIS LOGARITMICO ⁵

En este método, contrario al método anterior, no se realiza ninguna suposición acerca de lo que pueda estar sucediendo a la formación o acerca de los

⁵ Colines Jones and J.P Seargeant, “obtaining the minimum horizontal stress from microfracture test data: A new approach using a derivate algorithm” SPE 18867

regímenes de flujo que están presentes. Esta técnica es análoga a las técnicas de la derivada utilizadas en los análisis modernos de transientes de pozo.

La ecuación 28 estipula que el cambio en la presión durante un flujo de fractura de conductividad infinita es proporcional a $t^{0,5}$. Si se aplica logaritmo a la ecuación, se simplifica de la siguiente manera:

$$\log \Delta P = \log A t^{0,5} \quad \text{Ec 29}$$

$$\log \Delta P = \log A + 0,5 \log t \quad \text{Ec. 30}$$

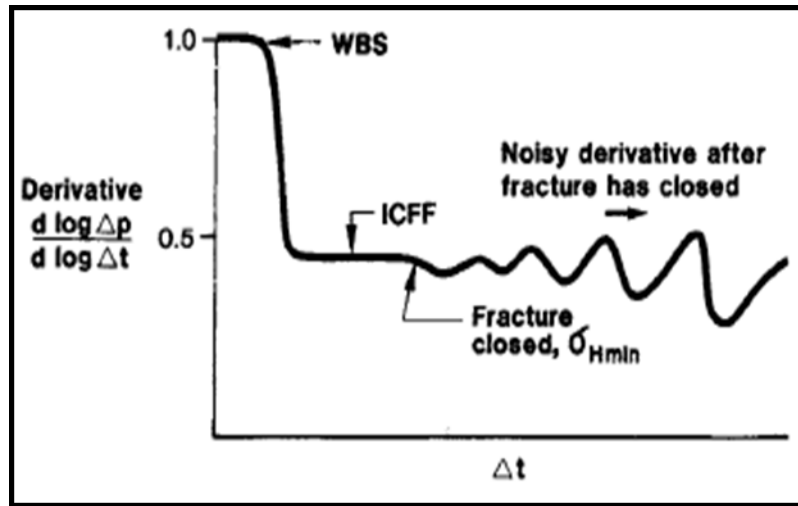
Al realizar una gráfica de $\log (\Delta p)$ vs $\log (\Delta t)$ es posible observar cuando la línea tiene una pendiente de 0,5; cuando esta línea se desvíe de ese valor de pendiente, se toma este punto como el valor de la presión de cierre de fractura.

Como medida adicional, para observar el comportamiento de una manera más simple, se podría derivar la ecuación anteriormente mencionada, por lo que quedaría de la forma:

$$\frac{d \log \Delta p}{d \log \Delta t} = 0,5$$

Al realizar un gráfico de $d \log \Delta p / d \log \Delta t$, vs $\log \Delta t$, se observará que si el flujo es lineal, la grafica tendrá un valor de 0,5 (o aproximado si hay presencia de daño) y cuando cambie de régimen de flujo, el valor variará, mostrándose como un ruido. También es posible el caso que el valor de la grafica sea de 0,25 debido al flujo por fracturas de conductividad finita.

Figura 46. Análisis logaritmico



Fuente: Colines Jones and J.P Seargeant, “obtainig the minimum horizontal stress from microfracture test data: A new approach using a derivate algritm” SPE 18867

Si hay presencia de skin debido a daños en la cara de la fractura, esta derivada no tendrá un valor de 0,5 o 0,25 ya que este termino de daño no se puede separar de la ecuación como se muestra a continuación:

$$\Delta p = A(\Delta t)^{0,5} + \Delta p_s \quad \text{Ec. 31}$$

$$\log \Delta p = \log (A(\Delta t)^{0,5} + \Delta p_s) \quad \text{Ec. 32}$$

Y

$$\frac{d \log \Delta p}{d \log \Delta t} = d \log \frac{(A(\Delta t)^{0,5} + \Delta p_s)}{d \log \Delta t} \neq 0,5 \quad \text{Ec. 33}$$

En realidad, esto significa que la derivada se estabilizará a un valor moderadamente más bajo, (posiblemente 0,4 a cambio de 0,5).

6.2.1.3 FUNCIÓN G.

Nolte⁶ desarrolló un modelo de crecimiento de fractura a partir de la ecuación de Cartier⁷. Este modelo se ajusta bien a una fractura cuyo comportamiento es de la siguiente manera:

1. La fractura es de ancho uniforme
2. El flujo del fluido es lineal desde la fractura hacia la formación y la dirección del flujo es perpendicular a la cara de la fractura
3. La velocidad de flujo dentro de la formación en un punto de la cara de la fractura depende de la longitud del tiempo al cual este punto fue expuesto a fluir.
4. La función velocidad $v(t)$ es la misma para cada punto de la formación, pero el tiempo 0 para un punto dado es definido individualmente como el tiempo en el cual la fractura, y consecuentemente, el fluido de fractura alcanza este punto.
5. La presión en la fractura es constante y es igual a la presión de inyección en la cara de la arena.

Partiendo de estas suposiciones, se desarrolló el modelo en el cual se tuvo en cuenta la pérdida de fluidos dentro de la fractura. Esta pérdida de fluidos dentro de la fractura se dividió en dos: para el caso en el que la pérdida de fluidos hacia la fractura es nula y para el caso en el que hay pérdidas de fluido predominantes (límite superior e inferior).

Una vez se rompe la formación, se inicia la fractura. Un crecimiento en la fractura significa un crecimiento en el área de la fractura. Si el área de la fractura a un tiempo τ es igual a α y esta área de fractura cambia a A a un tiempo t entonces la

⁶ K.G. Nolte "A general analysis of fracture pressure decline with application to three models" SPE 12941, Texas 2004

⁷ Howard G.C, Fast C.R.: "Hydraulic Fracturing" Monografía SPE, Texas 1970

relación de áreas de la fractura en estos dos tiempos diferentes se expresa en los términos de la siguiente ecuación:

$$\frac{a}{A} = \left(\frac{\tau}{t}\right)^\alpha \quad \text{Ec. 34}$$

Siendo $\alpha=1$ o $\alpha=1/2$

o

$$\frac{\tau}{t} = \left(\frac{a}{A}\right)^e = \alpha^e \quad \text{Ec. 35}$$

Donde $e=1$ para límites superiores (fluidos newtonianos) y $e=2$ para límites inferiores (fluidos pseudoelásticos), A y t son el área y tiempo actuales y a y τ son el área y tiempo en otro momento. El límite superior asume que hay una pérdida de fluidos nula y que el ancho de fractura es constante. Debido a que el ancho generalmente aumenta y almacena una porción del fluido inyectado, el exponente del límite superior en la ecuación 34 es de hecho menor a la unidad.

Como se mencionó en párrafos anteriores Cartier generó una expresión para la tasa de pérdida de fluidos a través de un área incremental da a un tiempo t (ver figura 47), de la siguiente manera:

$$q_L = \frac{2C_L da}{\sqrt{t-\tau(a)}} \quad \text{Ec. 36}$$

Donde C_L es el coeficiente de pérdida de fluidos. Sustituyendo la expresión derivada en la ecuación 35 en la ecuación 36 obtenemos que:

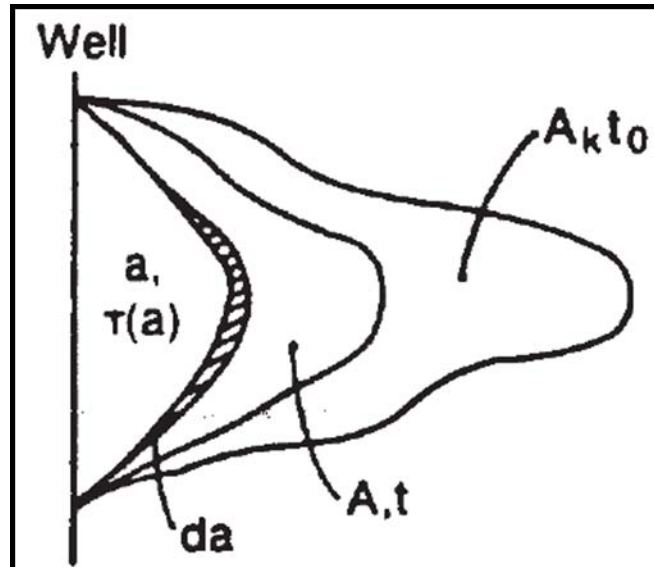
$$q_L = \frac{2C_L A}{\sqrt{t}} \int_0^a \frac{da}{\sqrt{1-\alpha^e}}$$

$$q_L = \frac{2C_L A}{\sqrt{t}} \left[\frac{2(1-\sqrt{t-\alpha})}{\sin^{-1} \alpha} \right] \quad \text{Ec. 37}$$

$$q_L = \frac{2C_L A}{\sqrt{t}} \left[\frac{2\sqrt{t/t_0}(1-\sqrt{1-\alpha})}{\sin^{-1} \alpha} \right] \quad \text{Ec. 38}$$

Donde las expresión superior en el paréntesis es para el caso de límite superior (e=1) y la expresión inferior en el paréntesis es para el caso del límite inferior (e=2).

Figura 47. Esquema para áreas y tiempo en derivación de Cartier



Fuente: K.G. Nolte “A general analysis of fracture pressure decline with application to three models” SPE 12941 Texas 2004

6.2.1.3.1 Tasa y volumen de la pérdida de fluidos

La tasa de pérdida de fluidos después del cierre de bombas, se puede determinar sustituyendo la ecuación 35 en la ecuación 38, así:

$$q_L = \frac{2G_A}{\sqrt{t_0}} \left[\frac{2\sqrt{t/t_0} (1 - \sqrt{1 - t/t_0})}{\sin^{-1} \sqrt{t/t_0}} \right] \quad \text{Ec. 39}$$

Ingresando la variable de tiempo adimensional: $t_D = (t - t_0)/t_0$

La ecuación 39 quedaría de la siguiente manera:

$$q_L = \frac{2C_L A}{\sqrt{t_0}} \left[2 \left[(1 + t_D)^{1/2} - t_D^{1/2} \right] \right. \\ \left. \sin^{-1} (1 + t_D)^{-1/2} \right] \quad \text{Ec. 40}$$

$$q_L = \frac{2C_L A}{\sqrt{t_0}} f(t_D) \quad \text{Ec. 41}$$

Donde $f(t_D)$ representa las dos funciones en paréntesis en la ecuación 8 para los límites superior e inferior. La figura 48 muestra los límites para $f(t_D)$ e ilustra que estos difieren solo muy poco (<+-10%). Como resultado de la cercanía de los límites, cualquiera de las dos pueden ser utilizadas con buena precisión ingenieril para una buena representación de $f(t_D)$. El volumen de fluidos perdidos durante el bombeo es hallado integrando la ecuación 38 para el tiempo de bombeo con $\alpha = 1$ de la siguiente manera:

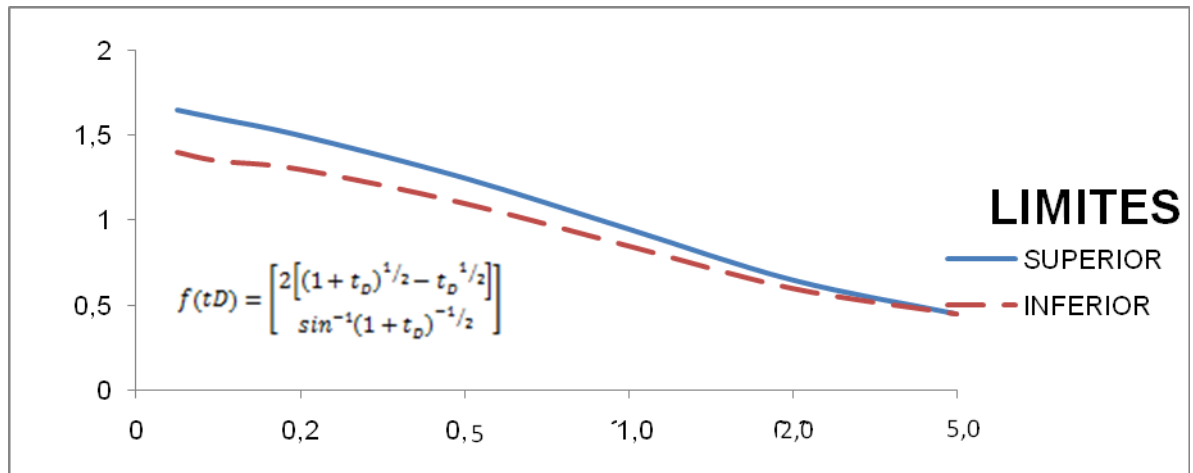
$$V_i(t, A_k) = \int_0^{t_0} q_i(t, \alpha = 1) dt$$

$$V_i(t, A_k) = \int_0^{t_0} q_i(t, \alpha = 1) dt$$

$$V_L = \frac{2C_L A}{\sqrt{t_0}} \int_0^{t_0} \left[\frac{2\sqrt{t/t_0}}{\pi/2} \right] dt$$

$$V_L = 2C_L A \sqrt{t_0} \left[\frac{4/3}{\pi/2} \right] \quad \text{Ec. 42}$$

Figura 48. Función adimensional para tasa de pérdida de fluido



Fuente: K.G. Nolte “A general analysis of fracture pressure decline with application to three models” SPE 12941 Texas 2004

El volumen de fluidos perdidos luego del cierre de bombas, se encuentra al integrar la ecuación 41 desde un tiempo adimensional $t_D = 0$ y usando:

$$g(t_D) = \int f(t_D) dt_D$$

$$g(t_D) = \left\{ \begin{array}{l} 4/3 [(1+t_D)^{3/2} - t_D^{3/2}] \\ (1+t_D) \sin^{-1}(1+t_D)^{-1/2} + t_D^{1/2} \end{array} \right\} \quad \text{Ec. 42}$$

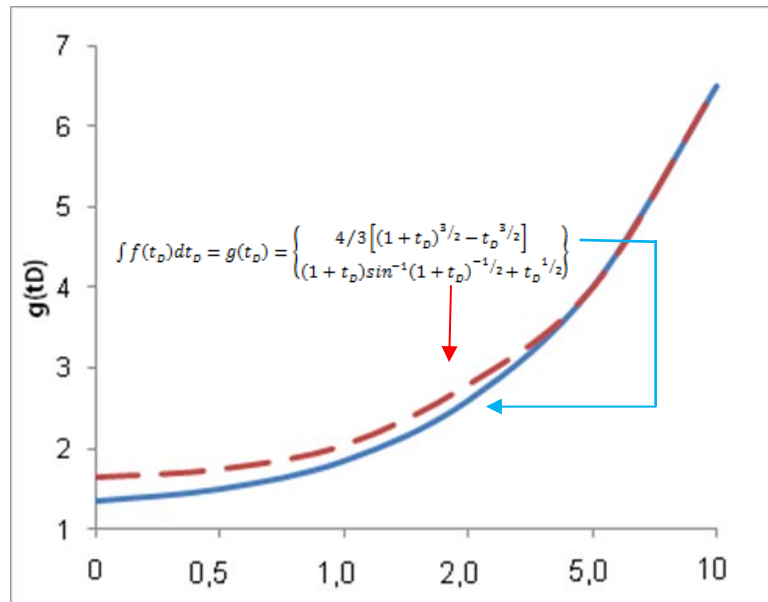
Lo cual da como resultado:

$$V_L = \frac{2C_L A}{\sqrt{t_0}} \left[t_0 \int_0^{t_D} f(t_D) dt_D \right]$$

$$V_L = 2C_L A \sqrt{t_0} [g(t_D) - g(0)] \quad \text{Ec. 43}$$

Donde los límites superiores e inferiores están dados en la **ecuación 42**. La **figura 49** muestra que como la función $f(t_D)$, la función G es muy cercana.

Figura 49. Función adimensional para el volumen de fluido filtrado



Fuente: K.G. Nolte “A general analysis of fracture pressure decline with application to three models” SPE 12941 Texas 2004

Al realizar un análisis a la ecuación 42 muestra que los valores en paréntesis son iguales a $g(t_D = 0)$ en la ecuación 43.

$$g_0 = g(0) = \left[\frac{4/3}{\pi/2} \right] \quad \text{Ec. 44}$$

A partir de los desarrollos matemáticos mostrados anteriormente, Nolte³ introdujo la función $G(\Delta t_D)$ definida de la siguiente manera:

$$G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} [g(\Delta t_D) - g(0)] \quad \text{Ec. 45}$$

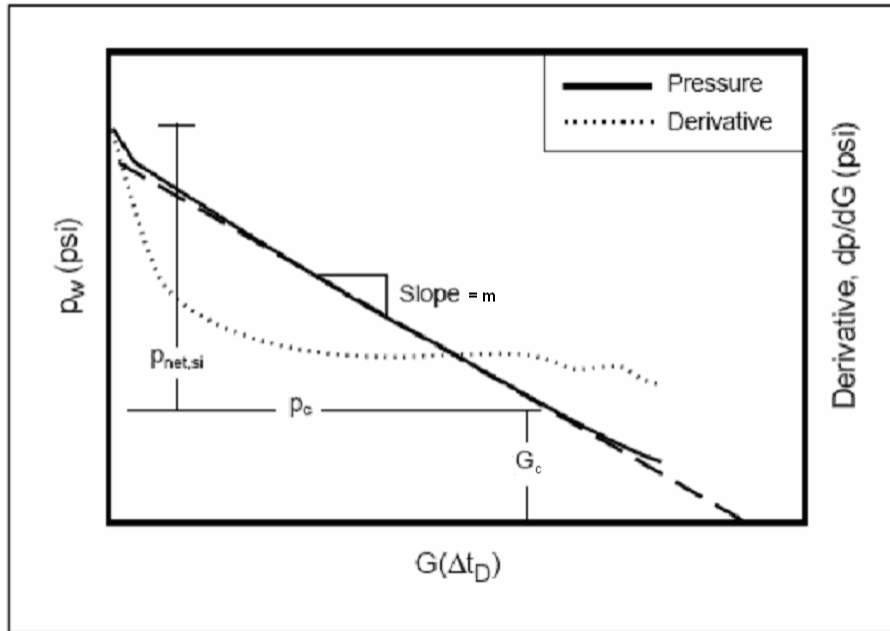
Se pudo probar que la presión de fondo de pozo P_w durante el periodo de declinación podría estar expresada mediante la ecuación 46, donde P_{ws} es la presión de fondo de pozo al cierre de bombas:

$$P_w = - \left(\left[\frac{AC_L \sqrt{t_D}}{2c_f} \right] [G(\Delta t_D)] \right) + P_{ws} \quad \text{Ec. 46}$$

La ecuación 46 indica que una grafica de presión de fondo P_w versus $G(\Delta t_D)$ tiene una pendiente negativa igual a $\left[\frac{AC_L \sqrt{t_D}}{2c_f} \right]$ como se ilustra en la Figura 50. La derivada $\frac{dP}{dG}$ (presión con respecto a la función G) es también mostrada en la Figura 50.

Esta figura ilustra varios puntos importantes. Primero que el ISIP grabado usando datos de campo puede ser artificialmente alto, debido a los efectos del almacenamiento y fricción del fluido. Segundo, que hay un periodo de gradiente constante antes que la fractura se cierre, el cual es a menudo referenciado como la presión de ajuste. Finalmente, el cierre ocurre cuando la declinación de la presión se desvía de este gradiente constante.

Figura 50. Comportamiento típico de la Función G



Fuente: K.G. Nolte “A general analysis of fracture pressure decline with application to three models” SPE 1941

La función G a la presión de cierre p_c es definida como G_c . La eficiencia del fluido como se explicó anteriormente es la relación de volumen de fractura creado con el volumen de fractura bombeado. Si el fluido se filtra a una tasa alta, entonces el volumen de fractura creada será relativamente pequeño comparado con el volumen de fluido bombeado. Una baja eficiencia del fluido indica una alta tasa de filtración del fluido, y una alta eficiencia indica entonces una baja tasa de filtración del fluido. La eficiencia del fluido puede ser expresada en términos de la función G al cierre:

$$\eta = \frac{G_c}{2 + G_c}$$

Ec. 47

6.2.1.3.2 ANALISIS MINIFRAC POR MEDIO DE LA FUNCIÓN G

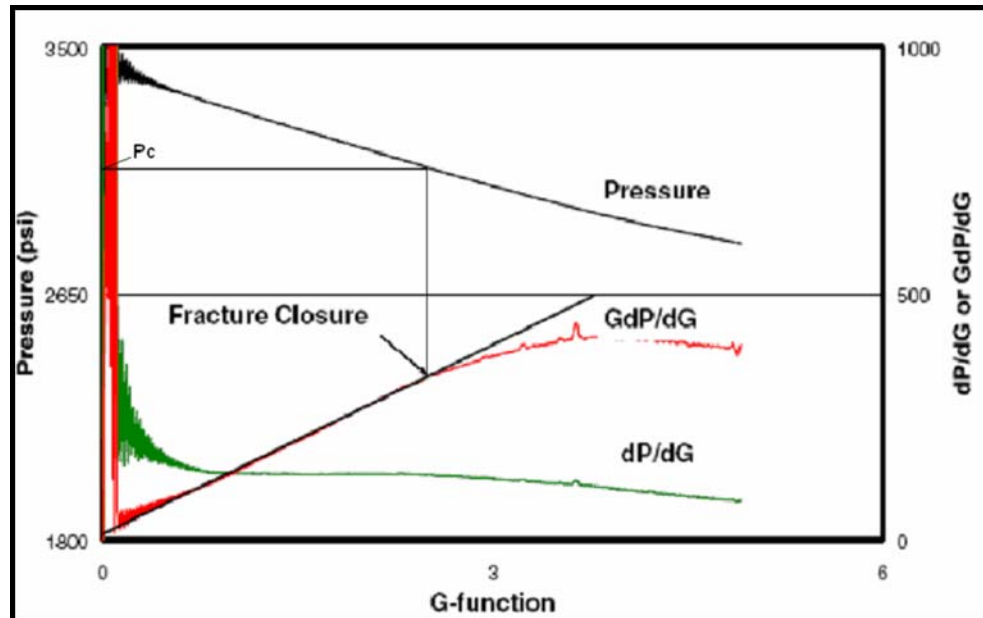
Subsecuente con el trabajo hecho por Nolte, Barre y Mukherjee⁸ desarrollaron nuevas técnicas para identificar la presión dependiente de leakoff, y su efecto en la geometría de fractura. La técnica desarrollada por Barre y Mukherjee fue la gráfica de la derivada de la presión $\frac{dP}{dG}$, y la superposición de la derivada $G \frac{dP}{dG}$ versus la función G. sus trabajos de investigación fueron hechos con base en cinco casos de estudio hipotéticos en los cuales se pudieron identificar comportamientos únicos de la grafica para leakoff dependiente de la presión, extensión de fractura, recesión de la fractura y cambios de la altura. Ellos validaron su trabajo usando un modelo de geometría de fractura 3-D. La técnica desarrollada por Barre y Mukherjee fue aplicada para casos de estudio en campo por Craig et al⁹. Las graficas de función-G fueron utilizadas para identificar el tipo leakoff, esfuerzo de cierre de fractura y comportamiento de geometría de fractura.

⁸ Barree, R.D., Mukherjee, H., “Determination of Pressure Dependent Leakoff and Its Effect on Fracture Geometry”. SPE 36424

⁹ Craig D. P. Eberhard M.J. and Barre, R.D: “Adapting High Permeability Leakoff Analysis to Low Permeability Sands for Estimating Reservoir Engineering Analysis” SPE 60321

6.2.1.3.2.1 LEAKOFF NORMAL

Figura 51. Función G para leakoff normal



Fuente: Craig D. P. Eberhard M.J. and Barre, R.D: “Adapting High Permeability Leakoff Analysis to Low Permeability Sands for Estimating Reservoir Engineering Analysis” SPE 60321

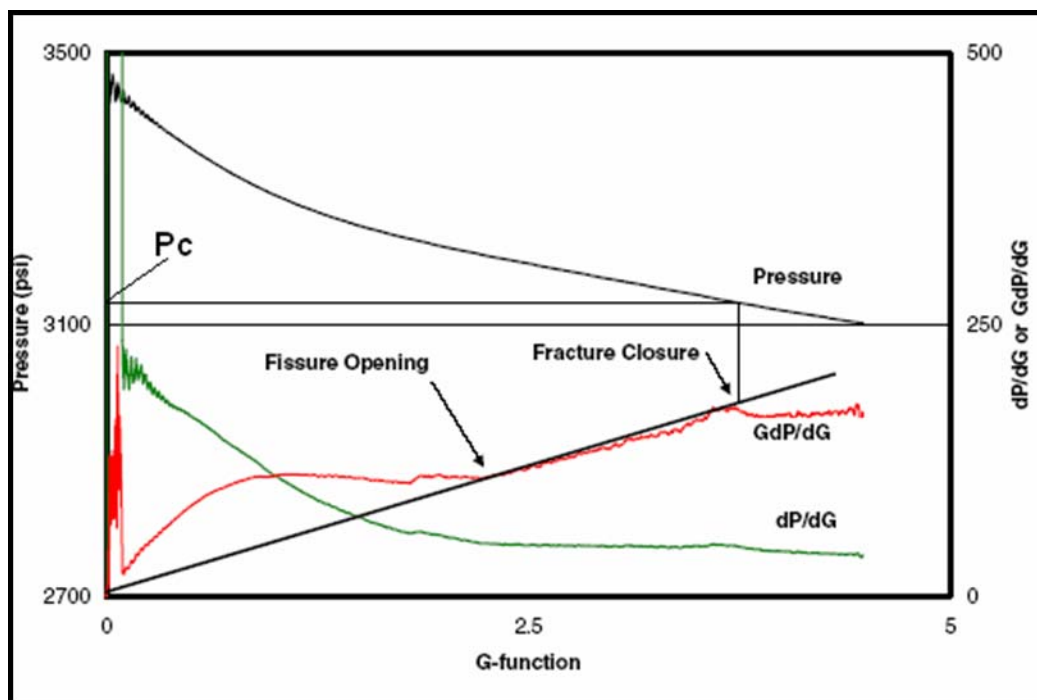
Los requerimientos para que un leakoff normal ocurra son que el área de fractura durante el cierre de bombas sea constante y que la matriz de la roca sea homogénea.

Una pequeña porción inicial de la declinación de la presión puede ser dependiente de la presión, pero la mayoría (más del 80%) de la declinación de la presión es leakoff normal.

6.2.1.3.2.2 LEAKOFF DEPENDIENTE DE PRESIÓN

Una pequeña dilatación de las fracturas o fisuras durante la inyección genera un leakoff dependiente de presión durante el cierre. La **figura 52** muestra la grafica de la función G para un leakoff dependiente de la presión debido a la apertura de fisuras.

Figura 52. Función G para leakoff dependiente de la presión.

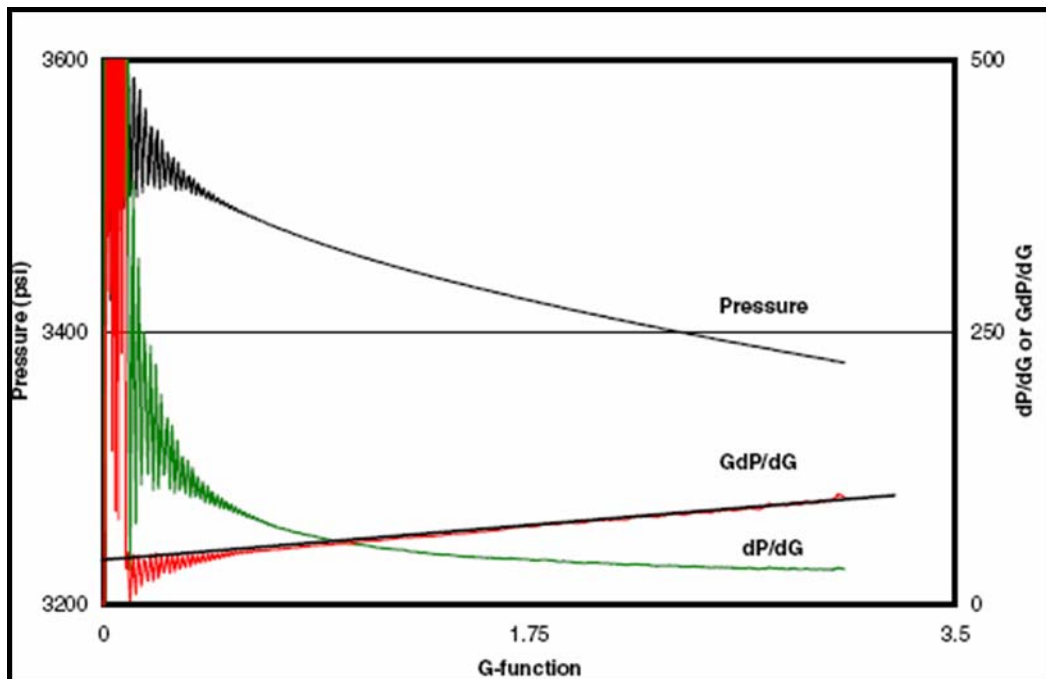


Fuente: Craig D. P. Eberhard M.J. and Barre, R.D: "Adapting High Permeability Leakoff Analysis to Low Permeability Sands for Estimating Reservoir Engineering Analysis" SPE 60321

6.2.1.3.2.3 EXTENSION DE LA PUNTA DE LA FRACTURA

La **figura 53** muestra la grafica de función G para una declinación de presión en la cual ocurre extensión de la punta de la fractura. Se dice que hay extensión de la punta de la fractura debido a que la fractura sigue creciendo luego que se detiene el bombeo. Este fenómeno es típico en yacimientos que tienen baja permeabilidad. El leakoff es muy bajo en yacimientos de baja permeabilidad, por lo que la energía que no es liberada por medio del leakoff genera entonces una extensión adicional de la punta de la fractura luego del cierre de bombas.

Figura 53. Función G para extensión de la punta de fractura



Fuente: Craig D. P. Eberhard M.J. and Barre, R.D: “Adapting High Permeability Leakoff Analysis to Low Permeability Sands for Estimating Reservoir Engineering Analysis” SPE 60321

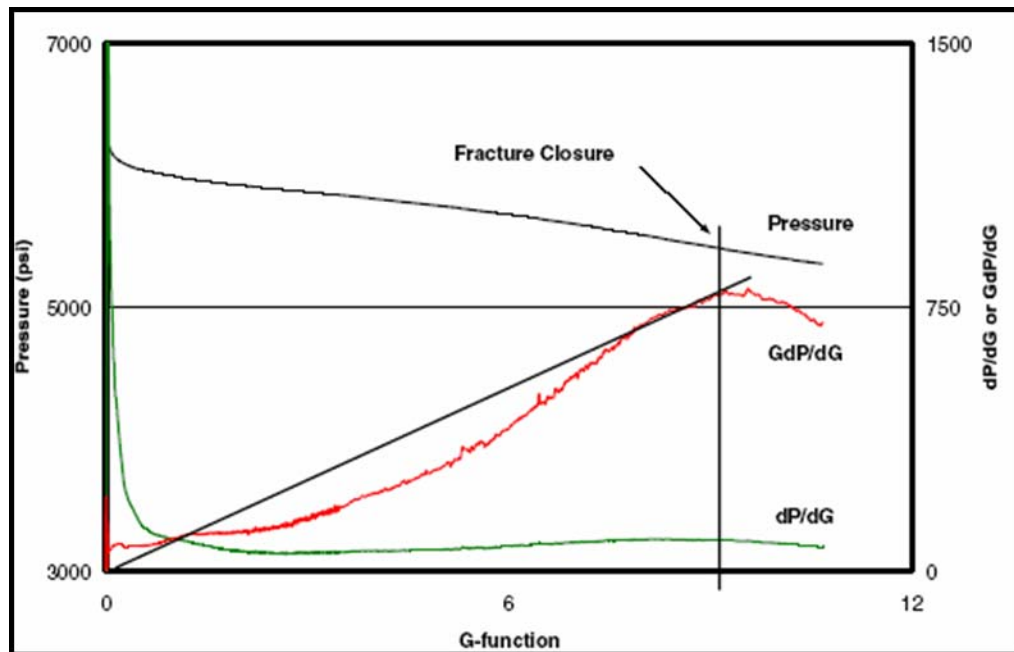
6.2.1.3.2.4 RECESIÓN DE LA ALTURA

La figura 54 muestra una grafica de la función G donde ocurre una recesión de la altura.

Los estratos adyacentes a la zona de la fractura usualmente tienen altos esfuerzos y tienen una permeabilidad relativamente baja. Si durante la inyección la fractura se propaga a través de estratos impermeables adyacentes entonces durante la declinación la fractura primero se cerrará en los estratos impermeables y subsecuentemente se cerrará en los estratos permeables.

Luego del cierre de bombas, la presión declina a una tasa constante la cual es relativamente baja, lo cual ocurre debido a que solo las zonas permeables causan leakoff en la toda la fractura; seguido a esto el área de fractura impermeable comienza a cerrarse (recesión de la altura), durante este periodo la tasa de declinación de la presión se incrementa. Al final la fractura queda solo compuesta por el área permeable, durante este periodo la tasa de declinación es una vez más constante (leakoff normal) pero a un valor mayor que el leakoff inicial.

Figura 54. Función G para recesión de la altura



Fuente: Craig D. P. Eberhard M.J. and Barre, R.D: "Adapting High Permeability Leakoff Analysis to Low Permeability Sands for Estimating Reservoir Engineering Analysis" SPE 60321

6.2.1.4 ANALISIS MINIFRAC POR EL METODO DE NOLTE

Nolte et al¹⁰, estudió el periodo luego del cierre de la fractura y presentó un análisis que permite determinar dos parámetros de gran importancia en el periodo posterior al cierre de fractura: la transmisibilidad de la formación y la presión del yacimiento. Este esfuerzo fue completamente justificado, considerando que en muchos casos los datos claves para el diseño del fracturamiento tales como permeabilidad y presión del yacimiento no son disponibles por la falta o dificultad de determinación de estos datos, ya que pruebas como la prueba de acenso de

¹⁰ K.G Nolte.: "Background for After closure analysis of fracture calibration test" SPE 39407 Texas 1997

presión no son posibles en arenas apretadas, o el simple hecho que el pozo a ser fracturado nunca ha producido antes del tratamiento.

El periodo posterior al cierre de una prueba minifrac puede contener el flujo pseudolineal y el flujo pseudoradial.

El análisis del flujo pseudolineal posterior al cierre viene del análisis de transferencia de calor de Carslaw y Jaeger¹¹. Nolte sugirió que existe una analogía entre la transferencia de calor y comportamiento de la presión en el yacimiento, la cual puede ser expresada de la siguiente manera:

$$P_f - P_i = C_t \sqrt{\frac{\pi \mu}{k \phi c_t}} \left\{ \frac{2}{\pi} \sin^{-1} \left(\sqrt{\frac{t_c}{t}} \right) \right\} \quad \text{Ec. 48}$$

Para realizar un análisis de flujo pseudoradial posterior al cierre se hace mediante la interpretación de pruebas de impulso.

Para esto, Nolte et al¹² desarrollaron un método combinado, usando simulaciones numéricas, para aplicarlo en pruebas de calibración de fractura en periodos posteriores al cierre con el fin de identificar regímenes de flujo y determinar parámetros del yacimiento. Ellos desarrollaron una función de tiempo aparente F.

Tiempo de cierre aparente: la función de tiempo seleccionada para el comportamiento posterior al cierre tiene la siguiente forma:

$$F(t) = \sqrt{1 + (t - t_c)/\chi t_c} - \sqrt{(t - t_c)/\chi t_c} F(t_c) = 1$$

$$F(t) = \sqrt{1 + \Delta t_d} - \sqrt{\Delta t_d} \Delta t_d = (t - t_c)/\chi t_c$$

$$\frac{t_c}{t} = \left(\frac{\pi F}{2} \right)^2, \text{ Para } \chi = \frac{16}{\pi^2}$$

¹¹ Carslaw H.S, Jaeger J.C: "Conduction of heat in solids" 2 edición Oxford University Press, Gran Bretaña 1959

¹² K.G Nolte, J.L Maniriere, K.A Owens.: "After closure Analysis of fracture calibration tests" SPE 38676 Octubre 1997

$$F_L = \frac{2}{\pi} \sin^{-1} \left(\sqrt{\frac{t_c}{t}} \right)$$

Ec. 49

Donde t_c es el tiempo aparente de cierre, o equivalentemente el tiempo de exposición a la pérdida de fluidos. F es usado como función básica, debido a que es generalmente fácil de manipular y su cuadrado se aproxima al tiempo logarítmico Horner. La característica presentada por F durante el periodo de flujo radial debe ser similar al comportamiento de la grafica Horner (deben ser paralelas). Se debe generar una grafica que exhiba un comportamiento logarítmico con un comportamiento asintótico en $1/t$ el cual permita extrapolar la presión al valor de la presión del yacimiento. Este comportamiento es alcanzado por F^2 , como se puede demostrar por medio de una analogía con el tiempo de Horner basado en el tiempo de inyección aparente (o equivalentemente el tiempo de cierre).

Con base en las características de F , F^2 puede reemplazar el tiempo de escala para las graficas de diagnostico log-log para la identificación de flujo radial luego del cierre de la fractura.

La declinación de la presión en tiempos tardíos involucra el flujo lineal y/o radial permitiendo que la presión del yacimiento sea determinada usando graficas cartesianas. El flujo radial posterior al cierre está en función del volumen inyectado, la presión del yacimiento, la transmisibilidad de la formación y el tiempo de cierre.

Su relación es mostrada en las siguientes ecuaciones usando la función de tiempo en flujo radial:

$$P(T) - P_r = m_R F_R(t, t_c)$$

Ec. 50

Donde,

$$F_R(t, t_c) = \frac{1}{4} \ln \left(1 + \frac{x t_c}{\Delta t} \right) \quad \text{Ec. 51}$$

$$m_R = \frac{\mu V}{\pi k h t_c} = \frac{\pi \mu V}{16 k h t_c} \quad \text{Ec. 52}$$

La transmisibilidad de la formación está dada por la siguiente ecuación:

$$\frac{k h}{\mu} = \frac{251000 V}{m_R t_c} \quad \text{Ec. 53}$$

Donde,

K= permeabilidad del fluido del yacimiento, mD.

H, altura de la formación, ft.

V: volumen inyectado a la formación, Bbl

Tc= tiempo de cierre, min.

La derivada de la ecuación quedaría de la siguiente manera:

$$\frac{\partial P}{\partial (F^2)} = m_R \quad \text{Ec. 54}$$

En un grafico logarítmico, la ecuación de la diferencia de presión esta expresada de la siguiente manera:

$$\log (\Delta P) = \text{Log}(m_R F_R) \quad \text{Ec. 55}$$

$$\log(\Delta P) = \text{Log}(F_R) + \log(m_R) \quad \text{Ec. 56}$$

Y finalmente la derivada de la presión con respecto a F^2 quedaría de la siguiente forma:

$$\log \left(\frac{\partial P}{\partial (F^2)} \right) = \log (m_R) \quad \text{Ec. 57}$$

Las ecuaciones para el flujo lineal son las siguientes:

$$P(T) - P_r = m_L F_L(t, t_c) \quad \text{Ec. 58}$$

$$m_L = C_t \sqrt{\frac{\pi \mu}{k \phi c_t}} \quad \text{Ec. 59}$$

Donde

$$F_L(t, t_c) = F_L(t) \quad \text{Ec. 60}$$

El valor del cierre es determinado extrapolando la pendiente de $1/2$ hasta $F^2 = 1$. De acuerdo con la ecuación.

Benelkadi et al¹³ mejoró el método Nolte. La derivada de la presión con respecto a la función $F^2 \frac{\partial P}{\partial (F^2)}$ Es graficada contra F^2 y la permeabilidad es extraída de la zona llana de la curva de la misma manera que un una prueba de acenso de presión estándar. La presión del yacimiento es determinada variando P_r hasta que la curva de la diferencia de presión $\Delta P = P(t) - P_r$ recaiga en una línea recta de pendiente unitaria.

Benelkadi et al¹³ observaron mientras derivaban el valor de permeabilidad que los valores de presión de yacimiento y permeabilidad eran insensible al cambio de una variable aparentemente importante: la presión de cierre. Esto se debe a que a diferentes suposiciones de presión de cierre la K y Pr derivadas eran prácticamente constantes.

Un análisis posterior les proporcionó otra conclusión:

- a. Posterior al cierre, la derivada de la presión con respecto a F^2 tenía una forma característica exponencial en la grafica log- log (respuesta del yacimiento.)

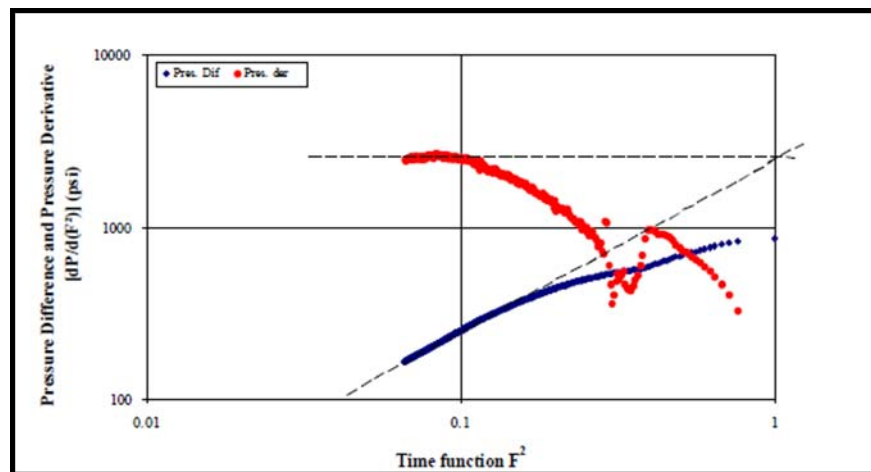
¹³ Benelkadi, S. Tiab. D.: “ Reservoir Permeability Determination Using After-closure Period Analysis of Calibration Test” SPE 70062 mayo 2001

Basado en estos análisis Benelkadi et al generó un nuevo método, en el cual se aplica el tiempo de cierre de bombas (ISIP) como tiempo de referencia, el cual se supone que es el tiempo de cierre en el método de Nolte. La derivación de la presión de cierre es obtenida determinando el inicio de la forma exponencial en la derivada de la presión. Esto no afecta los cálculos de permeabilidad ya que en este solo se requeriría esperar un tiempo adicional a que se alcanzara el tiempo de flujo radial.

Finalmente se realizó un análisis analítico del comportamiento de la presión, en el cual se observó que justo después del cierre, la derivada de la presión tiene una forma exponencial que caracteriza la respuesta de la presión dentro del yacimiento.

En la figura 55 se puede observar la grafica de ΔP vs F , y el punto donde inicia el crecimiento exponencial:

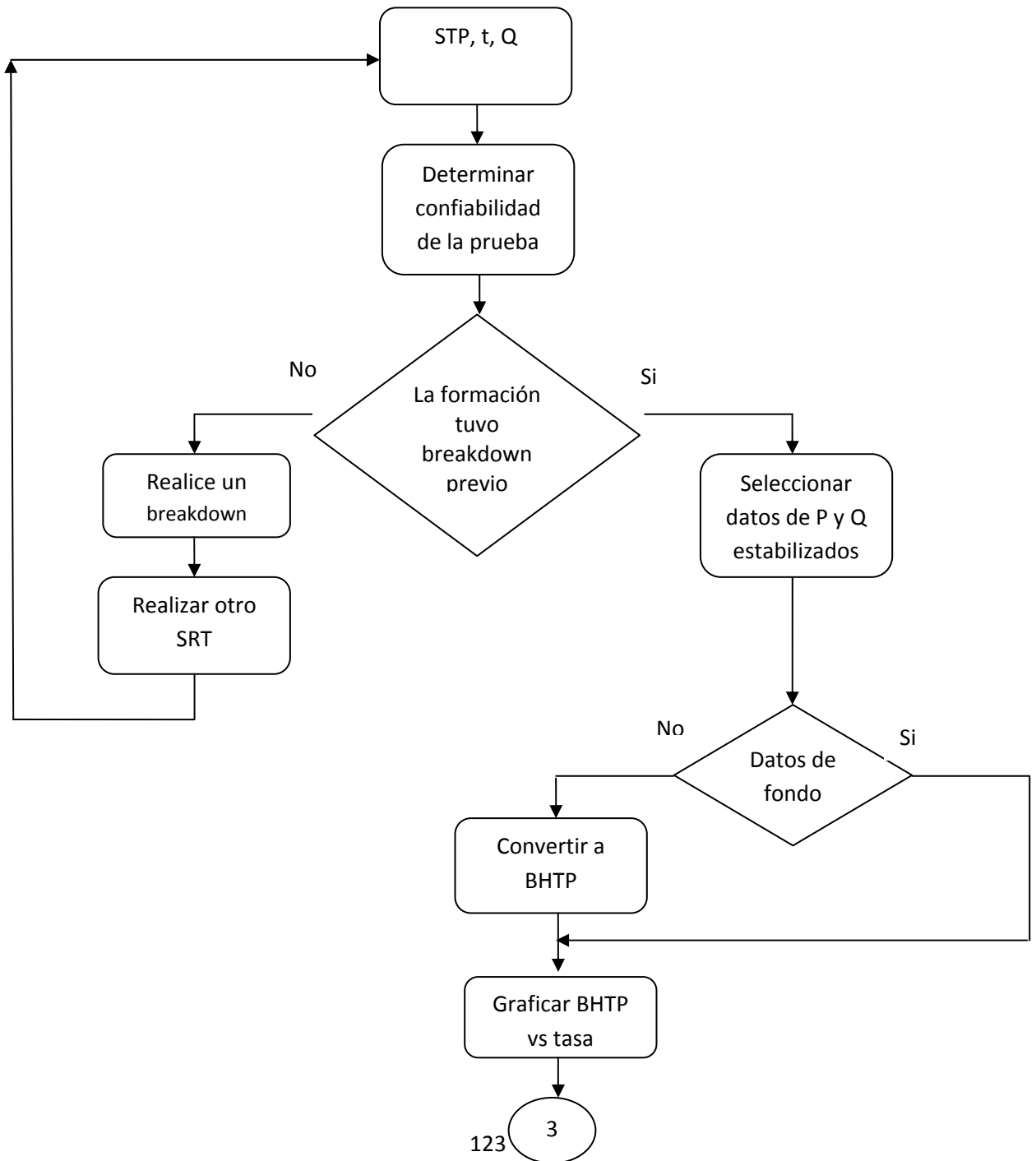
Figura 55. Análisis de la declinación por el Método Horner lineal

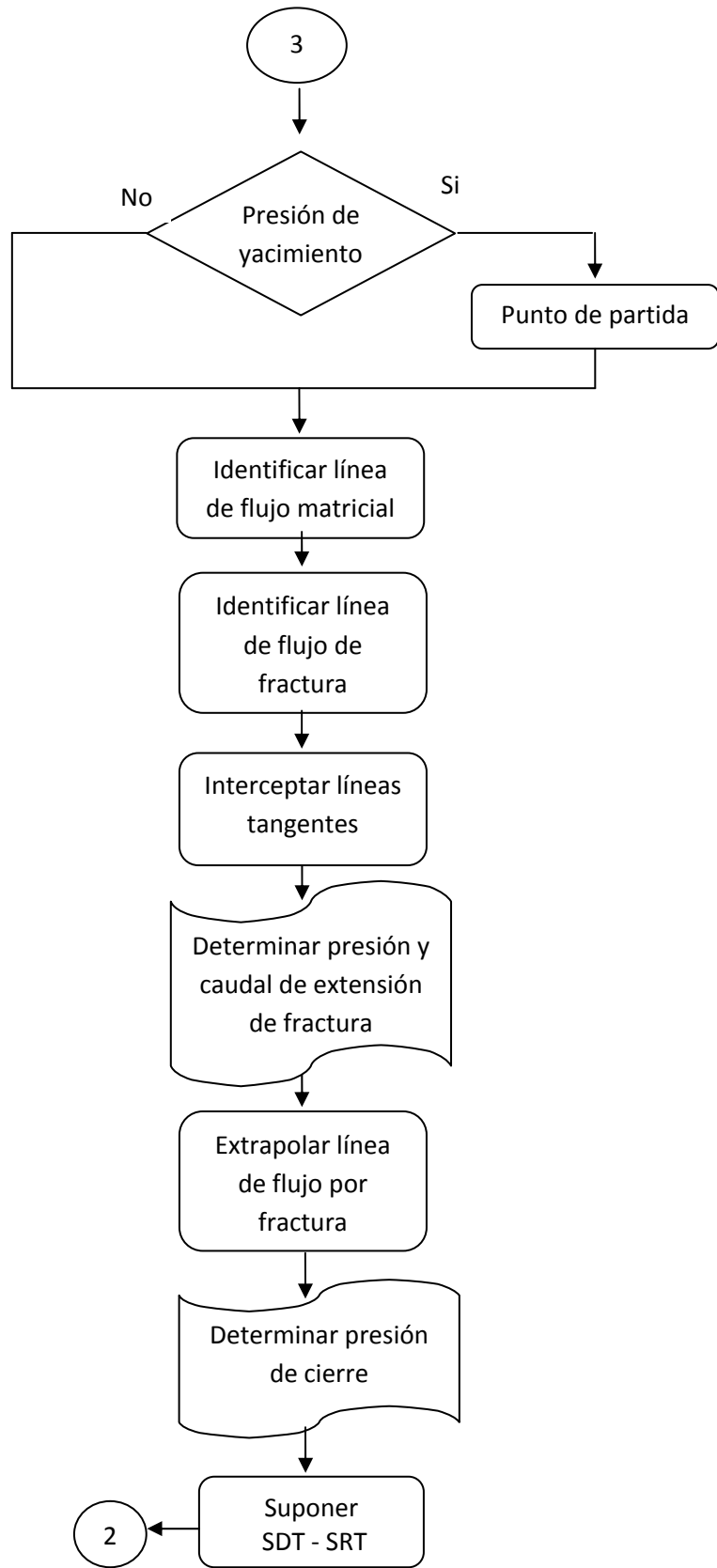


Fuente: Benelkadi, S., Belhaouas, R., Sahar, M., “Use of After Closure Analysis to Improve Hydraulic Fracturing Designs, Application on Algeria’s In-Adaoui gas Field”. SPE 80936

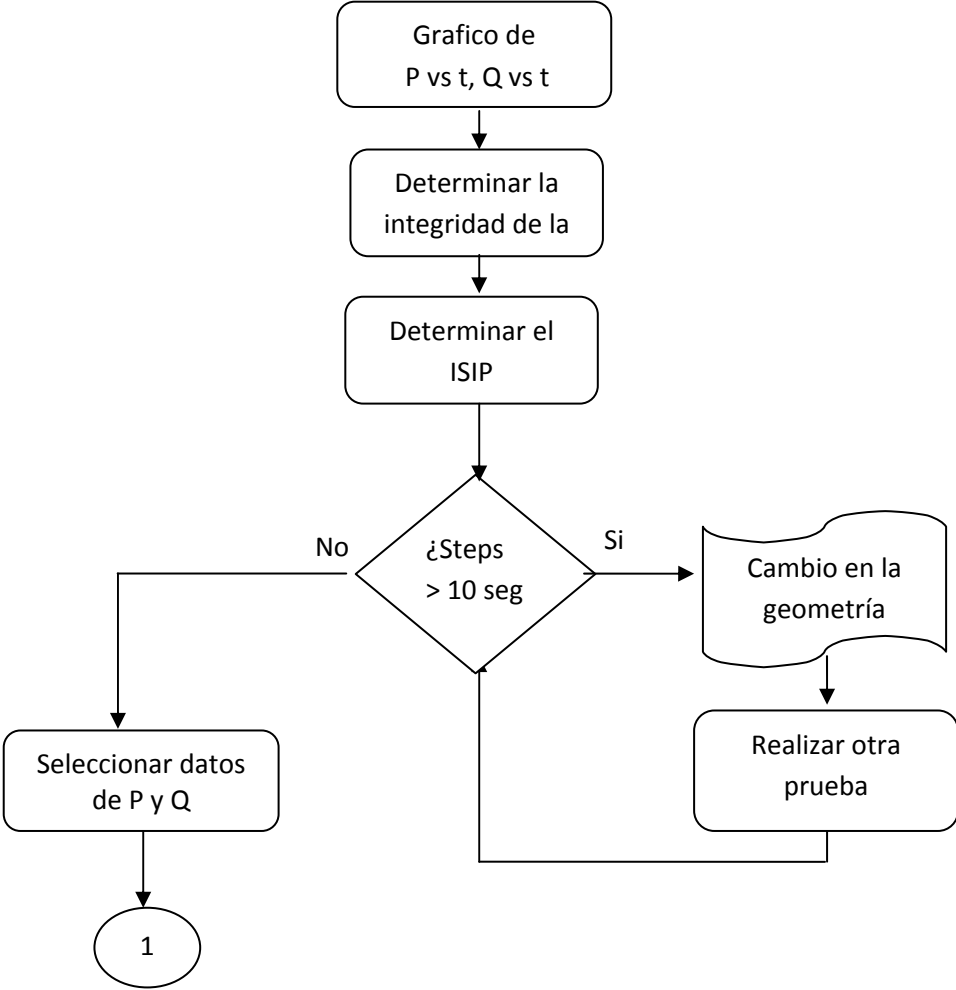
7 DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

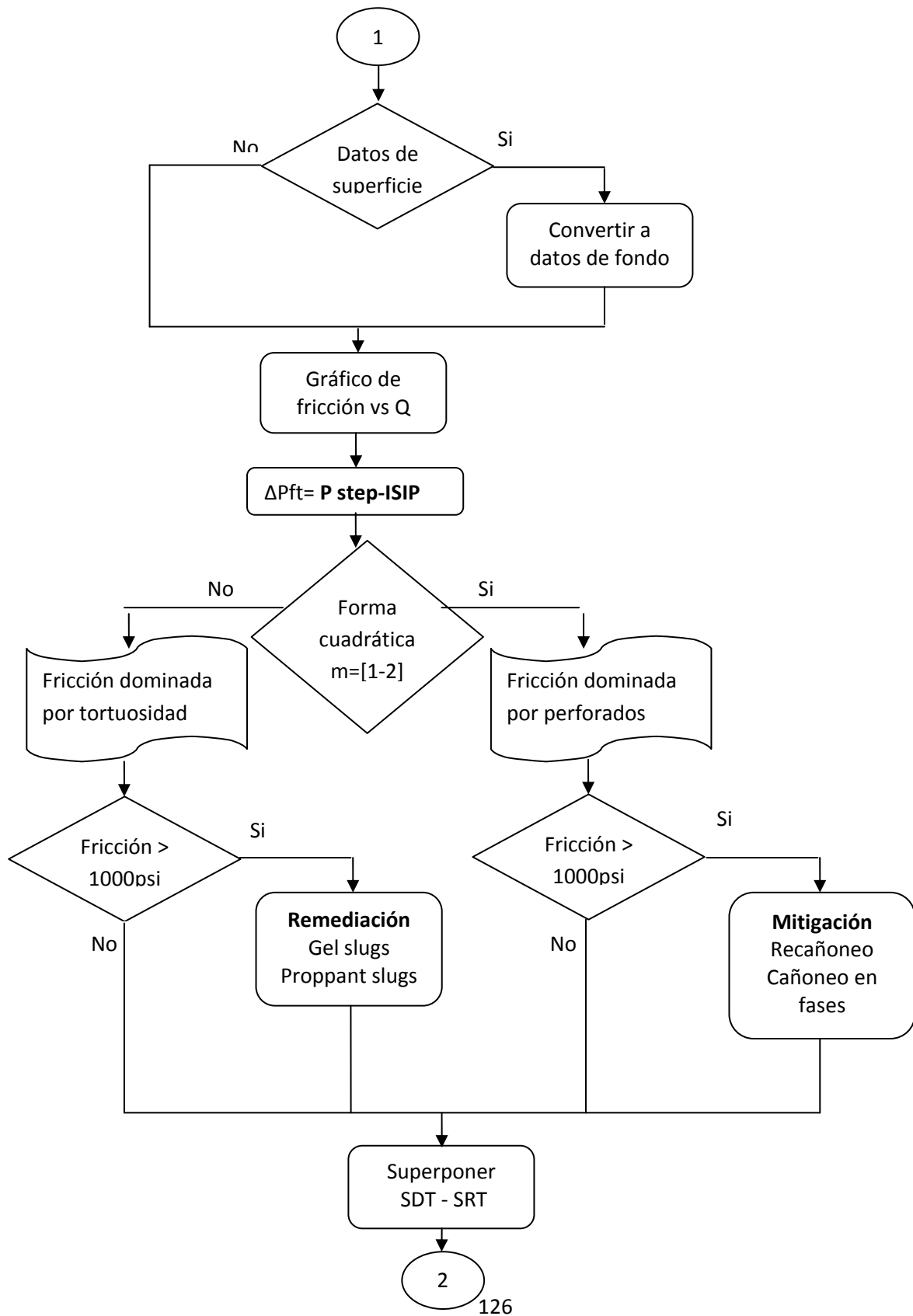
7.1 Metodología SRT



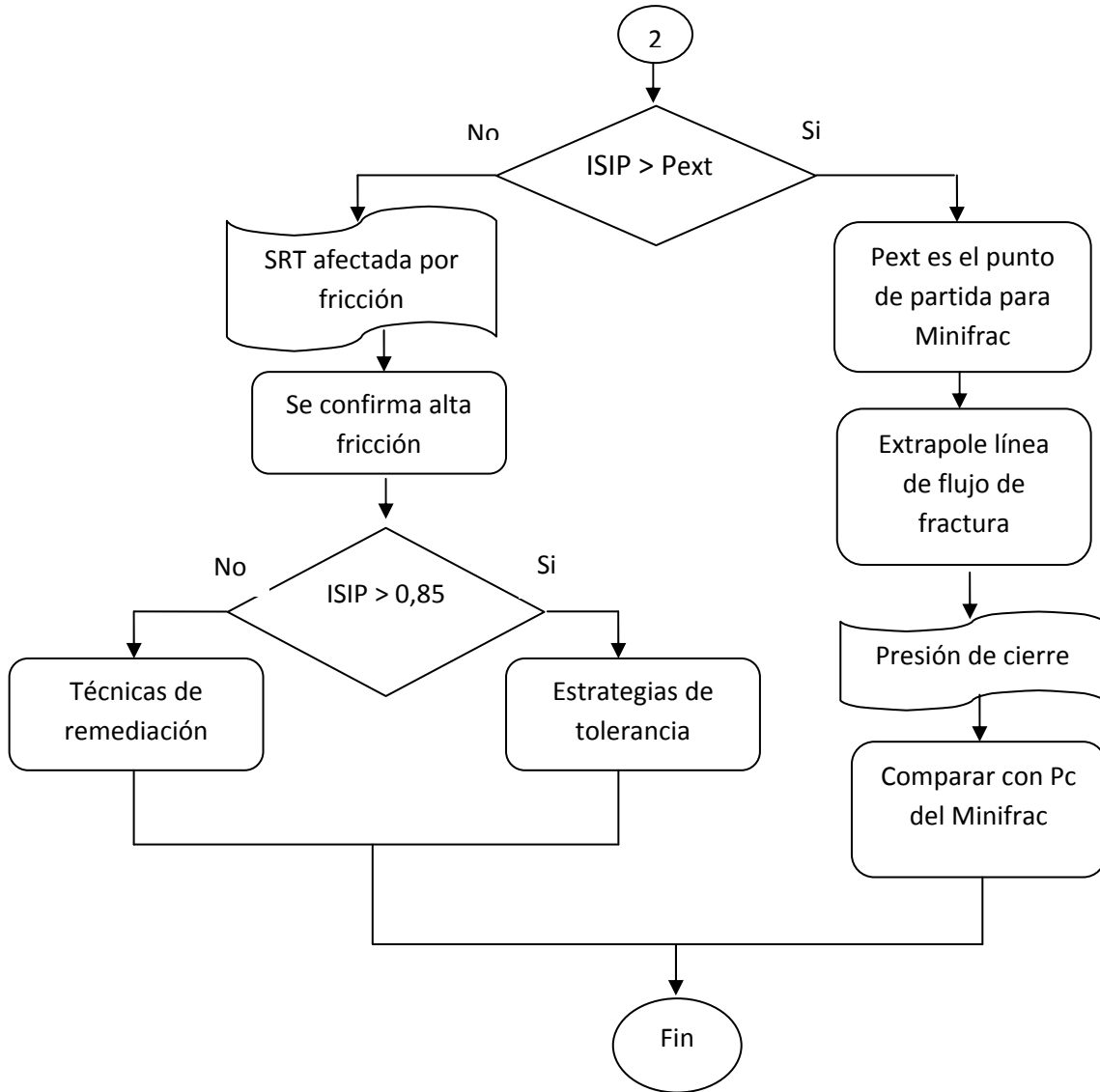


7.2 Metodología SDT





7.3 Metodología Análisis Combinado SRT – SDT



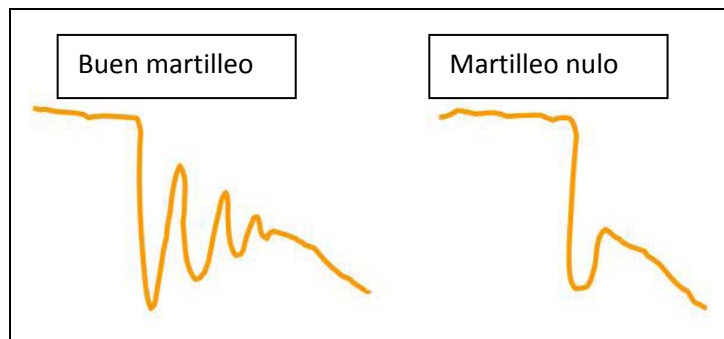
7.4 METODOLOGÍA DE ANALISIS DE LA PRUEBA MINIFRAC

Aplicando el capítulo anterior, a continuación se describirán los pasos para generar un análisis a la prueba minifrac:

1. Determinar el ISIP:

Observamos el comportamiento de la presión, si se presenta martilleo clasificarlo.

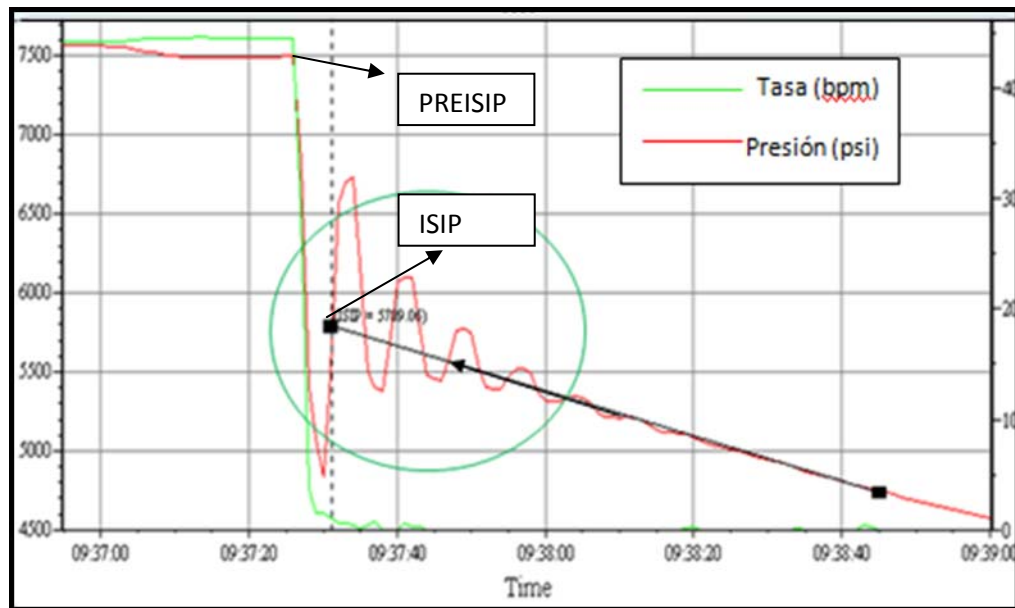
Figura 56. Identificación del tipo de martilleo



Fuente: “Manual de diseño de fracturas” Halliburton Service Company 2008

En el caso que el martilleo este presente, extrapolamos la línea de declinación normal luego que se estabilice la presión, hasta el punto donde el caudal se fue a 0. Este punto será el ISIP.

Figura 57. Identificación del ISIP



Fuente: “Hydraulic Fracturing Handbook” BJ Services Company

2. Determinar el PREISIP

El PREISIP es el punto en la presión justo antes de que se genere la caída de presión producto del cierre de bombas. Este dato es de gran importancia debido a que con este se determina la fricción total. (VER FIGURA 57)

3. Determinar la fricción total

La fricción total es la resta entre el PREISIP Y EL ISIP. Luego que se ha determinado la fricción total, le restamos la fricción en tuberías.

Si los datos del PREISIP Y EL ISIP están a condiciones de superficie, es necesario convertirlos a datos de fondo de pozo así:

$$ISIP_{BHP} = ISIP + \text{Presión hidrostática}$$

$$PREISIP_{BHP} = PREISIP + \text{Presión hidrostática} - \text{Fricción en Tuberías}$$

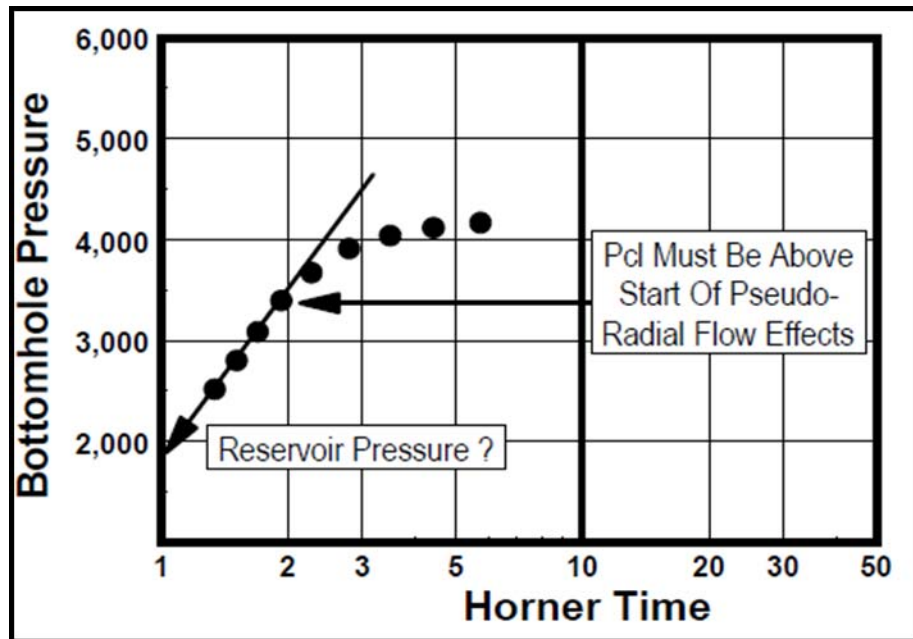
$F_p = \text{PREISIP} - \text{ISIP}$

Si la fricción es mayor a 800 PSI, esto podría generar dificultades a la hora de ubicar el propante en la fractura principal. Debemos tener en cuenta estos valores para realizar un diagnostico de fractura final.

4. Descartar datos a partir de un análisis Horner previo

Para este análisis realizamos una grafica de presión, en el eje Y, vs $(t_p + \Delta t) / \Delta t$ en el eje x a escala logarítmica. Si en la figura se genera una línea recta, y si esta línea se extrapola a un valor aproximado de la presión inicial, entonces el comportamiento de la declinación de presión puede estar afectado por un flujo pseudo-radial, lo que significa que la fractura ya está cerrada, por lo que los valores de presión que se encuentren dentro de este rango de presiones deben ser excluidos a la hora de determinar el valor de la presión de cierre de fractura.

Figura 58. Análisis Horner previo

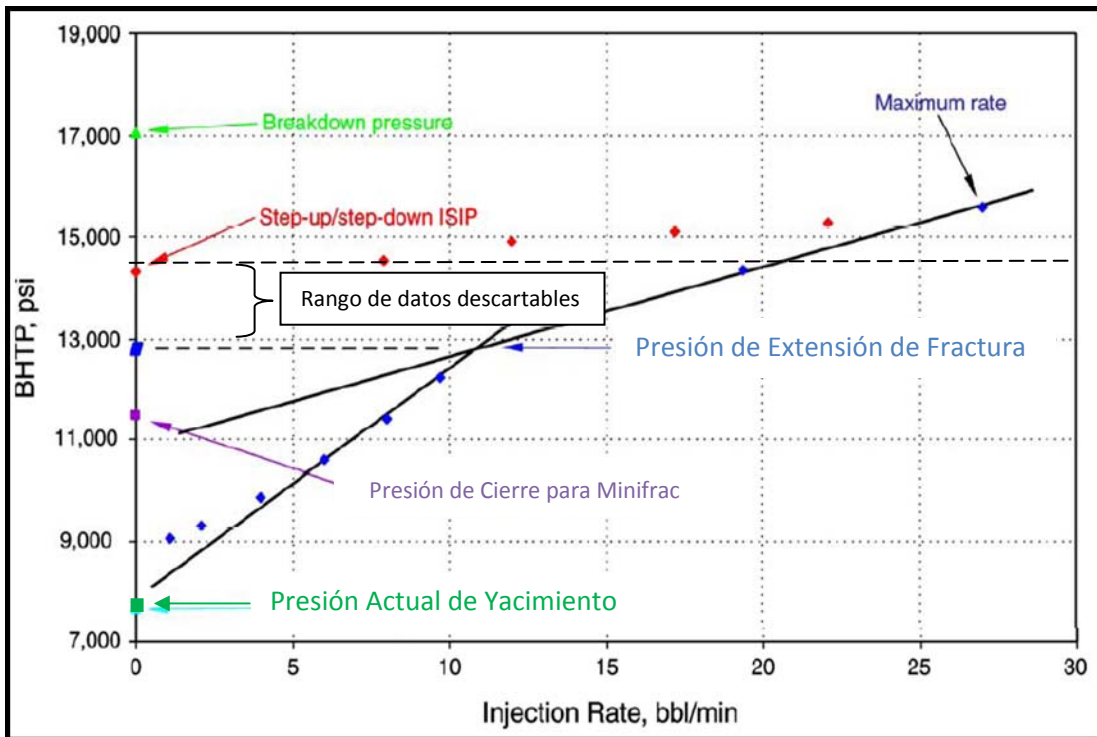


Fuente: NSI TECHNOLOGIES INC.

5. Descartar datos por encima de la presión de extensión de fractura

Si se lleva a cabo una prueba SRT previamente al minifrac, y se demostró que esta no está siendo afectada por altos valores de fricción en cercanías de pozo (lo que nos quiere decir que el valor del ISIP está por encima de la presión de extensión de fractura), es posible tomar el valor de la presión de extensión como punto de partida para el análisis de la declinación de la presión, ya que el valor de la extensión nos asegura que la fractura continua abierta, por lo que valores de presión por encima de este valor no pueden ser los valores de la presión de cierre de fractura.

Figura 59. Análisis combinado SRT-SDT-MINIFRAC



Fuente: Lizak, K. Bartkok, Self, F. Izquierd, G. and Al-Munem, M. "New Analysis of Step-Rate Injection Test for Improved Fracture Stimulation Design" SPE 98098, Lafayette, LA, febrero de 2006

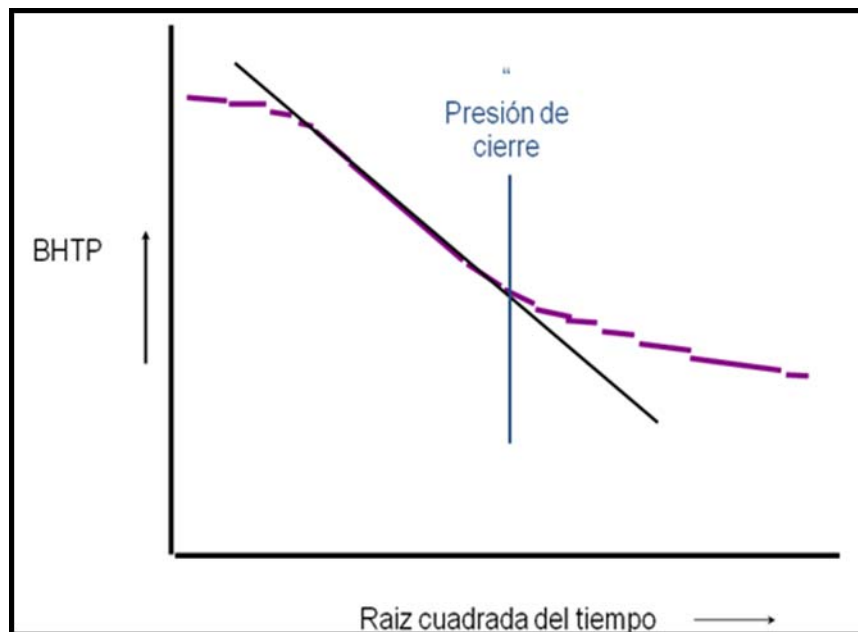
6. Determinar la presión de cierre de fractura

Como mencionamos antes este es un dato clave a la hora de realizar el diseño del tratamiento de fracturamiento hidráulico, debido a que con este valor determinamos la eficiencia de fluido, el esfuerzo mínimo, y además de esto la presión neta. A partir de los métodos anteriormente mencionados realizamos el análisis de la prueba minifrac.

a. Método de la raíz cuadrada o raíz cuarta del tiempo

Como se mostró en el capítulo anterior, el flujo lineal por fractura es de naturaleza exponencial $t^{0,5}$ o $t^{0,25}$ por lo que al realizar una grafica de presión vs $t^{0,5}$ la grafica se debe ajustar a una línea recta:

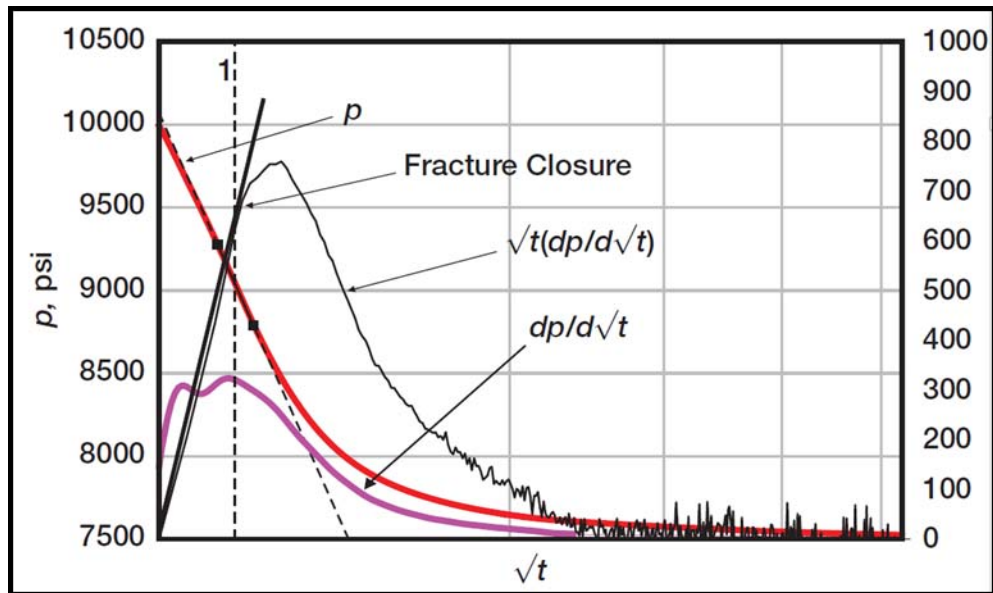
Figura 60. Análisis por medio de la raíz cuadrada del tiempo



Fuente: Los autores.

La presión de cierre se seleccionará en el punto donde la grafica no se ajuste a la línea recta, como se observa en la figura 60. De la misma manera en que se realiza para un análisis por medio de la función G, es posible superponer la raíz cuadrada del tiempo con la derivada de la presión con respecto a la raíz cuadrada del tiempo $\frac{\partial p}{\partial(\sqrt{t})}$, quedando así la función $\sqrt{t} \left(\frac{\partial p}{\partial(\sqrt{t})} \right)$. En la siguiente figura se muestra la grafica de la derivada y la superposición:

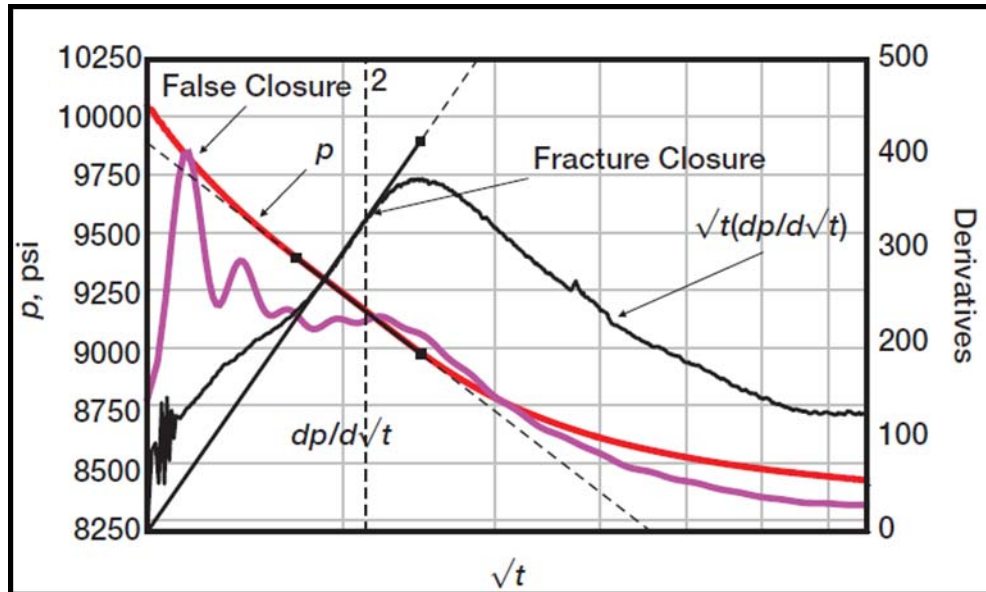
Figura 61. Análisis por medio de la superposición de la raíz cuadrada del tiempo con su derivada. Caso leakoff normal



Fuente: R.D. Barre, V.L Barree and D.P. Craig.:”Holistic fracture diagnostics: Consistent Interpretation of Prefac Injection Tests Using Multiple Analysis Methods. SPE 107877 abril de 2007.

Para los casos en que hayan comportamientos anormales como recesión de la punta, o leakoff dependiente de presión, el comportamiento de la grafica va a ser similar a la grafica en una función G, por lo que el análisis va a ser el mismo (figura 62):

Figura 62. Análisis por medio de la superposición de la raíz cuadrada del tiempo con su derivada. Caso leakoff dependiente de presión



Fuente: R.D. Barre, V.L Barree and D.P. Craig.: "Holistic fracture diagnostics: Consistent Interpretation of Prefac Injection Tests Using Multiple Analysis Methods. SPE 107877 abril de 2007.

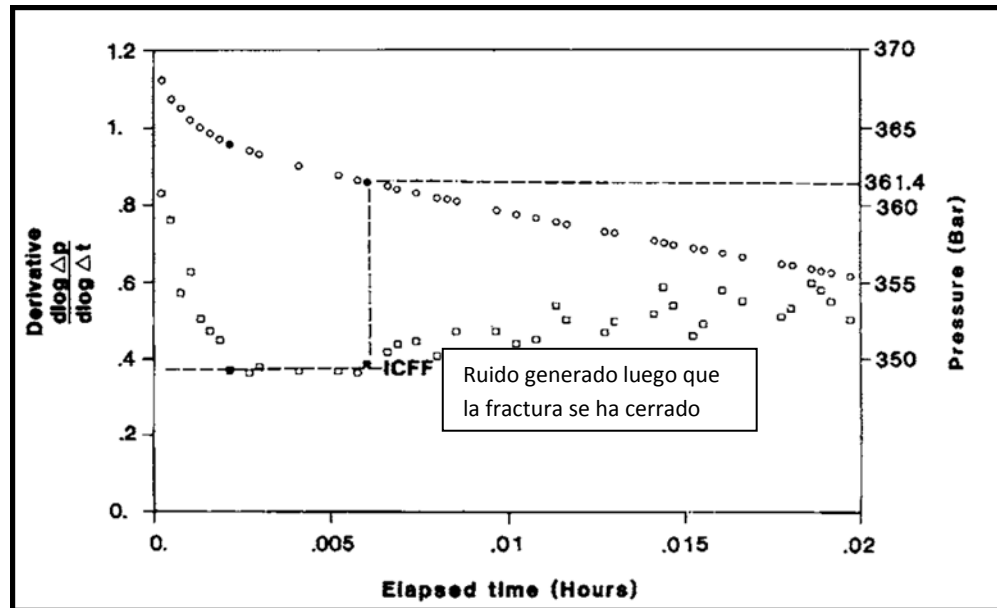
b. Análisis por método logarítmico

Para realizar el análisis por este método es necesario realizar una grafica de $\log(\Delta p)$ vs $\log(\Delta t)$, se traza una línea de pendiente 0,5, se ajusta a la curva de presión y donde la curva se desvíe del la recta, se asumirá como la presión de cierre (figura 63).

Como se demostró en el análisis logarítmico, al derivar se obtendrán los valores de la pendiente, por lo que al generar un grafico de $d \log \Delta p / d \log \Delta t$, vs $\log \Delta t$, se observarán los regímenes de flujo. Para determinar la presión de cierre se ajustan los datos que se encuentren en un valor de 0,5 a una línea de pendiente 0; cuando

los valores no se ajusten a la línea se ha cambiado de régimen de flujo y la fractura ya se cerró.

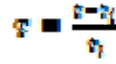
Figura 63. Análisis de la derivada del logaritmo del tiempo



Fuente: Colines Jones and J.P Seargeant, “obtainig the minimum horizontal stress from microfracture test data: A new approach using a derivate algoritm” SPE 18867

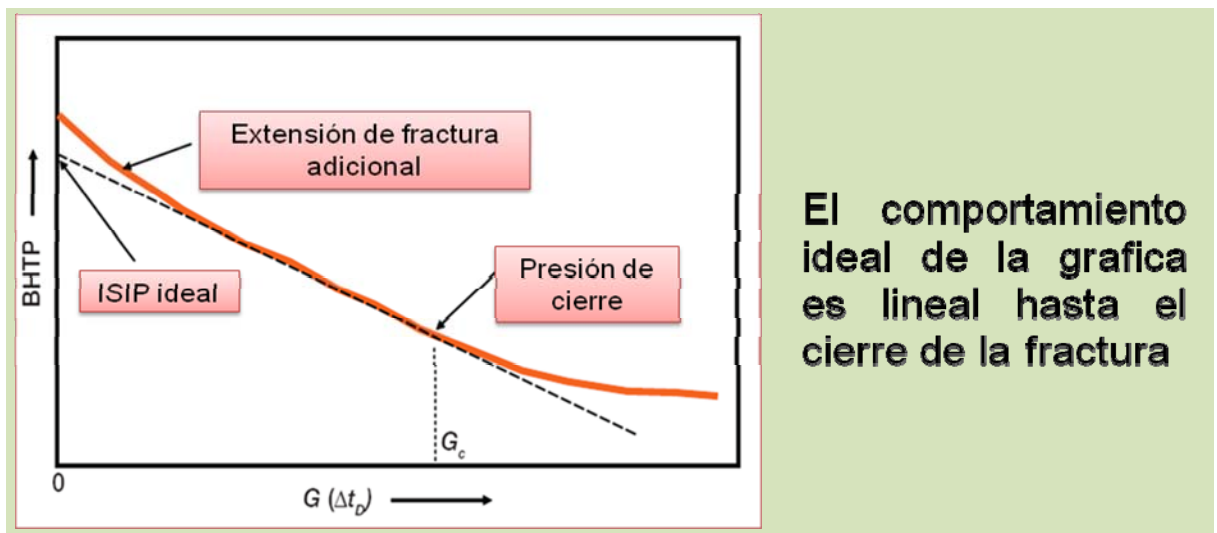
c. ANALISIS POR MEDIO DE LA FUNCIÓN G.

El procedimiento para realizar el análisis por este método es:

- Luego de haber identificado el ISIP, se toma este valor de tiempo como el tiempo inicial de declinación t_i .
- Se convierten los valores de tiempo a valores de tiempo adimensionales 

- Con los valores de tiempo adimensionales se determinan los valores de $g(F)$ para alta y baja pérdida de fluidos.
- Se determina el valor de la función G para cada uno de los valores de $g(F)$
- Determinar el valor de G intermedio interpolando entre los dos valores determinados para alta y baja pérdida de fluidos.
- Graficar presión en el eje y Vs la función G en el eje x.
- Observar la linealidad de la grafica y determinar el punto en el cual esta se desvía de dicha linealidad. Este valor será el valor de la presión de cierre (figura 64).

Figura 64. Análisis por medio de la función G.



Fuente: ECONOMIDES M. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. BJ SERVICES. 2007.

Derivada de la función G.

A partir de la derivada de la función G es posible determinar los cambios en la pendiente de la grafica. Cuando la línea en la función G sea recta, debido al ajuste al modelo, la derivada tendrá un valor constante; cuando la línea de la

función G se desvíe del modelo, la pendiente dejará de ser constante. Este punto donde se observa el cambio de la derivada de valor constante a valores variables se considera como el tiempo de cierre de fractura. En este tiempo se cerró la fractura, este tiempo se busca en la función G y se observa el valor de la presión de cierre de fractura.

Figura 65. Derivada de la función G.



Fuente: “Castillo J.L.:”Modified Pressure Decline Analysis Including Pressure Dependent Leakoff” SPE 16417

Superposición de la función G con su derivada.

El método de aplicación y análisis es el siguiente:

- Multiplique el valor de la función G con su derivada. Esta es la superposición de G con dP/DG , conocida como GdP/dG .
- En GdP/dG identifique el comportamiento lineal. Este comportamiento se presenta debido a que en el comportamiento lineal de la función G, su derivada

tendrá un valor constante, por lo que multiplicar G con dP/dG también generará una línea constante.

Siempre debe tener en cuenta que luego de que la fractura ha alcanzado su cierre total, en la grafica de la superposición siempre decrecerá, por lo que los valores por encima de este punto siempre estarán por debajo de la línea recta extrapolada.

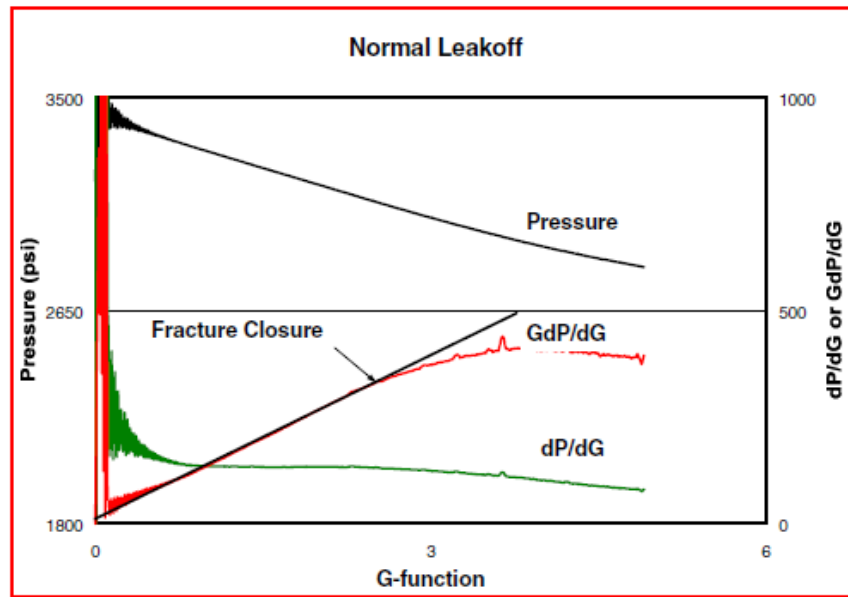
- Identifique el tipo de comportamiento que tiene la fractura.

Leakoff normal: Las dos señales características para un leakoff normal son:

1. Un derivada de presión constante $\frac{dP}{dG}$.
2. La superposición de la derivada $G \frac{dP}{dG}$ se ajuste a una línea recta que pase a través del origen.

El punto de cierre de fractura es identificado en la curva de la superposición de la derivada $G \frac{dP}{dG}$ cuando la curva se inicia a desviar de la línea recta, como se observa en la figura 66. Este punto es entonces proyectado verticalmente en la curva de la presión y este punto es la presión de cierre de fractura

Figura 66. Análisis de superposición de la función G. Caso de Leakoff normal.



Fuente: Craig D. P. Eberhard M.J. and Barre, R.D: “Adapting High Permeability Leakoff Analysis to Low Permeability Sands for Estimating Reservoir Engineering Analysis” SPE 60321

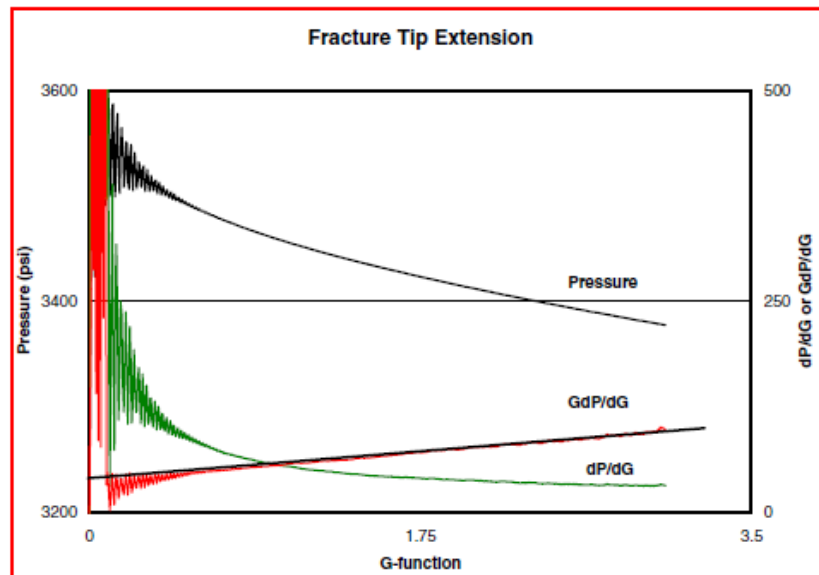
Extensión de la punta de la fractura: Si al tratar de ajustar la línea desde el origen no es posible, es posible que el caso que se esté presentando sea que la fractura continuó creciendo luego del ISIP, Por lo que le debe ajustar la recta a la línea (figura 67).

Las señales características para una extensión de la punta de la fractura son:

1. La curva de la superposición de la derivada $G \frac{dP}{dG}$ se ajusta a una línea recta.
2. Esta línea recta cuando es extrapolada al intercepto con el eje Y, recae por encima del origen.

La presión de cierre de fracturas se puede determinar de la misma manera que para un leakoff normal y un dependiente de presión.

Figura 67. Análisis superposición función G. Caso de extensión de la punta de la fractura.



Fuente: Craig D. P. Eberhard M.J. and Barre, R.D: "Adapting High Permeability Leakoff Analysis to Low Permeability Sands for Estimating Reservoir Engineering Analysis" SPE 60321

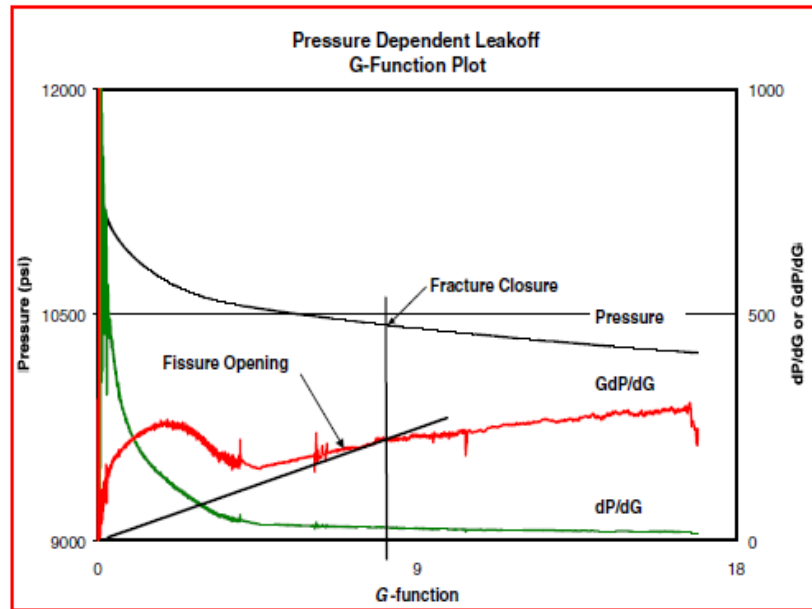
Leakoff dependiente de presión: Si al ajustar la línea recta se genera una barriga hacia arriba, es posible que el fluido se esté perdiendo rápidamente dentro de la formación producto de la filtración por fracturas naturales. Este comportamiento también se puede notar en la caída rápida en la derivada de la presión con respecto a G.

Las señales características para un leakoff dependiente de presión son:

1. Una gran protuberancia en la superposición de la derivada $\frac{dP}{dQ}$
2. Subsecuente a la protuberancia, la declinación de la presión se exhibe como leakoff normal.
3. La porción de leakoff normal recae sobre una línea recta pasando a través del origen.
4. La protuberancia recae por encima de la línea recta que pasa a través del origen.

La presión al punto donde la línea recta inicia es la presión de apertura de fisuras. La superposición de la derivada muestra luego una declinación de la línea recta indicando un cierre de fractura. El punto donde la fractura se cierra es identificado en la curva de la superposición de la derivada $\frac{dP}{dQ}$ cuando la curva inicia a desviarse por debajo de la línea recta como se observa en la figura 68 este punto es entonces proyectado verticalmente en la curva de la presión hallando así la presión de cierre de fractura.

Figura 68. Análisis superposición función G. Caso de estudio presión dependiente de Leakoff



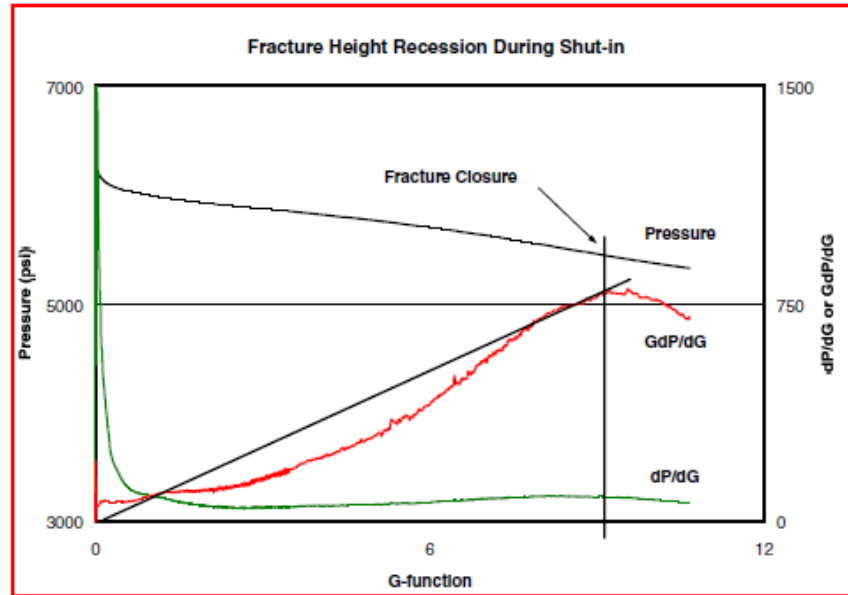
FUENTE: Craig D. P. Eberhard M.J. and Barre, R.D: “Adapting High Permeability Leakoff Analysis to Low Permeability Sands for Estimating Reservoir Engineering Analysis” SPE 60321

Recesión de la altura de la fractura: Si al ajustar la línea recta se genera una barriga hacia abajo, puede existir el caso que haya una recesión en la altura de la fractura, que se debe a altos esfuerzos producidos por los límites de contención de la fractura (figura 69).

Las tres señales características para la recesión durante la declinación son:

1. La curva de la superposición de la derivada $\frac{GdP}{dG}$ cae por debajo de una línea recta extrapolada a través de los datos de leakoff normal.
2. La curva de presión es cóncava hacia abajo.
3. Se observa un incremento en la curva de la derivada de la presión $\frac{dP}{dG}$.

Figura 69. Análisis superposición de la función G. Caso de estudio recesión de la fractura durante el Shut - in



Fuente: Craig D. P. Eberhard M.J. and Barre, R.D: “Adapting High Permeability Leakoff Analysis to Low Permeability Sands for Estimating Reservoir Engineering Analysis” SPE 60321

d. Método de Nolte para flujos radiales.

El propósito de este método es determinar la presión inicial del yacimiento y la permeabilidad, valores importantes para hacer un análisis posterior del logaritmo de la función F^2 , a partir de la respuesta de la presión de un pozo fracturado durante el periodo de tiempo tardío.

Según Nolte la respuesta de la presión resultante es:

$$P_f - P_i = m_R F_R(t, t_c)$$

Donde,

$$F_R(t, t_c) = \frac{1}{4} \ln \left(1 + \frac{x^2 t_c}{\Delta t} \right)$$

$$m_R = \frac{\mu V 1}{\pi k h t_c x} = \frac{\pi \mu V}{16 k h t_c}$$

Donde m_R es la pendiente en el flujo radial.

Y

$$k = \frac{\pi \mu V}{16 m_R h t_c}$$

El procedimiento para determinar los valores de presión y permeabilidad es:

- Genere una grafica de Presión en el eje Y vs F_R en el eje X.
- Ajuste una línea recta a los datos iniciales, y extrapólela hasta el eje y. este punto del eje Y será la presión inicial del yacimiento
- Determine la pendiente de la línea ajustada, reemplace el valor obtenido en la ecuación de permeabilidad para hallar dicha permeabilidad.

Donde,

K= permeabilidad del fluido del yacimiento, mD.

H, altura de la formación, ft.

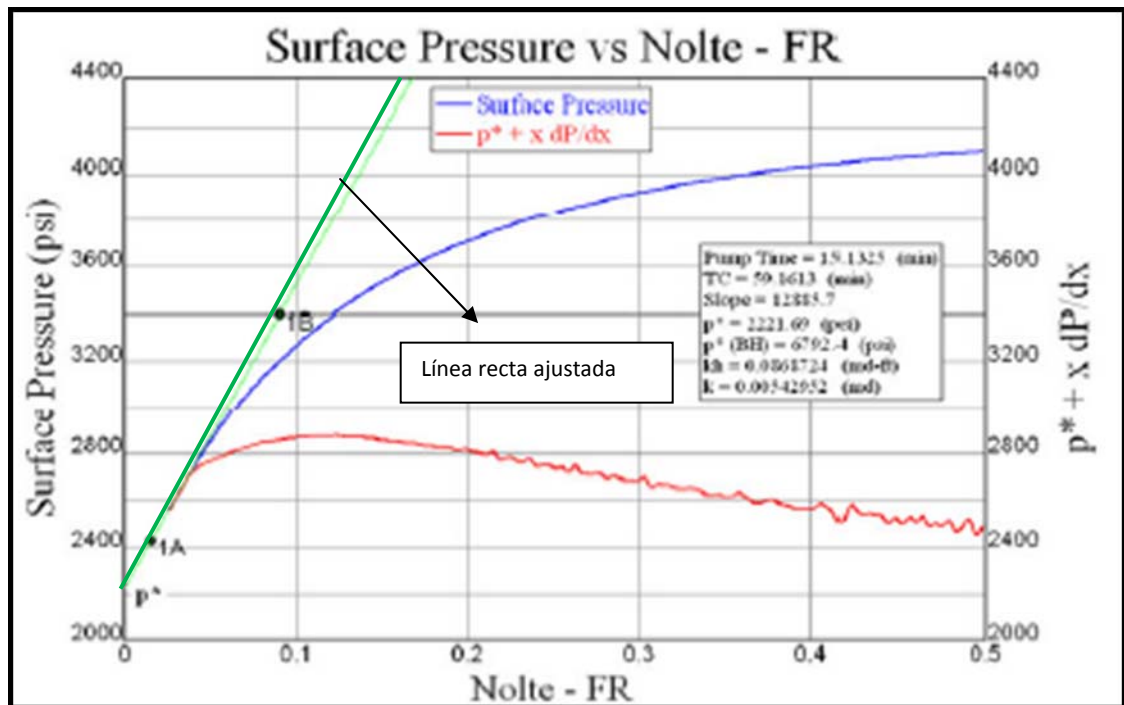
V: volumen inyectado a la formación, Bbl

Tc= tiempo de cierre, min.

- Si no conoce el valor de la altura de la formación o considera que no es el valor correcto, determine el Kh.

Nota: este análisis solo se le hace al flujo radial, en los tiempos tardíos.

Figura 70. Análisis mediante el método de Nolte para flujos radiales



Fuente: Frank E. Syfan Jr. Stacy C. Newman, Bruce R. Meyer and Dan M. Behrendt. "Case History: G-Function Analysis Proves Beneficial In Barnett Shale Application. SPE 110091. Noviembre 2007

e. Método de Nolte para flujos lineales

Como se mostró anteriormente la relación entre la caída de presión y el flujo lineal, es expresada de la siguiente manera:

$$P_f - P_i = m_L F_L(t, t_c)$$

$$m_L = C_r \sqrt{\frac{\pi \mu}{k \phi c_r}}$$

$$F_L(t, t_c) = \frac{2}{\pi} \sin^{-1} \left(\sqrt{\frac{t_c}{t}} \right)$$

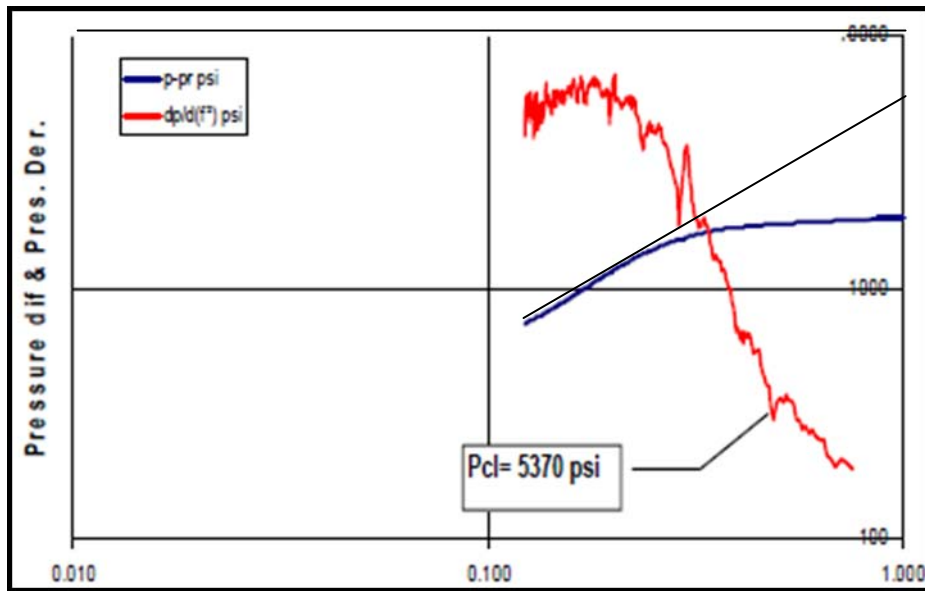
El procedimiento para determinar el valor del cierre es el siguiente:

-Genere una grafica log- log de ΔP vs F^2 . Varíe la presión del yacimiento (en rangos cercanos a la presión de yacimiento determinada por el método Nolte para flujo radial) hasta cuando pueda observar una pendiente unitaria en el flujo radial identificado con el método anterior. El valor de presión con el que se ajusta la curva a la línea de pendiente unitaria es el valor de la presión del yacimiento.

-Genere una grafica de $dP/d(F^2)$ y determine la permeabilidad de la parte de la línea con pendiente unitaria (región llana) de la misma manera que una prueba de build-up.

- Observe en la grafica de la derivada el punto donde se inicie el crecimiento exponencial. Genere una línea vertical que pase por este punto y llévelo hasta la curva de presión, este punto será la presión de cierre.

Figura 71. Análisis Nolte para flujos lineales



Fuente: Benelkadi, S., Belhaouas, R., Sahar, M., “Use of After Closure Analysis to Improve Hydraulic Fracturing Designs, Application on Algeria’s In-Adaoui gas Field”. SPE 80936

f. Determinar parámetros de diseño:

Luego de haber hallado la presión de cierre, se determinan todos los parámetros de diseño, ya que la presión de cierre es la variable que condiciona estos parámetros. Las variables a determinar son:

- **Eficiencia de flujo:** Es el parámetro que determina que tan eficiente es un fluido para crear geometría de fractura. Generalmente esta relaciona el tiempo de cierre con el tiempo de bombeo. Las ecuaciones utilizadas son las siguientes:

$$F.E = \frac{(1+t_c/t_c)^{1.5} - (t_c/t_c)^{1.5} - 1}{(1+t_c/t_c)^{1.5} - (t_c/t_c)^{1.5}} \quad \text{Ec 60}$$

En caso que se haya trabajado con el método de La función G, la eficiencia se puede determinar de la siguiente manera:

$$F.E = \frac{G_c}{2+G_c} \quad \text{Ec. 61}$$

-Porcentaje de colchon (Pad): en este paso determinamos el porcentaje de fluido sin propante que debemos usar para bombear el tratamiento. Las ecuaciones con las que se determinar este porcentaje son:

- **Método Nolte % Pad Volume:**

$$\% \text{ Pad Volume} = (1 - F.E.)^2 + 0.05 \quad \text{Ec 62}$$

- **Método de Shell % (Pad + Prepad) Volume:**

$$\% (\text{Pad} + \text{Prepad}) = (1 - F.E.)/(1 + F.E.) \quad \text{Ec 63}$$

-**Método Kane :**

$$\% \text{ Pad Volume} = (1-F.E.)^2 \quad \text{Ec 64}$$

- **Volumen de pad:** por medio del porcentaje de pad determinamos el volumen de pad:

$$\text{Volumen Pad} = (\text{Clean SLF Volume} * \% \text{Pad}) / (1 - \% \text{Pad}) \quad \text{Ec 65}$$

7.5 IDENTIFICACION, SOLUCIONES Y REMEDIACIONES A LOS PROBLEMAS

Actualmente, la industria del petróleo utiliza varios métodos para minimizar los problemas que se encuentran al momento de fracturar una formación. Estas son: estrategias de tolerancia, mitigación y remediación¹⁴.

- **Estrategias de mitigación:** Estas estrategias se emplean para evitar desde el inicio los altos niveles de pérdida de presión en las cercanías del pozo. Estas técnicas incluyen el uso de esquemas de perforación especializado tales como la fase de cero grados o 180 grados, entrada limitada, alta energía, grandes perforaciones, técnicas sobre balanceadas extremas, fluidos de alta viscosidad y comenzar a altas tasas.
- **Estrategias de remediación:** Estas estrategias se emplean para eliminar los problemas en la entrada de la fractura una vez se haya identificado. Estas técnicas son: proppant slugs y gel slugs de alta viscosidad.
- **Estrategias de tolerancia:** Las estrategias de tolerancia se utilizan para vivir con el problema en las cercanías del pozo. Estas técnicas incluyen el uso de grandes etapas de propante, grandes volúmenes de pad y propantes de menor tamaño.

A continuación se presentan los principales problemas y soluciones que se presentan en campo con el objetivo de optimizar los futuros trabajos de fracturamiento hidráulico en los campos colombianos.

¹⁴ Hyden R.E, Stengent N.A, "Pump-in/Shutdown Test Key to Finding Near-Wellbore Restrictions". SPE 63029 Midland, USA. Marzo de 1996

7.5.1 Altos Gradientes de fractura

La presencia de altos gradientes de fractura es un resultado directo de altos esfuerzos en la formación. Cuando el gradiente del ISIP es alto (mayor a 1,01 psi/ft), se debe a la alta presión neta de fractura, al alto esfuerzo de cierre o una combinación de la misma.

Es posible que se formen fracturas verticales debido a los altos esfuerzos lo que provoca un giro de la fractura en la orientación preferida a cierta distancia del pozo.

Cuando se tiene una combinación de altos esfuerzos de cierre y altas presiones netas, generará una red compleja de fracturas horizontales, verticales y sub vertical.

Otro posible problema que se puede generar, es la complejidad tectónica de la zona la cual se asocia a los altos esfuerzos en la formación.

En áreas donde los altos esfuerzos predominan, las pruebas minifrac se deben realizar para evaluar lo siguiente:

- Determinar de manera correcta la presión de cierre y evaluar las presiones netas de fractura. Las altas presiones netas de fractura son una indicación de una geometría compleja y se debe tener una consideración especial de diseño.
- Comprobar la alta pérdida de fluidos
- Comprobar el comportamiento dual del leak-off ya que a veces está acompañado de altas presiones netas de fractura

Si se tiene condiciones bajas del gradiente del ISIP (menos a 0,75 psi/ft), la complejidad de la fractura cercana al pozo existe debido a microfracturas que se

forman a partir de los perforados y se unen con la distancia más corta de la fractura vertical dominante

7.5.2 Presencia de fracturas naturales

Si se generan fracturas naturales cuando se está estimulando la fractura, hay que tomar ciertas consideraciones antes de completar el diseño. Tal vez, el principal problema con yacimientos naturalmente fracturados es que las condiciones pueden variar de pozo a pozo haciendo de un diseño simple algo muy complejo. Es por esta razón la importancia de realizar un minifrac antes de cada diseño en tales yacimientos.

Es importante realizar un minifrac para analizar el efecto que tienen las fracturas naturales en el tratamiento de fracturamiento hidráulico principal. En algunos casos, los efectos son mínimos como resultado de las fracturas naturales, pero en otros casos, altas presiones de tratamiento, geometrías complejas y alta pérdida de fluido son posibilidades que se pueden presentar. El minifrac hace posible la identificación de los anteriores problemas antes de realizar el tratamiento de fractura principal, es por eso que su diseño tiene que ser a la medida para conocer las condiciones específicas de cada pozo.

Al momento de diseñar y analizar el minifrac, se deben seguir las siguientes consideraciones:

- Considerar un procedimiento modificado de Step Rate para ayudar a establecer si las fracturas naturales son la principal fuente de la alta pérdida de fluidos. Comprobar la presencia de leakoff múltiple o cierres múltiples indicando leakoff dentro de las fracturas múltiples.
- Identificar el gradiente de fractura estático, la presión de extensión de fractura y la presión de cierre

- Si se determina que las fracturas naturales son una fuente principal de la pérdida de fluidos, se debe cambiar el sistema del fluido. En casos de leakoff extremo, el uso de fluidos más viscosos ha presentado mejoras en el tratamiento.

7.5.3 Alto leakoff

Alto leakoff sólo presenta una gran preocupación cuando éste no está balanceado correctamente. En pozos que presente alto leakoff, se deben tomar ciertas consideraciones para diseñar un screen out. El propósito es optimizar el uso del fluido y segundo, crear una fractura y empaque con máxima conductividad.

En pozos con alta permeabilidad y alto leakoff, el minifrac debe tener suficiente volumen para exceder en peso los efectos de la pérdida volumétrica.

7.5.4 Bajo leakoff

- Si el cierre no se puede identificar fácilmente, se recomienda usar una prueba de pump-in/flowback para ayudar a identificar el cierre.
- Comprobar la fricción en la entrada de la fractura para asegurar que no existan restricciones cerca al pozo generando esta respuesta.
- Alto confinamiento de la fractura puede ser una preocupación en pozos con bajo leakoff debido a las altas eficiencias del fluido. Se debe considerar un tratamiento a bajas tasas o usar un fluido de más baja viscosidad para el pad. Las presiones netas durante el bombeo puede ser una buena señal para el confinamiento de la altura. Altas presiones netas son una indicación de un mejor confinamiento de la altura de la fractura donde las bajas presiones netas son un indicativo de un pobre confinamiento de la altura de la fractura.

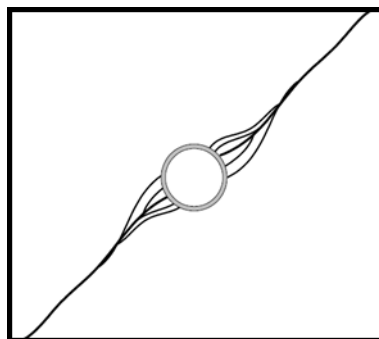
7.5.5 Altas presiones netas de fractura

Cuando se detecta altas presiones netas de fractura significa alta fricción por perforados o alta fricción en la entrada de la fractura la cual se refiere a la presencia de tortuosidad en la fractura. El principal objetivo es identificar la fricción por perforados, la cual se puede corregir con un tratamiento ácido o reperforar con cargas de diámetro más grandes o agregar huecos adicionales del mismo tamaño, o si es un problema en la entrada de la fractura necesitará de consideraciones especiales de diseño.

Existen diferentes causas para que exista la tortuosidad, giro de la fractura, movimiento en un plano, giro de la fractura en dos planos, fracturas múltiples, y migración de la fractura, ve. Por lo tanto, un método para reducir o eliminar estos efectos es usar fluidos de alta viscosidad y a altas tasas de inyección.

El giro de la fractura se crea por una fractura que se alinea ella misma por el movimiento en un plano. Esto se genera por una fractura que se inicia en una dirección no favorable y luego intenta girar en la dirección del esfuerzo mínimo horizontal sobre un radio corto. Ver figura 72

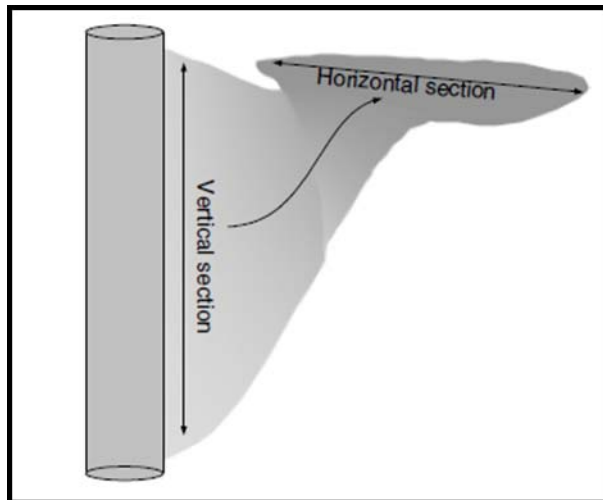
Figura 72. Movimiento en un plano



Fuente: Chipperfield, S.T., Roberts, G.A., Miller II, W.K., Vandersypen, R.S., “Gel Slugs: A Near-Wellbore Pressure-Loss Remediation Technique for Propped Fracturing”. SPE 59777

El giro de la fractura en dos planos ocurre cuando una fractura se realinea en una dirección favorable por el movimiento en dos planos. Este tipo de tortuosidad se crea en un régimen de esfuerzo inverso donde las fracturas se inician verticalmente al pozo y luego se realinean ellas mismas en un plano no vertical. Ver figura 73

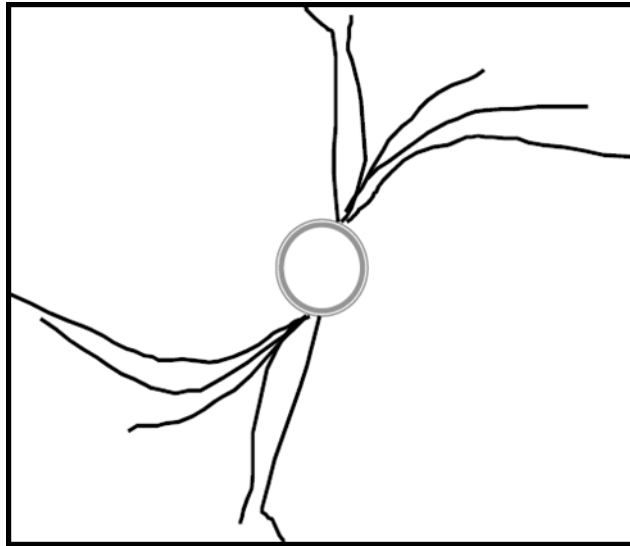
Figura 73. Movimiento de la fractura en dos planos



Fuente: Chipperfield, S.T., Roberts, G.A., Miller II, W.K., Vandersypen, R.S., “Gel Slugs: A Near-Wellbore Pressure-Loss Remediation Technique for Propped Fracturing”. SPE 59777

Las fracturas múltiples se pueden presentar por los bajos esfuerzos deviatoricos y por defectos naturales en la roca. Ver figura 74

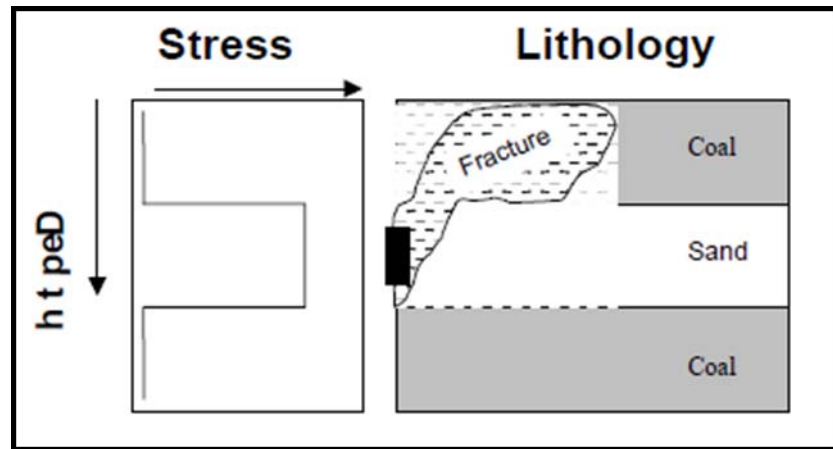
Figura 74 . Múltiples fracturas



Fuente: Chipperfield, S.T., Roberts, G.A., Miller II, W.K., Vandersypen, R.S., “Gel Slugs: A Near-Wellbore Pressure-Loss Remediation Technique for Propped Fracturing”. SPE 59777

La migración de la fractura se genera porque una fractura quiere crecer rápidamente por fuera del intervalo de iniciación. Este tipo de tortuosidad se genera en ambientes donde el intervalo perforado tiene esfuerzos más altos que los esfuerzos en las formaciones límites. Ver figura 75

Figura 75. Migración de la fractura



Fuente: Hyden R.E, Stengent N.A, "Pump-in/Shutdown Test Key to Finding Near-Wellbore Restrictions" SPE 63029 Midland, USA. Marzo de 1996

Para los casos de giro en un plano y en dos planos, el uso de fluidos a altas tasas y a alta viscosidad incrementará el radio de curvatura de la fractura reduciendo la severidad de alguna restricción en el ancho de la fractura en las cercanías al pozo y por lo tanto reduce la pérdida de presión. Por otro lado, las fracturas múltiples se reducen con fluidos a alta viscosidad.

Para asegurar la reducción de pérdida de presión, se debe realizar un segundo minifrac para verificar si las estrategias de remediación fueron exitosas.

El mejor método para determinar si las altas presiones netas se generan por la fricción por perforados o por tortuosidad, es inyectar el mismo fluido dentro de la formación a tres o cuatro tasas de inyección diferentes.

Se genera un gráfico de presión neta vs. tasa de inyección, si el problema es por perforados, la presión neta incrementará dramáticamente con la tasa de inyección, por lo tanto, la curva incrementa a medida que la tasa aumenta. Si el problema es

de tortuosidad, el incremento en la presión neta tenderá a nivelarse a medida que la tasa de inyección incrementa, resultando en una curva más plana.

Las siguientes tablas muestran un resumen de los tipos de pérdidas de presión en las cercanías al pozo.

7.5.5.1 GIRO DE LA FRACTURA (Movimiento en un plano)

Causa: Alto esfuerzo deviatórico

Señal: Presión neta normal

Tabla 3. Soluciones giro de la fractura (Movimiento en un plano)

SOLUCIONES	
Tolerancia	<ul style="list-style-type: none"> - Baja concentración de propante - Propante de menor tamaño - Alta viscosidad - Alta tasa y volumen de pad grande
Mitigación	<ul style="list-style-type: none"> - Perforar en orientación al esfuerzo mínimo - Completamiento a hueco abierto - Perforar con una fase más pequeña - Alta eficiencia de las perforaciones
Remediación	

Fuente: Hyden R.E, Stengent N.A, “Pump-in/Shutdown Test Key to Finding Near-Wellbore Restrictions” SPE 63029 Midland, USA. Marzo de 1996

7.5.5.2 GIRO DE LA FRACTURA (Movimiento en dos planos)

Causa: Régimen de esfuerzos inversos

Señal: - Alto esfuerzo de cierre

- Presión neta normal

Tabla 4. Soluciones giro de la fractura (movimiento en dos planos)

SOLUCIONES	
Tolerancia	<ul style="list-style-type: none">- Baja concentración de propante- Propante de menor tamaño- Alta viscosidad- Alta tasa y volumen de pad grande
Mitigación	<ul style="list-style-type: none">- Agotamiento- Perforar alineado con el esfuerzo máximo- Intervalo de perforado extendido/Hueco abierto- Iniciar a alta tasa/alta viscosidad
Remediación	<ul style="list-style-type: none">- Depletar yacimiento- Desviarse alineado con el esfuerzo máximo

Fuente: Hyden R.E, Stengent N.A, "Pump-in/Shutdown Test Key to Finding Near-Wellbore Restrictions" SPE 63029 Midland, USA. Marzo de 1996

7.5.5.3 MULTIPLES FRACTURAS

Causa: Fracturas naturales (abierto antes de fracturar) / Fisuras (cerrado antes de fracturar)

Señal: - Presión neta alta

- Módulo aparente alto

Tabla 5. Soluciones fracturas naturales

SOLUCIONES	
Tolerancia	<ul style="list-style-type: none">- Baja concentración de propante- Propante de menor tamaño- Alta viscosidad- Alta tasa y volumen de pad grande
Mitigación	<ul style="list-style-type: none">-Intervalo limitado de los perforados- Correr un registro FMS para identificar fracturas naturales- No fracturar cerca a las fracturas naturales- Iniciar a alta tasa / Alta viscosidad- Permanecer por debajo de la presión neta crítica
Remediación	<ul style="list-style-type: none">- Propante de malla 100- Fluidos de alta viscosidad- Depletar yacimiento- Usar slugs de propante y slugs de gel

Fuente: Hyden R.E, Stengent N.A, "Pump-in/Shutdown Test Key to Finding Near-Wellbore Restrictions". SPE 63029 Midland USA. Marzo de 1996

7.5.5.4 MULTIPLES FRACTURAS POR COMUNICACIÓN POBRE

Causa: Pobre perforación y pobre comunicación de la fractura (desviación del flujo)

Señal: - Presión neta alta

- Módulo aparente alto

Tabla 6. Soluciones múltiples fracturas por comunicación pobre

SOLUCIONES	
Tolerancia	Ninguna
Mitigación	- Hueco abierto - Alta eficiencia de los perforados - Recañoneo / acidificación
Remediación	- Alta tasa / alta viscosidad - Slugs de gel / slugs de propante

Fuente: Hyden R.E, Stengent N.A, "Pump-in/Shutdown Test Key to Finding Near-Wellbore Restrictions" SPE 63029 Midland, USA. Marzo de 1996

7.5.5.5 MULTIPLES FRACTURAS POR ESFUERZOS INVERSOS

Causa: Régimen de esfuerzo inverso cerca con posible defectuosidad en la textura de la roca

Señal: - Presión neta alta

- Módulo aparente alto

Tabla 7. Soluciones múltiples fracturas por esfuerzos inversos

SOLUCIONES	
Tolerancia	Ninguna
Mitigación	- Depleción del yacimiento - Intervalo perforado limitado
Remediación	- Depletar yacimiento - Usar slugs de propante y slugs de gel - Alta tasa / alta viscosidad

Fuente: Hyden R.E, Stengent N.A, "Pump-in/Shutdown Test Key to Finding Near-Wellbore Restrictions" SPE 63029 Midland, USA. Marzo de 1996

7.5.5.6 MÚLTIPLES FRACTURAS POR ESFUERZOS PRINCIPALES INCLINADOS

Causa: Esfuerzos principales inclinados

Señal: - Presión neta alta

- Módulo aparente alto

Tabla 8. Soluciones múltiples fracturas por esfuerzos principales inclinados

SOLUCIONES	
Tolerancia	Ninguna
Mitigación	<ul style="list-style-type: none">- Disminución del intervalo perforado- Iniciar a alta tasa / Alta viscosidad- Perforar en dirección al esfuerzo máximo
Remediación	<ul style="list-style-type: none">- Desviarse en dirección del esfuerzo máximo- Usar slugs de propante y slugs de gel- Alta tasa / alta viscosidad

Fuente: Hyden R.E, Stengent N.A, "Pump-in/Shutdown Test Key to Finding Near-Wellbore Restrictions" SPE 63029 Midland, USA. Marzo de 1996

7.5.5.7 MIGRACION DE FRACTURAS

Causa: Regiones de esfuerzos más bajos cerca al intervalo (por ejemplo, el carbón)

Señal: Caída de presión neta abrupta

Tabla 9. Soluciones migración de fracturas

SOLUCIONES	
Tolerancia	<ul style="list-style-type: none">- Iniciar a alta tasa / Alta viscosidad- Permanecer por debajo de la presión neta crítica
Mitigación	<ul style="list-style-type: none">- Fracturar lejos de los estratos de carbón o arenas depletadas- Depletamiento del yacimiento
Remediación	<ul style="list-style-type: none">- Depletamiento del yacimiento- Re perforar lejos de los bajos esfuerzos

Fuente: Hyden R.E, Stengent N.A, "Pump-in/Shutdown Test Key to Finding Near-Wellbore Restrictions" SPE 63029 Midland, USA. Marzo de 1996

Otro método de análisis para la identificación de problemas, es usar la relación que existe entre la eficiencia del fluido de formación, la presión neta y los efectos del hammering para determinar cualitativamente el tipo de restricción en las cercanías del pozo y su severidad. Ver tabla 10

Tabla 10. Guía para identificar las restricciones en las cercanías del pozo

GUIA PARA IDENTIFICAR LAS RESTRICCIONES EN LAS CERCANIAS DEL POZO			
Presión Neta (Psi)	Eficiencia del fluido (%)	Martilleo	Análisis
80	25	Bueno	Baja BHTP/alta permeabilidad, no hay suficiente fluido bombeado en la prueba de eficiencia de fluidos.
380	25	Pobre	Tortuosidad
110	38	Excelente	Buena entrada del fluido, BHTP aceptable, no hay múltiples fracturas o tortuosidad.
150	30	Aceptable	Aceptable entrada del fluido, aceptable HBTP, posibles fracturas múltiples, baja permeabilidad o alta BHTP
175	45	Bueno	Buena entrada del fluido, posibles fracturas múltiples, baja permeabilidad o alta BHTP
175	45	Pobre	Múltiples fracturas / posible tortuosidad
250	30	Pobre	Tortuosidad / Posibles fracturas múltiples
375	48	Aceptable	Principal problema: múltiples fracturas

375	30	Ninguno	Principal problema: Tortuosidad
550	48	Aceptable	Caso deficiente de múltiples fracturas, posible tortuosidad

Fuente: Ron E.H. Neil A.S.: "Pump-In/Shut-down Test Key to Finding Near-Wellbore Restrictions" SPE 35194, Texas, marzo 1996

8 APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA AL CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO

8.1 SRT Pozo Yariguí 83

El pozo YR 83 se seleccionó para realizar un trabajo de estimulación para fracturamiento hidráulico en los intervalos abiertos a producción 7772'-7792' de la formación Cantagallo. Las pruebas que se realizaron al pozo fueron las siguientes:

- Prueba de Step Rate Test
- Prueba de Step Down Test
- Minifrac

La cual se obtuvo parámetros tales como la presión de extensión de fractura, los excesos de fricción que pueden existir en las perforaciones como en el near-wellbore, presión de cierre y eficiencia de fluido.

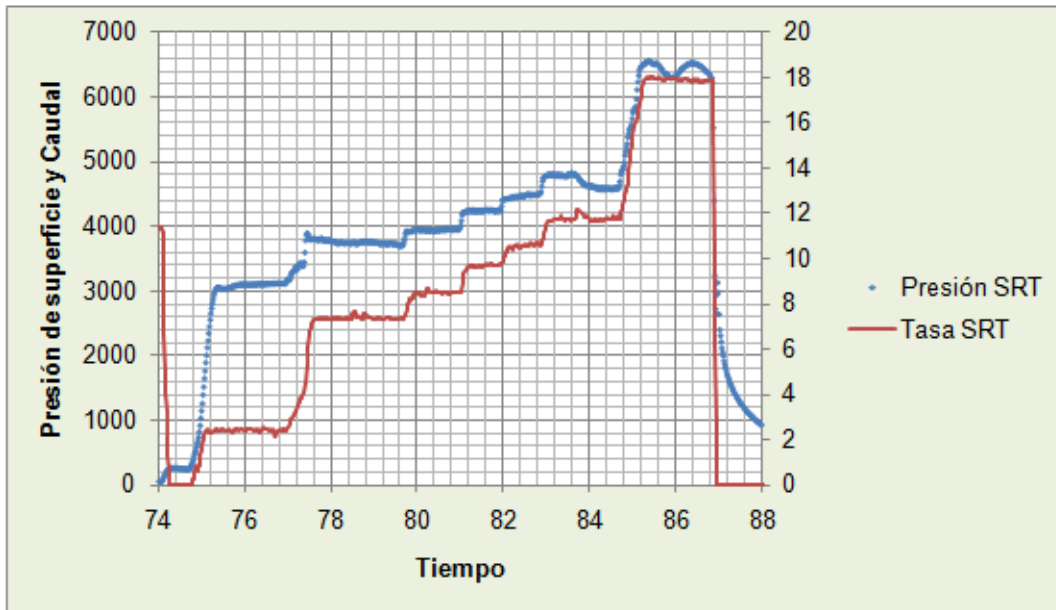
En la tabla 11 se presenta el estado mecánico del pozo

Tabla 11. Estado mecánico del pozo

Intervalos de producción	7772'-7792'
Sarta de fracturamiento	3 ½" – 9,3 lbs/pie – N80
Empaque	Retrievamatic @ 7734'
Casing	7"29.0 P-110 SUPERF 8390
Tapón de arena	8234' a 7789' ft

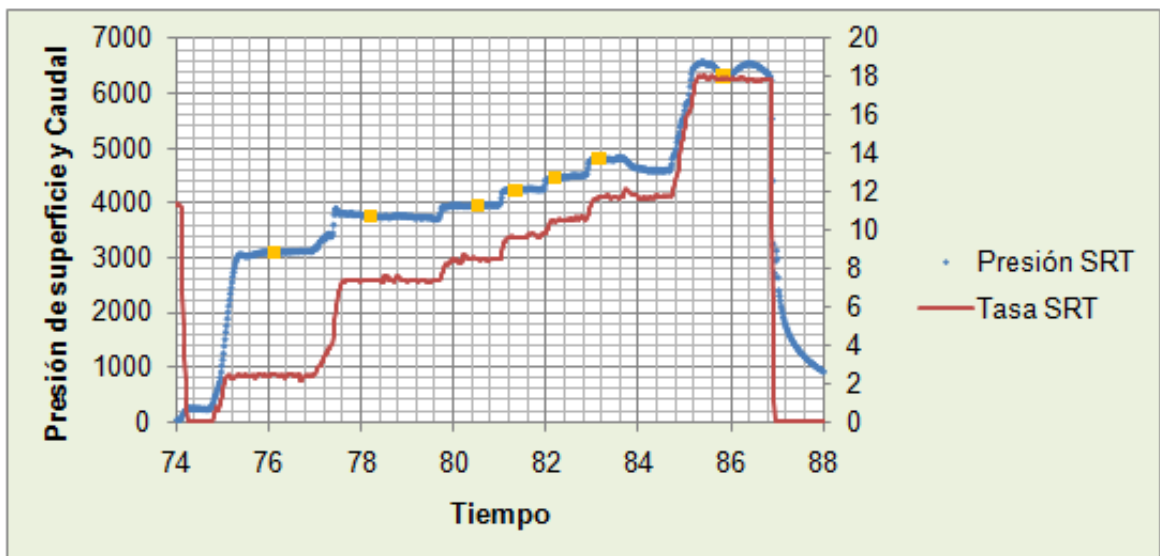
En la figura 76 se observa cómo se realizó la prueba SRT, mostrando el comportamiento de la presión a cada tasa de bombeo.

Figura 76. Prueba SRT realizada en el pozo YG-83.



Como la formación ya estuvo expuesta a una prueba de inyección, se selecciona datos de presión cuando el caudal esté estabilizado, como se observa en la figura 77.

Figura 77. Selección de datos para análisis SRT pozo YG-83



Se convierten los datos de superficie a presión de fondo. La presión de fondo viene dada por la siguiente ecuación:

$$P_{\text{fondo}} = P_{\text{superficie}} + P_{\text{hidrostática}} - P_{\text{tubería}}$$

Se determina la presión hidrostática con una densidad del fluido de 8,43 lb/galón y el punto medio de los perforados a 7782’.

En pruebas de reología del fluido se determinó un valor de $k = 0,0101$ y un valor de $n = 0,1320$ para hallar la pérdida de presión en la tubería, y con un ID = 2,992”

$$P_f = \left(\frac{k \cdot Q}{300 \cdot d_{int}} \right) \left(\frac{0,477 \cdot V_{ann} \cdot 30 \cdot n + 1}{d_{int} \cdot n} \right)^n$$

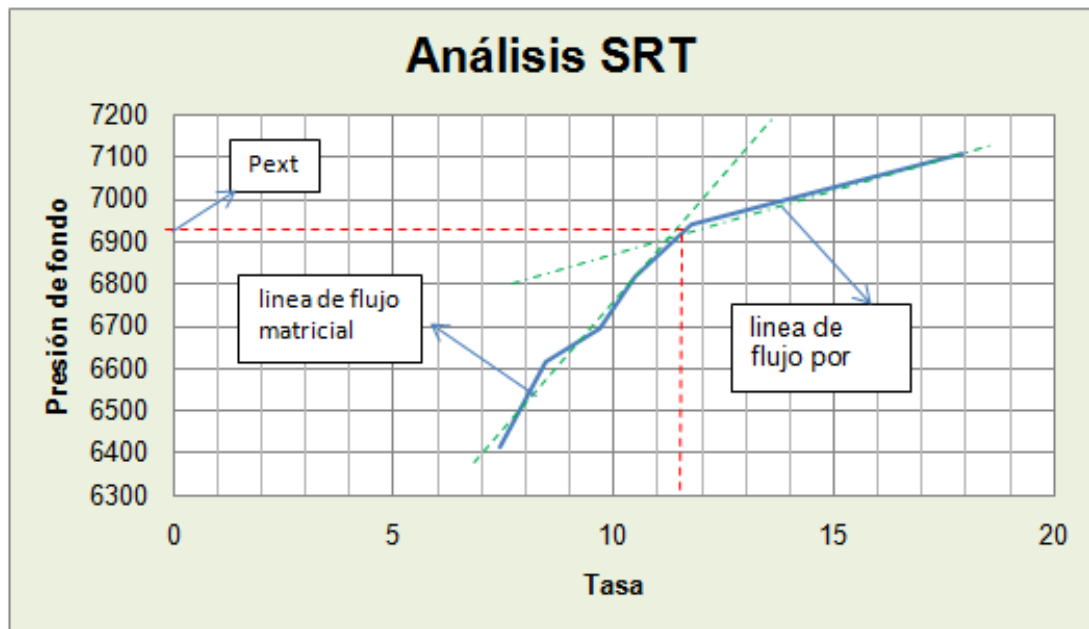
Los datos que se tomaron se muestran en la tabla 12.

Tabla 12. SRT para el pozo YR-83

Tiempo	Presión de superficie	Tasa	Presión Hidrostática	DP tubular	BHTP
78,2083	3747,757	7,43494	3411,31752	541,38	6617,69452
80,5417	3947,553	8,47584	3411,31752	665,124	6693,74652
81,3417	4224,942	9,66543	3411,31752	819,804	6816,45552
82,1917	4456,7	10,4833	3411,31752	928,08	6939,93752
83,1417	4797,887	11,7472	3411,31752	1098,228	7110,97652
85,8417	6316,713	17,9182	3411,31752	2103,648	7624,38252

La siguiente grafica muestra el gráfico de presión de superficie versus la tasa de inyección. Como no se tiene la presión de yacimiento no es posible tenerla en cuenta como punto de partida. Se identifica la línea de flujo matricial y la línea de flujo por fractura. El punto de corte entre las dos líneas tangentes se toma como la presión de extensión de fractura y el caudal de extensión en ese punto.

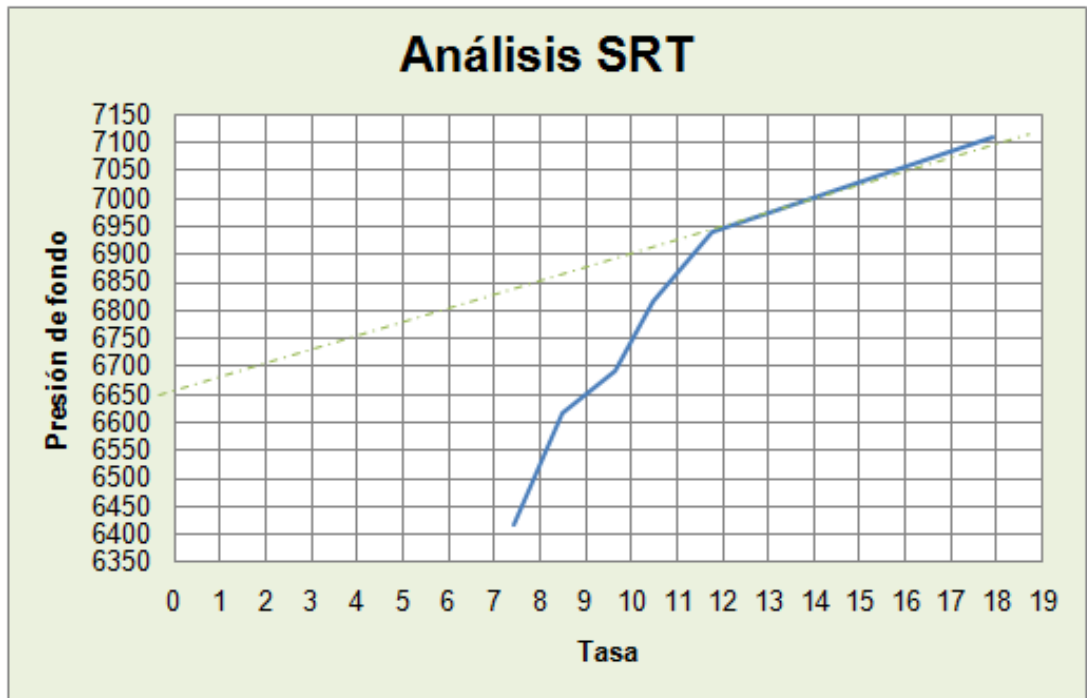
Figura 78. Grafico de Presión vs Caudal para Prueba SRT pozo YG-83.



La presión de extensión de fractura calculada es de 6930 psi con un caudal de 11bpm, lo que significa que se debe mantener la presión de fondo por encima de este valor para mantener abierta y propagar la fractura.

Se extrapola la línea de flujo por fractura (figura 79) y se determina un límite superior a la presión de cierre la cual da un valor de 6650 psi

Figura 79. Determinación de la Presión de cierre a partir de la línea de flujo por fractura.



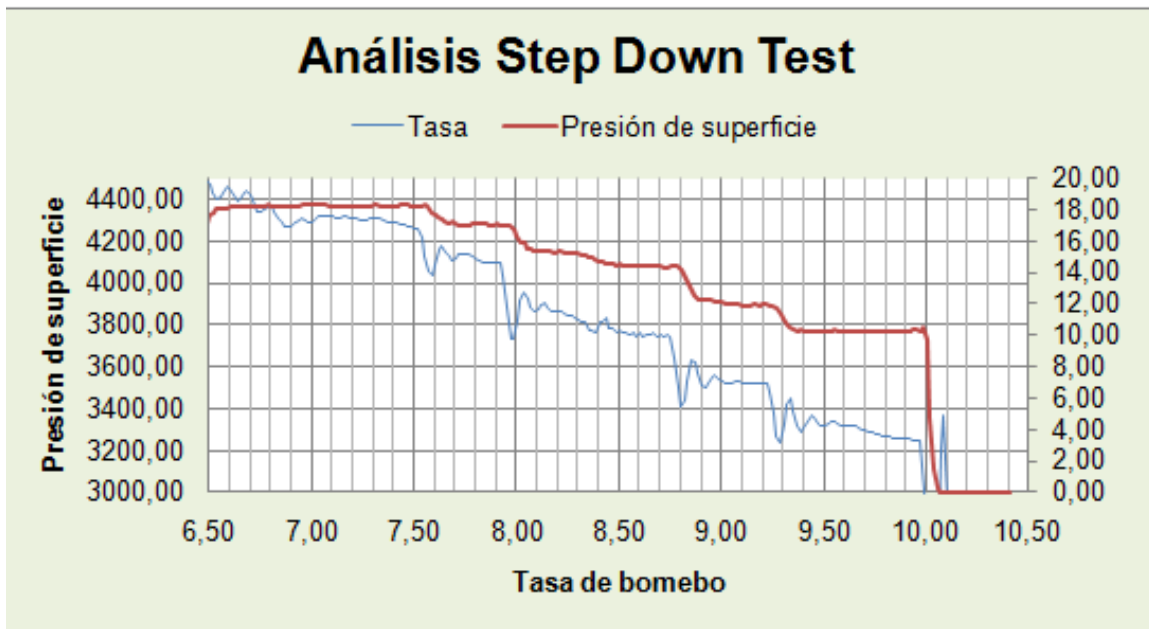
ANÁLISIS DEL STEP DOWN TEST

Pozo Yariguí 83

Luego de realizar el Step Rate Test, se continuó con la prueba de Step Down Test para determinar los excesos de presión que pueden existir en los perforados o en las cercanías del pozo.

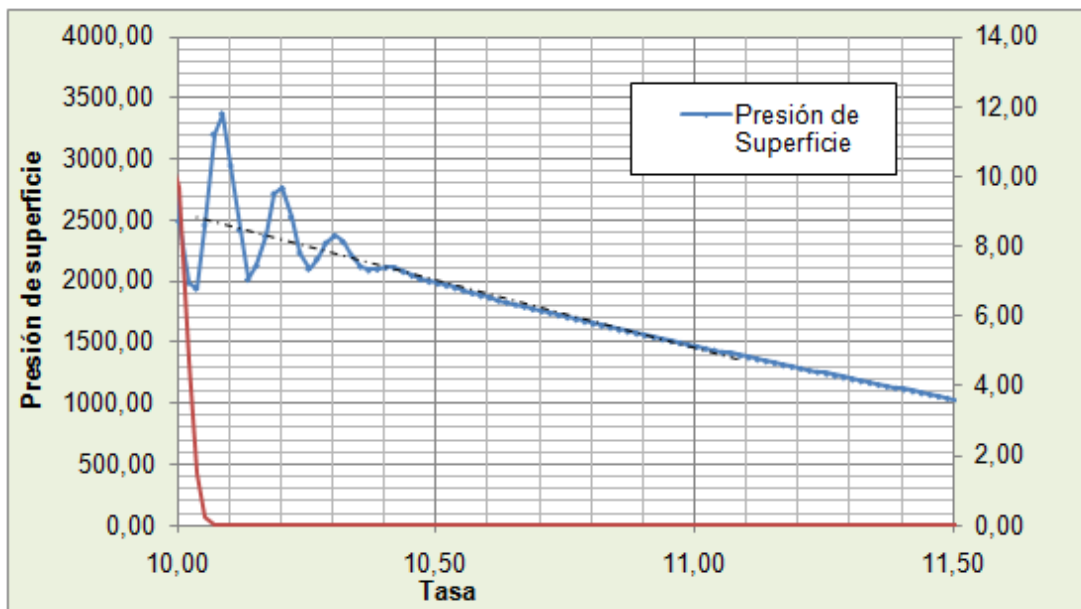
Se grafica la presión de superficie y caudal vs el tiempo de bombeo (figura 80), se puede ver claramente que existe buena entrada del fluido en la cara de la fractura, por lo tanto, no existe restricción del fluido en la entrada.

Figura 80. Prueba SDT realizada en el pozo YG-83.



Se determina el ISIP de la figura 81 cuando el caudal es llevado a cero el cual arroja un valor de 2422,59 psi en superficie.

FIGURA 81. Determinación del ISIP para YG-83



En la prueba se evidencia unos steps largos, lo que significa que puede haber un cambio en la geometría de la fractura.

Se seleccionan los datos de presión de superficie y caudal estabilizado y se convierte la presión a datos de fondo de la siguiente manera:

$$P_{\text{fondo}} = P_{\text{superficie}} + P_{\text{hidrostática}} - \text{Fricción}_{\text{tubería}}$$

Se determina la presión hidrostática con una densidad del fluido de 8,43 lb/galón y el punto medio de los perforados a 7782’.

En pruebas de reología del fluido se determinó un valor de $k = 0,0101$ y un valor de $n = 0,1320$ para hallar la pérdida de presión en la tubería, y con un ID = 2,992”

$$P_{\text{ft}} = \left(\frac{k \cdot L}{300 \cdot d_{\text{int}}} \right) \cdot \left(\frac{0,4 \cdot V_{\text{stream}}}{d_{\text{int}}} \cdot \frac{3 \cdot n + 1}{n} \right)^n$$

Se determina el delta de la fricción de la siguiente manera: $\Delta P_{\text{ft}} = P_{\text{step}} - \text{ISIP}$, el cual es el valor de la presión de fondo en cada step menos el ISIP determinado anteriormente.

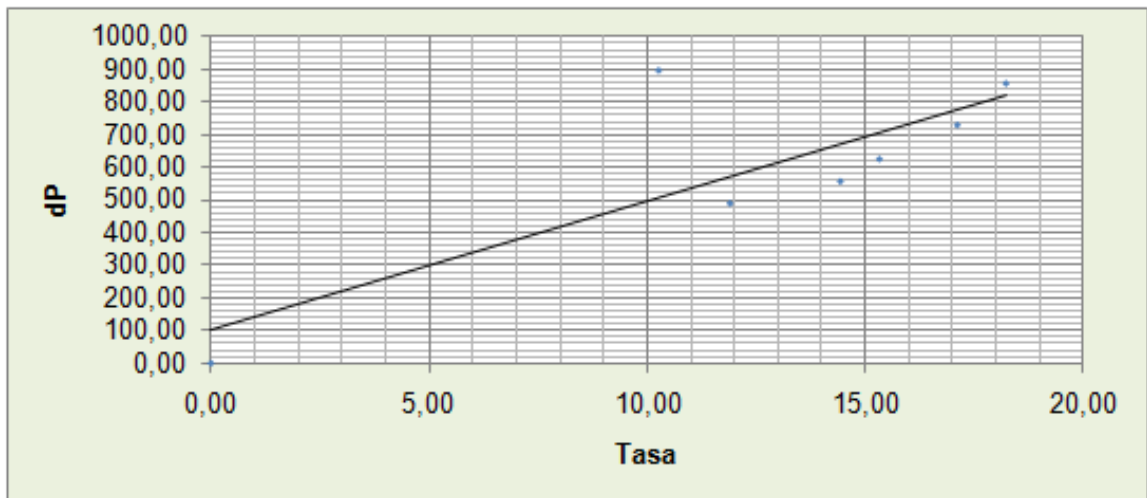
En la tabla 13 se muestran los respectivos valores de presión de superficie y los valores calculados:

Tabla 13. SDT para el pozo YR-83

Tiempo	Tasa	P_{superficie}	P_{hidrostática}	F_{tubería}	BHPT	ΔP
10,12	0,00	2422,59	3390,28	0,00	5812,87	0,00
9,60	10,26	3317,61	3390,28	510,44	6197,44	384,58
9,10	11,90	3522,23	3390,28	610,99	6301,52	488,65
8,62	14,42	3744,43	3390,28	765,67	6369,04	556,18
8,17	15,32	3866,25	3390,28	819,80	6436,72	623,86
7,84	17,10	4094,23	3390,28	943,55	6540,95	728,09
7,25	18,22	4298,96	3390,28	1020,89	6668,34	855,48

Se grafica ΔP vs tasa de inyección (figura 82), si al calcular la pendiente se obtiene un valor entre 1 y 2 significa pérdida de presión debido a la fricción por perforados. Al realizar un análisis de la grafica 82 se observa que los valores presentan dispersión, por lo que se comprueba que los valores estuvieron alterados por el cambio de geometría de fractura.

Figura 82. Análisis de la prueba SDT para el pozo YG-83.



Al determinar la fricción total se obtiene un valor de fricción de 855,48 psi, la cual está por debajo de 1000 psi, lo que significa que no hay riesgo de generarse un screenout en la cara del pozo.

8.2 Pozo YR – 52

Se realizó el análisis combinado al pozo YR-52 con el fin de determinar la calidad de las pruebas, se siguió el mismo procedimiento realizado anteriormente, la siguiente tabla muestra los datos que se obtuvieron

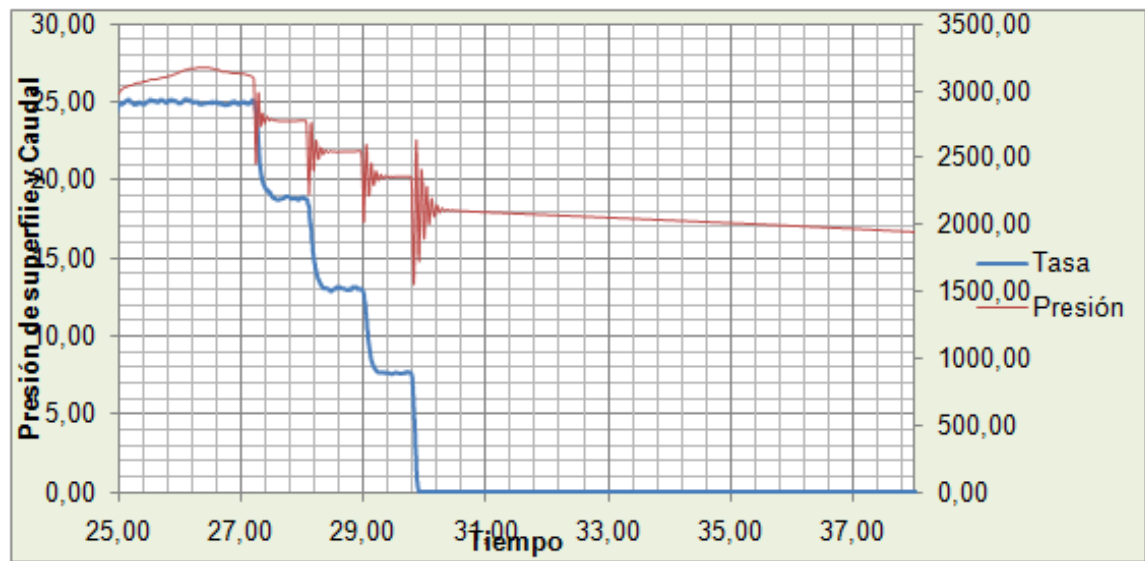
Tabla 14. Análisis combinado SRT y SDT

Análisis combinado SRT y SDT	Compañía	Metodología
Pre- ISIP (psi) superficie	3190	3126
ISIP (psi) superficie	2057	2135
ISIP (psi) en fondo	4318,46	4396,46

Pérdidas totales de presión por fricción (psi)	1133	991
Presión de cierre en superficie (psi)	1767	2158,54
Presión de cierre en fondo (psi)	3976	4420
Gradiente de fractura (Psi/ft)	0,845	0,85
Presión de extensión de fractura (psi)	-	4800
Presión de yacimiento (psi)	-	2400

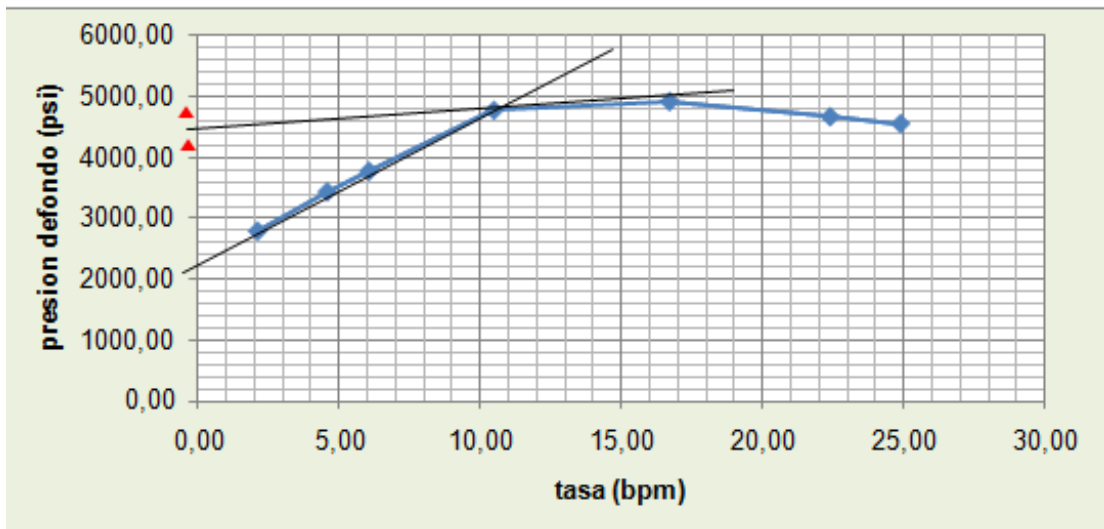
Del SDT se puede ver el buen martilleo a medida que se van disminuyendo las tasas de bombeo, lo cual indica buena entrada del fluido. La pérdida total de presión por fricción es de 991 psi, lo que indica que no existe riesgo de fricción por perforados o por tortuosidad. A partir del análisis del SDT se comprueba esta información. Ver figura 83

Figura 83. Prueba SDT realizada en el pozo YR-52.



Se realiza el análisis en una sola gráfica, añadiendo el valor del ISIP en la gráfica del SRT (figura 84)

Figura 84. Análisis combinado SRT-SDT para el pozo YR-52.



La presión de extensión de fractura es 4800 psi y el ISIP 4396 psi, por lo tanto el ISIP es menor a la Presión de extensión indicando problemas en áreas cercanas al pozo o fricción en tuberías, se confirma la fricción.

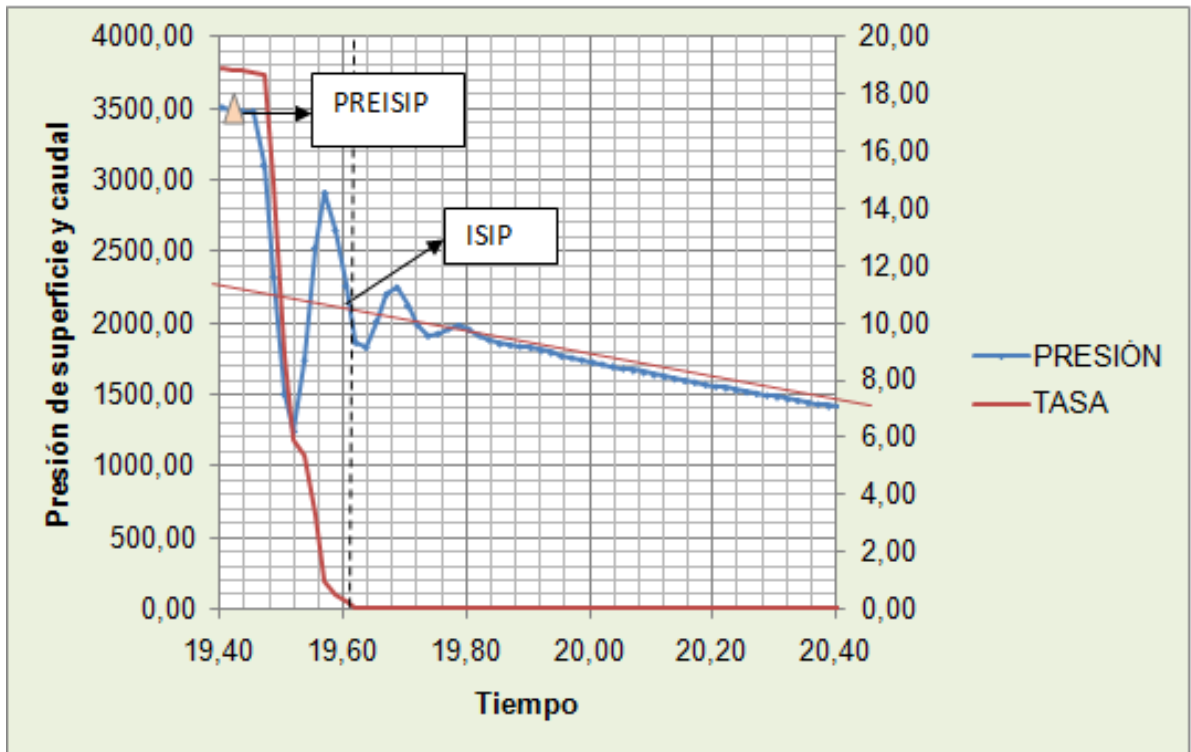
Ya que el gradiente de fractura es de 0,85 psi/ft, se deben tomar estrategias de remediación como por ejemplo utilizar geles de alta viscosidad.

8.3 Minifrac Pozo Yariguí 83

Se genera un gráfico de presión de superficie y caudal vs tiempo de inyección (figura 85). Se determina el valor del ISIP en la primera elevación de la presión cuando el caudal se lleva hasta cero. El valor del ISIP es de 2202,59 psi en superficie. Se calcula el PRE ISIP justo antes que se genere la caída de presión producto del cierre de bombas, arrojando un valor de 2908,53 psi en superficie.

Se puede observar en la grafica que al llevar el caudal a 0 bpm se presenta buen martilleo, lo cual significa que existe buena comunicación entre el pozo y la fractura.

Figura 85. Selección del ISIP para la prueba Minifrac. Pozo YR-83.



Como estos datos están a condiciones de superficie, se convierten a fondo de la siguiente manera:

$$ISIP_{BHTF} = ISIP + \text{Presión hidrostática}$$

La presión hidrostática se calcula para un fluido de densidad 8,43 lb/galón y un punto medio de los perforados a 7782'. El ISIP es de 5592,86 psi en fondo

Se determinó el gradiente de fractura = $5592,86/7782 = 0,718$ psi/ft

Y el PRE ISIP se determina con la siguiente ecuación:

$$PREISIP_{BHTF} = PREISIP + \text{Presión hidrostática} - \text{Fricción en Tuberías}$$

En pruebas de reología del fluido se determinó un valor de $k= 0,0101$ y un valor de $n=0,1320$ para hallar la pérdida de presión en la tubería, y con un ID= 2,992”

$$P = \left(\frac{k \cdot L}{300 \cdot d_{int}} \right) \left(\frac{0.4 \cdot V_{anillo} \cdot 9.8 \cdot 10^{-1}}{d_{int}} \right)^n$$

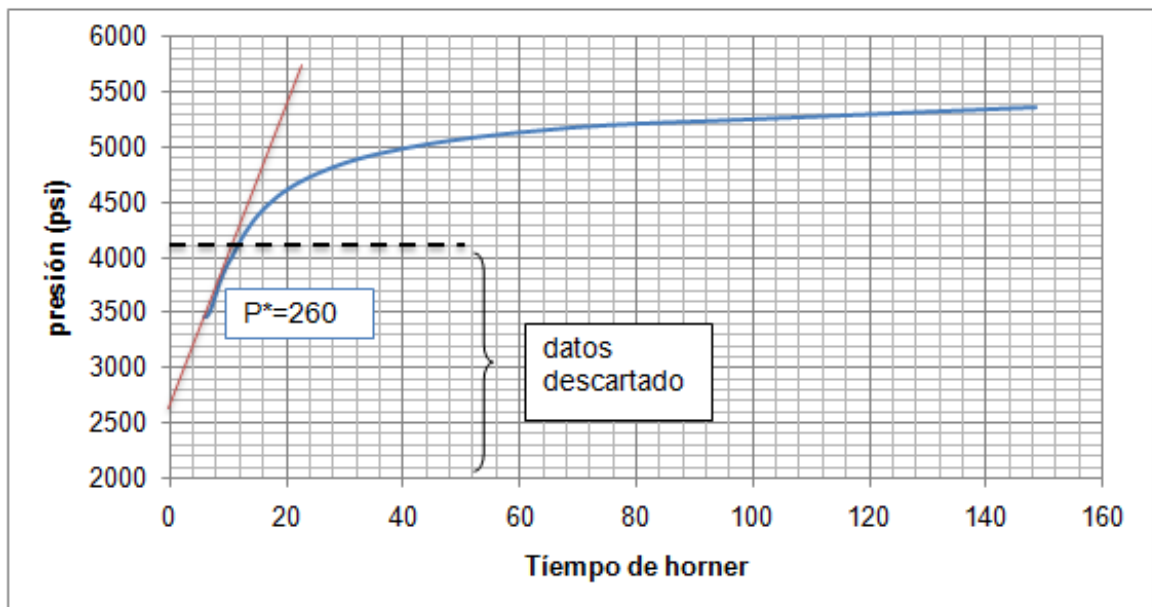
PRE ISIP= 5738,08 psi en fondo

El siguiente paso es determinar la presión de cierre de fracturas o esfuerzo mínimo a partir de los diferentes métodos presentes en la literatura.

Metodo de Horner

En la figura 86 se muestra un análisis Horner. A partir de este análisis se identifica que los valores de presión que se encontraban por debajo de 4000 psi ya estaban en flujo radial, por lo que los valores inferiores a este son descartados para determinar la presión de cierre. De igual manera se determinó la presión del yacimiento llevando la línea de flujo radial al corte con el eje Y, arrojando un valor de 2600 psi.

Figura 86. Análisis Horner pozo YR-83



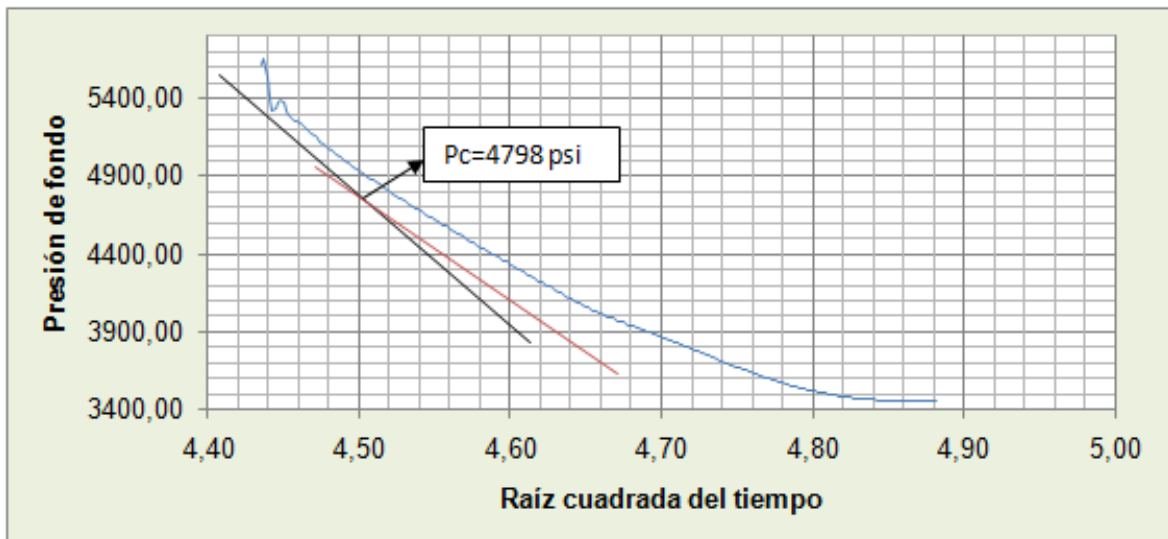
Descartar valores por medio del análisis de las pruebas SRT-SDT

Al observar la presión de extensión de fractura en las pruebas SRT se determinó que este era mayor al valor de presión en el ISIP, por lo que no fue posible tenerlo en cuenta para descartar datos por mayores a él.

Método de la raíz cuadrada del tiempo

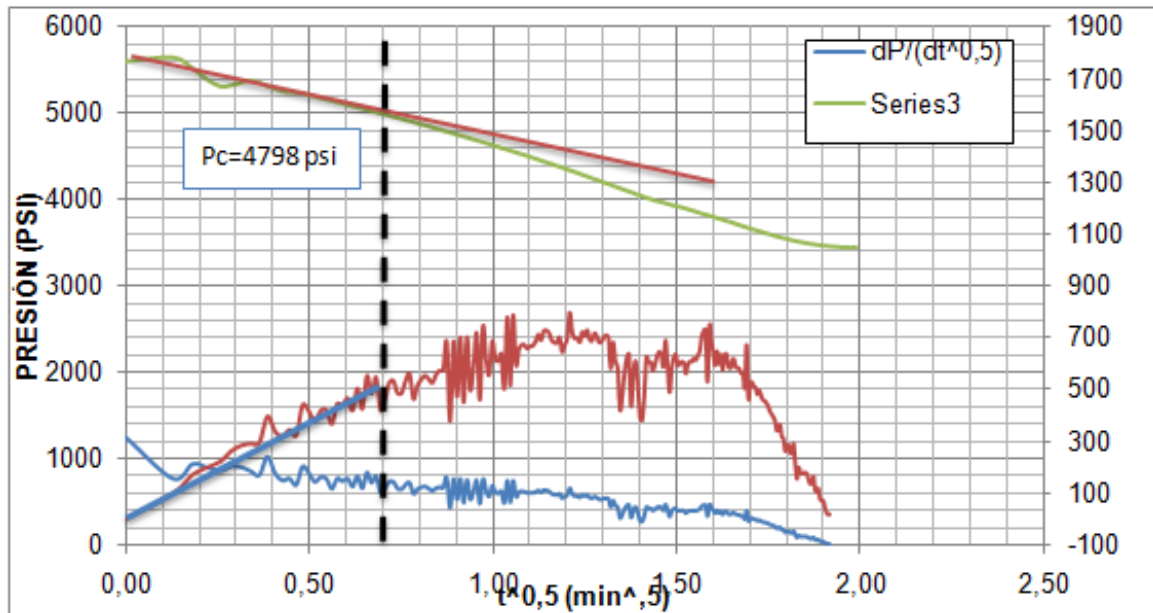
Se grafica la presión de fondo vs $t^{0,5}$ como se muestra a continuación y se identifica la presión de cierre de 4798,76 psi, se puede ver al inicio una línea recta lo que indica flujo lineal en la fractura, cuando se desvía de ésta línea existe un cambio en el régimen de flujo de lineal a pseudo radial, por lo tanto, ese punto es la presión de cierre.

Figura 87. Análisis por el método de la raíz cuadrada del tiempo. Pozo YR-83



Al realizar el análisis por medio de la superposición de raíz cuadrada del tiempo con su derivada (figura 88), pudimos corroborar que este valor de presión de cierre era el más acertado; en la siguiente grafica se puede observar el análisis por medio de la superposición:

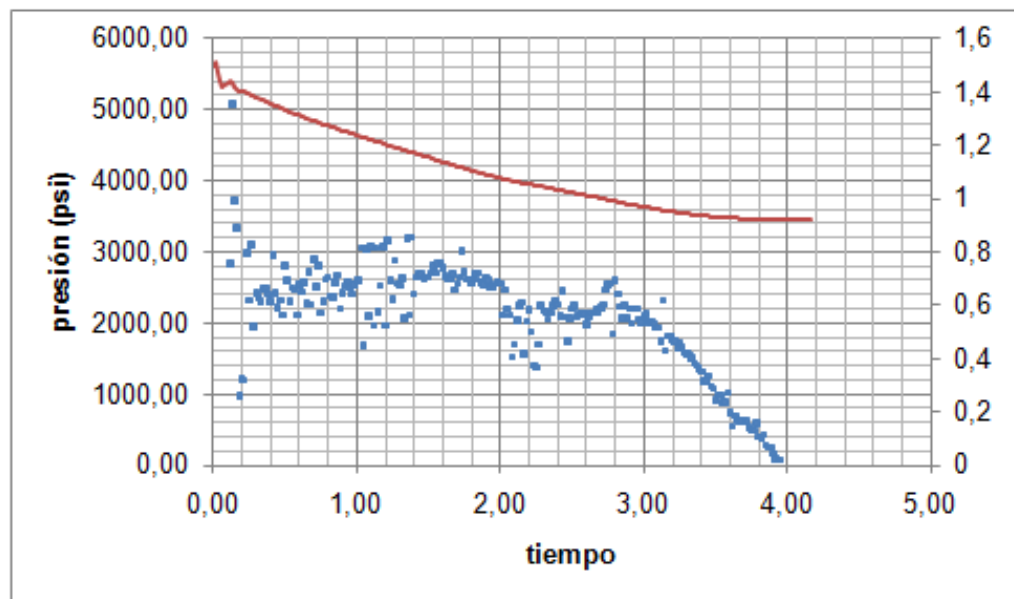
Figura 88. Análisis por medio de la superposición de la raíz cuadrada del tiempo con su derivada. Pozo YR-83



Análisis por el método log-log

Al realizar un análisis por el método del logaritmo (figura 89) se observó una dispersión de datos muy grande, por lo que el análisis por medio de este método no fue posible.

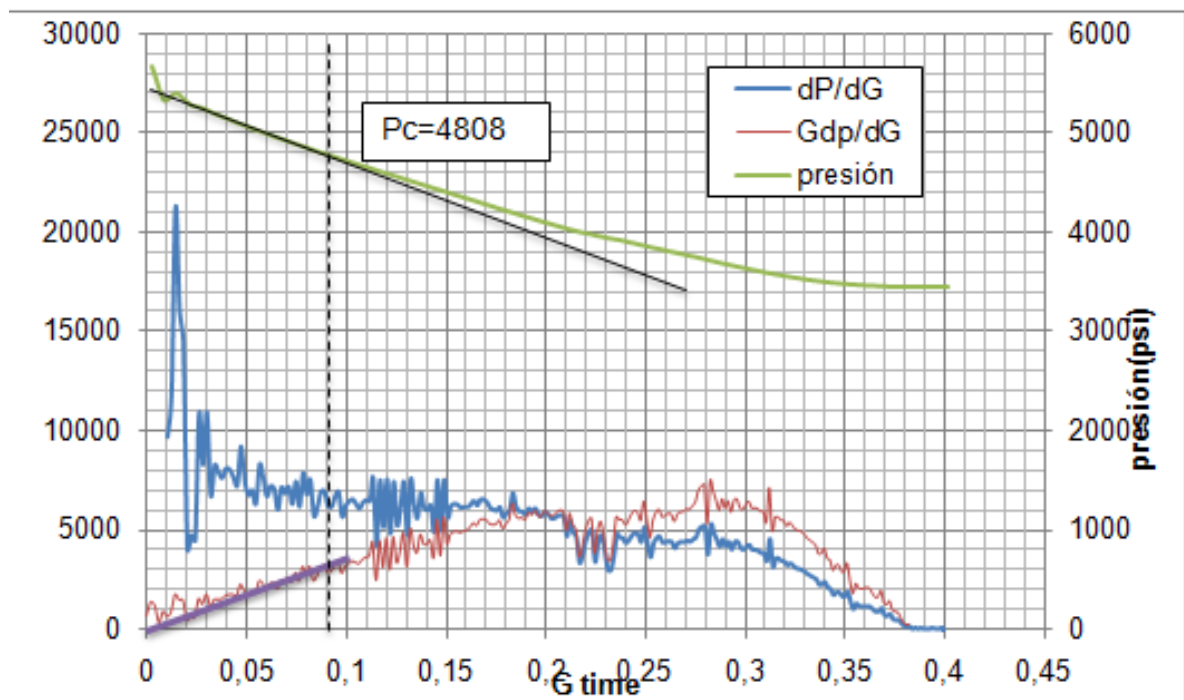
Figura 89. Análisis por método logarítmico. Pozo YR-83



Análisis por medio de la función G

Se grafica la presión de fondo vs la función G (figura 90), se evidencia la linealidad en la gráfica y el desvío de esta línea recta se toma como la presión de cierre, el cual arroja un valor de 4808 psi:

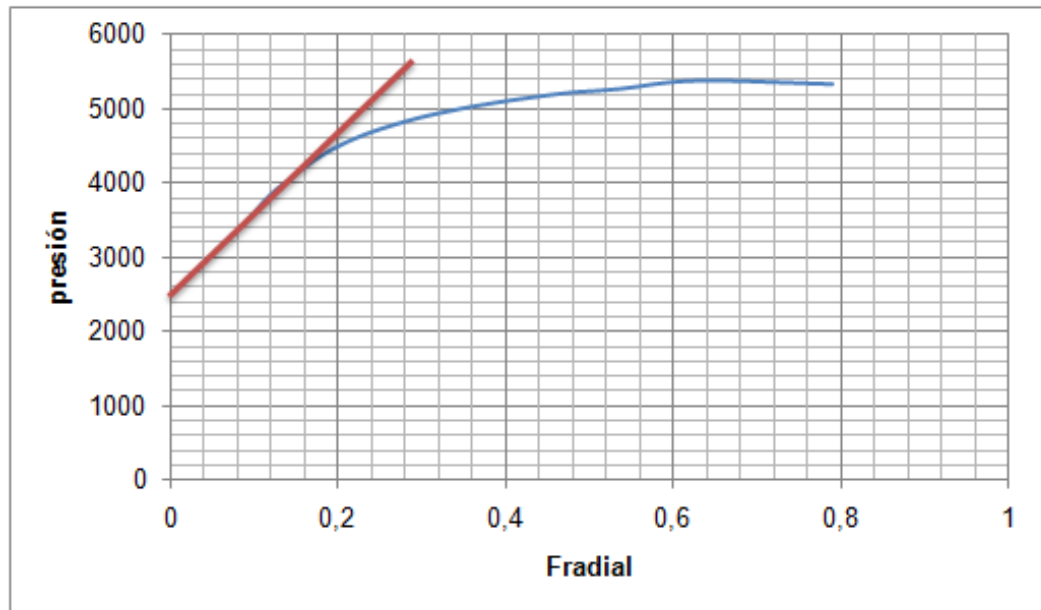
Figura 90. Análisis por el método de la función G y GdP/dG . Pozo Yr-83



Análisis por el método Nolte para flujo radial

En la figura 91 se observa el análisis de la declinación de la presión por el método de Nolte para flujos radiales. Al analizar este método observamos que la presión del yacimiento identificada era de aproximadamente 2480 psi; este valor es muy cercano al valor de la presión obtenida por el método de Horner.

Figura 91. Análisis por el método de Nolte para flujos radiales. Pozo YR-83



Con el valor de la pendiente es posible determinar el valor de la transmisibilidad de la formación:

$$m_R = 15002,4$$

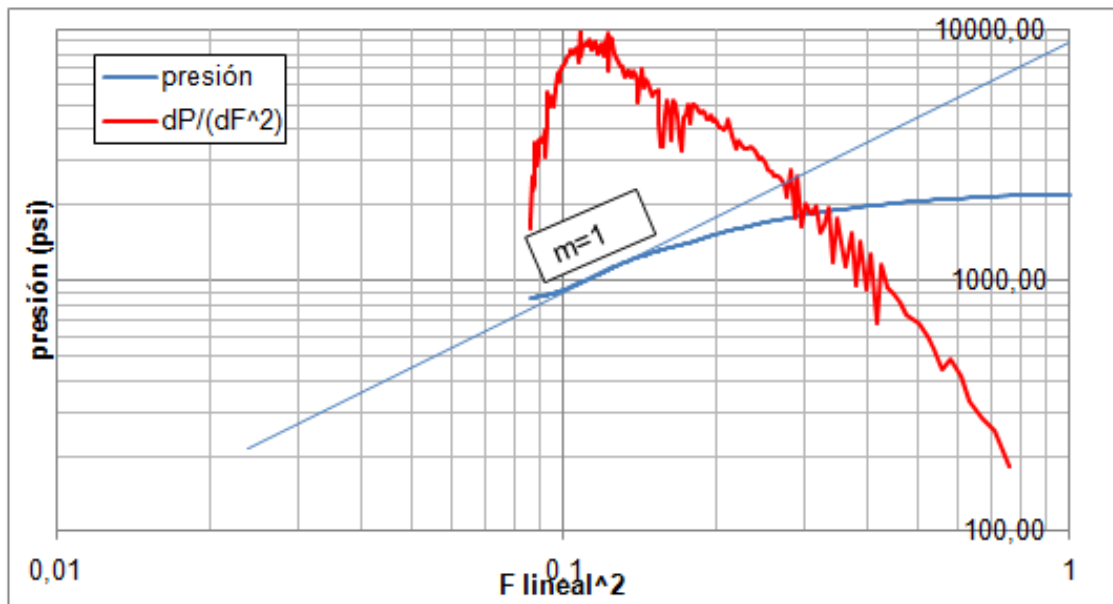
$$\frac{kh}{\mu} = \frac{251000 V}{m_R t_c}$$

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{251000 \cdot 75}{15002,4 \cdot 20,44} = 61,38 \text{ mD} \cdot \text{Ft}/\text{Cp}$$

Análisis por el método de Nolte Lineal.

Al realizar un análisis por medio de este método, no se pudo observar el inicio del crecimiento exponencial, impidiendo de esta manera determinar la presión de cierre (figura 92).

Figura 92. Análisis por el método de Nolte para flujos Lineales. Pozo YR-83



A continuación se incluyen los parámetros que se pudieron determinar a partir del análisis de esta prueba:

Tabla 15. Parámetros obtenidos del pozo YR-83

PARAMETRO	VALOR DETERMINADO
PREISIP (psi)	5738
ISIP (psi)	5592
FRICCIÓN (psi)	146
GRADIENTE DE FRACTURA	0,78
PRESIÓN DE CIERRE (psi)	4808
GRADIENTE DE CIERRE (psi/ft)	0,6135
PRESION NETA (psi)	784

EFICIENCIA DEL FLUIDO	4,17%
PRESIÓN DEL YACIMIENTO (Psi)	2600
TRANSMISIBILIDAD	61,38 mD*ft/Cp

Al realizar un análisis de esta prueba se pudo concluir que existe buena entrada del fluido como se puede observar en el martilleo de la presión, pero se observa que la eficiencia del fluido es baja y que la presión neta es alta, lo que nos quiere decir que hay alto leakoff, que puede ser producto de múltiples fracturas compitiendo a la vez, por lo que se recomienda utilizar pastillas de gel de alta viscosidad para sellar las fracturas anexas y permitir solo el crecimiento de la fractura principal.

8.4 MINIFRAC POZO YARIGUÍ 68

El pozo YR 68 se acondicionó para la operación de estimulación por fracturamiento hidráulico del intervalo 7146'-7178. En este pozo se realizó una prueba minifrac con el fin de determinar los parámetros de diseño tales como presión de cierre de fractura, gradiente de fractura, presión neta, fricción total en las cercanías del pozo.

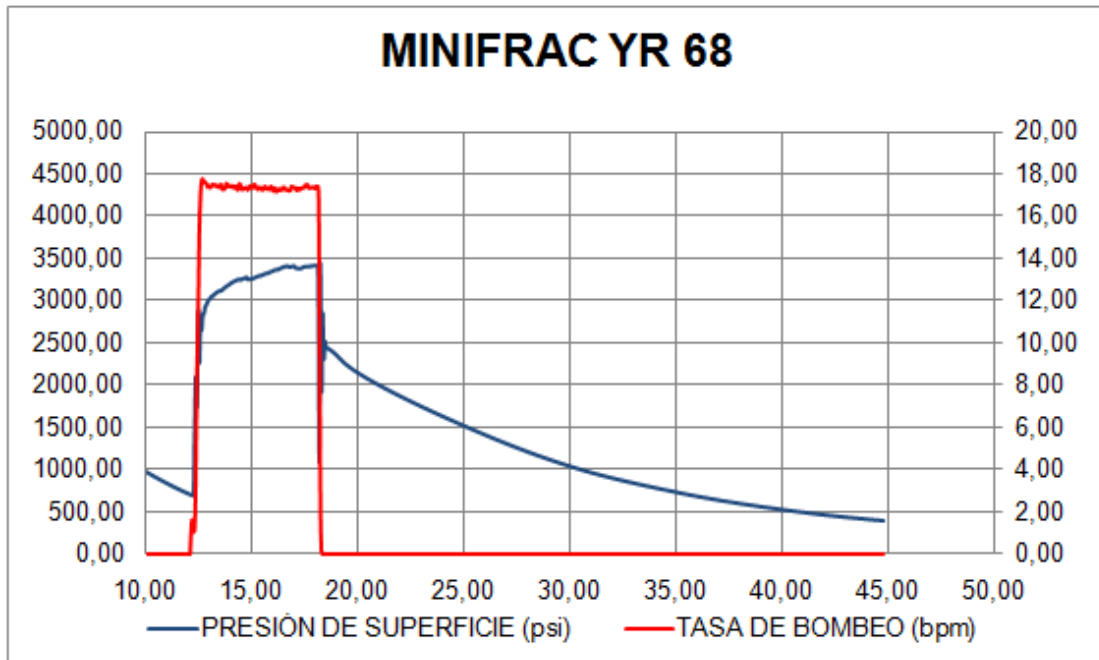
Los parámetros para tener en cuenta a la hora de realizar en análisis a la prueba minifrac se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 16. Estado mecánico del pozo YR-68

DESCRIPCION DE LOS PARAMETROS			
INTERVALOS CAÑONEADOS			7146'-7178
FLUIDO DE FRACTURA			SPECTRA G 3500
FLUIDO BOMBEADO			100 Bls
Frac String	3 ½"	9,3 lbs/pie	EUE
Packer	Retrievamatic @ 7100ft		
	Tapón de arena @ 7200 ft		
	RBP @ 7230		

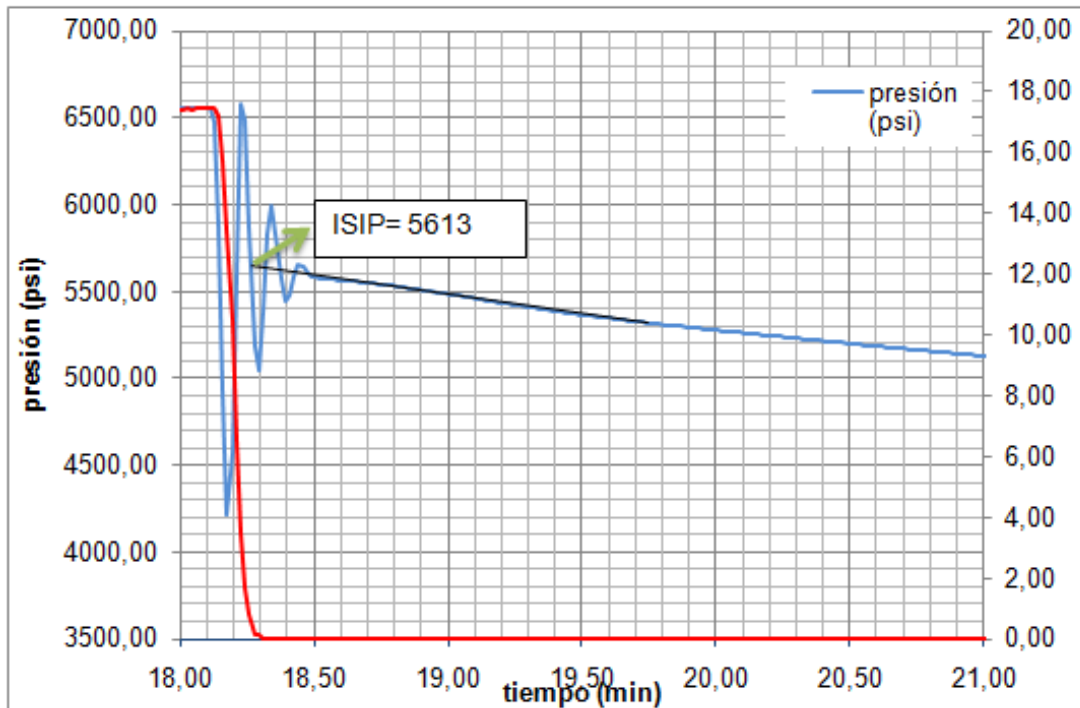
La figura 93 muestra como se realizó la prueba:

Figura 93. Prueba Minifrac realizada en el pozo YR-68.



El primer paso que se debe realizar según la metodología es determinar el ISIP, este dato es clave porque a partir de acá se empezará a analizar la declinación de la presión. Para determinar el ISIP, extrapolamos la línea de declinación normal hasta el punto en que la tasa de inyección se disminuyó a 0 bpm. Ver figura 94

Figura 94. Determinación del ISIP para el pozo YR-68.



Con este valor del ISIP se determina el valor del gradiente de fractura a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{grad fractura} = \frac{\text{presión}}{\text{DMP}}$$

Donde,

DMP= distancia media de los perforados

$$\text{grad fractura} = \frac{5613 \text{pst}}{7162 \text{ft}} = 0,78 \text{pst/ft}$$

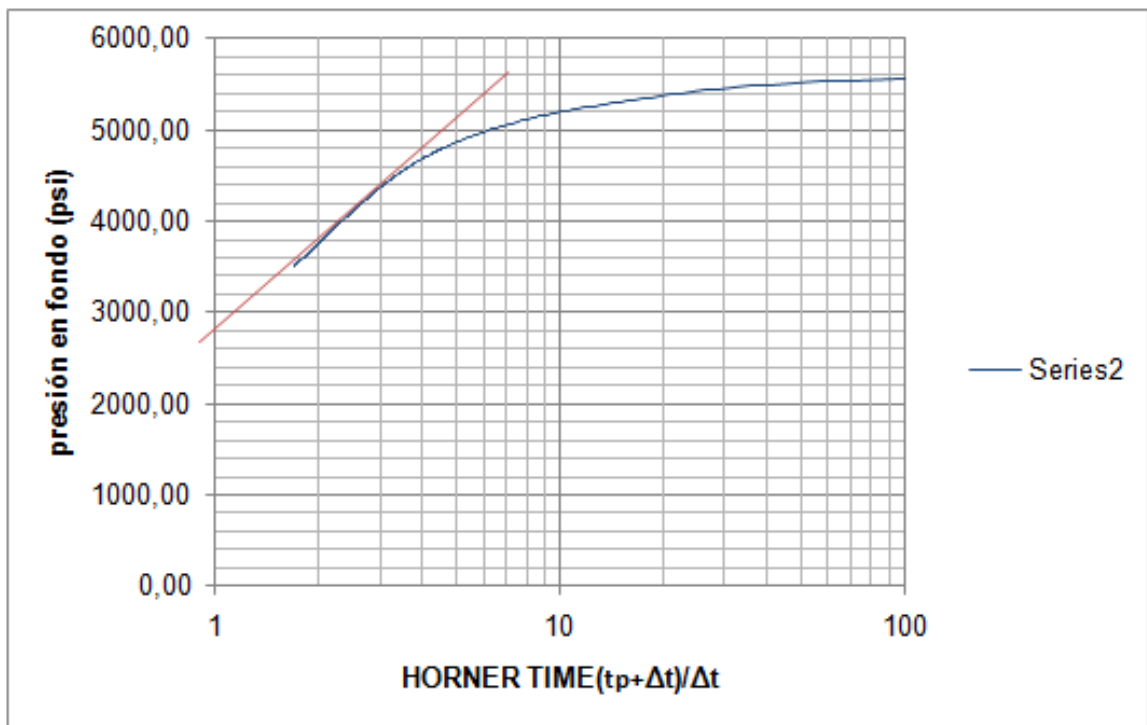
El valor del PREISIP determinado en superficie fue de 3342; este valor convertido a presión de fondo de pozo es de 5612 psi.

Con estos dos valores se determina la fricción total por tortuosidad y perforados:

$$\Delta P_f = P_{REISIP} - I_{SIP} = 5013 - 5012 = 1 \text{ PSI}$$

El siguiente análisis que se debe realizar es una prueba Horner para descartar los valores que se encuentren en el flujo radial. Ver figura 95. Se realizó un gráfico de BHTP vs tiempo de HORNER y se determinó que los valores que se encontraban en flujo radial eran aquellos que caían por debajo de 4100 psi. Al extrapolar la línea de flujo radial hasta el tiempo Horner=1, se determinó una presión de yacimiento $P^* = 2750$ psi.

Figura 95. Análisis por el método de Horner. Pozo YR- 68

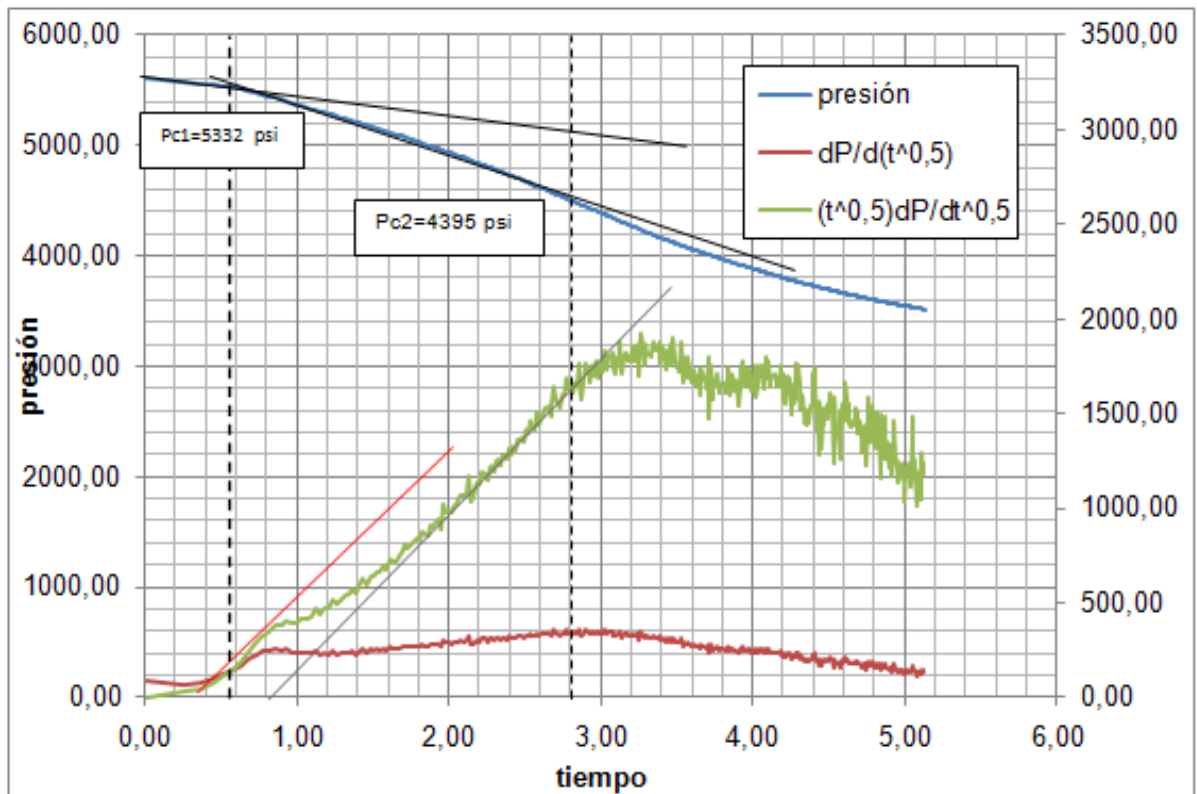


Seguido a esto se realizó un análisis por el método de la raíz cuadrada del tiempo

En este método, se realizó un gráfico de Presión vs $t^{0,5}$ y se le ajustó una línea recta, encontrando así dos presiones de cierre de 5332 psi y 4395 psi, al realizar un análisis por medio de la superposición de la raíz cuadrada del tiempo con su

derivada se observó un comportamiento típico de un PDL. En el grafico de superposición también fue posible determinar dos cierres. Ver figura 96

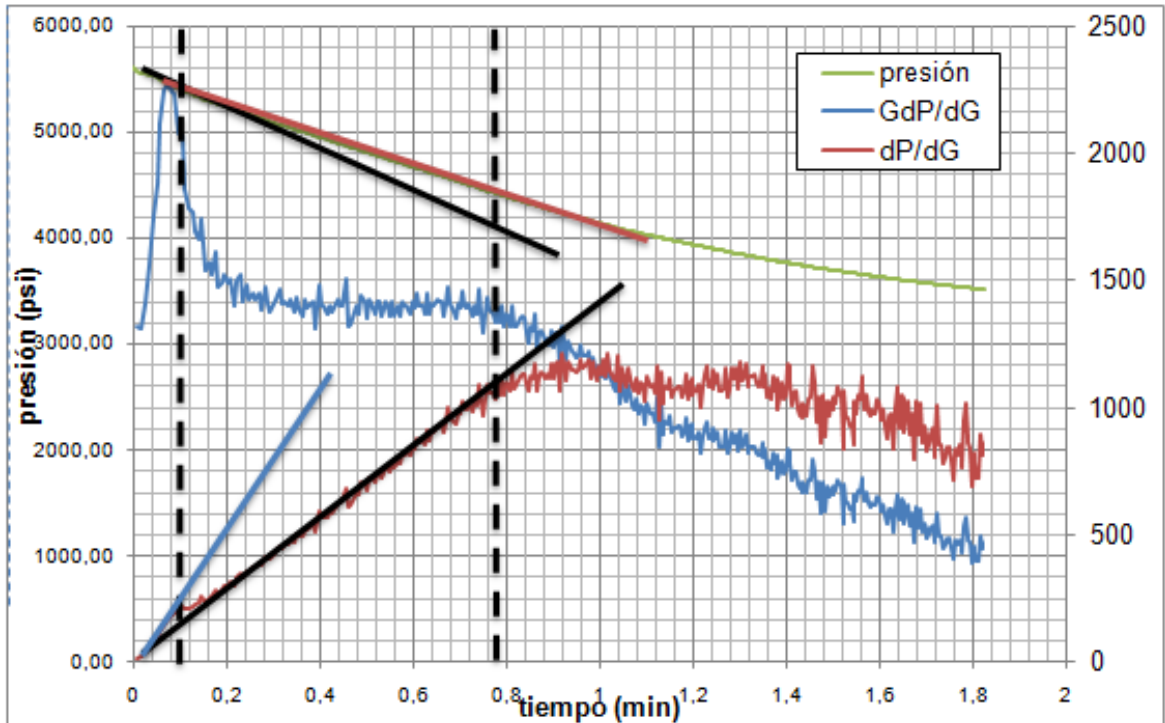
Figura 96. Análisis por medio de la superposición de la raíz cuadrada del tiempo con su derivada. Pozo YR-68.



Continuando con la metodología se realizó un análisis por medio de la función G, en la cual se involucra su derivada y su superposición.

En la prueba se pudo determinar dos cierres como en el método anterior, siendo $P_{c1}=5357$ psi y $P_{c2}=4395$ psi. Ver figura 97

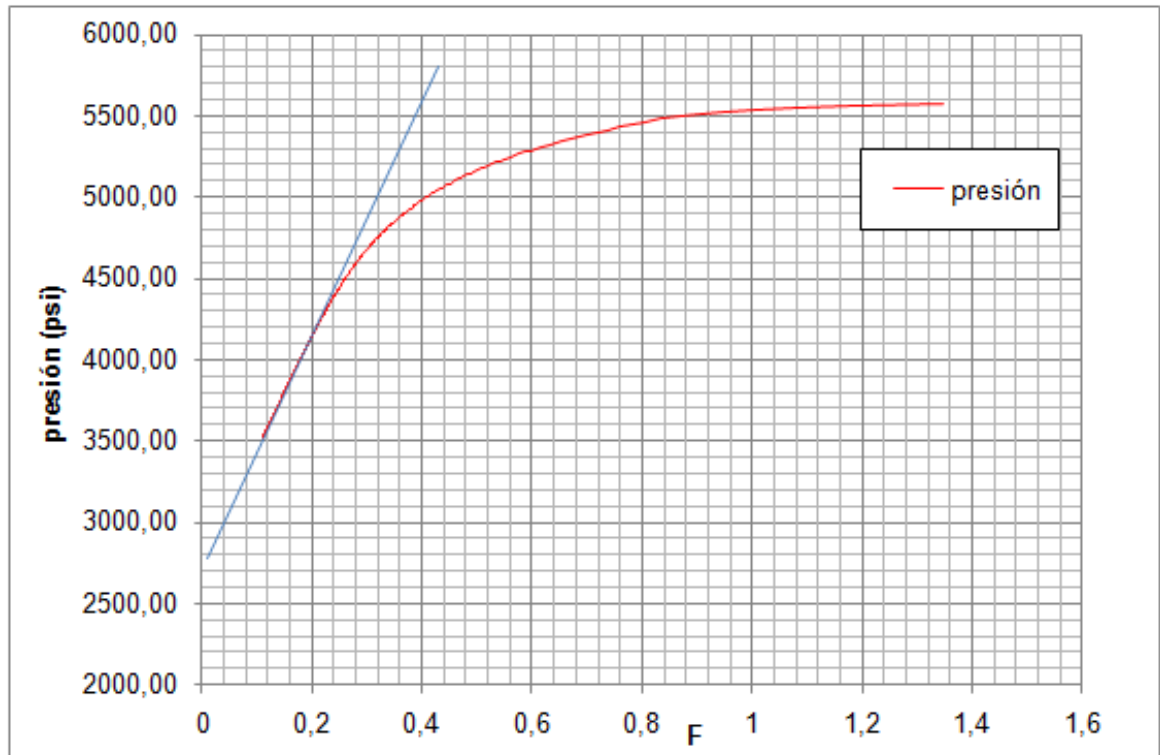
Figura 97. Análisis por el método de la función G y GdP/dG. Pozo YR-68.



Luego que se tiene identificado el cierre por este método, se realiza una grafica Nolte radial con el fin de identificar el flujo radial y para corroborar la presión inicial del yacimiento. Ver figura 98. Con este método se determinó una presión de yacimiento de 2750 psi, valor muy aproximado al determinado por el método Horner. Se determinó la pendiente de la línea ajustada, $m = 7312,24$, valor con el cual se determinó la transmisibilidad de la formación:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{251000}{m_R} \frac{V}{t_c} = 38,43 \text{ mD} * \text{ft}/\text{Cp}$$

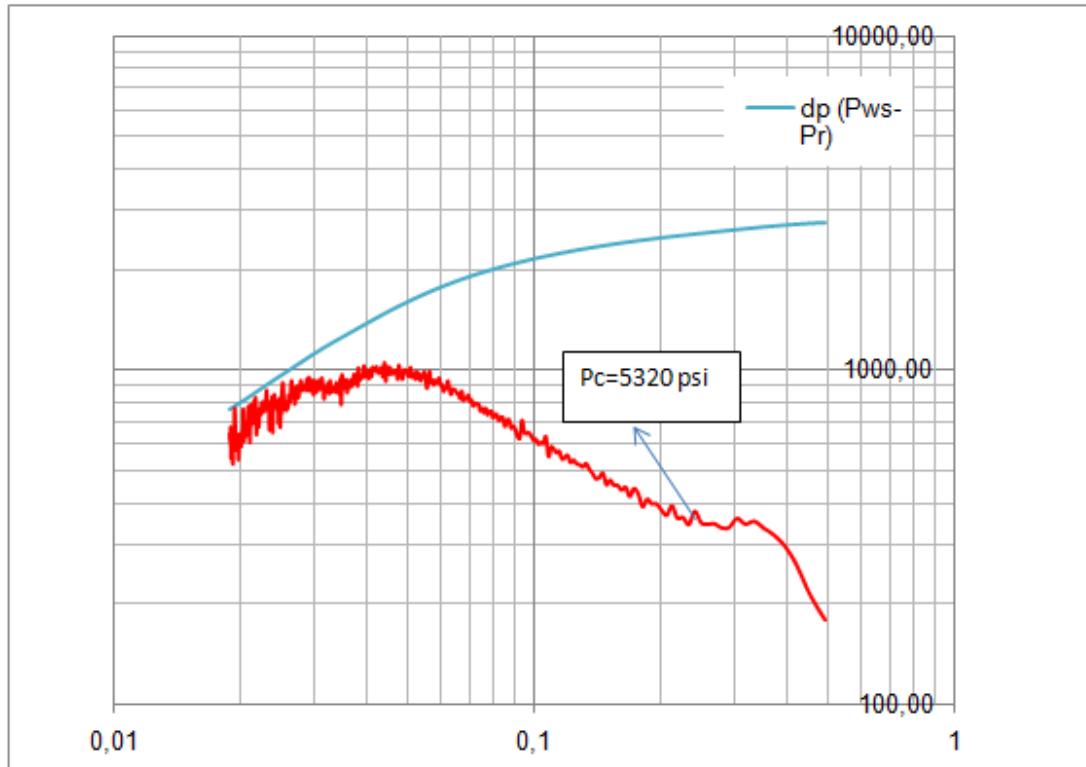
Figura 98. Análisis por el método de Nolte para flujos radiales. Pozo YR-68.



Finalmente se realiza un análisis por medio de la función de flujo lineal F_L con el fin de corroborar la presión de cierre de la fractura.

Al momento de realizar el análisis se pudo observar que el momento en el que la presión tiene un incremento exponencial es en el primer cierre, $P_c = 5320$ psi. Ver figura 99

Figura 99. Análisis por el método de Nolte para flujos Lineales. Pozo YR-68.



Se calcula el gradiente de esfuerzo mínimo,

$$\text{grad cierre} = \frac{4395 \text{ psi}}{7162 \text{ ft}} = 0,6136 \text{ psi/ft}$$

Y se calcula la presión neta:

$$P_{\text{neta}} = \text{ISIP} - P_c = 5613 - 4395 = 1218 \text{ psi}$$

Con la presión de cierre determinamos la eficiencia del fluido:

$$F.E. = \frac{\left(1 + \frac{T_c}{T_p}\right)^{1.5} - \left(\frac{T_c}{T_p}\right)^{1.5} - 1}{\left(1 + \frac{T_c}{T_p}\right)^{1.5} - \left(\frac{T_c}{T_p}\right)^{1.5}}$$

Ef fluido =28,54%

Todos los parámetros determinados en este análisis se relacionan a continuación:

Tabla 17. Parámetros obtenidos en el pozo YR-68

PARAMETRO	VALOR DETERMINADO
PREISIP (psi)	5613
ISIP (psi)	5612
FRICCIÓN (psi)	1
GRADIENTE DE FRACTURA	0,78
PRESIÓN DE CIERRE (psi)	4395
GRADIENTE DE CIERRE (psi/ft)	0,6135
PRESION NETA (psi)	1218
EFICIENCIA DEL FLUIDO	28,54%
PRESIÓN DEL YACIMIENTO (Psi)	2718
TRANSMISIBILIDAD	83,43 mD*ft/Cp

Al hacer un análisis de los problemas que se pueden presentar en este pozo, podemos ver que la presión neta es muy alta, con un valor de 1218 psi, y que además de esto el gradiente de fractura es de 0,75 psi/ft lo que finalmente nos da un indicativo que el crecimiento de la fractura es complejo.

Según el análisis realizado anteriormente posiblemente se esté presentando el caso de crecimiento de una fractura en dos ejes producto de desvío de los esfuerzos principales.

Como estrategia se recomendaría evitar las zonas de altos esfuerzos, ya que los tratamientos realizados en estas zonas no serían exitosos.

Esto se puede corroborar en el trabajo de fracturamiento realizado en la zona, en el cual se pudo observar que no se generó una geometría de fractura de gran longitud.

9 COMPARACION DE RESULTADOS

Se compararon los resultados obtenidos usando esta metodología con los datos obtenidos por la compañía de servicios; a continuación se muestra la comparación para algunos pozos:

9.1 Pozo YR 83

La tabla 18 muestra la comparación para el pozo YR 83

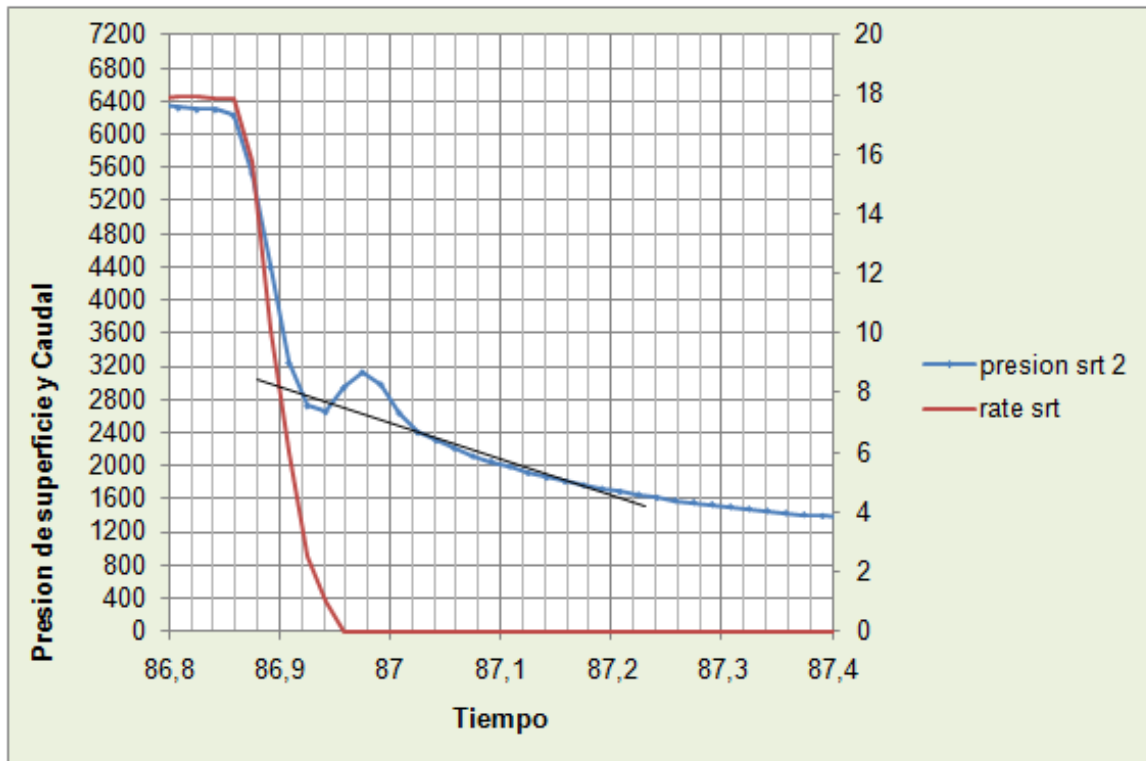
Tabla 18. Comparación resultados SRT pozo YR-83

Prueba: SRT	Compañía	Metodología
Pre- ISIP (psi) superficie	6076	6232,8
ISIP (psi) superficie	2631	2800
Presión teórica en tubería (psi)	2620	2103,6
Pérdidas totales de presión por fricción (psi)	3445	3432,8
Presión de cierre en superficie (psi)	1450	1397
Presión de cierre en fondo (psi)	4752	4808
Gradiente de fractura (Psi/ft)	0,77	0,78
Gradiente de cierre (Psi/ft)	0,62	0,61
Eficiencia del fluido de fractura (%)	14	4,17

Se identificó el ISIP a partir del SRT para conocer el gradiente de fractura, como se puede ver en la siguiente grafica no existe buen martilleo, por lo que hay pobre

comunicación entre el pozo y el cuerpo principal de la fractura, esto pudo haber pasado porque no se generó una fractura de gran dimensión en esta prueba

Figura 100. Verificación del martilleo pobre en SRT. Pozo YR-83



9.2 Pozo CG – 13

La tabla 19 muestra la comparación para el pozo YR 13

Tabla 19. Comparación resultados MINIFRAC pozo YR-13

Minifrac	Pre ISIP (psi)	ISIP surface (psi)	Δ Presión por fricción (psi)	Presión cierre superficie (psi)	Presión de fondo (psi)	Gradiente de fractura (psi/ft)	Eficiencia del fluido (%)
Compañía	1941	796	1145	497	2982	0,577	5
Metodología	1947	755	1192			0,57	2,48%

Metodología	Presión de cierre superficie (psi)	Presión de cierre fondo (psi)	Gradiente de cierre (psi/ft)
Raíz cuadrada del tiempo	418	2948	0,51
Log-Log	466	2996	0,518
Función G	455	2981	0,516
Nolte	440	2970	0,514

Se calculó por medio del análisis Horner la presión de yacimiento de 2040 psi en fondo de pozo

9.3 Pozo YR 71

La tabla 20 muestra la comparación para el pozo YR 71

Tabla 20. Comparación resultados SRT pozo YR-71

Prueba: SRT	Compañía	Metodología
Pre- ISIP (psi) superficie	5972	5937
ISIP (psi) superficie	1768	2200
Pérdidas totales de presión por fricción (psi)	2938	3737
Presión de cierre en superficie (psi)	840	1149
Presión de cierre en fondo (psi)	4142	3952
Gradiente de fractura (Psi/ft)	0,74	0,78
Gradiente de cierre (Psi/ft)	0,59	0,61

Este pozo tiene valores de gradiente de fractura y gradiente de cierre aceptables.

La figura 101 y la tabla 21 muestran los análisis realizados al pozo YR 71

Figura 101. Análisis prueba SRT. Pozo YR-71.

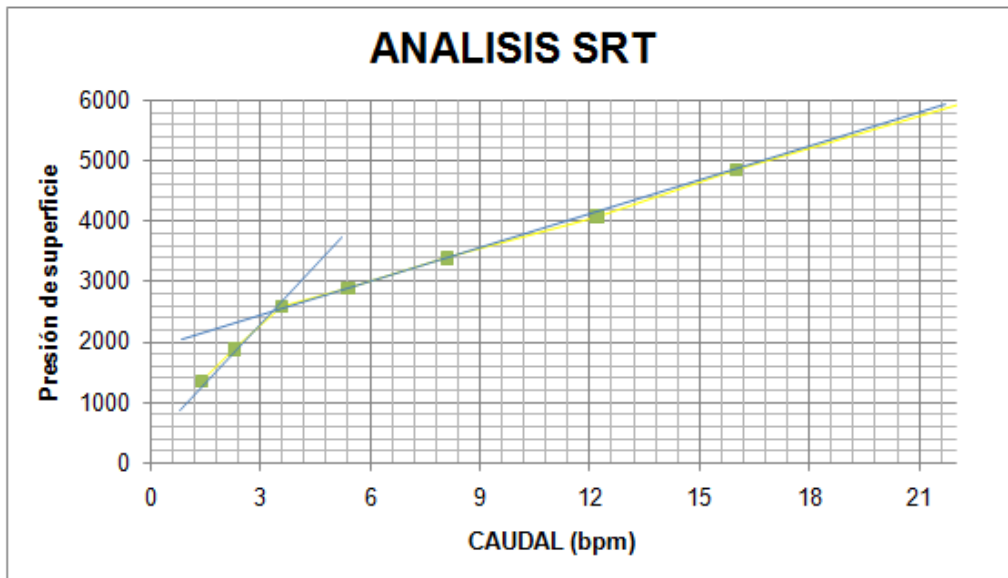


Tabla 21. Comparación resultados MINIFRAC pozo YR-71

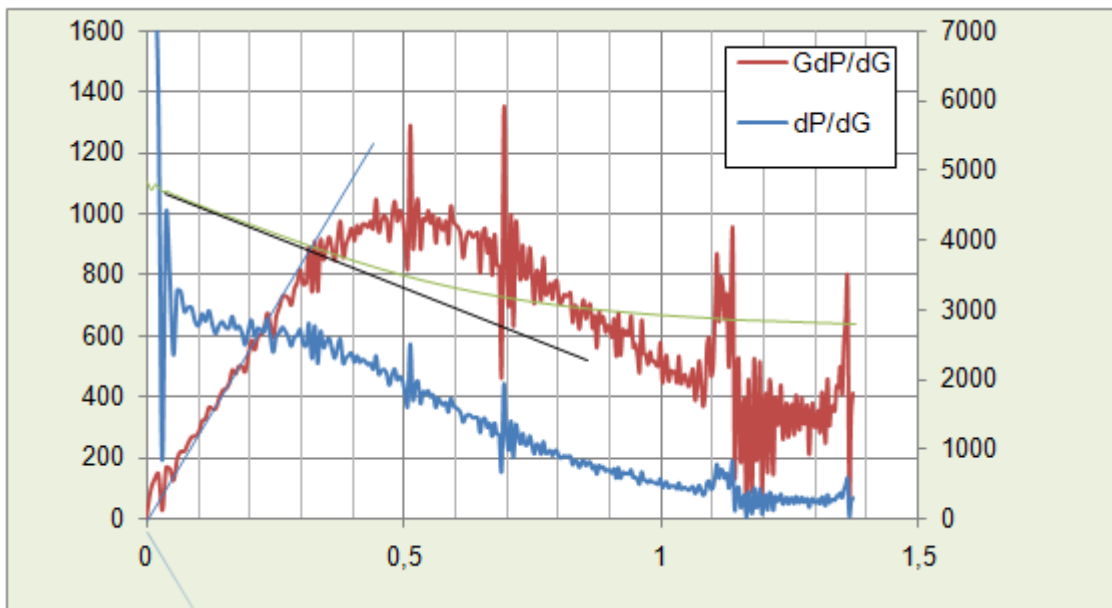
Minifrac	Pre ISIP (psi)	ISIP surface (psi)	Δ Presión por fricción (psi)	Presión cierre superficie (psi)	Presión de fondo (psi)	Gradiente de fractura (psi/ft)
Compañía	4184	2215	1969	659	3961	0,83
Metodología	4190	2040	2150			0,75

Metodología	Presión de cierre superficie (psi)	Presión de cierre fondo (psi)	Gradiente de cierre (psi/ft)
Raíz cuadrada	1302	4105,27	0,64
Log-Log	1180,52	3983,4	0,62
Función G	981,46	3784,34	0,59

Nolte	981,46	3784,34	0,59
-------	--------	---------	------

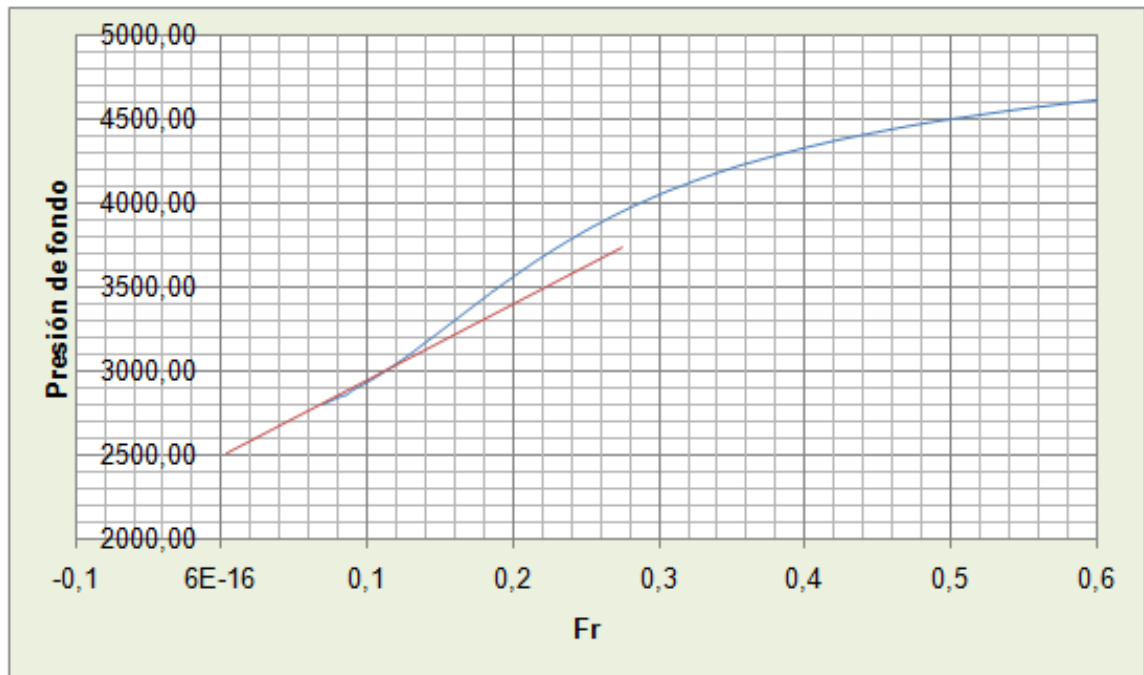
La siguiente figura nos indica un leakoff normal de la formación, lo cual indica que no se va a perder el fluido por fisuras naturales.

Figura 102. Comportamiento de leakoff normal en GdP/dG pozo YR-71.



También se obtuvo la presión inicial del yacimiento la cual arrojó un valor de 2500 psi. Ver figura 103

Figura 103. Análisis por el método Nolte lineal. Pozo YR-71.



9.4 Pozo YR – 65

La tabla 2 muestra la comparación para el pozo YR 65

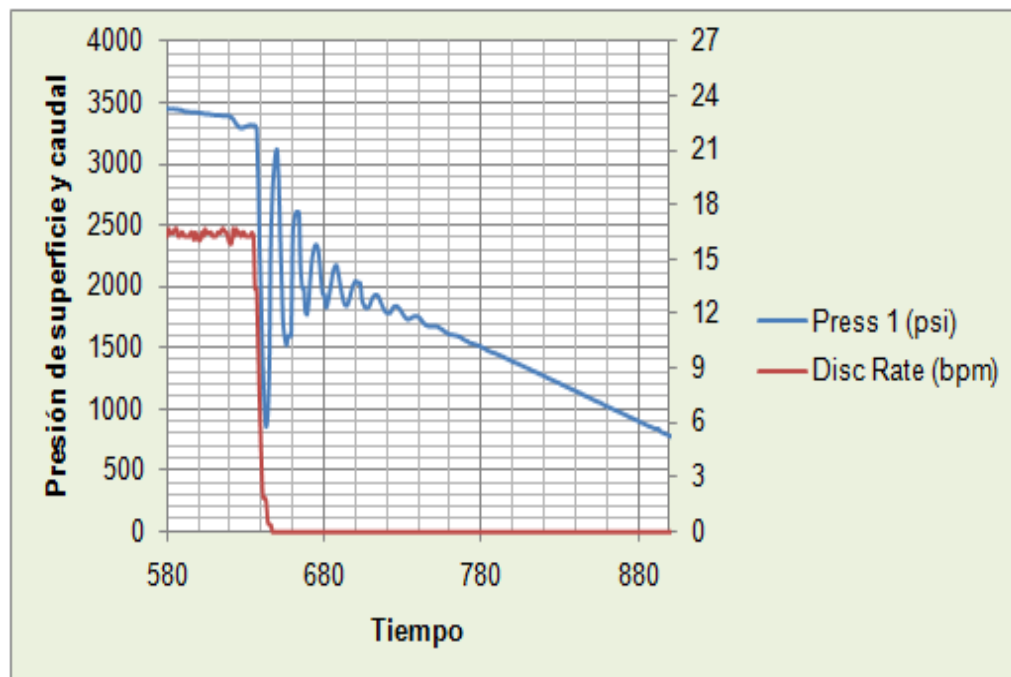
Tabla 22. Comparación resultados SRT pozo YR-65

Prueba: SRT	Compañía	Metodología
Pre- ISIP (psi) superficie	3286	3400
ISIP (psi) superficie	2166	2300
Pérdidas totales de presión por fricción (psi)	1120	1100
Presión de cierre en superficie (psi)	1437	2819,12
Presión de cierre en	4638	6070

fondo (psi)		
Gradiente de fractura (Psi/ft)	0,75	0,748
Eficiencia del fluido de fractura (%)	24	19

La declinación de la presión en el SRT muestra un buen martilleo, lo que significa buena comunicación entre la fractura y el pozo. Sin embargo, no se realizó un SDT para verificar esta información. Ver figura 104

Figura 104. Verificación del muy buen martilleo en SRT. Pozo YR-65.



9.5 Pozo YR – 94

La tabla 23 muestra la comparación para el pozo YR 94

Tabla 23. Comparación resultados SRT pozo YR-94

Prueba: SRT	Compañía	Metodología
ISIP (psi) superficie	2470	2471
Presión de cierre en superficie (psi)	118	276,63
Presión de cierre en fondo (psi)	3420	3600
Gradiente de fractura (Psi/ft)	0,47	0,42

El gradiente de fractura es demasiado bajo por lo que no se recomienda realizar un fracturamiento hidráulico, esto se debe a los bajos esfuerzos presentes en la formación

9.6 Pozo YR – 52

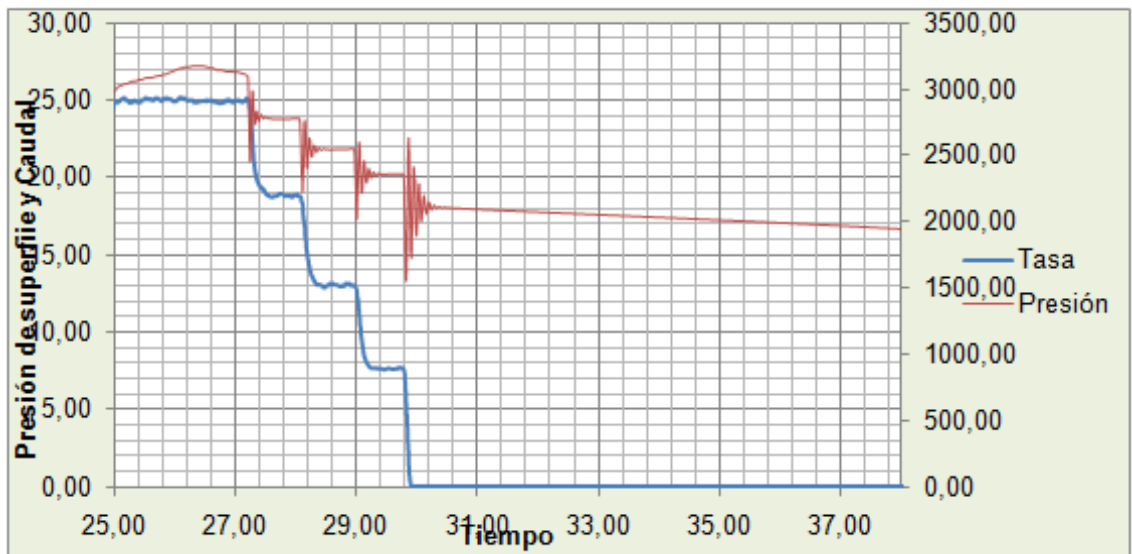
La tabla 24 muestra la comparación para el pozo YR 52

Tabla 24. Comparación resultados SRT y SDT pozo YR-52

Prueba: SRT y SDT	Compañía	Metodología
Pre- ISIP (psi) superficie	3190	3126
ISIP (psi) superficie	2057	2135
Pérdidas totales de presión por fricción (psi)	1133	991
Presión de cierre en superficie (psi)	1767	2158,54
Presión de cierre en fondo (psi)	3976	4420
Gradiente de fractura (Psi/ft)	0,845	0,85
Eficiencia del fluido de fractura (%)	27	22

Del SDT se puede ver el buen martilleo a medida que se van disminuyendo las tasas de bombeo, lo cual indica buena comunicación entre el pozo y la fractura. La pérdida total de presión por fricción es de 991 psi, lo que indica que no existe riesgo de fricción por perforados o por tortuosidad. A partir del análisis del SDT se comprueba esta información. Ver figura 105

Figura 105. Verificación del buen martilleo durante prueba SDT. Pozo YR-52.



10 SCREENING

Se generó un screening con los valores que se obtuvieron durante la campaña de fracturamiento en este campo. La tabla 26 muestra los rangos de valores dentro de los que se encuentran los principales parámetros obtenidos por la metodología.

Tabla 25. Recopilación de la información

Pozo	Fm	Prof.	f	c	Leakoff	P neta	P yto	K	Φ
YR 70	C3	7010-7020	0,81	0,69	Normal	1330	2620		22
	C6	7235-7245	0,79	0,69	normal	655			
YR 83	CG	7762-7786	0,77	0,62	Alto	706	2630	438.49	25
YR 69	C5	7409-7424	0,77	0,65	Normal	910,43	2633	480	25
	C4	7216-7296	0,67	0,61	normal	457	2400	309	22
YR 68	C2	7146-7178	0,8	0,61	PDL	1218	2718	260	
YR 23	B3	5590-5637	0,89	0,81	Recesión	347		149	
YR 29	C5	7207-7219	0,84	0,75	PDL	638		220	18
YR 39	MG	7500-7530	0,79	0,68	Recesión	569		60	
YR 52	B3	5134-5183	0,86	0,82	Normal	172	2400	268	
YR 65	C5	7411-7451	0,75	0,65	Normal	100	2500	140	25
YR 71	B3	5524-5635	0,83	0,56	Normal	455	2400	14	
YR 84	MG	5250-5262	0,89	0,72	Recesión	989			
YR 88	C5	5770-5790	1,12	1,06	Tip extensión	590	2633	6,5	13
YR 94	C2	6886-6908	0,47	0,50	-	386		90	
YR 97	CG	5993-6013	1,04	0,85	Recesión	1129	2660	10	
YR 102	CG	7454-7469	0,86	0,62	Normal	1320			

La tabla 25 muestra los valores que se obtuvieron con mayor repetitividad.

Tabla 26. Screening

parámetro	Rango
Presión del yacimiento (psi)	2400 – 2640
Gradiente de fractura (psi/ft)	0,77 - 0,89
Gradiente de cierre (psi/ft)	0.61 - 0,75
Leakoff	Normal
Permeabilidad (mD)	200 - 500
Porosidad (%)	>20
Presión neta (psi)	<600

Se observó para el gradiente de fractura y de cierre que cuando las variables se encontraban dentro del rango de valores mostrados en la tabla 25, el tratamiento se realizaba de manera exitosa, consiguiendo buenos resultados y aumentando la productividad del pozo, puesto que el campo Yariguí-Cantagallo se encuentra dentro del rango normal de gradiente de fractura, por lo tanto es viable realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico en esa zona.

Al observar el comportamiento de la presión neta en conjunto con el gradiente de fractura, se observa que los pozos que presentan un gradiente de fractura y una presión neta alta, presentaron problemas para ubicar el propante de manera óptima a la formación. Este comportamiento se pudo notar principalmente en 4 pozos, donde el tratamiento de fractura diseñado no pudo ser realizado satisfactoriamente.

El campo presenta Leakoff normal, lo que indica que no se perderá el fluido inyectado en el tratamiento de fractura principal por fisuras naturales. Los pozos que mostraron comportamiento diferente al leakoff normal, se debió principalmente al hecho que la fractura se extendió a zonas con grandes esfuerzos y menores permeabilidades (arcillas).

El pozo Yariquí Cantagallo presenta excelente porosidad, de los 7 pozos con dicha información, 5 presentaron valores mayores a 20, lo que indica la alta capacidad de la roca para contener los fluidos.

Por último, se concluye que la mayoría de los pozos presentaron permeabilidad intermedia, y sólo dos pozos presentaron baja permeabilidad ()

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Los análisis planteados en esta metodología son métodos de gran ayuda a la hora de determinar los parámetros de diseño de fractura.
- A partir de un análisis más acertado de las pruebas de diseño de fractura, es posible determinar eficientemente los problemas que se presentarán a la hora de realizar el trabajo de estimulación principal y de esta manera tomar los correctivos pertinentes para asegurar el éxito del tratamiento.
- El parámetro más importante para el diseño de fractura es la presión de cierre, ya que por medio de este valor se determina la eficiencia del fluido y la presión neta, por lo que determinar este valor de manera eficiente asegura un buen diseño del tratamiento y finalmente el éxito de este.
- Se concluyó que el método logarítmico es una buena para determinar la presión de cierre, pero muchas veces no presenta el comportamiento esperado, por lo que se presenta dificultad a la hora de determinar el valor de la presión de cierre en esta prueba.
- El análisis por medio de la superposición es una técnica de gran utilidad a la hora de determinar los parámetros de fractura, ya que además de ayudar a seleccionar el valor de la presión de cierre correctamente, suministra información adicional de las características y el comportamiento de la fractura, lo cual será de gran utilidad al momento de realizar el tratamiento principal de fractura.
- Al momento de aplicar la metodología y determinar los parámetros de diseño, se pudo comprobar que en algunos pozos la información

suministrada por la compañía de servicios era incorrecta, por lo tanto se pudieron corregir estos valores con ayuda de la metodología de análisis.

- Se han publicado varios métodos para realizar el análisis de la prueba minifrac, los cuales fueron incluidos en esta metodología; a la hora de realizar un análisis comparativo de los principales parámetros, se llegó a la conclusión que el método más adecuado es por medio de la raíz cuadrada del tiempo, ya que en algunas ocasiones el comportamiento de la declinación de la presión no se ajusta a las suposiciones planteadas por el modelo de la función G; y el análisis Nolte para flujo lineal muchas veces no muestra el inicio del crecimiento exponencial, impidiendo obtener el valor de la presión de cierre.
- La metodología planteada es una guía de gran utilidad a la hora de realizar el diseño de fractura ya que ayuda a identificar los problemas y da las pautas para solucionarlos, de manera que pueda se puedan mitigar, remediar o tolerar el problema.
- La prueba SDT nos ayuda a determinar el tipo de fricción que está presente en las cercanías del pozo, ayudando así a tomar los correctivos necesarios de acuerdo al tipo de fricción.
- La prueba SRT es muy útil para identificar la presión de extensión de fractura, parámetro que es de gran importancia a la hora de seleccionar la potencia de los equipos; sin embargo se pudo concluir que cuando hay presencia de fricciones altas, los valores de presión de cierre y de presión del yacimiento están enmascarados, arrojando valores erróneos por lo que se recomienda que estos valores sean validados con una prueba minifrac. Al realizar el análisis combinado de la prueba SRT con la SDT se puede determinar si los parámetros obtenidos serán útiles.

- Al analizar los múltiples trabajos de Fracturamiento hidráulico realizados al campo Yariguí – Cantagallo, se puso observar que el yacimiento tiene presencia de gradientes relativamente altos, que se deben a las condiciones tectónicas.
- Se generó un screening con los valores que más se repitieron durante el diseño de fracturas en el campo Yariguí – Cantagallo, observando que cuando los valores no estaban dentro del rango mostrado en dicho screening, la geometría de la fractura no fue la mejor.
- Esta metodología es aplicada al campo Yariguí Cantagallo, sin embargo puede ser usada como base para realizar análisis a estimulaciones realizadas en otros campos teniendo en cuenta que para algunas de las pruebas se debe considerar el tipo de yacimiento.
- El modelo desarrollado en la función G, es para el caso de un comportamiento de fractura de altura constante (PKN), por lo que se recomienda hacer un análisis para modelos de fractura tipo elipsoidal (KGD) y tipo radial con el fin de determinar cuál de los modelos se ajusta mejor a las geometrías generadas en el campo Yariguí-Cantagallo.
- En esta metodología se brindan las bases para realizar el análisis de pruebas de diseño de fractura, sin embargo para poder analizar trabajos de diseño en tiempo real se recomienda diseñar un software con todas las ecuaciones y suposiciones incluidas en este proyecto.
- Se recomienda realizar un análisis en donde se evalúe la producción con respecto al comportamiento de la fractura durante su diseño, con el fin de determinar cómo dicha producción está afectada por la geometría de fractura.

BIBLIOGRAFIA

1. Aud, W.W., Wrigh, T.B., Cipolla, C.L., Harkrider, J.D., Hansen, J.T., "The Effect of Viscosity on Near-Wellbore Tortuosity and Premature Screenouts. SPE 28492.
2. Barree, R.D., "Applications of Pre-Frac Injection/Falloff Tests in Fissured Reservoirs – Field Examples". SPE 39932
3. Barree, R.D., Mukherjee, H., "Determination of Pressure Dependent Leakoff and Its Effect on Fracture Geometry". SPE 36424
4. Benelkadi, S., Belhaouas, R., Sahar, M., "Use of After Closure Analysis to Improve Hydraulic Fracturing Designs, Application on Algeria's In-Adaoui gas Field". SPE 80936
5. Britt, L.K., Hager, C.J., "Hydraulic Fracturing in a Naturally Fractures Reservoir". SPE 28717
6. Castillo, J.L., "Modified Fracture Pressure Decline Analysis Including Pressure – Dependent Leakoff". SPE 16417
7. Ceccarelli, R.L., Ciuca, A., Tambini, M., "New Methodology of Mini-Fall-Off Test to Optimize Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs". SPE 122326
8. Chapman, B.J., Vitthal, S., "Prefracturing Pump-in Testing for High-Permeability Formations". SPE 31150
9. Chipperfield, S.T., Roberts, G.A., Miller II, W.K., Vandersypen, R.S., "Gel Slugs: A Near-Wellbore Pressure-Loss Remediation Technique for Propped Fracturing". SPE 59777
10. Chipperfield, Simon., "After Closure Analysis To Identify Naturally Fratured Reservoirs". SPE 90002
11. Cipolla, C.L, Wright, C.A., "Diagnostic Techniques to Understand Hydraulic Fracturing: What? Why? And How?.SPE 75359

12. Cipolla, C.L., Warpinski, N.R., Mayerhofer, M.J., Lolon, E.P., "The Relationship Between Fracture Complexity, Reservoir Properties, and Fracture Treatment Design". SPE 115769
13. Cipolla, C.L., Warpinski, N.R., Mayerhofer, M., "Hydraulic Fracture Complexity: Diagnosis, Remediation, and Exploitation". SPE 115771
14. Cleary, Michael P., "The Engineering of Hydraulic Fractures – State of the Art and Technology of the Future". SPE 17260
15. Crump J.B, Conway M.W "Effects of Perforation-Entry Friction On Bottomhole Treating Analysis" SPE 15474 New Orleans,USA Octubre de 1986.
16. Davidson, B.M., Saunders, B.F., Robinson, B.M., "Analysis of Abnormally High Fracture Treating Pressures Caused by Complex Fracture Growth". SPE 26154
17. De Sales, Paola Andrea., Moreno, Edwin Stivens., "Construcción de una aplicación computacional para el diseño de un fracturamiento hidráulico". Tesis De Grado. Universidad Industrial de Santander. 2008
18. Diederik W. van Batenburg., Tom J. Hellman., "Guidelines for the Design of Fracturing Treatments for Naturally Fractured Formations". SPE 78320
19. EL-Rabaa, A.M., Shah, S.N., Lord, D.L., "New Perforation Pressure Loss Correlations for Limited Entry Fracturing Treatments". SPE 38373
20. Fracture Pressure Analysis Of Diagnostic Pump-in Test Of Red Fork Sands In Western Oklahoma. Thesis. University Of Oklahoma. 2004
21. Fracture Pressure Analysis. Basics of Bottomhole Treating Pressure Analysis. BJ Handbook.
22. Gottschling, Jhon., Myers, Roger., "Pre-Frac Treatment Pressure Analysis in the Huntersville Chert and Oriskany Sandstone". SPE 91419
23. Gulrajani, Sunil.N., Romero, Jean., "Evaluation and Modification of Fracture Treatments Showing Near-Wellbore Effects". SPE 36901.
24. Hamid, S., Jackson, B.M., Legenza, J.E., "Injection System for Microfrac or Step Rate Testing".SPE 21267

25. Hyden R.E, Stengent N.A, "Pump-in/Shutdown Test Key to Finding Near-Wellbore Restrictions" SPE 63029 Midland, USA. Marzo de 1996
26. Jones, Colin., Sargent, J.P., "Obtaining the Minimum Horizontal Stress From Microfracture Test Data: A New Approach Using a Derivate Algorithm". SPE 18867
27. Lacy, L.L., Hudson, H.G., "New Step-Rate Test Analysis for Fracture Evaluation". SPE 29591
28. Linort M.A. Ferreira C.R. "Effects of Two-Phase Flow in a STEP-Down Test" SPE 94002, Oklahoma, U.S.A abril de 2005
29. Lizak, K. Bartkok, Self, F. Izquierd, G. and Al-Munem, M. "New Analysis of Step-Rate Injection Test for Improved Fracture Stimulation Design" SPE 98098, Lafayette, LA, febrero de 2006
30. Mandal, D., Qazi, A., Abdullah, S., Bu-Qurais, A., "New Step Rate Test Analysis Technique Aids Determination of Fracture Pressure for Waterflood Design in Kuwait Reservoirs". SPE 93252
31. Massaras, Leon V., Dragomir, Alexandru., Chiriac, Daniel., "Enhanced Fracture Entry Friction Analysis of the Rate Step Down Test". SPE 106058
32. McDaniel, B.W., McMechan, D.E., Stegent, N.A., "Proper Use of Proppant Slugs and Viscous Gel Slugs Can Improve Proppant Placement During Hydraulic Fracturing Applications". SPE 71661
33. MICHAEL Economides, MARTIN Thomas. , "Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production". BJ services company 2007
34. MICHAEL Economides, OLIGNEY Ronald, "Unified Fracture Design, Bridging the Gap between Theory and Practice". Alvin Texas 2002.
35. Miller, W.K., Roberts, G.A., "Fracturing Fluid Loss and Treatment Design Under High Shear Conditions in a Partially Depleted, Moderate Permeability Gas Reservoir". SPE 37012
36. Mukherjee, H., Larkin, S., Kordziel, W., "Extension of Fracture Pressure Decline Curve Analysis to Fissured Formations". SPE 21872

37. Nolte, K.G., "Principles for Fracture Design Based on Pressure Analysis". SPE 10911
38. Nolte, Kenneth G., "Determination of Fracture Parameters from Fracturing Pressure Decline"., SPE 8341
39. Nolte, Kenneth G., Smith, Michael B., "Interpretation of Fracturing Pressures". SPE 08297
40. NSI TECHNOLOGIES, Fracturing Pressure Analysis.
41. Palmer, Ian D., Veatch Jr, Ralph W., "Abnormally High Fracturing Pressures in Step-Rate Tests". SPE 16902
42. Peng, C.P., Singh, P.K., Halvorsen, Hugo., York, S.D., "Fractured Reservoir Characterization Through Injection, Falloff, and Flowback Tests". SPE 20567
43. R.G. van de Ketterij., C.J. de Pater., "Impact of Perforations on Hydraulic Fracture Tortuosity". SPE 56193
44. Ramurthy, Muthukumarappan., Marjerisson, Douglas M., Daves, Scott B., "Diagnostic Fracture Injection Test in Coals to Determine Pore Pressure and Permeability". SPE 75701
45. Roberts, G.A, Chipperfield S.T. "The Evolution of a High Near-Wellbore Pressure Loss Treatment Strategy for the Australian Cooper Basin" SPE 63029, Dallas U.S.A octubre de 2000
46. Rollins, K., Hyden, R.E., "Pressure Dependent Leakoff in Fracturing – Field Examples from the Haynesville Sand". SPE 39953
47. Salazar, Abel., Kumar, Anil., "Case Histories of Step Rate Tests in Injection Wells". SPE 23958
48. Shaoul, Josef R., Hans de Pater, C.J., Roodhart, Leo P., Meijers, Hans c., "What Causes Bumps in Minifrac Pressure Declines?. SPE 69213
49. Shokanov, T.A., Nolte, K.G., Fragachán, F.E., Ovalle, A., Geehan, T., "Waste Subsurface Injection: Pressure Injection and Decline Analysis". SPE 105387

50. Singh, P.K., Agarwal, R.G., Krase, L.D., "Systematic Design and Analysis of Step-Rate Tests to Determine Formation Parting Pressure". SPE 16798
51. Singh, Pramod., Agarwal, Ram G., "Two Step Rate Test: New Procedure for Determining Formation Parting Pressure". SPE 18141
52. Smith, Jeff., Vitthal, Sanjay., McGowen, James M., "How Minifrac Alter Leakoff and Ways to Counteract It". SPE 58767
53. Soliman, M. Y., Craig, D., Bartko, K. and Rahim, Z., Ansah, J. and Adams, D. "New Method for Determination of Formation Permeability, Reservoir Pressure, and Fracture Properties from a Minifrac Test". ARMA/USRMS 05-658
54. Stewart, B.R., Mullen, M.E., "Step-Rate, Calibration Injection and Treating Pressure Anomalies in Soft Rock High Permeability Formations: An Explanation Based on Bottom Hole Pressure and Production Results". SPE 29444
55. Syfan Jr, Frank E., Newman, Stacy C., Meyer, Bruce R., Behrendt, Dan M., "Case History: G-Function Analysis Proves Beneficial in Barnett Shale Application". SPE 110091
56. Talley, G.R., Swindell, T.M., Waters, G.A., Nolte, K.G., "Field Application of After-Closure Analysis of Fracture Calibration Tests". SPE 52220
57. Thompson, J.W., Church, D.C., "Design, Execution, and Evaluation of Minifrac in the Field: A Practical Approach and Case Study". SPE 26034
58. Uribe, O., Tiab, D., Restrepo, D., Chipperfield, S., "Advances in After Closure Analysis for Naturally Fractured Reservoirs". SPE 107257
59. Weijers, L., Wright, C.A., Sugiyama, H., Sato, K., Zhigang, L., "Simultaneous Propagation of Multiple Hydraulic Fractures – Evidence, Impact and Modeling Implications. SPE 64772
60. Weng, X., Pandey, V., Nolte, K.G., "Equilibrium Test – A Method for Closure Pressure Determination". SPE/ISRM 78173

61. Wright, Chris., "On-Site, Step-Down Test Analysis Diagnoses Problems And Improves Fracture Treatment Success". Hart's Petroleum Engineer International. January 1997.