

**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA LA SIMULACIÓN DE  
UN DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

**JAIRO DAVID DORADO ZUBIRÍA  
FABIÁN ALFONSO OLIVARES MERCADO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIARÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2006**

**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA LA SIMULACIÓN DE  
UN DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

**JAIRO DAVID DORADO ZUBIRÍA  
FABIÁN ALFONSO OLIVARES MERCADO**

**Trabajo de Grado como requisito parcial para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos**

**Director  
EDELBERTO HERNÁNDEZ TREJOS  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIARÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2006**

## *Dedicatoria*

*Todos los caminos tienen su principio y su final.....*

*Que DIOS bendiga este final y el comienzo de un nuevo caminar en mi vida....*

*Es necesario muchas veces señalar cómo se ha pensado en el pasado lo que hoy nosotros pensamos de otro modo. O simplemente no pensamos.*

*Quiero dedicar este trabajo a todos los que junto conmigo lo han hecho realidad...*

*A Dios porque gracias a él soy lo que soy.*

*A mi madre Edith, por haberme traído al mundo, ser lo más importante en mi vida y ser mi soporte en todo momento*

*A la memoria de mi padre Jairo (Q.E.P.D) por todo lo que significa en mi vida.*

*A mi hermano Ramy y hermana Any, por lo orgulloso que me siento de ellos.*

*A la “Pelota”, por todo lo que me ha brindado y la alegría que aporta a mi vida.*

*A mi maravillosa familia, que me ha guiado por una senda de hermosos valores fraternales*

*A mis amigos y las personas que en algún momento me ofrecieron el aliento para poder realizar el gran sueño de ser profesional.*

***Jairo David Dorado Zubiría***

### *Dedicatoria*

*A Dios, a mis guías y maestros. Los de aquí y los de allá.*

*A mi familia que me apoyó anímica, moral, material y económicamente durante todos estos años.*

*A mi madre por la aceptación incondicional, por ser y estar, por compartir el espacio y los momentos significativos, por el amor y el apoyo mutuo que hemos conquistado.*

*A mi padre (Q.E.P.D) por su ejemplo y fuerza de voluntad.*

*A mi novia por aparecer y confrontarme, por enseñarme y aprender conmigo, por tu amor y tu presencia, gracias mi amor.*

*A mis amigos, colaboradores y compañeros de estudio.*

*A todos los que ayudaron a que este sueño sea realidad.  
Gracias por compartir lo mejor de sí mismos.*

***Fabián Alfonso Olivares Mercado***

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A Dios por darnos vida, salud y ganas de seguir adelante sin importar los tropiezos.

Al Ingeniero Edelberto Hernández Trejos por la dirección del proyecto y que además de ser nuestro tutor y maestro, fue un amigo que compartió con nosotros sus conocimientos y experiencias profesionales

Al Ingeniero José Balbino Luna por todo su apoyo, información y codirección de este proyecto de grado.

Al Ingeniero Eduardo Vélez por su colaboración, orientación y por ayudar a conseguir la licencia con fines académicos para la escuela de Ingeniería de Petróleos del 3D Fracture Simulator - FracproPT Software, Pinnacle Technologies.

A la Universidad Industrial de Santander por el conocimiento brindado durante estos cinco años.

A nuestras familias y amigos por el apoyo incondicional y por la paciencia durante todo este tiempo.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	2
1. GENERALIDADES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y PROPIEDADES DE LAS ROCAS.....	4
1.1. EVOLUCIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	7
1.1.1. Orientación de la fractura .....	7
1.1.2. Fluidos de fracturamiento .....	8
1.1.3. Materiales de soporte ( <i>Proppant</i> ).....	10
1.1.4. Tratamiento de la fractura .....	11
1.1.5. Diseño de la fractura .....	12
1.2. PROPIEDADES DE LAS ROCAS .....	13
1.2.1. Materiales elásticos y plásticos .....	14
1.3. ORIENTACIÓN Y FORMA DE LA FRACTURA .....	28
1.3.1. Orientación de la fractura .....	28
1.3.2. Forma de la fractura .....	30
1.4. GRADIENTE DE FRACTURA .....	33
1.5. ELECCIÓN DE POZOS FRACTURABLES <sup>22</sup> .....	37
1.5.1. Razones para fracturar .....	37
1.6. EL MOMENTO DE FRACTURAR .....	39
1.6.1. Pozos marginales .....	39
1.6.2. Distanciamiento entre pozos .....	40
1.6.3. Tiempo de rendimiento económico .....	40
2. FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO, ADITIVOS Y MATERIALES DE SOPORTE...	42
2.1. FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO <sup>23,24</sup> .....	42
2.1.1. Fluidos base agua .....	44
2.1.2. Fluidos base hidrocarburo .....	48
2.1.3. Geles de fracturamiento .....	49
2.2. ROMPEDORES DE GEL ( <i>Breakers</i> ).....	55
2.3. ADITIVOS USADOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO .....	56
2.4. MATERIALES DE SOPORTE .....	58
2.4.1. Tipos de agentes de soporte .....	58

2.5. ANÁLISIS DE LOS MATERIALES DE SOPORTE .....	61
2.5.1. Análisis de tamizado.....	62
2.5.2. Solubilidad en ácidos.....	65
2.5.3. Redondez <i>Krumbein</i> y Esfericidad <i>Sloss</i> .....	65
2.5.4. Análisis mineralógico.....	67
2.5.5. Resistencia a la ruptura.....	68
2.5.6. Conductividad y permeabilidad de la fractura .....	69
2.5.7. Presión de incrustamiento .....	75
2.6. SELECCIÓN DEL MATERIAL DE SOPORTE .....	76
3. HIDRÁULICA DEL FRACTURAMIENTO .....	77
3.1. MINIFRAC .....	77
3.2. OPERACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO .....	79
3.2.1. Presión de ruptura de la formación .....	80
3.2.2. Presión de bombeo .....	80
3.2.3. Presión instantánea de cierre.....	80
3.2.4. Declinación post-fractura.....	81
3.3. PRESIÓN DE TRATAMIENTO.....	82
3.3.1. Presión de extensión de la fractura.....	82
3.3.2. Perdidas de presión a través de las perforaciones .....	83
3.3.3. Presión Hidrostática .....	84
3.3.4. Perdidas de presión en la tubería.....	84
3.3.5. Potencia hidráulica .....	87
3.4. TRANSPORTE DEL MATERIAL DE SOPORTE <sup>32</sup> .....	88
3.4.1. Mecanismos básicos de transporte.....	89
3.4.2. Movimiento del fluido.....	90
3.4.3. Perfil de distribución del material de soporte.....	91
3.5. LEYES QUE GOBIERNAN EL DESARROLLO DEL BANCO DE MATERIAL DE SOPORTE .....	95
3.5.1. Sedimentación de las partículas <sup>33</sup> .....	96
3.5.2. Velocidad de equilibrio .....	98
3.5.3. Sección libre y altura del banco en equilibrio <sup>30</sup> .....	100
3.5.4. Evaluación de la altura del banco.....	101
3.5.5. Tiempo para alcanzar el equilibrio.....	102
3.5.6. Altura del banco formado .....	102

3.6. ARENAMIENTOS: USO DEL COLCHÓN Ó <i>PAD</i> <sup>34</sup> .....	104
3.6.1. Ancho de la fractura insuficiente .....	104
3.6.2. Excesiva concentración de material de soporte .....	106
4. MODELOS DE DISEÑO PARA ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD .....	107
4.1. ECUACIÓN DE CONTINUIDAD <sup>35</sup> .....	107
4.2. FILTRADO DEL FLUIDO DE FRACTURA <sup>34</sup> .....	111
4.2.1. Compresibilidad del fluido del yacimiento .....	111
4.2.2. Invasión de la formación por el fluido de fractura .....	111
4.2.3. Formación de revoque en las paredes .....	112
4.2.4 Modelos dinámicos para el filtrado .....	114
4.2.5. Acción de todas las resistencias al filtrado .....	116
4.3. MODELOS PARA EL CÁLCULO DE TRATAMIENTOS .....	116
4.3.1. Teoría de elasticidad <sup>35</sup> .....	117
4.3.2. Modelo de Perkins – Kern <sup>38</sup> (PK).....	119
4.3.3. Modelo de Khristianovic -Zheltoy-Geertsma-de Klerk (KGD) <sup>36,37</sup> .....	122
4.3.4. Modelo Radial de Penny – Shaped <sup>40</sup> .....	125
4.3.5. Otros Modelos de Geometría Dinámica .....	131
4.4. PATRONES DE FLUJO EN YACIMIENTOS HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS .....	132
4.4.1. Flujo lineal en la fractura .....	133
4.4.2. Flujo bilineal.....	134
4.4.3. Flujo lineal de formación.....	135
4.4.4. Flujo elíptico .....	136
4.4.5. Flujo pseudo radial .....	136
4.5. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD <sup>28</sup> .....	137
4.5.1. Método analítico de Prats <sup>44</sup> .....	140
4.5.2. Método analógico de Mcguire-Sikora <sup>45</sup> .....	142
4.5.3. Estudio de la productividad mediante curvas tipo .....	144
4.6. OPTIMIZACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD <sup>49</sup> .....	147
4.6.1. Número de <i>Proppant</i> Adimensional.....	149
4.7. TIP SCREEN OUT (TSO) <sup>49</sup> .....	158
5. DISEÑO DE TRATAMIENTOS Y ASPECTOS OPERATIVOS .....	163

5.1. CONDICIONES DE CONTORNO <sup>50</sup> .....	164
5.1.1. Yacimiento y Pozo .....	164
5.1.2. Altura de la fractura .....	164
5.1.3. Permeabilidad.....	165
5.1.4. Gradiente de fractura.....	165
5.1.5. Propiedades elásticas .....	165
5.2. ANÁLISIS DE PENETRACIÓN ÓPTIMA.....	166
5.3. CONTRASTE ENTRE LAS PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y EL MATERIAL DE SOPORTE .....	168
5.4. INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD Y COSTOS DEL TRATAMIENTO .....	169
5.5. PARAMETROS VARIABLES DE DISEÑO.....	169
5.5.1. Selección del fluido de fractura .....	170
5.5.2. Selección del material de soporte .....	171
5.5.3. Selección del caudal.....	174
5.5.4. Dimensiones del Tratamiento.....	175
5.5.5. Ajuste del diseño: grillas de sensibilidad .....	175
5.6 PROGRAMA DE BOMBEO ( <i>FRAC PLAN</i> ) .....	176
5.6.1. Colchón o Pad .....	176
5.6.2. Dosificación del material de soporte.....	177
5.6.3. Otros Fluidos en el Bombeo .....	185
5.7. ASPECTOS OPERATIVOS <sup>34,35,50</sup> .....	185
5.7.1. Tanques de almacenamiento ( <i>Frac Tank</i> ).....	186
5.7.2. Unidades de hidratación .....	186
5.7.3. <i>Manifolds</i> de succión .....	188
5.7.4. Arenero ( <i>Sand King</i> ).....	188
5.7.5. <i>Blender</i> .....	189
5.7.6. Operador del blender ( <i>Key Man</i> ) .....	198
5.7.7. Fracturadores o Bombeadores .....	199
5.7.8. Líneas de alta presión .....	203
5.7.9. Cabezales de pozos .....	205
5.7.10. Instrumentos de medición y control de una fractura hidráulica .....	208
5.7.11. Selección de la tubería de conducción del tratamiento .....	211
5.7.12. Herramientas de fondo de pozo .....	212
5.7.13. Normas de seguridad <sup>34</sup> .....	214

6. ASPECTOS DEL DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE SINCELEJOFAC 1.0.....	217
6.1. SINCELEJOFAC 1.0.....	217
6.2. ALGORITMO PRINCIPAL PARA EL DISEÑO DE UNA FRACTURA HIDRÁULICA UTILIZANDO SINCELEJOFAC 1.0.....	219
6.2.1. Principales parámetros de diseño requeridos por SincelejoFrac 1.0 .....	220
6.2.2. Principales parámetros de diseño obtenidos por SincelejoFrac 1.0.....	223
6.2.3. Modelado de gestión de datos de SincelejoFrac 1.0.....	224
6.3. VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA SINCELEJOFAC 1.0 .....	241
6.4. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....	246
CONCLUSIONES.....	253
RECOMENDACIONES .....	255
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	256
BIBLIOGRAFÍA .....	261
ANEXO A .....	263

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Número promedio de pozos fracturados a nivel mundial .....	4
Figura 2. Campo de gas Hugoton, condado Grant, Kansas (USA), 1947.....	5
Figura 3. Campo de gas Hugoton, condado Grant, Kansas, 1947.....	6
Figura 4. Tendencia de los fluidos base del fracturamiento .....	8
Figura 5. Fluido de fracturamiento.....	9
Figura 6. Material de soporte (Arena Malla 20/40) .....	10
Figura 7. Fracturamiento hidráulico a alta presión .....	11
Figura 8. Material elástico en forma de cubo .....	15
Figura 9. Deformación longitudinal del cubo .....	15
Figura 10. Diagrama Esfuerzo Vs. Deformación .....	16
Figura 11. Límite elástico .....	17
Figura 12. Deformación transversal .....	18
Figura 13. Sección sísmica de los llanos orientales con fallamiento inverso y plegamiento asociado que involucra estratos de edad reciente como la Formación. León y Guayabo .....	21
Figura 14. Balance de esfuerzos en la formación .....	22
Figura 15. Modelo de Timoshenko <sup>19</sup> .....	25
Figura 16. Tensiones en el borde del pozo .....	26
Figura 17. Orientación de la fractura horizontal .....	29
Figura 18. Orientación de la fractura vertical.....	29
Figura 19. Fractura hidráulica horizontal .....	30
Figura 20. Fractura hidráulica vertical .....	31
Figura 21. Fractura hidráulica oblicua .....	32
Figura 22. Gradiente de propagación de la fractura.....	36
Figura 23. Fluido de fracturamiento mezclado con el material de soporte formando una lengua sostenida .....	44
Figura 24. Tiempo de <i>vortex</i> para el gel lineal de fractura, instantes antes de agregar la carga de polímero.....	45
Figura 25. Tiempo de corona para el gel <i>crosslinking</i> de fractura, después de agregar la carga de polímero.....	46
Figura 26. Grupo unitario de la cadena molecular de un fluido de fractura.....	47
Figura 27. Estructura molecular de un fluido de fractura.....	53

Figura 28. Variación de la viscosidad producida por el efecto de la reticulación retardada .....	54
Figura 29. Efecto del <i>breakers</i> en un fluido de baja carga de polímeros .....	55
Figura 30. Arena utilizada como material de soporte .....	59
Figura 31. Arena recubierta de resina .....	60
Figura 32. Fenómeno de adherencia de los granos de arena recubierta en resina de curado parcial .....	61
Figura 33. Muestra de laboratorio (Arena 12/20) .....	66
Figura 34. Comparación visual de los granos de material de soporte en la escala patrón .....	66
Figura 35. Microfotografía a 20X de una Arena Brown .....	67
Figura 36. Equipo para evaluar la ruptura de los materiales de soporte .....	68
Figura 37. Distribución del material de soporte dentro la fractura .....	70
Figura 38. Variación del Ancho de Fractura para Distintas Concentraciones de Materiales de Soporte (Arena 20/40) .....	70
Figura 39. Conductividad de la fractura para varias concentraciones superficiales de material de soporte (Malla 20/40) .....	71
Figura 40. Conductividad de la fractura para varios tipos de mallas de material de soporte .....	72
Figura 41. Conductividad de la fractura para varios tipos de material de soporte .....	72
Figura 42. Dimensiones de una fractura vertical empaquetada .....	73
Figura 43. Conductividad de fractura para una Arena 20/40 .....	74
Figura 44. Incrustamiento de los materiales de soporte .....	75
Figura 45. <i>Minifrac</i> del pozo Sincelejo X .....	78
Figura 46. Principales parámetros durante la operación de fracturamiento pozo Sincelejo X .....	79
Figura 47. Presiones involucradas en la hidráulica .....	81
Figura 48. Movimiento del material de soporte dentro la fractura .....	89
Figura 49. Avance del fluido durante la operación .....	90
Figura 50. Concentración de material de soporte en la fractura por unidad de área ..	92
Figura 51. Sedimentación y formación del banco (Según Howard y Fast <sup>9</sup> ) .....	92
Figura 52. Desarrollo longitudinal del banco (Según Howard y Fast <sup>9</sup> ) .....	93
Figura 53. Suspensión del material de soporte en un fluido de alta viscosidad (Según Howard y Fast <sup>9</sup> ) .....	94

Figura 54. Extensión longitudinal del banco cuando se acerca a la altura de equilibrio .....	96
Figura 55. Constantes A,B y C como una función de $n$ .....	97
Figura 56. Arenamiento en la cara del pozo.....	105
Figura 57. Arenamiento cerca de la punta de la fractura .....	105
Figura 58. Arenamiento por concentración excesiva .....	106
Figura 59. Balance de volúmenes.....	108
Figura 60. Altura de la fractura Vs. Longitud de fractura para un tratamiento de 3000000 galones de fluido fracturante .....	110
Figura 61. Longitud de la fractura Vs. Volumen bombeado para bajas (Emulsiones) y altas (Fluido Base Gel) pérdidas de fluido.....	110
Figura 62. Filtrado del fluido que forma revoque.....	113
Figura 63. Ensayo Dinámico de Filtrado. ....	115
Figura 64. Fractura vertical en 3D.....	117
Figura 65. Geometría de la fractura según la teoría de elasticidad.....	118
Figura 66. Geometría de la fractura según Perkins-Kern <sup>38</sup> (PK).....	120
Figura 67. Geometría de la fractura según Khristianovic -Zhel'tov-Geertsma-de Klerk (KGD) <sup>36,37</sup> .....	123
Figura 68. Geometría de la fractura según Penny-Shaped.....	125
Figura 69. Comparación de las presiones desarrolladas en fondo del pozo según el modelo PKN y KGD.....	128
Figura 70. Vista de un <i>Core</i> fracturado hidráulicamente en laboratorio.....	131
Figura 71. Presión adimensional Vs. Tiempo Adimensional para una conductividad adimensional de fractura .....	133
Figura 72. Flujo lineal en la fractura .....	134
Figura 73. Flujo bilineal en la fractura .....	134
Figura 74. Flujo lineal de formación .....	135
Figura 75. Flujo elíptico .....	136
Figura 76. Flujo pseudo radial.....	137
Figura 77. Radio equivalente adimensional del pozo según Prats <sup>44</sup> .....	141
Figura 78. Representación típica del modelo tipo McGuire-Sikora <sup>45</sup> .....	143
Figura 79. Curva Tipo de Cinco-Ley y Samaniego para un yacimiento actuando como infinito .....	145
Figura 80. Curva Tipo de Cinco-Ley y Samaniego para el factor $f$ y la función $y$ en un yacimiento actuando como infinito .....	146

Figura 81. Fractura rectangular vertical.....	147
Figura 82. Índice de productividad adimensional como función de la conductividad adimensional de la fractura, con $I_x$ como un parámetro (Representación típica de McGuire-Sikora) .....	148
Figura 83. Índice de productividad adimensional como una función de la conductividad adimensional de la fractura y número de <i>proppant</i> . (Para $N_{prop} < 0.1$ ) .....	150
Figura 84. Índice de productividad adimensional como una función de la conductividad adimensional de la fractura y número de proppant. (Para $N_{prop} > 0.1$ ) .....	151
Figura 85. Índice de productividad adimensional como una función del Radio de Penetración de la fractura y número de proppant. (Para $N_{prop} < 0.1$ ) .....	152
Figura 86. Índice de productividad adimensional como una función del Radio de Penetración de la fractura y número de proppant. (Para $N_{prop} > 0.1$ ) .....	153
Figura 87. Aumento del ancho de la fractura con la técnica de TSO .....	158
Figura 88. Esquema de una fractura generada mediante TSO.....	159
Figura 89. Optimización de las dimensiones de una fractura (TSO) mediante el VPN .....	161
Figura 90. Diseño para la simulación de la fractura – Concepto total de optimización .....	167
Figura 91. Costos de Tratamiento Vs. Penetración.....	169
Figura 92. Sedimentación del Material de Soporte en Laboratorio .....	170
Figura 93. Perfil de Distribución de dos Materiales de soporte .....	173
Figura 94. Proceso de fracturamiento .....	177
Figura 95. Programa Escalona según Nolte .....	182
Figura 96. Unidad de Hidratación BJ LFC.....	187
Figura 97. Cisterna Transportadora de Ácido .....	187
Figura 98. Manifold de succión de los fluidos contenidos en los de tanques de fractura .....	188
Figura 99. <i>Sand King</i> .....	189
Figura 100. <i>Blender</i> BJ 611C .....	190
Figura 101. <i>Manifold</i> de succión .....	191
Figura 102. Bomba centrífuga de succión .....	192
Figura 103. Batea de mezcla del material de soporte con el fluido fracturante y aditivos .....	193
Figura 104. Dosificador con celdas y tornillos sin fin.....	194

Figura 105. Bomba centrífuga de descarga .....	195
Figura 106. Líneas de la bomba de descarga que llevan los fluidos al manifold de descarga o succión de los fracturadores.....	196
Figura 107. Manifold de descarga o succión de los fracturadores.....	197
Figura 108. Panel de control utilizado por el blenderista para controlar los materiales involucrados en el proceso de fractura.....	198
Figura 109. Operador del <i>blender</i> .....	199
Figura 110. Fracturadores o Bombeadores.....	200
Figura 111. Relación de marcha Vs. Potencia desarrollada .....	201
Figura 112. Caudal de bombeo Vs. Potencia desarrollada.....	201
Figura 113. Fracturador <i>Gorilla</i> modelo MFP 2700-TM.....	203
Figura 114. Líneas de alta presión .....	204
Figura 115. Líneas de alta presión (Presión máx. de operación 2000 <i>psi</i> ) .....	205
Figura 116. <i>Frac head</i> .....	206
Figura 117. <i>Tree saver</i> .....	207
Figura 118. <i>Tree saver</i> vista lateral.....	207
Figura 119. Caja de control de un fracturador (BJ T 2000).....	208
Figura 120. <i>Frac van</i> de monitoreo .....	209
Figura 121. Monitoreo de una operación de fracturamiento hidráulico en tiempo real .....	210
Figura 122. Retrievable Casing Packer Modelo “G”.....	213
Figura 123. Ancla Hidráulica “GUIBERSON” .....	214
Figura 124. Diagrama de flujo principal de SincelajoFrac 1.0.....	219
Figura 125. Modelo del flujo de información en SincelajoFrac 1.0.....	226
Figura 126. Diagrama de flujo del modulo de la hidráulica del fracturamiento en SincelajoFrac 1.0.....	227
Figura 126. Diagrama de flujo del modulo de la hidráulica del fracturamiento en SincelajoFrac 1.0, Continuación.....	228
Figura 127. Diagrama de flujo del modulo de sedimentación de material de soporte en SincelajoFrac 1.0.....	229
Figura 127. Diagrama de flujo del modulo de sedimentación de material de soporte en SincelajoFrac 1.0, Continuación.....	230
Figura 128. Diagrama de flujo del modulo de volumen y tiempo de bombeo en SincelajoFrac 1.0.....	231
Figura 129. Barra de menús para el manejo de proyectos .....	232

Figura 130. Barra de Menú para lanzamiento de corrida de simulación, ayuda, <i>About</i> y finalización de SincelejoFrac 1.0 .....	234
Figura 131. Interfaz para captura de la información general.....	235
Figura 132. Interfaz para el diseño del Pozo.....	235
Figura 133. Interfaz para los parámetros de yacimiento – fractura .....	236
Figura 134. Interfaz para la selección del fluido de tratamiento .....	236
Figura 135. Interfaz para la selección del material de soporte.....	237
Figura 136. Interfaz para la corrida de datos y sensibilidad de variables.....	238
Figura 137. Interfaz para la salida de resultados a través de la interpretación grafica .....	239
Figura 138. Interfaz para la salida de resultados a través de reporte de datos .....	239
Figura 139. Programa de bombeo al tiempo del Pad.....	247
Figura 140. Programa de bombeo al final del tratamiento .....	247
Figura 141. Variación de la concentración y el ancho con el tiempo .....	248
Figura 142. Variación del caudal de inyección y la longitud de fractura con el tiempo .....	248
Figura 143. Resumen del programa de tratamiento.....	249
Figura 144. Selección de los parámetros de tratamiento para una inyección 99000 lb de material de soporte por el anular .....	249
Figura 145. Control del diseño de la fractura para una inyección 99000 lb de material de soporte por el anular.....	250
Figura 146. Programa del tratamiento para una inyección 99000 lb de material de soporte por el anular.....	250
Figura 147. Resumen del programa de tratamiento para una inyección 99000 lb de material de soporte por el anular .....	251
Figura 148. Dimensiones de la fractura para una inyección 99000 lb de material de soporte por el anular.....	251
Figura 149. Dimensiones de la fractura empaquetada para una inyección 99000 lb de material de soporte por el anular .....	252

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Comparación entre correlaciones de gradiente de fractura .....	36
Tabla 2. Volumen residual de diferentes polímeros .....	47
Tabla 3. Presiones de confinamiento para distintos materiales de soporte .....	59
Tabla 4. Tamiz US Estándar Series Vs. Tyler Estándar Series .....	64
Tabla 5. Valores máximos de ruptura de las arenas .....	69
Tabla 6. Parámetros de tratamiento del <i>minifrac</i> .....	78
Tabla 7. Parámetros del fracturamiento hidráulico.....	80
Tabla 8. Solución de modelos básicos de fracturas. Casos no <i>Leakoff</i> .....	127
Tabla 9. Datos de Entrada para el Diseño de una Fractura Hidráulica .....	129
Tabla 10. Resultados Obtenidos por las Compañías de Servicios .....	130
Tabla 11. Rango típico de permeabilidades en yacimientos .....	160
Tabla 12. Programa “escalonado” aplicando Nolte .....	184
Tabla 13. Variables de diseño de la prueba .....	220
Tabla 13. Variables de diseño de la prueba, continuación.....	221
Tabla 13. Variables de diseño la prueba, continuación.....	222
Tabla 14. Parámetros obtenidos por el programa de bombeo .....	223
Tabla 14. Parámetros obtenidos por el programa de bombeo, continuación.....	224
Tabla 15. Configuración del pozo.....	241
Tabla 16. Datos de entrada para la validación del diseño de una fractura hidráulica	243
Tabla 17. Comparativo de los resultados obtenidos por SincelejoFrac 1.0 Vs. FracproPT.....	244
Tabla 17. Comparativo de los resultados obtenidos por SincelejoFrac 1.0 Vs. FracproPT, continuación .....	245

## RESUMEN

**TITULO:** DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA LA SIMULACIÓN DE UN DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO\*

**AUTORES:** JAIRO DAVID DORADO ZUBIRÍA\*\*  
FABIAN ALFONSO OLIVARES MERCADO\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Fracturamiento Hidráulico, Modelos de Geometrías de Fractura, Material de Soporte, Perkins- Kern, Tip Screen Out.

## DESCRIPCION

En este trabajo se presenta el desarrollo una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico. SincelejoFrac 1.0 es una herramienta *software* que permite diseñar y simular en 2D las distintas variables involucrados en una fractura hidráulica. Mediante la utilización de SincelejoFrac se puede seleccionar los parámetros de tratamiento (proceso de bombeo, tipo de fluido fracturante, tipo y concentración de material de soporte, etc) en forma aleatoria hasta encontrar una combinación que proporcione una fractura con las características deseadas. SincelejoFrac está basado en un modelo bidimensional de propagación de la geometría de la fractura (PKN).

El modelo asume que la fractura tiene una sección transversal elíptica similar a los modelos 3D pero con una altura constante. Las ecuaciones del modelo se resuelven de forma acoplada, discretizando la fractura en volúmenes de control de igual altura pero de longitud variable y calculando iterativamente la presión y tasa de flujo que cumplen con los principios de conservación (conservación de masa y cantidad de movimiento), establecidos a ciertas condiciones iniciales y de frontera. Adicionalmente, se dispone de un modelo hidráulico que permite estimar la potencia y presiones requeridas en superficie para desarrollar la operación de fractura.

Por otra parte, SincelejoFrac 1.0 modela el transporte del material de soporte en el fluido (mezcla) y calcula la suspensión y deposición del mismo a lo largo de la fractura. Considera la inyección de múltiples etapas de concentraciones, a una tasa de inyección constante durante el tratamiento. Además, consta de una base de datos referente a las compañías fabricantes de materiales de soporte, en donde se puede consultar el desempeño de cada uno de sus productos a diferentes concentraciones y presiones de cierre.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos

## ABSTRACT

**TITLE:** DEVELOP OF A SOFTWARE FOR THE SIMULATION OF A HYDRAULIC FRACTURING DESIGN \*

**AUTHORS:** JAIRO DAVID DORADO ZUBIRÍA \*\*  
FABIAN ALFONSO OLIVARES MERCADO \*\*

**KEYWORDS:** Hydraulic Fracturing, Proppant Settling and Fracture Conductivity, Perkins- Kern, Tip Screen Out Design, Basic Fracture Geometries.

## DESCRIPTION

This work presents a software for the simulation of a hydraulic fracturing design. SincelejoFrac 1.0 is a software that allows to design and to simulate in 2D the different variables involved in a hydraulic fracture. Through the use of SincelejoFrac 1.0 you can select the treatment parameters (process of pumping, fracturing fluid type, concentration and type of proppant) in a random form until finding a combination that provides a fracture with the desired characteristics. SincelejoFrac 1.0 is based on a two-dimensional model of propagation of the geometry of the fracture (PKN). The model assumes that the fracture have a similar elliptic traverse section to the models 3D, but with a constant height. The equations of the model are solved in a coupled way, dividing the fracture in volumes of control of the same height, but of variable length and calculating (iterativamente) the pressure and flow rate, that they satisfy the conservation principles (mass conservation and movement quantity), established to certain initial conditions and of frontier.

Additionally, the tool has a hydraulic model that allows estimate the power and pressures required in surface to develop the fracture operation. On the other hand, SincelejoFrac 1.0 model the transport of the proppant in the fluid (it mixes) and it calculates the suspension and deposition of the same along the fracture. It considers the injection of multiple stages of concentrations to a rate of constant injection during the treatment. Also, SincelejoFrac 1.0 have a database with different manufacturing proppant companies, and you can consult their products to different concentrations and closing pressures.

SincelejoFrac 1.0 solve the problem of the flow of fluids and of the elastic deformation of the rock, associated with the propagation of a vertical fracture induced hydraulically inside a formation (homogeneous and isotropic) made up of a layer (a productive area limited by two adjacent layers) with different efforts in situ. In this analysis, the width of the fracture is obtained assuming a state of effort plane (Module of Elasticity of Young) and the height is formulated based on the approach of the intensity factor of efforts critic (Relationship Poisson)

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos

## INTRODUCCIÓN

Aplicables en pozos de petróleo o gas, 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 los regímenes originales o a regímenes aún más altos. Por lo tanto, los beneficios potenciales del fracturamiento han despertado el interés de operadores de petróleo y gas durante más de 50 años.

En consecuencia, obtener mayor producción de los miles de pozos terminados previamente resulta esencial para el desarrollo de los campos petroleros, el mejoramiento de la producción y el manejo de los yacimientos. Hasta los aumentos modestos de la producción proveniente de una parte del vasto número de pozos existentes, representan volúmenes significativos de reservas incrementales; por lo que el fracturamiento hidráulico constituye una forma de alcanzar este objetivo.

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 y concentración de material de soporte, etc) que permitirán crear una fractura con una longitud y conductividad dada. Tradicionalmente, estos procesos se realizan basados en la experiencia del ingeniero encargado del diseño ó mediante la utilización de un simulador de fracturamiento hidráulico en donde se seleccionan los parámetros de tratamiento en forma aleatoria hasta encontrar una combinación que proporcione una fractura con las características deseadas.

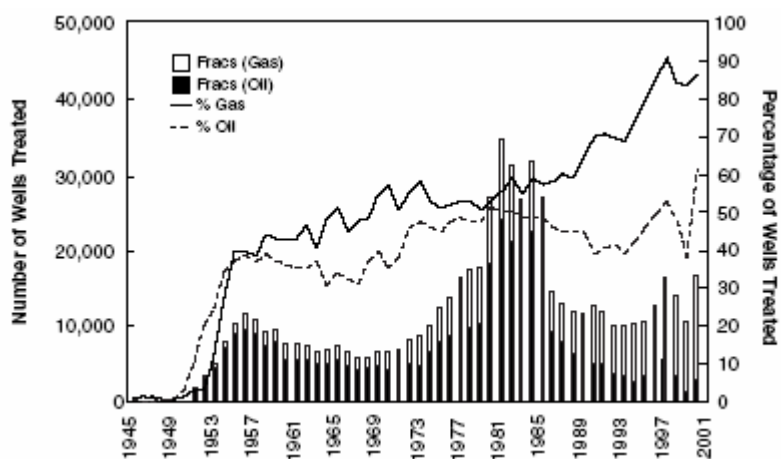
En este proyecto de grado se desarrolló una herramienta *software* llamada SincelajoFrac 1.0, la cual permite realizar la simulación de un diseño y programa de bombeo de un fracturamiento hidráulico, además, predice el incremento de

productividad de un pozo al ser estimulado y manipula los factores involucrados en la hidráulica del fracturamiento.

## 1. GENERALIDADES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y PROPIEDADES DE LAS ROCAS

El fracturamiento hidráulico ha hecho contribuciones significativas a la industria del petróleo y gas por ser un método utilizado para incrementar las reservas y tasas de producción de un campo. Desde que esta técnica fue introducida por Stanolind<sup>1</sup> (Amoco) en 1947, alrededor de un millón de tratamientos de fracturas han sido desarrollados y actualmente cerca del 40% de los nuevos pozos perforados son estimulados usando el tratamiento de fracturamiento hidráulico. Ver figura 1.

**Figura 1.** Número promedio de pozos fracturados a nivel mundial



**Fuente:** Schlumberger

La idea de fracturar hidráulicamente una formación para aumentar la tasa de producción de aceite y gas fue concebida por Floyd Farris<sup>1</sup> (miembro de la compañía Stanolind Oil and gas) después de un extensivo estudio de las presiones encontradas en los *squeez* de cementación para aislar las formaciones que contenían crudo de las que contenían agua.

El primer tratamiento experimental desarrollado intencionalmente para fracturar hidráulicamente un pozo y estimular su producción fue llevado a cabo por Stanolind en

el pozo Klepper N° 1 del campo de gas de Hugoton en el condado de Grant, Kansas (USA), en 1947 como se muestra en la figura 2.

**Figura 2.** Campo de gas Hugoton, condado Grant, Kansas (USA), 1947.



**Fuente:** BP Exploration Frac Manual

Para esta operación se estimularon cuatro zonas calcáreas entre los 2300-2600 *ft* de profundidad y como fluido fracturante se utilizó gasolina gelificada (*NAPALM*). Este fluido aunque peligroso e inflamable, resultó ser fácilmente disponible y económico en esa época. Cada tratamiento consistía en el bombeo de 1000 *gal* de *NAPALM* seguido de 2000 *gal* de gasolina con rompedor de gel. Sin embargo, deliberadamente el pozo no sufrió cambios apreciables.

El proceso de fracturamiento hidráulico fue publicado por primera vez a la industria en 1948 en el artículo escrito por J. B. Clark<sup>2</sup> de la compañía Stanolind, y posteriormente fue patentado y licenciado en 1949 por esta misma compañía. Estas patentes le generaron enormes ingresos económicos a Amoco en los 17 años siguientes, dando origen a la construcción del complejo de investigaciones de producción de Amoco (*Amoco Production Research. "ARP"*). A partir de ese momento la cantidad de operaciones creció rápidamente con la consecuente evolución y progreso técnico.

La compañía de servicios Halliburton fue la primera compañía que obtuvo la licencia exclusiva para aplicar este nuevo proceso. Los dos primeros tratamientos de fractura

desarrollados por Halliburton con fines comerciales fueron llevados a cabo en el condado de Stephens, Oklahoma (USA) y en el condado de Archer, Texas (USA), en marzo 17 de 1948. Halliburton utilizó como fluido fracturante para desarrollar estos trabajos el mismo petróleo del pozo mezclado con gasolina y aproximadamente 100 a 150 libras de arena. Con ambos pozos obtuvieron resultados satisfactorios, lo cual dio origen a que la aplicación del proceso de fracturamiento creciera rápidamente a nivel mundial.

**Figura 3.** Campo de gas Hugoton, condado Grant, Kansas, 1947.



**Fuente:** Halliburton Energy Services

Aunque la idea original del fracturamiento hidráulico no ha cambiado, sí lo han hecho los significativos avances tecnológicos que han sido ejecutados durante más de cuatro décadas desde que se desarrolló el primer tratamiento comercial. Después de los primeros trabajos, el promedio de los tratamientos de fracturas consistían alrededor de 750 galones de fluido y de 400 libras de arena. Hoy en día, el promedio de los tratamientos está alrededor del rango de 43000 galones de fluido con 68000 libras de material de soporte, y grandes tratamientos que exceden 1 millón de galones de fluido y 3 millones de libras de material de soporte. Esto refleja los continuos avances aportados por la industria petrolera en la teoría y en la práctica, obteniendo como resultado un mejor entendimiento del proceso de fracturamiento.

En la evolución de este proceso, encontramos que sistemas de fluidos más confiables y limpios fueron desarrollados, incrementos en la calidad de la arena y altas concentraciones de arena fueron bombeadas, materiales de soporte sintéticos de alta resistencia fueron desarrollados para fracturamientos de pozos profundos, equipos de bombeo y monitoreo sistematizados, además técnicas de diseño y evaluación más sofisticadas, incluso sus complejidades pueden ser resueltas interactivamente con rapidez y eficiencia mediante *software* en el lugar de la operación.

## **1.1. EVOLUCIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

### **1.1.1. Orientación de la fractura**

El pensamiento original que se tenía sobre la orientación de la fractura en los primeros tratamientos de fracturamiento superficial, es que esta era horizontal. La teoría que dio origen a este pensamiento, consistía en que el *overburden* fue levantado, ocasionando que la fractura se insertara en un plano horizontal. Clark et al.<sup>3</sup> tratando de demostrar lo contrario, utilizaron yeso en el año de 1953 para simular el contorno de las paredes de un pozo cilíndrico; pero en el momento en que aplicaron presión a su modelo encontraron que las fracturas generadas eran horizontales, lo que reafirmó la teoría planteada. Huitt et al.<sup>4-6</sup> a finales de la década de 1950, extendieron las teorías al reafirmar que los mejores sistemas de fracturas eran horizontales y que podían ser obtenidos por una fisura en la formación.

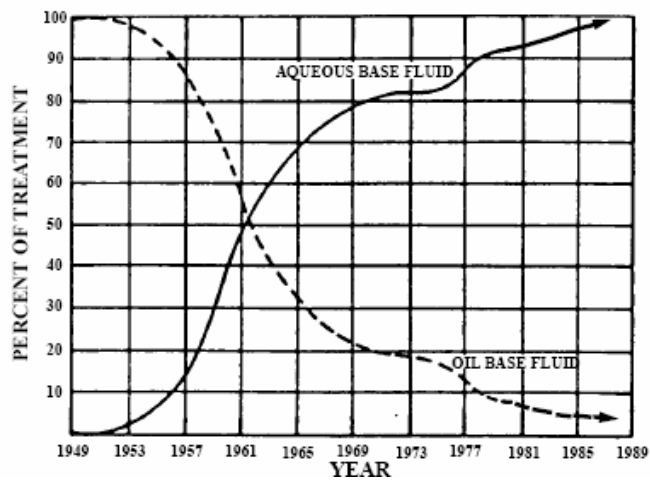
Hubbert y Willis<sup>7</sup> con la compañía Shell Oil presentaron un artículo en 1956, donde reportaron la implementación de un modelo de gelatina. Este trabajo indicaba que todas las fracturas que se formaron eran verticales; creando así una mayor controversia del tema. A pesar de esto, solo a mediados de la década de 1960, la industria aceptó la teoría de que prácticamente todas las fracturas eran verticales y que solo un poco de estas eran horizontales. Antes de este tiempo, las teorías publicadas fueron avanzando en que todas las fracturas que se generaban con un gradiente de alrededor de 0.8 ó 0.9 *psi/ft* de profundidad eran verticales y para gradientes de fractura menores que estos valores eran horizontales.

Trabajos desarrollados inicialmente por Cochram, Heck y Waters, y publicados por Anderson y Stahl<sup>8</sup>, probaron que sin ninguna duda la mayoría de las fracturas son en efecto verticales y que en raras excepciones se lograban fracturas horizontales.

### 1.1.2. Fluidos de fracturamiento

Después de las experiencias adquiridas con los fluidos fracturantes empleados en los primeros trabajos comerciales, la utilización de fluidos como el kerosén gelificado y otros provenientes del refinamiento del petróleo empezaron a ganar importancia para la última parte del año 1952. Ver figura 4. Además de ser económicos, esta clase de fluidos no requerían de altos niveles de seguridad para su manipulación, ocasionando que mayores volúmenes de fluidos se bombearan a un menor costo.

**Figura 4.** Tendencia de los fluidos base del fracturamiento



**Fuente:** BP Exploration Frac Manual

En 1953, con la llegada de los sistemas espumosos y acuosos (ácidos y salmueras) como fluido base, se desarrollaron sistemas gelificados aditivados con surfactantes y cloruro de potasio para minimizar las emulsiones formadas con el fluido de formación y los efectos sobre las arcillas de la zona productora. Posteriormente, otros agentes estabilizadores de arcillas fueron desarrollados para mejorar la función del cloruro de potasio, permitiendo el uso del agua en otros tipos de formaciones.

A principio de la década de 1970, se realizó la mayor innovación en los fluidos de fracturamiento. Está consistía en emplear agentes reticuladores (*crosslinker*) para reducir la viscosidad del agua gelificada y obtener mayores tasas de bombeo. Sin embargo, en muchos casos se obtenían viscosidades altas que ocasionaban problemas en la operación.

A mediados de los años 1970, se realizaron las primeras simulaciones de fracturas para formaciones profundas. Estas pruebas empleaban un gel estabilizador (metanol al 5%) que permitía conservar las propiedades del fluido a las altas temperaturas del yacimiento. Consecutivamente, se utilizaron agentes químicos combinados con el metanol para dar estabilidad a los fluidos en un rango mayor de temperatura y mantener su viscosidad más uniforme que los fluidos reticulados (*crosslinking*) mencionados anteriormente. Ver figura 5.

**Figura 5.** Fluido de fracturamiento



**Fuente:** BJ Services Company

Dentro los grupos antes mencionados pueden distinguirse algunas variantes según las necesidades particulares de su aplicación. Así por ejemplo, se han usado fluidos débilmente gelificados, de alta gelificación, emulsiones acuosas, ácidos emulsionados, petróleo, ácidos gelificados, espumados, etc.

Actualmente, con el continuo desarrollo de nuevos fluidos fracturante y agentes reticuladores se ha logrado un mejor aprovechamiento de la potencia hidráulica aplicada (*hhp*), pudiéndose realizar operaciones exitosas en yacimientos considerados infracturables en el pasado.

### **1.1.3. Materiales de soporte (*Proppant*)**

Estudios posteriores realizados a los primeros trabajos comerciales revelaron que el efecto del incremento de la producción decrecía rápidamente, lo que indujo a pensar que con el tiempo la fractura volvía a cerrarse, quedando el pozo en condiciones casi originales. Para evitar este cierre, se introdujo la técnica de inyectar el fluido fracturante cargado con arena para que actúe como agente de sostén de las paredes de la fractura. Ver figura 6.

**Figura 6.** Material de soporte (Arena Malla 20/40)



**Fuente:** Los Autores

Con el fin de obtener materiales de soporte de alta calidad, variedades de materiales han sido evaluados a través de los años, incluyendo esferas plásticas, esferas de vidrio y aluminio, cáscaras de nuez, arenas recubiertas de resina, bauxita y fundiciones de zirconio.

#### 1.1.4. Tratamiento de la fractura

En la actualidad, existen casos donde más de 15000 *hhp* han sido requeridos para realizar trabajos de fracturas hidráulicas en formaciones que parecían infracturables, lo que contrasta con los primeros trabajos donde solo 10 a 15 *hhp* fueron requeridos. Inicialmente los trabajos fueron llevados a cabo a tasa de 2 o 3 barriles por minutos (*bpm*), pero a principios de 1960 las tasas de inyección se incrementaron rápidamente hasta alcanzar valores de 20 *bpm*. Hoy en día, los trabajos son desarrollados desde bajas tasas alrededor de 5 *bpm* hasta altas tasas de 100 *bpm*. También, en algunos casos la presión de tratamiento en superficie es menor que 100 *psi* y en otros casos puede aproximarse a 20000 *psi*. A medida que los tamaños de los tratamientos, presiones y tasas de bombeo incrementan, también los costos de tratamiento incrementan, y pueden alcanzar valores menores de los US 10000 o por encima del US 1000000. Ver figura 7.

**Figura 7.** Fracturamiento hidráulico a alta presión



**Fuente:** BJ Services Company

Inicialmente para ejecutar los tratamientos de fracturamiento hidráulico se utilizaron de uno a tres equipos convencionales de cementación o bombeo de ácido. Estas unidades estaban equipadas con mezcladores tipos *jet* y una bomba de presión que daba entre 75 a 125 *hhp* adecuada para pequeños volúmenes de inyección a bajas tasas. Increíblemente, muchos de estos tratamientos dieron incrementos fenomenales en la producción, lo que condujo a desarrollar y construir continuamente equipos de

fracturamiento como mezcladores y bombas a medida que los volúmenes de tratamiento incrementaban acompañados de altas tasas de inyección. En la actualidad el desarrollo de los equipos de fracturamiento continua, incluyendo las tuberías, *manifolds* de alta presión y los sistemas de control por computador.

En el desarrollo de la operación, la arena y el fluido son mezclados en un equipo llamado *blender*. Durante los primeros años, la arena se le adicionaba al fluido fracturante al vuelo en el interior de un tanque que contenía un mezclador tipo *jet* y estaba conectado a las succiones de las bombas. Posteriormente, cuando se introdujeron los fluidos menos viscosos, se le adicionó al *blender* una cinta o banda elástica para adicionar continuamente el material de soporte. Finalmente, estos continuos avances en el *blender* han hecho que este sea más sofisticado y que reúna las necesidades de proporcionar grandes cantidades de aditivos líquidos y secos, que son propiamente mezclados en el fluido base con las concentraciones específicas de arena u otro material de soporte. También, en orden de lograr grandes volúmenes de materiales de soporte requeridos en tratamientos de gran tamaño, se han construido facilidades especiales para el almacenamiento y movimiento de los materiales de soporte a las tasas requeridas por el *blender*. Adicionalmente, sofisticados sistemas asistidos por computadora son desarrollados en el *blender* para proporcionar y mezclar los agentes de soporte mediante procedimientos como el *Step Rate Test* ó en forma de rampa. Necesariamente la mezcla del fluido de fractura y agentes de soporte se realiza mediante métodos que mantienen uniforme la viscosidad aparente del fluido. Con la llegada de tratamientos de gran tamaño ha sido necesario tener centros de monitoreo en tiempo real de la operación para coordinar todas las actividades que se llevan a cabo simultáneamente y los puntos críticos de la operación.

#### **1.1.5. Diseño de la fractura**

Los primeros tratamientos se diseñaron por mapas, nomogramas y cálculos muy complejos para llegar al tamaño del tratamiento a ser bombeado. Los cálculos generalmente predecían un tamaño de tratamiento de 800 *gal* y concentraciones de arena que llegaban a ser alrededor de 1.5 a 3 o 4 *lb/gal*. Estos tipos de diseños fueron utilizados hasta mediados de 1960 debido a la implementación de tratamientos basados en los trabajos desarrollados por Howard y Fast<sup>9</sup>, asistidos por

computadoras. Desde ese tiempo, diversas innovaciones se han introducido en el diseño de las fracturas a través de modelos matemáticos en dos (2D) y tres dimensiones (3D) que consideran la altura de la fractura vertical como un parámetro que puede o no variar durante el tratamiento.

El Análisis de cómo responde un yacimiento a un fracturamiento hidráulico empezó desde los años 1960. Tinsley et al<sup>10</sup> trabajaron en un modelo electrolítico para determinar el efecto de la longitud de fracturas y la capacidad de flujo sobre el incremento de producción obtenida de los pozos a diferentes radios de drenaje. Nolte y Smith<sup>11</sup> desarrollaron procedimientos para correlacionar observaciones hechas durante el fracturamiento como las eficiencias de flujo. Britt<sup>12,13</sup> y Veatch<sup>14,16</sup> presentaron métodos para optimizar el proceso de fracturamiento.

Hoy en día, los avanzados sistemas de monitoreo son capaces de determinar perfiles de temperatura del fluido y concentraciones de material de soporte durante la operación.

## **1.2. PROPIEDADES DE LAS ROCAS**

La presión necesaria para fracturar está relacionada con el estado de tensiones en la formación. Por lo tanto, las fracturas inducidas hidráulicamente pueden desarrollarse y propagarse en las direcciones del material donde exista menor concentración de tensiones. Esta iniciación y propagación de la fractura, significa que el material está respondiendo de una forma no elástica y que cambios irreversibles están ocurriendo en él. No obstante, el comportamiento lineal de la elasticidad es una herramienta útil cuando se estudian fracturas, debido a que el esfuerzo y la deformación pueden ser todavía descritas por la teoría elástica<sup>17</sup>.

Un material elástico es caracterizado por constantes elásticas que pueden ser determinadas en forma estática o dinámica por cargas experimentales aplicadas. Para un material isotrópico, donde las propiedades son independientes de la dirección, dos constantes son suficientes para describir el comportamiento elástico, estas son las constantes de Young y Poisson, las cuales serán definidas mas adelante.

### 1.2.1. Materiales elásticos y plásticos

Cuando un material es sometido a una fuerza de tensión uniaxial, se produce una deformación en este. Si al retirar la fuerza deformante el material regresa a sus dimensiones originales, se dice que el material ha experimentado una deformación elástica. Si el material es deformado hasta el extremo de que no puede recuperar completamente sus dimensiones originales al retirar la fuerza aplicada, se dice que ha experimentado una deformación plástica.

Muchos de los materiales tienen la habilidad de resistir y recuperar su forma debido a deformaciones causadas por fuerzas, por lo que esta habilidad es llamada elasticidad. La elasticidad es el principal fundamento para todos los aspectos de la mecánica de rocas, de esta manera, podemos decir que las rocas de nuestro interés caen dentro de la clasificación de materiales elásticos.

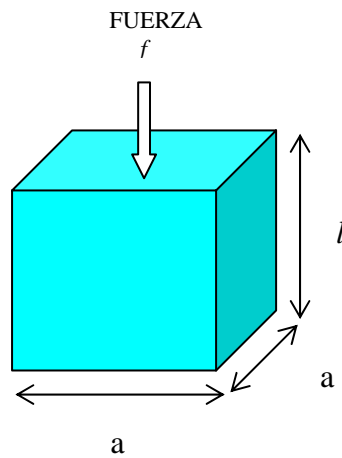
#### 1.2.1.1. Deformación elástica

Supongamos que tenemos un material elástico en forma de cubo que es sometido a compresión con una fuerza  $f$ , Ver figura 8. Para independizar el efecto de  $f$  de las variables geométricas del cubo, haremos que esta fuerza se reparta en el área superior de la sección transversal del cubo, induciendo un esfuerzo  $\sigma$ .

$$\sigma = \frac{f}{A} = \frac{f}{a^2}$$

Ecuación 1.1

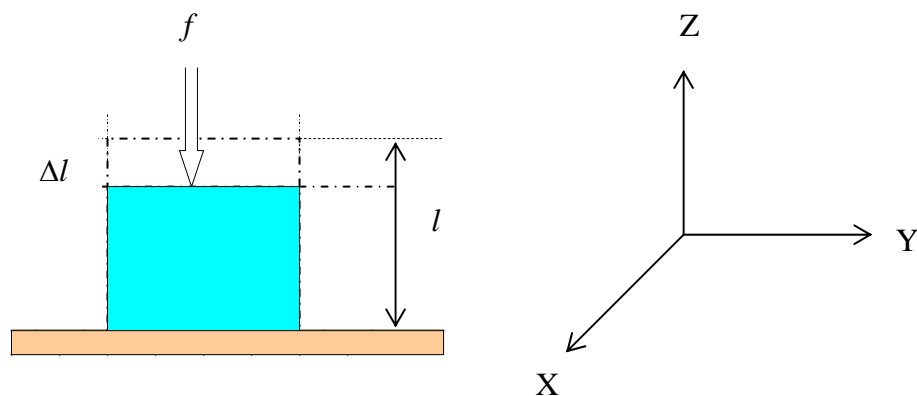
**Figura 8.** Material elástico en forma de cubo



**Fuente:** Los Autores

En este caso  $f$  es compresional, pero puede aplicarse una  $f$  de tracción y el concepto de  $\sigma$  no cambia. A manera de convención para identificar los sentidos se ha acordado que los esfuerzos de compresión sean positivos ( $+\sigma$ ) y los esfuerzos de tracción negativos ( $-\sigma$ ). La aplicación de  $f$  en compresión produce una disminución  $\Delta l$  en el tamaño del cubo. Ver figura 9.

**Figura 9.** Deformación longitudinal del cubo



**Fuente:** Los Autores

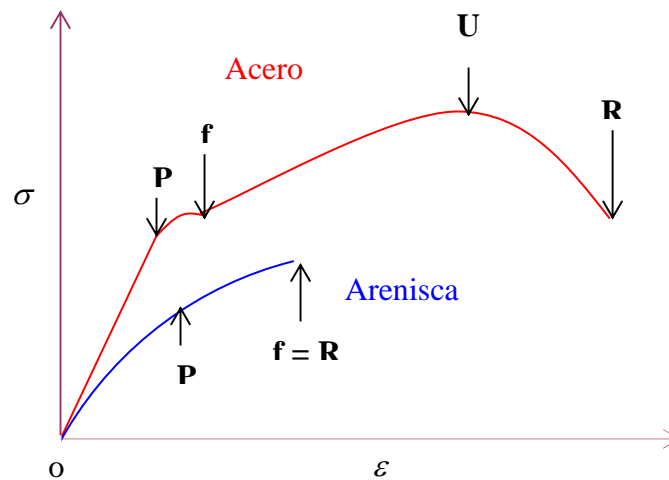
La disminución del tamaño del cubo producida por  $f$  se llama  $\Delta l$  y se puede relacionar con la altura inicial  $l$  del cubo mediante la relación de deformación axial unitaria  $\varepsilon_z$  (adimensional).

$$\varepsilon_z = \frac{\Delta l}{l}$$

Ecuación 1.2

El esfuerzo aplicado y la deformación unitaria están relacionados entre sí, a través de diagramas de Esfuerzo Vs. Deformación obtenidos en pruebas experimentales como se muestra en la figura 10.

**Figura 10.** Diagrama Esfuerzo Vs. Deformación



**Fuente:** Fundamentos de la ciencia e ingeniería de materiales, William Smith.

Donde

P es el límite de proporcionalidad

f es el límite de fluencia

U es la resistencia máxima

R es el límite de ruptura

En la figura 10 se puede apreciar que al aplicar un esfuerzo axial el material se deforma proporcionalmente (segmento OP) hasta el punto de producirse la ruptura del mismo (punto R). Para la porción recta OP, el material tiene un comportamiento elástico establecido por la siguiente relación:

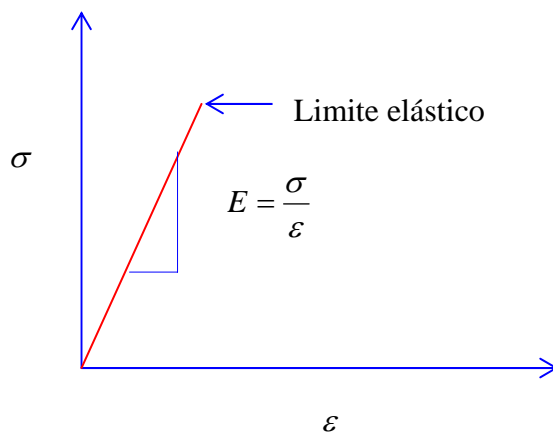
$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon_z}$$

Ecuación 1.3

Llamada también Ley de Hooke.

Donde  $E$  es el módulo elástico o el módulo de Young. Este módulo es un indicador de cuanto se deforma un material cuando se le aplica un esfuerzo. Ver figura 11.

**Figura 11.** Límite elástico



**Fuente:** Fundamentos de la ciencia e ingeniería de materiales, William Smith.

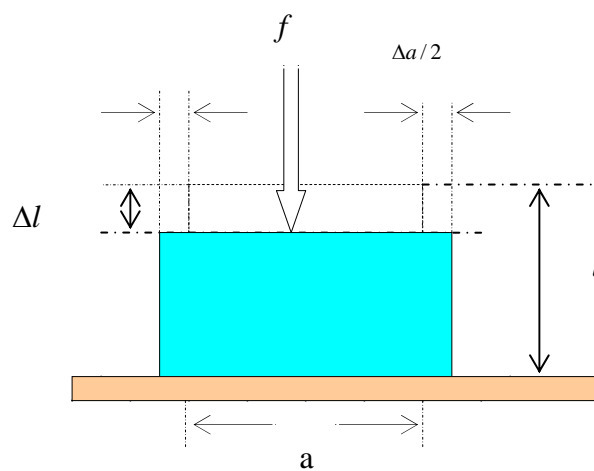
Valores típicos<sup>17</sup> de  $E$  para algunos materiales son:

- Acero =  $30 * 10^6 \text{ psi}$
- Arenisca =  $5 * 10^6 \text{ psi}$
- Caliza =  $7 * 10^6 \text{ psi}$

### 1.2.1.2. Deformaciones transversales

La disminución longitudinal que experimenta el cubo debido a  $\sigma$ , tiende a expandirlo o a dilatarlo como muestra la figura 12.

**Figura 12.** Deformación transversal



**Fuente:** Los Autores

En la figura 12 se puede notar que se produce una deformación transversal  $\Delta a$  que al relacionarla con el ancho del cubo, se obtiene la relación:

$$\varepsilon_y = \frac{\Delta a}{a}$$

Ecuación 1.4

Esta relación se conoce con el nombre de deformación transversal unitaria y es proporcional a la deformación axial o longitudinal unitaria, mediante la siguiente relación adimensional:

$$\nu = \frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_z}$$

Ecuación 1.5

Esta proporcionalidad es el módulo de Poisson ( $\nu$ ), e indica cuanta deformación transversal provoca cierta deformación axial. Algunos valores típicos del módulo de Poisson se encuentran entre los siguientes rangos<sup>17</sup>:

- Metales = 0,25 – 0,35
- Areniscas y calizas = 0,15 – 0,27
- Esquistos = 0,01 – 0,15
- Arenas inconsolidadas = 0,28 – 0,45

Mediante el módulo de Poisson se puede generalizar la ley de Hooke, suponiendo que el material se encuentra sometido a tres tensiones normales  $\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$ , perpendiculares entre sí, que a la vez están acompañadas de tres deformaciones  $\varepsilon_x, \varepsilon_y, \varepsilon_z$ , respectivamente. Superponiendo las componentes de la deformación originada por la expansión lateral debido al efecto de Poisson a las deformaciones directas, obtenemos el enunciado general de la ley de Hooke.

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} [\sigma_x - \nu(\sigma_y + \sigma_z)]$$

Ecuación 1.6

$$\varepsilon_y = \frac{1}{E} [\sigma_y - \nu(\sigma_x + \sigma_z)]$$

Ecuación 1.7

$$\varepsilon_z = \frac{1}{E} [\sigma_z - \nu(\sigma_x + \sigma_y)]$$

Ecuación 1.8

### 1.2.1.3. Esfuerzo efectivo neto

En su origen, las rocas sedimentarias presentes en una cuenca se fueron depositando progresivamente en distintas épocas. A medida que pasa el tiempo, aumenta el enterramiento y se producen movimientos de descenso de los estratos. Ver figura 13. Este descenso hace que los niveles inferiores se compactan debido a la presión litostática, ya que no hay ningún estrato que se auto soporte. Esta presión litostática o peso de sedimentos se puede llamar sobrecarga o presión de *overburden* ( $P_{ob}$ ) y puede ser calculada mediante la siguiente ecuación.

$$P_{ob} = \frac{1}{144} [(1 - \phi)\rho_R + \rho_F] * D$$

Ecuación 1.9

Donde

$P_{ob} = S_v$  es la presión de *overburden* ó sobrecarga vertical, *psi*.

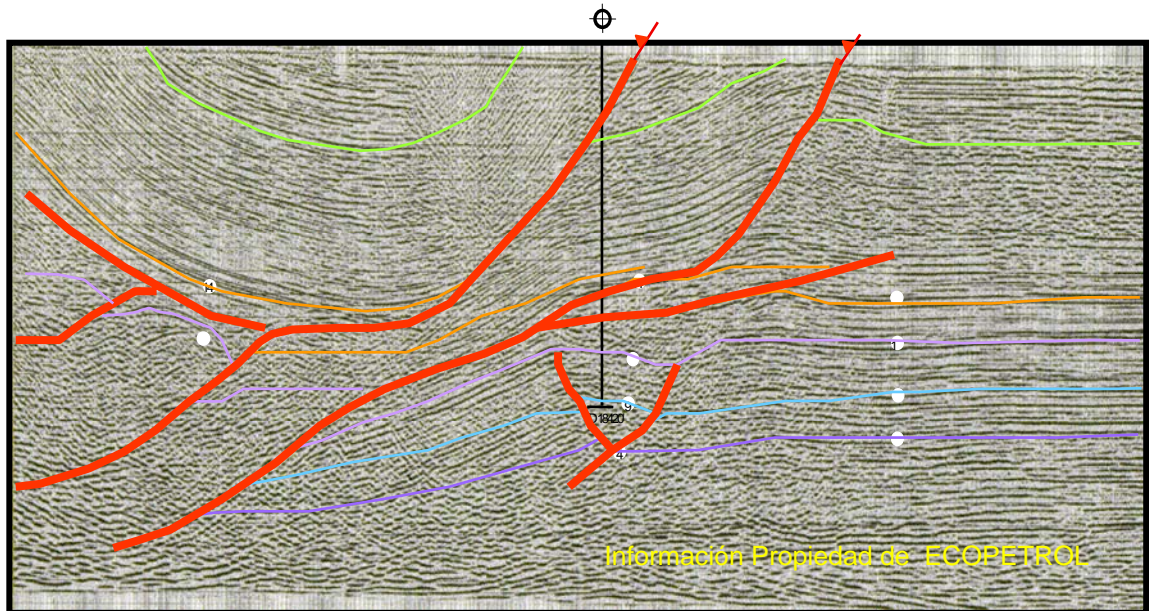
$\phi$  es la porosidad de la formación, *fracción*.

$\rho_R$  es la densidad de la roca seca (promedio), *lb/ft<sup>3</sup>*.

$\rho_F$  es la densidad de los fluidos contenidos en la formación, *lb/ft<sup>3</sup>*.

$D$  es la profundidad de a formación, *ft*.

**Figura 13.** Sección sísmica de los llanos orientales con fallamiento inverso y plegamiento asociado que involucra estratos de edad reciente como la Formación León y Guayabo



**Fuente:** Atlas Sísmico de Geotec, 1999, ECOPETROL S.A.

Si analizamos una situación típica donde:

$$\phi = 20\%$$

$$\rho_R = 2,65 \text{ gr/cm}^3 \text{ ó } 165.434 \text{ lb/ft}^3.$$

$$\rho_F = 1,05 \text{ gr/cm}^3 \text{ ó } 121.735 \text{ lb/ft}^3.$$

Encontramos que aproximadamente la presión de *overburden* a la que está sometida una formación en el subsuelo es de 1.0 *psi/ft*.

A nivel de la formación hay reacciones que se oponen a la presión de sobrecarga, esto quiere decir, que sí la formación está saturada con fluidos a presión los mismos contribuirán a soportar la presión de *overburden*. De esta manera, debido al peso de *overburden* se formara una reacción ocasionada por la presión de los fluidos y el esfuerzo generado en la roca. Estudios hechos por Douglas Mc Henry<sup>18</sup> en el

laboratorio con núcleos saturados de Nitrógeno a cierta presión, demostraron el concepto de esfuerzo efectivo neto a la cual ocurre la falla del material (roca saturada).

$$\sigma_V = \sigma_Z = P_{ob} - P_p$$

Ecuación 1.10

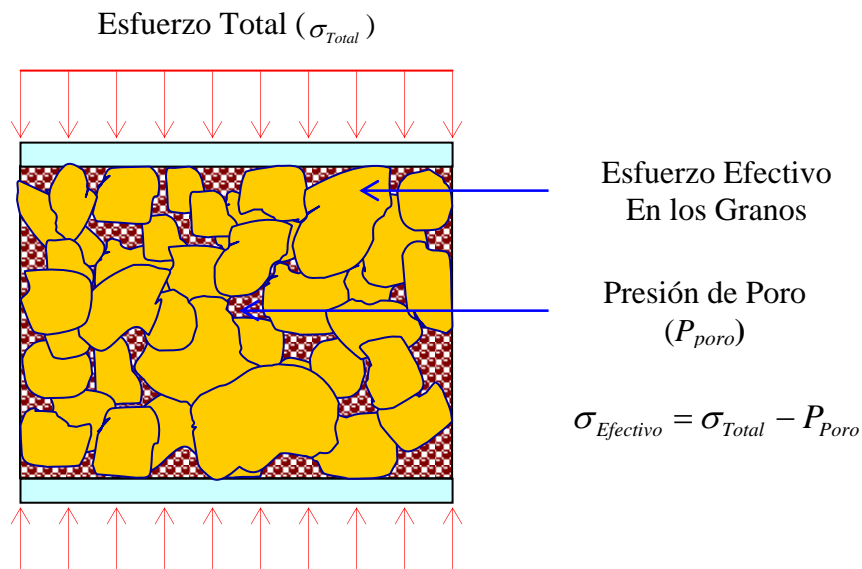
Donde

$\sigma_Z = \sigma_V$  es el esfuerzo efectivo neto vertical, *psi*.

$P_p$  es la presión poral de la roca, *psi*.

Esta presión poral es una presión hidráulica y  $\sigma_Z$  es un esfuerzo mecánico desarrollado en la parte sólida de la roca en respuesta a la presión de *overburden*. De este modo se puede indicar que existe una reducción de la presión que se necesitaría para fracturar la roca, puesto que la presión poral favorece la ruptura. Ver figura 14.

**Figura 14.** Balance de esfuerzos en la formación



**Fuente:** Los Autores

#### 1.2.1.4. Módulo de poisson efectivo

A nivel de la formación se puede asumir que si  $\sigma_Y = \sigma_X = \sigma_H$ , no existirá la posibilidad de desplazamientos horizontales ( $\varepsilon_x = 0$ ) debido a que la roca estará lateralmente en compresión, por lo que la ley de Hooke generalizada toma la forma de:

$$\varepsilon_H = \frac{1}{E} [\sigma_H - \nu(\sigma_H + \sigma_V)]$$

Ecuación 1.11

Finalmente

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_V$$

Ecuación 1.12

Donde

$\sigma_X$  es el esfuerzo en la dirección del eje X, *psi*.

$\sigma_Y$  es el esfuerzo en la dirección del eje Y, *psi*.

$\sigma_H$  es el esfuerzo horizontal, *psi*.

$\sigma_V$  es el esfuerzo vertical, *psi*.

El término  $\left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)$  se conoce como el módulo de Poisson efectivo, e indica que el esfuerzo horizontal es originado por el esfuerzo vertical.

#### 1.2.1.5. Deformación plástica

En algunos casos se asume que si las rocas tienen un comportamiento plástico, la transferencia de presión litostática a lo largo de los grandes períodos de tiempo geológico sería de tipo hidrostático.

Un caso típico de comportamiento plástico se presenta frecuentemente en los pozos que fueron perforados en mantos salinos. Si en estos pozos el revestimiento no es correctamente cementado, este estará sometido aproximadamente a la presión de *overburden*, lo que tiende a producir problemas operacionales debido a un posible colapso del mismo.

#### **1.2.1.6. Tensiones alrededor del pozo**

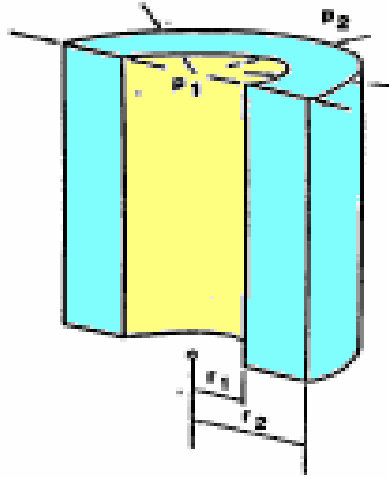
En el momento que se perfora un pozo a través de una formación rocosa se altera el estado de tensiones de la misma. Hay diversas teorías que explican el comportamiento de las tensiones en las cercanías del pozo, pero entre las más significativas se resaltan el análisis de cilindros de pared gruesa de Timoshenko<sup>19</sup> (complementado por Lamé), el análisis unidireccional horizontal de Kirsch<sup>20</sup> y el análisis de fuerzas de confinamiento de las rocas de Hubbert y Wills<sup>7</sup>.

Aunque los desarrollos planteados son distintos, todas las teorías coinciden en que alrededor del pozo se produce una concentración de tensiones o esfuerzos.

#### **1.2.1.7. Teoría de Timoshenko<sup>19</sup>**

Timoshenko<sup>19</sup> supone un cilindro de pared gruesa concéntrico con el pozo de tal manera que esté sometido a una presión  $P_1$  en el radio  $R_1$  (interior) y a una presión  $P_2$  en el radio  $R_2$  (exterior). Ver figura 15.

**Figura 15.** Modelo de Timoshenko<sup>19</sup>



**Fuente:** Los Autores

La acción realizada por  $P_1$  (interior) y  $P_2$  (exterior) en sentido radial a las paredes del cilindro, es la de producir una tensión de compresión  $\sigma_r$  y una tensión de tracción  $\sigma_t$  en sentido tangencial (perpendicular al radial) para tratar de romperlo. Ver figura 16.

Por lo tanto, la concentración de tensiones al borde del pozo está dada por las siguientes relaciones:

$$\sigma_r = P_w - P_p$$

Ecuación 1.13

$$\sigma_t = \left( \frac{2\nu}{\nu} \right) (P_{ob} - P_p) - (P_w - P_p)$$

Ecuación 1.14

Donde

$P_1 = P_w$  es la presión en la cara del pozo, *psi*.

$P_2 = P_p$ , *psi*.

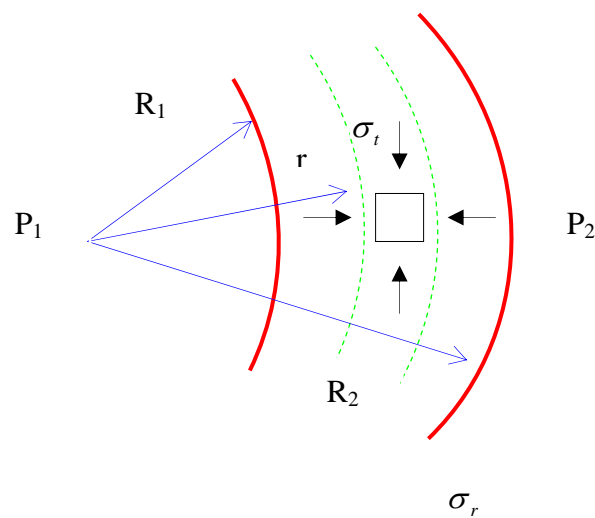
$R_1$  es el radio del pozo, *ft*.

$R_2$  es el radio del pozo a una distancia  $R$ , ft.

$\sigma_r$  es la tensión de compresión, *psi*.

$\sigma_t$  es la tensión de tracción, *psi*.

**Figura 16.** Tensiones en el borde del pozo



**Fuente:** Los Autores

Si deseamos conocer las tensiones a mayores radios, resulta que:

$$\sigma_r = \sigma_t = \left( \frac{\nu}{1-\nu} \right) (P_{ob} - P_p)$$

Ecuación 1.15

Al querer producir una fractura es necesario conocer y estudiar el estado de las tensiones en la cara del pozo. Si la fractura que se genera es vertical, es porque al vencer las tensiones resistentes, el material pierde cohesión (se rompe) y el esfuerzo tangencial es nulo ( $\sigma_t = 0$ ). La presión de inicio de fractura (vertical) para la siguiente condición:

$$R = R_w \text{ y } \sigma_t = 0$$

Es

$$P_{wi} = \left( \frac{2\nu}{1-\nu} \right) (P_{ob} - P_p) + P_p$$

Ecuación 1.16

Donde

$P_{wi}$  es la presión que se debe aplicar en el pozo para iniciar la fractura (vertical), *psi*.

Si la roca presenta alguna resistencia a la tracción, está debe ser sumada:

$$P_{wi} = \left( \frac{2\nu}{1-\nu} \right) (P_{ob} - P_p) + P_p + S_t$$

Ecuación 1.17

Donde

$S_t$  es la resistencia a la tracción, *psi*.

Esta presión de inicio de fractura se refiere a las tensiones horizontales por ser las de menor valor, por lo tanto la fractura que se genera es vertical.

La fractura horizontal podrá producirse si la tensión vertical efectiva se reduce a cero considerando que no hay concentración de tensiones verticales cerca del pozo. Al igual que para generar una fractura vertical, esta presión de inicio de fractura horizontal incluye la resistencia (vertical) a la tracción de la roca.

$$P_{wi} = P_{ob} + S_t$$

Ecuación 1.18

En la mayoría de los casos, las rocas son capaces de resistir cierta carga (en tracción o compresión). La resistencia a la compresión puede ser bastante alta, pero la resistencia a la tracción es de 10 a 100 veces menor. Por esta razón, muchas veces

se descarta este valor en los cálculos de presión de fractura (en fracturamiento hidráulico el material falla separándose por tracción).

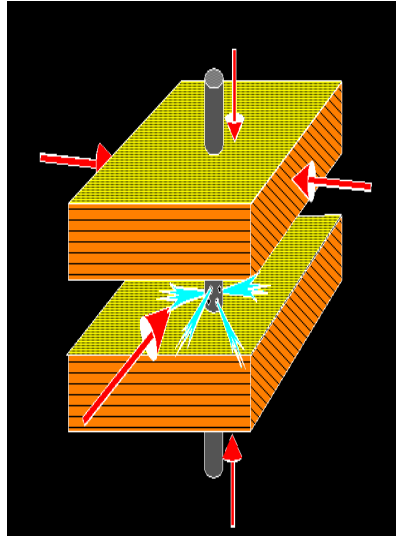
### **1.3. ORIENTACIÓN Y FORMA DE LA FRACTURA**

#### **1.3.1. Orientación de la fractura**

Gran cantidad de experimentos de laboratorio y de campo se han desarrollado estudiando el comportamiento de las fracturas. Entre estos encontramos los planteamientos de Hubbert and Wills<sup>7</sup>, los cuales expresan que en las regiones donde se presentan fracturas naturales, el esfuerzo más grande es el vertical e igual a la presión efectiva de sobrecarga. Por el contrario, cuando existen fallas geológicas transversales el mayor esfuerzo es el horizontal.

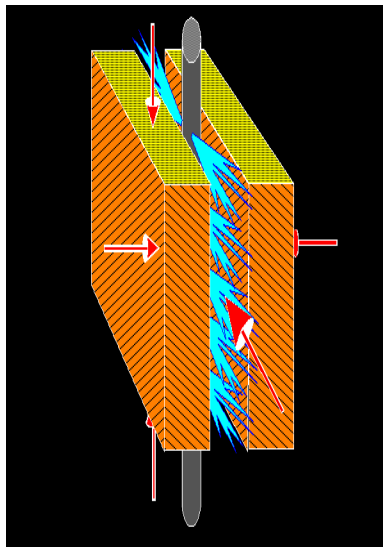
De lo anterior podemos inferir, cuando en una operación de fracturamiento se incrementa la presión de fondo hasta fracturar la roca, el plano a lo largo del cual se inicia la fractura esta en sentido perpendicular al plano del menor esfuerzo principal. Es decir, la fractura es horizontal cuando el esfuerzo vertical es menor que el horizontal, ó la fractura es vertical cuando crece perpendicular al esfuerzo mínimo horizontal. Ver figuras 17-18.

**Figura 17.** Orientación de la fractura horizontal



**Fuente:** Los Autores

**Figura 18.** Orientación de la fractura vertical



**Fuente:** Los Autores

Una vez que se ha iniciado la fractura, la presión se aplica directamente sobre las paredes de la misma. Hubbert, M. K. y Willis<sup>7</sup> exponen que la presión mínima para mantener abierta dicha fractura y extenderla, es ligeramente mayor al esfuerzo

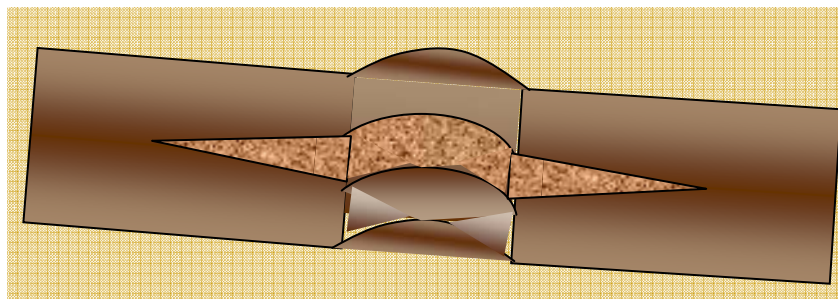
principal mínimo de la formación. Sin embargo, como se puede presentar pérdida de fluido fracturante (*leakoff*) esta presión puede reducirse un poco.

### 1.3.2. Forma de la fractura

Experimentalmente se ha comprobado que la forma de la fractura cuando se le permite crecer libremente puede ser horizontal, vertical u oblicua. Con respecto a la propagación en sentido vertical de la fractura, puede ocurrir que existan niveles de la formación que presenten propiedades distintas, produciendo una contención vertical de la fractura. Los aspectos relacionados con el crecimiento vertical o altura de la fractura se verán mas adelante.

Para producir una fractura horizontal en las rocas, la presión mínima se puede calcular asumiendo que existe una capa delgada horizontal y permeable ó también, que existe una fractura natural capaz de liberar fluido a alta presión a una distancia considerable del hueco. Por lo tanto, la presión mínima para generar fracturas horizontales será la presión de *overburden* ( $P_{ob} = \sigma_z$ ). Ver figura 19.

**Figura 19.** Fractura hidráulica horizontal



**Fuente:** Los Autores

De ese modo la máxima profundidad a la cual se puede producir una fractura horizontal (excepto en áreas de fuerza de compresión activas) se puede determinar partiendo de la siguiente condición:

$$\left(\frac{2\nu}{1-\nu}\right)\sigma_z + S_t > \sigma_z$$

Ecuación 1.19

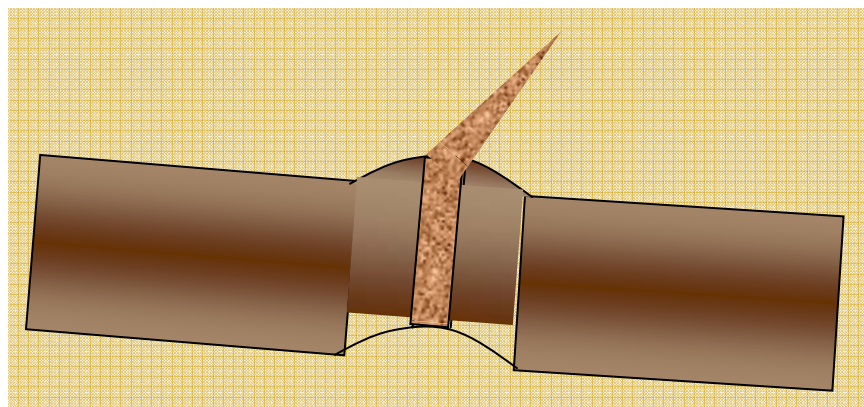
Donde el término  $\left(\frac{2\nu}{1-\nu}\right)\sigma_z + S_t$  es la presión para iniciar la fractura vertical y  $\sigma_z$  es la presión para iniciar la fractura horizontal.

Si tomamos el valor de gradiente de sobrecarga de 1 *psi/ft*,  $\nu = 0,25$  y  $S_t = 1000$  *psi*, la máxima profundidad a la que encontraremos una fractura horizontal será:

$$\begin{aligned} ((2 * 0,25)/(1 - 0,25)) * 1h + 1000 &> 1h \\ 0,667h + 1000 &> h \\ 1000 &> h - 0,667h \\ 1000 &> 0,333h \\ h &< 3000 \text{ ft} \end{aligned}$$

Con este resultado podemos ver que las fracturas verticales se generan a profundidades mayores de los 3000 *ft*, ya que la carga litostática hace que el esfuerzo vertical o presión de *overburden* sea mayor que el esfuerzo horizontal generado por los estratos adyacentes.

**Figura 20.** Fractura hidráulica vertical



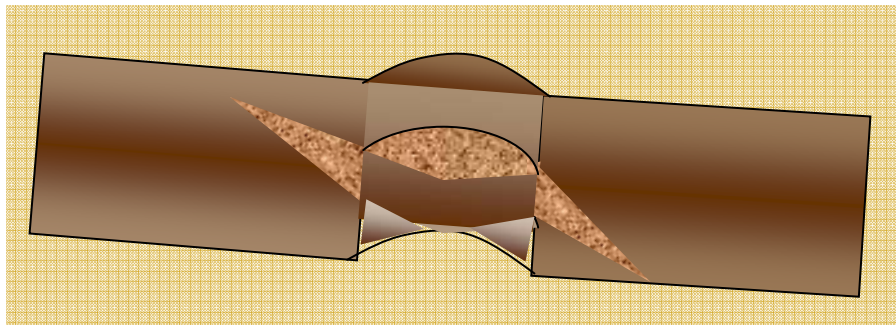
**Fuente:** Los Autores

Algunas veces las fracturas horizontales son estudiadas como verticales debido a la facilidad de sus cálculos, lo que no es muy exacto. Hubbert y Wills<sup>7</sup> usando su análisis de confinamiento de las rocas en la zona elástica, estudiaron el caso de fracturas oblicuas. Estas fracturas se caracterizan porque su orientación forma un ángulo  $\phi$  con la horizontal. La expresión desarrollada por Hubbert y Wills<sup>7</sup> es:

$$\sigma = \left( \frac{\sigma_z + \sigma_H}{2} \right) + \left( \frac{\sigma_z - \sigma_H}{2} \right) * \text{Cos}2\phi$$

Ecuación 1.20

**Figura 21.** Fractura hidráulica oblicua



**Fuente:** Los Autores

Debido a la orientación que tiene la fractura se presenta también el esfuerzo de cizalla  $\tau$  , calculado de la siguiente forma:

$$\tau = \left( \frac{\sigma_z - \sigma_H}{2} \right) * \text{Sen}2\phi$$

Ecuación 1.21

Si reemplazamos en la ecuación 1.22 la ecuación 1.19 con sus respectivos criterios; se obtiene:

$$P_{fo} = \frac{P_{ob}}{2} * ((1 + 2\nu/1 - \nu) + (1 - 2\nu/1 - \nu) * \cos 2\phi)$$

Ecuación 1.22

Donde

$P_{fo}$  es la presión necesaria para generar una fractura oblicua, *psi*.

#### 1.4. GRADIENTE DE FRACTURA

La presión necesaria para mantener abierta y propagar la fractura creada  $P_{ef}$ , si bien puede variar durante la operación, resulta aceptable tratarla como constante en la estimación de la presión de tratamiento. Esta presión se puede calcular a partir de la presión instantánea de cierre (*Instantaneous Shutin Pressure*, ISIP) y la presión hidrostática  $P_H$ , de la siguiente manera:

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

Ecuación 1.23

Habitualmente se emplea el gradiente de fractura  $G_F$  para correlacionar la presión de extensión de fractura con la profundidad de la formación mediante distintos valores de un mismo yacimiento, de modo que resulta:

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

Ecuación 1.24

Donde

$D$  es la profundidad de la formación.

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. Existen diversas propuestas para tener en cuenta esta relación, entre las cuales encontramos las siguientes:

En el caso de fallas normales de las rocas, el esfuerzo principal mínimo es  $\sigma_H$  y se toma algunas veces como:

$$\sigma_H = \left( \frac{P_{ob} - P_p}{3} \right)$$

Ecuación 1.25

Para mantener abierta la fractura es necesario aplicar sobre la roca un diferencial de presión mayor o igual al esfuerzo mínimo horizontal, es decir  $\Delta P = \sigma_H$ . Sin embargo la presión de inyección en el fondo  $P_{iny}$  puede ser estimada al sustituir la ecuación 1.25 en la ecuación 1.26.

$$P_{iny} = \Delta P + P_p$$

Ecuación 1.26

Finalmente se obtiene

$$P_{iny} = \left( \frac{P_{ob} + 2P_p}{3} \right)$$

Ecuación 1.27

Si  $h$  (ft) es la profundidad a la cual se encuentra la formación, se puede expresar la ecuación 1.27 de la siguiente manera:

$$\frac{P_{iny}}{h} = \left( \frac{P_{ob} + 2P_p}{3h} \right)$$

Ecuación 1.28

La ecuación 1.28 se utiliza para calcular la mínima presión de inyección o gradiente de inyección de fluidos en áreas de fallas normales.

Cuando existen formaciones anormalmente presurizadas o con valores de presión poral elevados, se puede observar que el valor de  $P_{iny}/h$  se hace mayor hasta el punto en que  $P_p$  pueda ser igual a la  $P_{ob}/h$ .

Sí la  $P_p/h$  es igual al esfuerzo de sobrecarga, puede entonces ocurrir fracturas a valores de presión de  $P_{iny}/h$  ligeramente mayor que la presión original de fluido  $P_p/h$ . Este efecto lo podemos ver a menudo en las perforaciones de pozos en donde la densidad del lodo es alta y tiene que mantenerse entre límites bien estrechos para no entrar en pérdidas de circulación o evitar amagos de reventón.

Finalmente, podemos calcular el gradiente de fractura para estas formaciones anormalmente presurizadas mediante la siguiente ecuación:

$$\sigma_x = G_f = \frac{\nu}{1-\nu}(\sigma_z - P_p) + P_p$$

Ecuación 1.29

Salz<sup>21</sup> en 1970, obteniendo información de los trabajos de fracturamiento especialmente gradientes de fractura y presión de poro, graficó sus resultados (Ver figura 22) y obtuvo en forma empírica la siguiente relación para cualquier tipo de fractura:

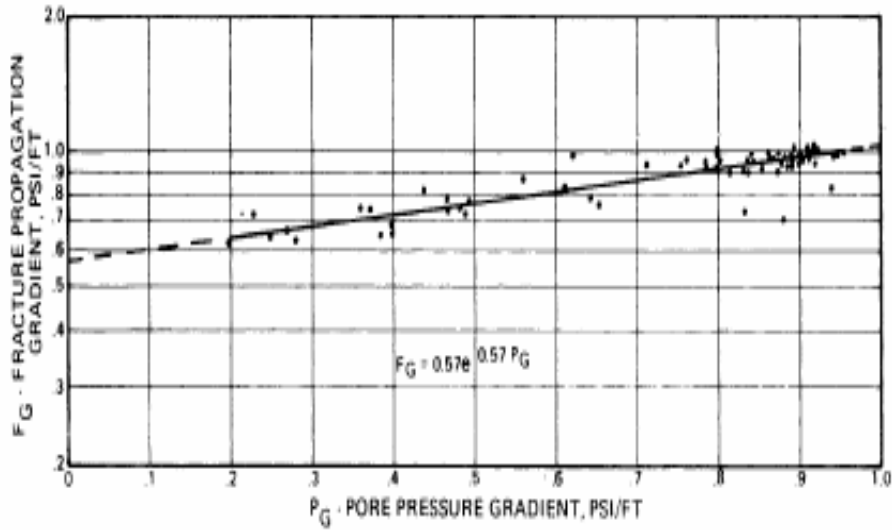
$$G_f = 0,57e^{0,57G_p}$$

Ecuación 1.30

Donde

$G_p$  es el gradiente de poro, *psi/ft*

**Figura 22.** Gradiente de propagación de la fractura



**Fuente:** Salz, L.B.<sup>21</sup>

A manera de verificar los postulados planteados en este capítulo, compararemos las ecuaciones de gradiente de propagación para fracturas verticales usando los siguientes valores comunes y normalmente encontrados:

$$\nu = 0,3, P_p = 0,9 \text{ psi/ft}, h = 10000 \text{ ft}, S_t = 1000 \text{ psi} \text{ y } \sigma_z = 1 \text{ psi/ft}.$$

**Tabla 1.** Comparación entre correlaciones de gradiente de fractura

GRADIENTE DE FRACTURA		
ECUACIÓN	VALOR	UNIDADES
$G_f = \left( \frac{2\nu}{1-\nu} h + S_t \right) * \frac{1}{h}$	0,957	psi/ft
$G_f = \left( \frac{P_{ob} + 2P_p}{3h} \right)$	0,933	psi/ft
$G_f = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_z - P_p) + P_p$	0,943	psi/ft
$G_f = 0,56 e^{0,59 G_p}$	0,952	psi/ft

**Fuente:** Los Autores

La tabla 1 muestra la estrecha relación entre los resultados obtenidos con las ecuaciones mencionadas anteriormente. Sin embargo, el resultado de la ecuación 1.19 no es de alta confiabilidad, dado que es propuesta para el caso de una roca sin considerar la presión de poros.

De todas maneras, antes de cualquier trabajo de fracturamiento hidráulico la compañía de servicio encargada de la operación, debe realizar una prueba de inyectividad a la formación para verificar con la presión instantánea determinada *in situ* el gradiente de fractura considerado en el diseño.

## **1.5. ELECCIÓN DE POZOS FRACTURABLES<sup>22</sup>**

### **1.5.1. Razones para fracturar**

En la historia de producción de hidrocarburos de un campo petrolero encontramos que en cualquier momento se tendrán pozos con tasas de producción económicamente no atractivas, aunque la presión del yacimiento no este depletada y no exista reducción en su permeabilidad. A continuación se listan algunas razones por las cuales el fracturamiento hidráulico se ha convertido en uno de los métodos de estimulación preferidos para incrementar la producción o aumentar la inyectividad de un pozo.

#### **1.5.1.1. Aumento del régimen de producción**

Asumiendo que un pozo tiene petróleo y gas en una cantidad económicamente atractiva y suficiente presión de yacimiento para fluir hacia las fracturas, la estimulación generalmente incrementa su producción y el retorno de la inversión se hace más rápido, pues las reservas son recuperadas en un breve periodo de tiempo.

Los pozos nuevos que son fracturados casi siempre responden en primera instancia con un aumento de la producción de varios cientos de veces superior al ensayo inicial. Los pozos viejos en bombeo generalmente responden con incrementos de 5 a 10 veces en producción donde aún existe adecuada presión de yacimiento. Estos datos no tienen la última palabra, ya que a medida que se introduzcan nuevas técnicas de

tratamiento para producir fracturas más extensas y con mayor conductividad, se obtendrán considerables aumentos en la producción.

#### **1.5.1.2. Ascenso en el recobro final**

Los factores que juegan un papel importante en la recuperación final de hidrocarburos, son el económico y el referente al área de drenaje. Extendiendo el tiempo antes de llegar al límite económico, la recuperación final de un pozo es obviamente incrementada gracias al fracturamiento. Si no fuera por las técnicas de estimulación de acidificación y fractura, muchos pozos nunca llegarían a ser comercialmente productivos.

La eficiencia del drenaje decrece naturalmente con las distancias, es obvio que al extender los canales de flujo en la formación permitirá que más hidrocarburo alcance el borde de pozo.

#### **1.5.1.3. Mejor uso de la energía del yacimiento**

Una pérdida notable de presión en la cara de la formación puede causar la conificación de agua o gas en el borde del pozo. Disminuyendo la presión de la formación a valores permitidos o deseables de producción, las fracturas pueden reducir o eliminar tales problemas y resulta un mejor empleo de la energía del yacimiento.

Las formaciones que tienen alta permeabilidad generalmente responden a fracturas anchas, cortas y bien empaquetadas. El factor de control en formaciones de baja permeabilidad es la longitud antes que el ancho de las fracturas, debido a que sí existe un bloqueo de la permeabilidad en el borde del pozo, un pequeño tratamiento de fractura incrementará y extenderá la producción del pozo.

#### **1.5.1.4. Aumento del régimen de inyección**

En algunos yacimientos donde no hay empuje de gas o de agua se requieren pozos inyectoros para mantener la presión del yacimiento y con ello sostener la producción en condiciones económicas viables. En estos yacimientos las fracturas pueden incrementar los valores de inyectividad aumentando la capacidad de cada pozo inyector.

Además, en países donde la normatividad ambiental es rigurosa, los desperdicios y residuos de aguas pesadas (como las utilizadas en plantas nucleares), residuos químicos y algunas otras sustancias, se inyectan a presión en formaciones a medianas profundidades.

### **1.6. EL MOMENTO DE FRACTURAR**

Para obtener los mayores beneficios de un tratamiento de fracturamiento hidráulico se hace necesario conocer el momento al cual se deba fracturar. Si se fractura un pozo que tiene tasas de producción altas será antieconómico para la compañía operadora. Hasta tanto la producción del pozo no decline por debajo de los valores aceptables, las fracturas creadas hidráulicamente no ayudaran al operador a recuperar la inversión realizada. Hay que tener en cuenta, que sí el operador espera más tiempo del necesario para fracturar después de que la producción de un pozo ha declinado, mayor será el tiempo no rentable del tratamiento. Fracturar cuando comienza el declive de la producción de un pozo tiene mayor resultado en la producción de hidrocarburos antes de llegar al límite económico.

#### **1.6.1. Pozos marginales**

En ciertas ocasiones fracturar un pozo marginal puede resultar ventajoso. Si el pozo esta produciendo cantidades considerables de agua, debe analizarse cuidadosamente los costos del trabajo de fracturamiento por lo que la fractura puede incrementar la producción de hidrocarburos al igual que la producción de agua. Si la producción de agua después de realizado el fracturamiento es mayor que la deseada, el tiempo

estimado para la recuperación de la inversión hecha por parte de la compañía operadora se verá fuertemente afectada. Los pozos marginales en formaciones de baja permeabilidad muestran resultados muy buenos en las tasas de producción cuando son sometidos a trabajos de fracturamiento hidráulico. Sin embargo, hay que tener en cuenta que si estos pozos anteriormente fueron sometidos a trabajos de estimulación como acidificación, fracturamientos leves o cañoneos profundos, se podrá hacer trabajos posteriores de fracturamiento hidráulico mejorando la técnica para obtener mejores resultados en la producción. También, se ha encontrado que en estos yacimientos de baja permeabilidad existen zonas en donde la presión permanece inalterada y aunque los niveles más permeables puedan estar agotados, las fracturas pueden incrementar la presión apreciablemente, abriendo las secciones anteriormente cerradas.

### **1.6.2. Distanciamiento entre pozos**

El espaciamiento entre los pozos influye en la cantidad de hidrocarburo que puede ser producido por un solo pozo. Cuando tenemos arreglos de pozos en el que están muy cerca los unos de los otros, el tratamiento aumenta los costos y disminuye el rendimiento de la recuperación. Las fracturas pueden ser muy productivas en áreas donde los pozos fueron perforados siguiendo arreglos irregulares. En tales yacimientos, el factor de drenaje no es uniforme y las fracturas pueden ayudar a producir en áreas relativamente no drenadas.

### **1.6.3. Tiempo de rendimiento económico**

El tiempo de rendimiento económico depende de la producción del pozo al momento de fracturar y del tamaño de la fractura. La experiencia ha mostrado que los trabajos más exitosos generalmente se pagan entre 3 y 6 meses ó algunos en pocas semanas. El costo del tratamiento es relativamente pequeño en relación al de perforar pozos mas profundos ó comparados con el ingreso derivado de un incremento de producción, el periodo de rendimiento económico puede no ser la consideración primordial de la fractura. Mientras que un tratamiento grande incrementa los costos de estimulación y el tiempo de rendimiento económico, también puede recuperarse más

petróleo y mayor ganancia en esta carrera final. Finalmente, conociendo la historia del yacimiento y de algunos de los pozos, se puede establecer las causas de la baja productividad.

En resumen, los posibles factores que afectan la productividad de un pozo son:

- **Reducción de la permeabilidad cerca del pozo**

Esta reducción de la permeabilidad debido al daño puede remediarse con fracturamientos leves que penetren la zona dañada en el borde del pozo en la cual confluye el flujo radial de la formación. Al eliminar esta obstrucción, es de esperar un notable incremento en la producción.

- **Baja permeabilidad del yacimiento**

Si esta es la causa y existe buena cantidad de reserva recuperable, se puede obtener incrementos en productividad con trabajos de fracturamiento hidráulico masivo y fracturas profundas o de gran penetración.

- **Baja presión del yacimiento**

La baja presión se debe a que el yacimiento está depletado debido a periodos largos de producción o naturalmente no está presurizado. Si este fuera el caso, un trabajo de fracturamiento hidráulico no es recomendable por no resultar económico.

La mejor forma de establecer los posibles pozos a fracturar y decidirse por este tipo de trabajo, es analizar las pruebas de *buildup*, *drawdown*, pruebas *DST*, análisis de corazones; y de esta manera establecer las causas de la baja productividad.

## 2. FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO, ADITIVOS Y MATERIALES DE SOPORTE

Los materiales utilizados en el proceso de fracturamiento incluyen fluidos de fracturamiento, aditivos y material de soporte. Las funciones que cumplen el fluido y los aditivos, primero es crear la fractura hidráulica y segundo transportar el material de soporte hacia la fractura. Una vez el material de soporte esta en su lugar y entrampado por los esfuerzos de la formación (cierre de la fractura), el fluido transportador y los aditivos son degradados *in-situ* experimentando *flowback*, es decir, salen de la fractura (limpieza de la fractura) estabilizando la deseada productividad de los fluidos de interés.

Los materiales de soporte y químicos constituyen una gran parte del costo total para una operación de fracturamiento de un pozo. En países como los Estados Unidos el valor relativo en costos de los materiales de fracturamiento y unidades de bombeo son estimados de la siguiente manera: 45% bombas, 25% materiales de soporte, 20% químicos y 10% ácidos.

Los fluidos utilizados en el fracturamiento han experimentado grandes cambios desde el primer trabajo de fracturamiento realizado en el año de 1947, el cual se llevo a cabo con pocos sacos de arena gruesa y gasolina gelificada como fluido transportador.

### 2.1. FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO<sup>23,24</sup>

El fluido de fracturamiento transmite presión hidráulica desde las bombas a la formación haciendo que la roca se fracture, se ubique dentro de la fractura creada y posteriormente sea removido para permitir la producción de hidrocarburos.

Existen varios tipos de fluidos de fracturamiento como son los fluidos base agua o base hidrocarburo, usualmente aditivados con *crosslinker* para proveer la viscosidad necesaria; otros tipos de fluidos son las mezclas de aceite y agua (emulsiones) y sistemas de espumas base aceite y agua que contienen Nitrógeno o Dióxido de Carbono. Con el desarrollo de nuevos fluidos de fracturamiento se ha logrado un mejor

aprovechamiento de la potencia hidráulica aplicada, pudiéndose realizar exitosamente operaciones en yacimientos considerados infracturables en el pasado.

En una operación de fracturamiento hidráulico la selección de un adecuado fluido de transporte es uno de los principales factores a tener en cuenta para el éxito de toda operación. Ver figura 23.

Su adecuada elección depende de un gran número de consideraciones previas a la operación, surgidas del análisis de las condiciones particulares del pozo, equipos disponibles, costos, etc. Un fluido de fracturamiento tiene que cumplir las siguientes características importantes:

- Viscoso, para iniciar y propagar la fractura.
- No viscoso, para ser fácil de manejar en superficie.
- Viscoso, para transportar el material de soporte al pozo.
- No viscoso, para minimizar la fricción tubular.
- Viscoso, para llevar el material de soporte dentro de la fractura.
- Viscoso, para prevenir la decantación de material de soporte hacia el fondo de la fractura.
  
- Viscoso, para minimizar pérdidas de fluido.
- No Viscoso, para facilitar su recuperación y limpieza.

**Figura 23.** Fluido de fracturamiento mezclado con el material de soporte formando una lengua sostenida



**Fuente:** Los Autores

### **2.1.1. Fluidos base agua**

Esta clase de fluidos son los que comúnmente se utilizan para crear fracturas hidráulicas, tienen excelentes propiedades para el transporte del material de soporte y control del filtrado, además son de fácil preparación y manipulación en el campo. Otras de las propiedades importantes de esta clase de fluidos serán listadas a continuación:

- No existen problemas de incendios asociados.
- Bajos costos.
- Son fácilmente disponibles en todas las áreas.
- La alta densidad permite reducir la potencia de bombeo respecto a los fluidos base hidrocarburos.
- Son fácilmente adaptables a las condiciones de cada yacimiento.

Con el ánimo de mejorar las propiedades del agua como fluido fracturante, se usaron en un principio productos naturales de origen vegetal como la goma guar o celulosas simples. Si las propiedades del agua utilizada no son correctamente identificadas, se

presentan serios problemas operacionales cuando se trata de armar esta clase de fluido. Algunos de estos posibles problemas son:

- El fluido no cierra al agregar la carga de polímero.
- Apariencia muy reticulada.
- No forma una lengua sostenida y se parte.
- Altas cantidades de residuos.

Las figuras 24 y 25, muestran el comportamiento ideal de un fluido de fractura al agregar la carga de polímero en un mezclador.

**Figura 24.** Tiempo de *vortex* para el gel lineal de fractura, instantes antes de agregar la carga de polímero



Vista de  
Cuchillas  
del  
Mezclador

**Fuente:** Los Autores

**Figura 25.** Tiempo de corona para el gel *crosslinking* de fractura, después de agregar la carga de polímero



Cierre de  
Cuchillas  
del  
Mezclador

**Fuente:** Los Autores

Estos factores hacen que con el tiempo se incorporen productos más sofisticados que se adaptan mejor a los requerimientos de presión y temperatura en el fondo del pozo, y que produzcan menor cantidad de residuos en la formación.

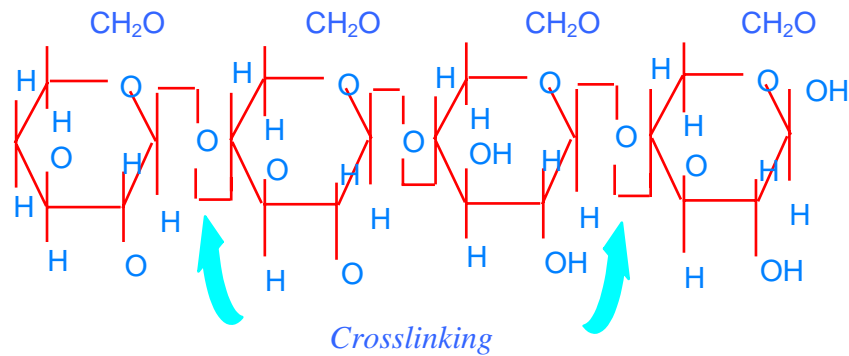
Entre los productos más usados como gelificantes de fluidos base acuosa encontramos:

- Goma Guar.
- Hidroxietil Celulosa (HCE).
- Hidroxipropil Guar (HPG).
- Carboximetil Hidroxipropil Guar (CMHPG).
- Carboximetil Celulosa (CMC).
- Carboximetil Hidroxipropil Celulosa (CMHPC).

- Poliacrilamida (PAA)- Sintético.
- Xantan (XC)- Bacteriano.

Se encuentran modificaciones de estos productos con los que se logra una mejor capacidad de transporte, sobre todo a altas temperaturas. Este fenómeno se obtiene agregando sustancias activadoras que modifican la estructura molecular con uniones y entrecruzamientos de ligaduras (*crosslinking*). Ver figura 26.

**Figura 26.** Grupo unitario de la cadena molecular de un fluido de fractura



**Fuente:** Patente # 5,201, 370. USA, 1990.

**Tabla 2.** Volumen residual de diferentes polímeros

Fluido Gelificado		Volumen de Residuo (%vol/vol)		
Polímero	Concentración (lbm/1000 gal)	Reticulante	120°F (Enzima) <sup>a</sup>	180°F (Oxidante) <sup>a</sup>
HPG	40	Titanato	1.0	1.0
HPG	40	No	1.1	1.0
HPG	70	Titanato	2.5	2.3
HPG	70	No	1.7	1.3
Guar	40	Borato	2.0	1.1
Guar	70	Borato	3.8	2.1
CMHEC	40	Aluminio	<0.2	<0.2
CMHEC	70	Aluminio	<0.2	<0.2

a: Concentración de *breaker* es 25% en peso de polímero.

**Fuente:** BJ Services Company S.A. Handbook Hydraulic Fracturing<sup>35</sup>, 1986.

En el yacimiento la acción de la temperatura y agentes químicos hacen que la goma guar sea el producto que mayor cantidad de residuos forma al romperse el gel. Puede hablarse de porcentajes de residuo del orden del 2 al 4%. Estos resultados son obtenidos por medio de pruebas de laboratorio en donde la química y la reología de los fluidos de fracturamiento al adicionar un aditivo es observada (ver tabla 2). Adicional a los implementos básicos y espacios de trabajos disponibles en los laboratorios, se encuentra el equipo viscosímetro *Fann 50 High Pressure-High Temperature* y posiblemente simuladores con el historial de los esfuerzos desarrollados en algunos fluidos.

Existen algunos fluidos formulados a partir de polímeros de hidratación retardada que otorgan una alta viscosidad una vez que el fluido ha alcanzado la temperatura de fondo. De esta manera, se logra un fluido de baja viscosidad en superficie para facilitar la incorporación del material de soporte y una excelente capacidad de transporte en la fractura.

### **2.1.2. Fluidos base hidrocarburo**

Esta clase de fluidos surge de la necesidad de tener un agente transportador de material de soporte que no provoque alteración apreciable sobre las formaciones que sean altamente sensibles a soluciones acuosas. Por su fácil obtención, el petróleo es usado comúnmente en las operaciones de fracturamiento hidráulico debido a que puede ser obtenido del pozo a ser intervenido o de otros yacimientos.

El inconveniente al realizar trabajos de fracturamiento hidráulico con este tipo de fluido, es la baja potencia hidráulica obtenida para fracturar. Hoy en día existen equipos capaces de bombear altos caudales de fluidos fracturantes pero a bajas presiones de bombeo, debido a que se produce un excesivo consumo de la potencia disponible. Con el ánimo de disminuir las presiones de bombeo y consumos de energía, se desarrollan productos reductores de fricción que al ser adicionados en considerables dosis, ayudan a contrarrestar la fricción generada a altos caudales de bombeo. También, normalmente con la utilización de esta clase de fluidos no se obtienen anchos de fracturas considerables y además se presenta una excesiva velocidad de decantación de los materiales de soporte, sobretodo a altas

temperaturas, que trae como consecuencia el incremento en las posibilidades de arenamiento.

Cuando se utiliza el crudo de una formación es necesario agregarle aditivos para mejorar su eficiencia. La alta pérdida de filtrado que presentan no permite generar fracturas de gran extensión, por lo que hay que utilizar aditivos de control de filtrado a una concentración adecuada para controlarlas.

Por su disponibilidad y bajo costo se siguen empleando esta clase de fluidos en las operaciones, pero su utilidad conlleva a pozos pocos profundos y gradientes de fractura bajos.

### **2.1.3. Geles de fracturamiento**

Con los continuos avances en los fluidos de fracturamiento, se introdujeron los fluidos de fractura gelificados para mejorar o semejar las características de los fluidos base agua o fluidos base hidrocarburos. Un gel es un sistema de tipo coloidal donde están presentes dos o más componentes: un coloide hinchado y disperso, y una fase líquida que puede llegar a ser el 95% de la solución.

Esta clase de fluidos se ha utilizado desde el comienzo de las operaciones de fracturamiento hidráulico como fue la gasolina gelificada (*NAPALM*) utilizada después de la segunda guerra mundial. La utilización de productos gelificantes tiene como efecto el incremento de la viscosidad del líquido base debido a que son polímeros de cadenas largas, lineales o ramificadas, que dificultan el movimiento de las capas de fluido entre si. Para una determinada velocidad de corte se requiere un esfuerzo de corte mayor para deformar las cadenas hinchadas por las moléculas del solvente y las que interactúan con el resto del líquido. Entre estos podemos encontrar los geles base hidrocarburos, ácidos gelificados, fluidos emulsionados, fluidos espumados, geles reticulados y geles de reticulación retardada.

### **2.1.3.1. Geles base hidrocarburo**

Esta clase de geles base hidrocarburo son de alta viscosidad y poseen las siguientes ventajas:

- Excelente capacidad de transporte del material de soporte.
- No producen daño a las formaciones sensibles al agua.
- Compatibles con los fluidos de formación.
- Poseen menores pérdidas por fricción que otros fluidos a regímenes de bombeo iguales.
- Pérdidas de filtrado de fluido menores que con solo hidrocarburo como fluido.
- Viscosidades altas aún a temperaturas de circulación de fondo de pozo.
- El fluido base puede recuperarse con la producción del pozo cuando el gel se rompe por la acción del agente rompedor.

### **2.1.3.2. Ácidos gelificados**

Los ácidos gelificados más comunes consisten en la hidratación de derivados celulósicos directamente en la solución ácida, o bien en el agua de mezcla. Este tipo de fluido deben ser considerados para la estimulación de pozos que requieren fracturas de gran longitud. Pueden obtenerse además penetraciones profundas de ácido reactivo y buena estabilización de arcillas. El mecanismo de retardo de los ácidos gelificados se basa en la baja velocidad de renovación del ácido que contacta con la superficie reactiva de la formación. De esta forma, el ácido reaccionará completamente una vez que se ha roto el gel y se ha reducido su viscosidad. Estos sistemas ofrecen las siguientes ventajas:

- Buen retardo del ácido antes de la ruptura del gel.
- Alta viscosidad y adecuada estabilidad de corte.
- Buen transportador del material de soporte.
- Estabilización de las arcillas.

- Baja cantidad de residuos sólidos.
- Buen control de filtrado.
- Propiedades no emulsificantes.
- Disminuye la corrosión.
- Baja pérdida de carga.
- Gran penetración del tratamiento.

### **2.1.3.3. Fluidos emulsionados**

Esta clase de fluido consiste en emulsiones de ácido o agua en hidrocarburo y las podemos clasificar en dos tipos:

- Agua en crudo
- Crudo en agua

Con el tipo de emulsión agua en crudo, se obtienen viscosidades altas, bajas pérdidas por fricción y bajas pérdidas de fluido. En la emulsión crudo en agua, la viscosidad aparente depende de la gelificación de la fase acuosa y del porcentaje de hidrocarburo presente.

Los fluidos emulsionados poseen un comportamiento no Newtoniano con buena capacidad de transporte del material de soporte. Los fluidos de fractura de ácidos emulsionados poseen un marcado efecto de retardo del ataque del ácido a la formación. Esto los hace particularmente útiles para lograr penetraciones profundas sin que se produzca una considerable reducción de la concentración del ácido. Una vez bombeado a la formación, se va produciendo paulatinamente la ruptura de la emulsión, favoreciendo el ataque y la recuperación de los productos de la reacción. En pozos con crudos viscosos, los fluidos emulsionados reducen la viscosidad del crudo y disuelven ciertos compuestos de tipo asfáltico, mejorando la productividad.

#### **2.1.3.4. Fluidos espumados**

Esta clase de fluidos desarrollados en la industria del petróleo se han utilizado en un gran número de operaciones, los que los hace de gran versatilidad. Entre las ventajas particulares de esta clase de fluidos cuando son utilizados en las operaciones de fracturamiento hidráulico encontramos las siguientes:

- Baja pérdida de fluidos a la formación.
- Buena capacidad de transporte del material de soporte.
- Bajos costos.
- Reducen las posibilidades de daño a la formación.
- Disminuyen el tiempo de cierre del pozo después de la fractura.
- Energizan momentáneamente yacimientos de baja presión.

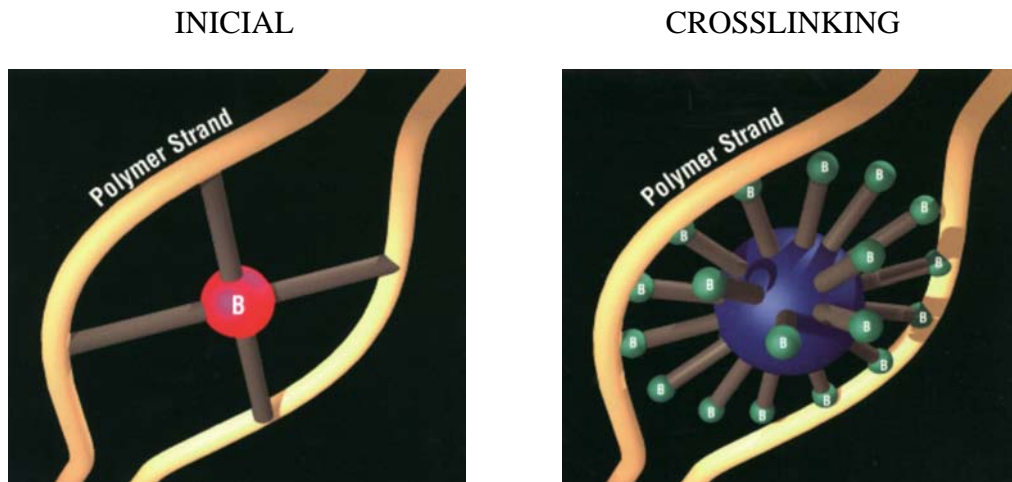
Esta clase de fluido espumado es una dispersión de un gas en un líquido, en donde el gas constituye la fase dispersa y el líquido la fase continua. En el fracturamiento hidráulico encontramos dos tipos de espumas que son normalmente usadas, espumas base agua y espumas base hidrocarburo.

Las espumas base agua son las más utilizadas en la industria por su fácil obtención, bajo costo y buenas propiedades, también se pueden incluir dentro de este tipo a las espumas ácidas. Las espumas base hidrocarburos se utilizan cuando la formación a fracturar es excesivamente sensible al agua, el costo de estas espumas es considerablemente mayor que las espumas base agua y son difíciles de manipular.

#### **2.1.3.5. Geles reticulados (*Crosslinked Gels*)**

Con el entrecruzado de las cadenas de polímeros, la incorporación de productos químicos reticulantes y bajo los principios de retardo del tiempo y la temperatura, los geles reticulados se utilizan actualmente como fluidos de fracturamiento. Ver figura 27.

**Figura 27.** Estructura molecular de un fluido de fractura



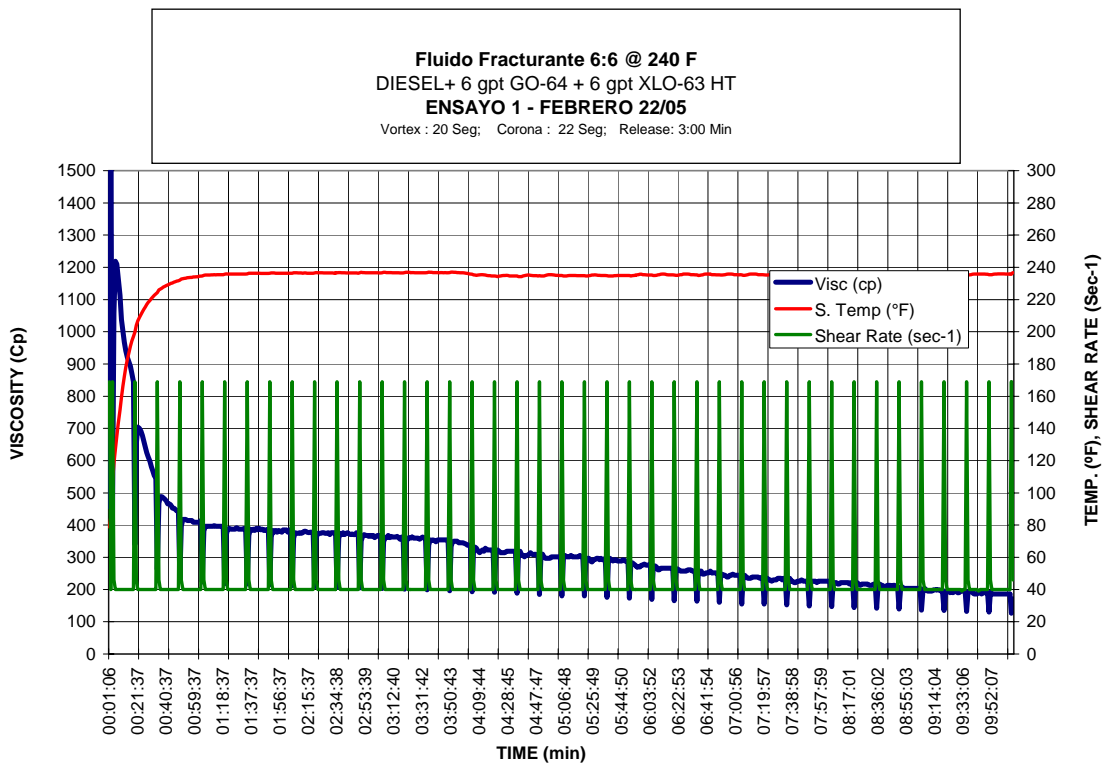
**Fuente:** BJ Services Company

La formación de ligaduras (*crosslinking*) en un fluido mejora considerablemente las propiedades generales durante la operación de fractura. Con ello se logra incrementar la capacidad de transporte del material de soporte, se obtienen fracturas más anchas, y se reduce la pérdida de fluido a la formación. Todas estas ventajas esta relacionadas con el incremento de la viscosidad aparente.

#### **2.1.3.6. Geles de reticulación retardada (*Delayed Crosslinked Gels*)**

Los geles reticulados en superficie sufren elevados esfuerzos de corte debido a las bombas y a la tubería de tratamiento, degradándose y reduciendo considerablemente su viscosidad al momento de ingresar a la fractura. Estas limitaciones se resolvieron con el desarrollo de geles de reticulación retardada. El nivel de corte y su duración (durante el proceso de reticulación y después) es decisivo en la viscosidad y estabilidad del fluido. Los geles de reticulación retardada ofrecen la posibilidad de minimizar la degradación por esfuerzo de corte en la medida que posterguen el *crosslinking* hasta el momento en el que el fluido alcance el fondo e ingrese a la fractura, donde el esfuerzo de corte es sustancialmente menor que en la tubería.

**Figura 28.** Variación de la viscosidad producida por el efecto de la reticulación retardada



**Fuente:** BJ Services Company, LAB.

Una alternativa de retardo es el empleo de agentes reticuladores activados por temperatura que dependen de las condiciones del pozo. Si la temperatura de activación se alcanza en la tubería, el fluido quedara expuesto a un corte elevado durante la reticulación. Por el contrario, si la temperatura de activación se alcanza en la fractura, la reticulación se producirá demasiado tarde para proporcionar un buen transporte del material de soporte. En ambos casos existirán problemas como la pérdida de viscosidad global ó la excesiva sedimentación del material de soporte en la fractura cerca al pozo. Ver figura 28.

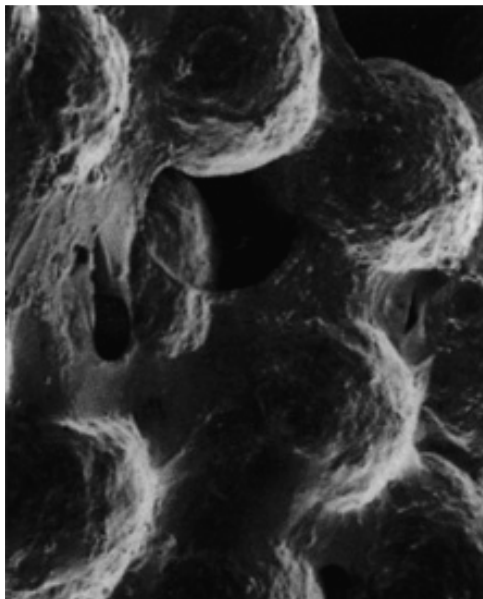
Con el empleo de esta clase de sistemas en los diferentes tipos de geles, se obtienen propiedades mejores y más estables en el fluido cuando se encuentra dentro de la fractura que es donde se necesita.

## 2.2. ROMPEDORES DE GEL (*Breakers*)

En toda operación de fracturamiento cuando el material de soporte es depositado en la fractura, la función del fluido de fracturamiento termina, por lo que es necesario traer este fluido a superficie antes de poner a producción el pozo. Para realizar esta operación se requiere que el fluido tenga la menor viscosidad posible, con el fin de que pueda ser desalojado o expulsado fuera de la fractura a través de la distribución del material de soporte en la fractura.

Los geles de base agua y los geles de base hidrocarburos se les agrega un aditivo de acción retardada llamado rompedor o *breakers*, que tiene como función romper las ligaduras intermoleculares del fluido de fracturamiento para obtener en la fractura un fluido de viscosidad un poco mayor que la del gel lineal o base. Ver figura 29.

**Figura 29.** Efecto del *breakers* en un fluido de baja carga de polímeros



**Fuente:** BJ Services Company, LAB.

Las tres clases principales de productos químicos normalmente usados como rompedores de gel, son las encimas, agentes oxidantes y ácidos. El uso de estos depende del fluido utilizado y de las condiciones de temperatura de la formación a fracturar. En el caso de ácidos gelificados no se requiere la utilización de esta clase de

aditivos, debido a que el ácido base utilizado para la preparación del gel destruye paulatinamente los lazos de las uniones moleculares reduciendo la viscosidad del gel; por lo que el proceso se acelera con la temperatura que se tenga en el fondo.

La velocidad de ruptura de los geles depende de características particulares como la temperatura, agentes contaminantes y la presencia de aditivos como *breakers* incorporados en el gel. Cuando se fracturan pozos con temperaturas de formación mayores de 250 °F, generalmente no es necesaria la adición de *breakers* para la ruptura del gel.

### 2.3. ADITIVOS USADOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Para transmitir propiedades especiales a los fluidos de fractura es necesario adicionarles aditivos para cada aplicación específica. Muchos de estos aditivos se agregan al fluido base como parte de su formulación y en cambio otros son adicionados después que el fluido ha sido preparado para otorgarle ciertas propiedades que favorecen el éxito de la operación. Entre los aditivos más utilizados en trabajos de fracturamiento se encuentran:

- **Cloruro de Potasio.** Inhibe el hinchamiento de las arcillas y se usa normalmente al 2% por peso de agua.
- **Bactericidas.** Disminuyen la tasa de crecimiento bacterial en el gel, previniendo su rompimiento prematuro y el daño por bacterias aeróbicas en la formación.
- **Aditivos de Control de PH.** Se utiliza para ajustar y controlar el PH del fluido base, lograr la gelificación completa, y controlar el tiempo y eficacia del activador (*crosslinker*).
- **Gelificantes.** Aditivos utilizados para dar viscosidad (gelificar) al fluido base. Al hidratarse se forman cadenas lineales que producen el efecto de viscosidad.
- **Activadores (*Crosslinkers*).** Producen unos enlaces por ión metálico entre las cadenas lineales del gel base, lo cual incrementa su viscosidad en un orden de

magnitud de diez veces. Es importante verificar el rango de temperaturas para el cual el sistema de fluidos y su activador son estables.

- **Surfactantes.** Todo fluido base agua bombeado a la formación deberá tener incorporado el surfactante apropiado para evitar emulsiones y/o bloqueos por agua. Los surfactantes reducen la presión capilar permitiendo una mejor recuperación del fluido de tratamiento una vez culminado el trabajo y roto el gel.
- **Controladores de Pérdida del Filtrado.** Para poder generar una geometría de fractura apropiada (ancho y longitud principalmente), se debe evitar que el gel o por lo menos parte de este, se filtre a la formación a través de las paredes de la fractura inducida. Esto se logra mediante un aditivo de control de pérdida de filtrado (sólido en suspensión), el cual a la vez deberá ofrecer propiedades que minimicen el potencial de daño en la fractura y en la matriz de la formación. Este aditivo y su concentración deberán ser cuidadosamente seleccionados basándose en las propiedades de la formación (permeabilidad, tipo de fluido, temperatura) y la interacción con el gel que será aditivado (pruebas de filtrado dinámicas con muestras representativas de la formación).
- **Reductores de Fricción.** Son de gran importancia para permitir presiones en cabeza por debajo de las condiciones mecánicas limitantes del pozo. De no ofrecer bajas propiedades friccionales, el fluido de fracturamiento requiere de una potencia hidráulica disponible en cabeza fuera de los límites económicos de cualquier operación. Generalmente, los gelificantes para fluidos base agua son excelentes reductores de pérdidas de fricción, por lo tanto no se requieren aditivos adicionales para este fin.

Es importante resaltar que cada compañía de servicio tiene sus propios sistemas de fluidos y tecnologías patentadas, donde la implementación del tipo de fluido y aditivos requeridos depende de las condiciones del tratamiento.

## **2.4. MATERIALES DE SOPORTE**

La efectividad del tratamiento de fractura depende de la capacidad de flujo creada por el material de soporte en la fractura y de la resistencia que tiene el material para mantenerla abierta. Esto ha sido verificado en numerosos tratamientos donde la producción aumentó y se mantuvo estable por largos periodos de tiempo.

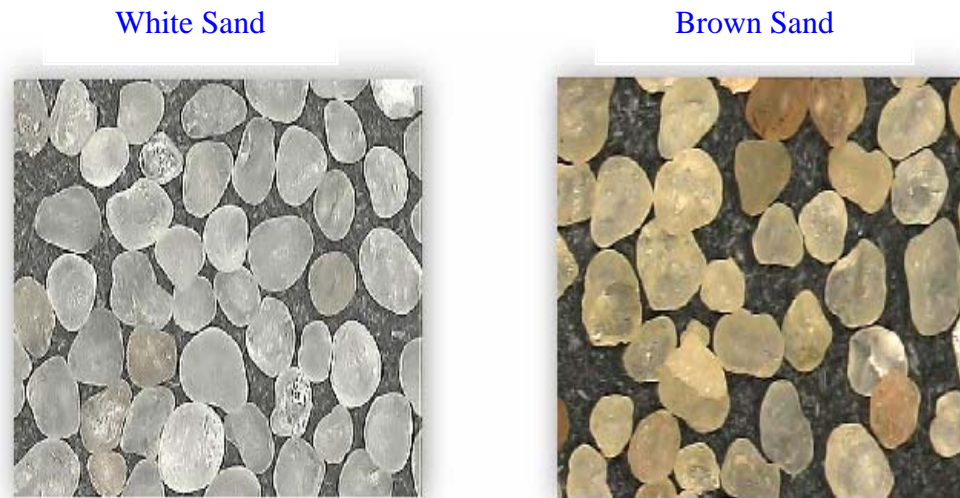
En la actualidad existen empresas líderes en la fabricación de materiales de soporte como la compañía *CARBO CERAMICS INC.*, quien se caracteriza por producir materiales de soporte de muy buena calidad y capaces de soportar las condiciones de trabajo más rigurosas.

### **2.4.1. Tipos de agentes de soporte**

En la industria del petróleo son muchos los materiales de soporte utilizados para el fracturamiento hidráulico, siendo el más convencional y de mayor uso la arena. Ver figura 30. Con el desarrollo de nuevas tecnologías, los materiales de soporte son más resistentes y capaces de soportar las altas presiones de confinamiento en el fondo del pozo. Dentro de los más comunes encontramos:

- Arena.
- Cáscara de nuez.
- Bolas de aluminio o acero.
- Esferas de cristal.
- Arenas recubiertas con resina (curado parcial y completo) .
- Bauxita.
- Cerámicos.
- Cerámicos recubiertos con resina.

**Figura 30.** Arena utilizada como material de soporte



**Fuente:** [www.carboceramics.com](http://www.carboceramics.com)

La cáscara de nuez y las bolas de aluminio fueron utilizadas durante algunos años, pero en la actualidad se descartaron por su costo y bajo rendimiento debido a que tendían a incrustarse en formaciones blandas. Las esferas de vidrio se desarrollaron para mayores profundidades, pero también fueron descartadas debido a que ciertas presiones de confinamiento estallan, generando una excesiva cantidad de partículas finas. De acuerdo a su resistencia a la compresión, los materiales de soporte actualmente en uso se recomiendan para las siguientes presiones de cierre:

**Tabla 3.** Presiones de confinamiento para distintos materiales de soporte

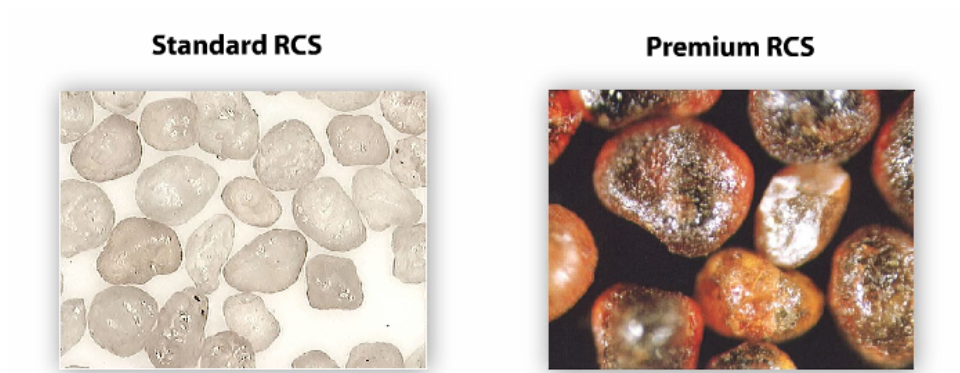
<b>Material de soporte</b>	<b>Presión de confinamiento (<i>psi</i>)</b>
Arena	Hasta 5000
Arena recubierta de resina	Hasta 8000
Bauxita	Hasta 17000
Cerámicos	Hasta 19000

**Fuente:** [www.carboceramics.com](http://www.carboceramics.com)

#### 2.4.1.1. Materiales de soporte de resistencia intermedia

Las arenas recubiertas de resinas pretenden ser una clase de material de soporte entre la arena común y los agentes de sostén de alta resistencia. Por este motivo se las designa como de “resistencia intermedia”. Ver figura 31.

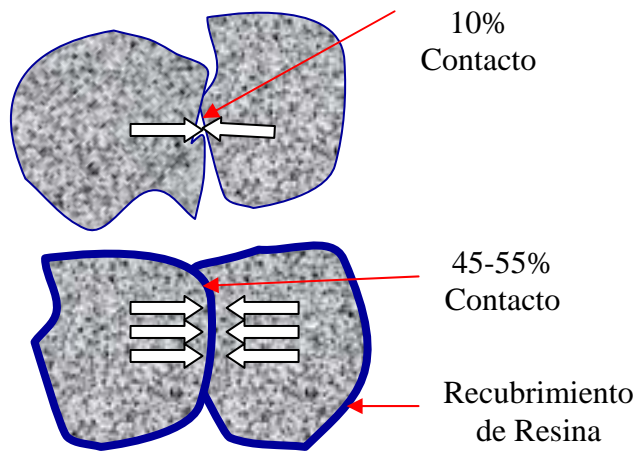
**Figura 31.** Arena recubierta de resina



Fuente: [www.carboceramics.com](http://www.carboceramics.com)

Las arenas recubiertas de curado completo cumplen perfectamente este requerimiento. Las de curado parcial poseen menos resistencia inicial, pero una vez ubicada en la fractura se adhieren entre sí, constituyendo un medio poroso fijo y compacto. Estos materiales son particularmente útiles en el fracturamiento de pozos gasíferos o aquellos donde se producen una excesiva devolución de arena luego de la fractura. El fenómeno de adherencia se muestra en la figura 32.

**Figura 32.** Fenómeno de adherencia de los granos de arena recubierta en resina de curado parcial



**Fuente:** Los Autores.

#### **2.4.1.2. Materiales de soporte de alta resistencia**

La bauxita y los cerámicos son de alta resistencia y se usan en pozos profundos. Presentan el inconveniente de su elevado costo comparado con los otros materiales y su alta densidad ( $3.60 \text{ gr/cm}^3$  para la bauxita y  $2.9 \text{ gr/cm}^3$  para los cerámicos) ocasionan problemas en cuanto al incremento de las posibilidades de decantación en la fractura y en equipos de superficie.

Los agentes de sostén del tipo cerámico desarrollados últimamente son más económicos que la bauxita y de una calidad similar a esta. Con ello, se ha logrado reducir la gran incidencia del costo del material de soporte sobre el valor total de la operación.

### **2.5. ANÁLISIS DE LOS MATERIALES DE SOPORTE**

La elección inadecuada del agente soporte puede conducir al fracaso de la operación ó en muchos casos los resultados no satisfacen las expectativas. Para seleccionar adecuadamente un material de soporte se debe conocer sus propiedades físicas y

composición siguiendo los controles previos de laboratorio especificados en la norma *API RP 56*<sup>27</sup>.

Los ensayos de laboratorio que normalmente se realizan para determinar la calidad del material de soporte son los siguientes:

- Análisis de tamizado.
- Solubilidad en ácidos.
- Redondez.
- Esfericidad.
- Análisis mineralógico (solamente para arenas).
- Contenido de Finos.
- Resistencia a la ruptura.
- Conductividad y permeabilidad.

### **2.5.1. Análisis de tamizado**

Se efectúa con el fin de verificar si la granulometría del material de soporte es adecuada para la malla (*mesh*) indicada. Las granulometrías más comunes utilizadas en operaciones de fracturamiento hidráulico son: 8/16, 8/12, 10/20, 12/20, 20/40 y 40/70. Existen sin embargo otras alternativas menos usadas como: 6/12, 16/30, 30/50 y 70/140.

El tamaño de la malla determina la distribución de los granos que tiene un arreglo. Una malla 20/40 en cualquier material de soporte se determina según normas de la API, que del total de granos que tiene una muestra, el 90% deben contenerse en el tamiz. Para entender mejor, el número más pequeño se usa para describir a los granos más grandes y viceversa. Supongamos que se tiene una piscina vacía, usted incluye en la piscina pelotas de malla 20 (de volleyball) y luego pelotas de malla 40 (de tenis). Para que se considere como muestra que cae en la malla 20/40, el 90% de las pelotas que llenen la piscina deberán estar en tamaño no mas grande de las de volleyball ni mas

pequeñas que las de tenis. Todo tamaño de pelotas que se encuentren entre estos límites, están en especificaciones.

Para el control de la granulometría existen dos tipos de tamices estandarizados, ellos son: el *USA Series* definido por la norma *ASTM E 11-81* y el *Tyler Standard Series*. El primero es el más empleado en la industria (norma *API RP 56<sup>26</sup>*). La determinación de la granulometría es un parámetro de mucha importancia, ya que de ella depende en gran medida la permeabilidad, la capacidad de flujo de la fractura, y es de gran utilidad para determinar el ancho mínimo de fractura.

La tabla 4 muestra las dimensiones del tamiz US Standar Series junto con las dimensiones de la malla Tyler Standard Series.

**Tabla 4.** Tamiz US Estándar Series Vs. Tyler Estándar Series

U.S. Mesh	Sieve Opening		Tyler Mesh	Sieve Opening	
	(in)	(mm)		(in)	(mm)
2.5	0.3150	8.0000	2.5	0.3120	7.9250
3	0.2650	6.7300	3.0	0.2630	6.6800
3.5	0.2230	5.6600	3.5	0.2210	5.6130
4	0.1870	4.7600	4	0.1850	4.6990
5	0.1570	4.0000	5	0.1560	3.9620
6	0.1320	3.3600	6	0.1310	3.3270
7	0.1110	2.8300	7	0.1100	2.7940
8	0.0937	2.3800	8	0.0930	2.3620
10	0.0787	2.0000	9	0.0780	1.9810
12	0.0661	1.6800	10	0.0650	1.6510
14	0.0555	1.4100	12	0.0550	1.3970
16	0.0469	1.1900	14	0.0460	1.1680
18	0.0394	1.0000	16	0.0390	0.9910
20	0.0331	0.8400	20	0.0328	0.8330
25	0.0280	0.7100	24	0.0276	0.7010
30	0.0232	0.5890	28	0.0232	0.5890
35	0.0197	0.5000	32	0.0195	0.4950
40	0.0165	0.4200	35	0.0164	0.4170
45	0.0138	0.3510	42	0.0138	0.3510
50	0.0117	0.2970	48	0.0116	0.2950
60	0.0098	0.2500	60	0.0097	0.2460
70	0.0083	0.2100	65	0.0082	0.2080
80	0.0070	0.1770	80	0.0069	0.1750
100	0.0059	0.1490	100	0.0058	0.1470
120	0.0049	0.1240	115	0.0049	0.1240
140	0.0041	0.1040	150	0.0041	0.1040
170	0.0035	0.0880	170	0.0035	0.0880
200	0.0029	0.0740	200	0.0029	0.0740
230	0.0024	0.0620	250	0.0024	0.0620
270	0.0021	0.0530	270	0.0021	0.0530
325	0.0017	0.0440	325	0.0017	0.0440
400	0.0015	0.0370	400	0.0015	0.0370

Fuente: [www.carboceramics.com](http://www.carboceramics.com)

Note que el tamiz *ASTM US Standar Series* está basada en una progresión geométrica de la raíz cuarta de dos. Por ejemplo, el ancho de cada abertura sucesiva es 1.189 (raíz cuarta de dos) veces el ancho de la abertura de la malla previa. Cada cuarta malla representa el doble del diámetro de la partícula que puede pasar a través

de la abertura. Por ejemplo, una malla 18 tiene 1.00 mm de abertura, una malla 10 tiene 2.00 mm de abertura, y una malla 5 tiene 4.00 mm de abertura.

### **2.5.2. Solubilidad en ácidos**

El ensayo de solubilidad es particularmente útil para determinar la proporción de materiales indeseables como feldespatos, óxidos de hierro, arcillas, etc., que se encuentran en arenas y que son atacados por los ácidos. Normalmente se realizan estos ensayos con ácido clorhídrico y mezclas de ácido clorhídrico con ácido fluorhídrico.

Los valores de solubilidad en los materiales de soporte son importantes desde el punto de vista de la calidad del mismo. En algunos casos, se aplican tratamientos de estimulaciones ácidas a pozos previamente fracturados, por lo cual es importante conocer el grado de alteración provocado por el ácido sobre el manto de arena en la fractura. La norma especifica una solubilidad máxima del 3% en peso para las condiciones indicadas.

### **2.5.3. Redondez *Krumbein* y Esfericidad *Sloss***

Se han desarrollado numerosos métodos para determinar la forma y la identidad geométrica de los granos de arena. Algunos son tediosos y complicados, y otros consisten esencialmente en la comparación visual con tablas patrones. Este último método es el comúnmente usado.

La esfericidad determina el grado de acercamiento de la forma de la partícula examinada respecto a una esfera perfecta. La redondez en cambio, es una medida de la rugosidad relativa de la partícula o la curvatura superficial respecto a una superficie lisa.

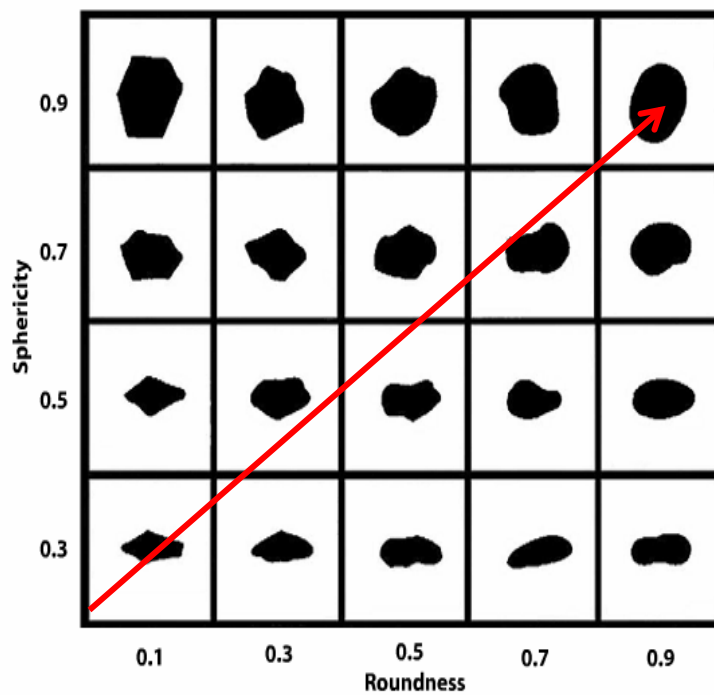
La comparación visual debe efectuarse con un binocular de 15 a 60x, comparando la muestra problema (Ver figura 33) con las formas indicadas en el gráfico patrón de la figura 34.

**Figura 33.** Muestra de laboratorio (Arena 12/20)



Fuente: [www.carboceramics.com](http://www.carboceramics.com)

**Figura 34.** Comparación visual de los granos de material de soporte en la escala patrón



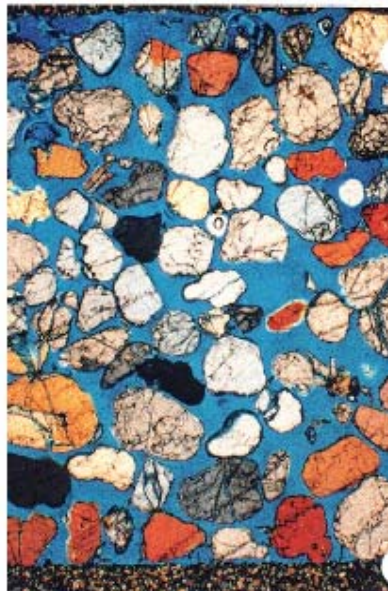
Fuente: Norma *API RP 56*<sup>26</sup>

La norma especifica una redondez y esfericidad mínima aceptable de 0.6 en la escala patrón. Estos parámetros son importantes debido a que la capacidad de flujo de la fractura depende de gran medida de la forma de los materiales de soporte. Además, se puede mitigar el incrustamiento con esferas perfectas.

#### 2.5.4. Análisis mineralógico

Esta prueba se aplica únicamente a las arenas usadas como material de soporte, no es aplicable a Bauxitas cerámicas ó arenas recubiertas de resinas. Sí bien, la norma *API* establece que con el ataque ácido puede tenerse una idea de las proporciones relativas de agentes contaminantes de la arenas, existen otras técnicas que permiten una evaluación más exacta de la cantidad de partículas extrañas presentes en el material de soporte. Algunos contaminantes de las arenas son el ópalo, feldespatos, líticos, carbonatos, arcillas y limos. Ver figura 35.

**Figura 35.** Microfotografía a 20X de una Arena Brown



Fuente: [www.carboceramics.com](http://www.carboceramics.com),

### 2.5.5. Resistencia a la ruptura

Cuando una arena es sometida a altos esfuerzos de compresión se produce la ruptura de los granos, generando partículas de menor tamaño y forma indefinida. Este efecto es indeseable para un material de soporte, pero es una característica particular del cuarzo debido a su alta fragilidad. El grado de ruptura depende del esfuerzo aplicado, la geometría de la arena, la concentración superficial, la granulometría y de la dureza de las superficies de apoyo.

Para evaluar la ruptura de las arenas, la norma *API RP 56*<sup>26</sup> especifica usar el equipo que se muestra en la figura 36.

**Figura 36.** Equipo para evaluar la ruptura de los materiales de soporte



**Fuente:** [www.carboceramics.com](http://www.carboceramics.com)

Los valores máximos permitidos para las distintas granulometrías de la arena se indican en la tabla 5.

**Tabla 5.** Valores máximos de ruptura de las arenas

Malla	Fuerza lbf	Presión/arena Psi	Máximo finos admitidos, %
6 / 12	6283	2000	20
8 / 16	6283	2000	18
12 / 20	9425	3000	16
16 / 30	9425	3000	14
20 / 40	12566	4000	14
30 / 50	12566	4000	10
40 / 70	15708	5000	8
70 / 140	15708	5000	6

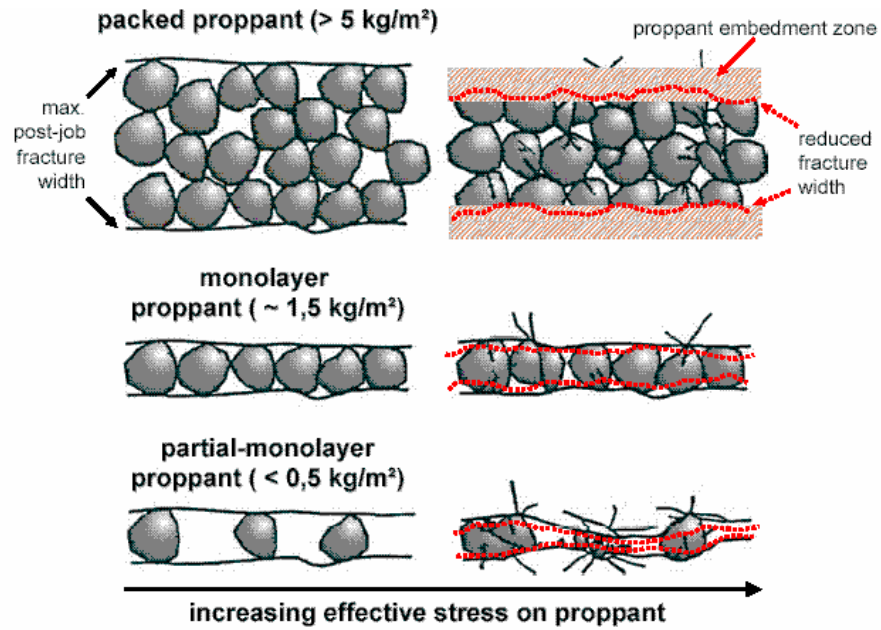
**Fuente:** Norma *API RP 56*<sup>26</sup>

### 2.5.6. Conductividad y permeabilidad de la fractura

La capacidad de la fractura para transportar el fluido del yacimiento al pozo se llama “capacidad de flujo de fractura” (ó también conductividad de fractura) y se expresa generalmente como el producto de la permeabilidad de la fractura por el ancho medio de la fractura, *md-ft*. Es de suma importancia para el éxito de una operación porque de ella depende en parte el índice de productividad obtenido (IP). La capacidad de flujo de una fractura empaquetada depende de las características del material de soporte (granulometría y concentración) para las mismas condiciones de operación.

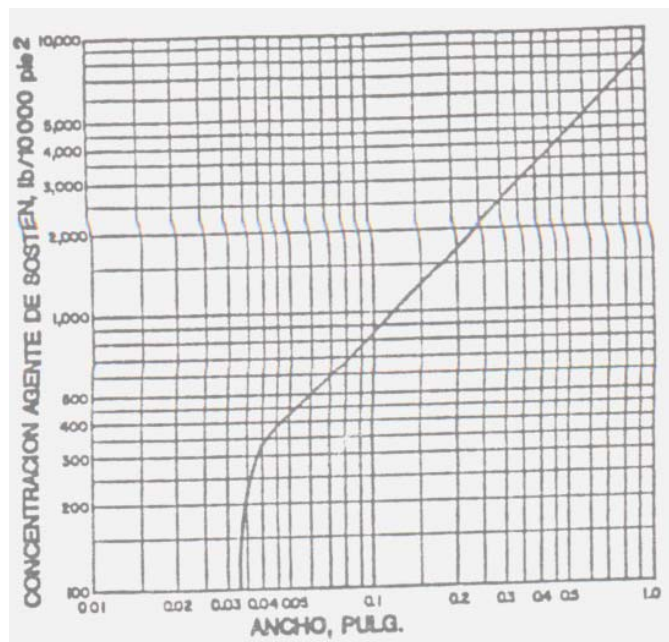
De acuerdo a la concentración del material de soporte en la fractura se puede obtener una permeabilidad de fractura empaquetada que depende de cómo es la distribución del material soporte: monocapa parcial, monocapa ó multicapa. En la figura 37 Se esquematizan estas tres situaciones. La concentración superficial de los materiales de soporte dentro la fractura se expresa en *lb/ft<sup>2</sup>* ó *lb/1000ft<sup>2</sup>*.

**Figura 37.** Distribución del material de soporte dentro la fractura



**Fuente:** Babcock, Prokop and Kehle: "Distribution of Propping Agents in Vertical Fractures". Drilling and Production Practices, API 1965.

**Figura 38.** Variación del Ancho de Fractura para Distintas Concentraciones de Materiales de Soporte (Arena 20/40)



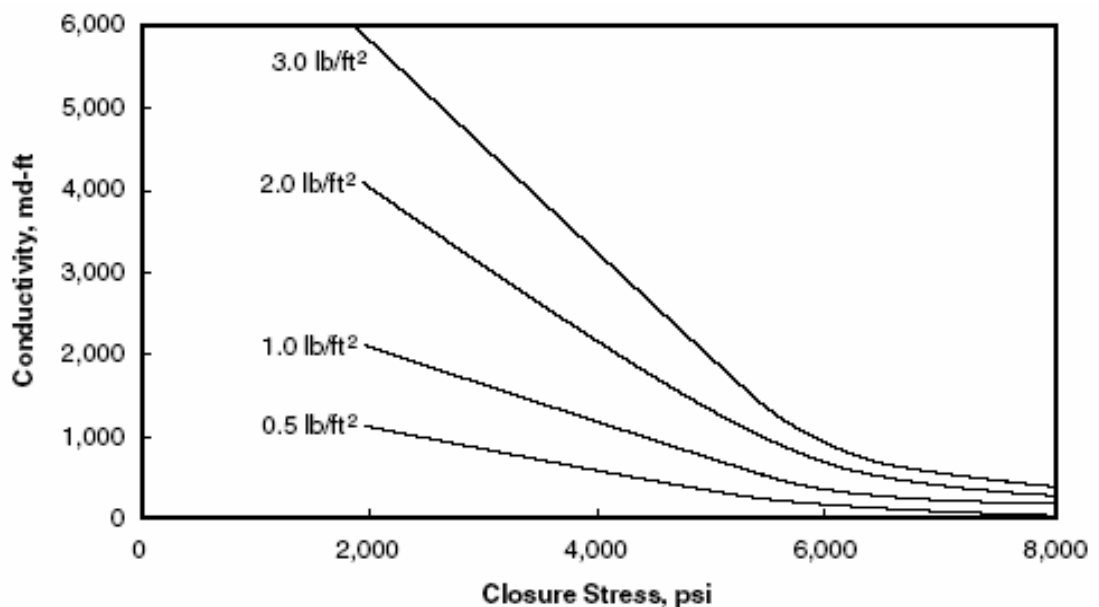
**Fuente:** BJ Services Company S.A. Handbook Hydraulic Fracturing<sup>34</sup>, 1986.

El ancho de una fractura empaquetada depende de la concentración superficial del material de soporte y del incrustamiento que se produzca en la formación. En la figura 38 puede verse la variación del ancho de fractura producida por el incremento de concentración del material de soporte en la fractura.

Hay tres formas primarias para aumentar la conductividad de fractura:

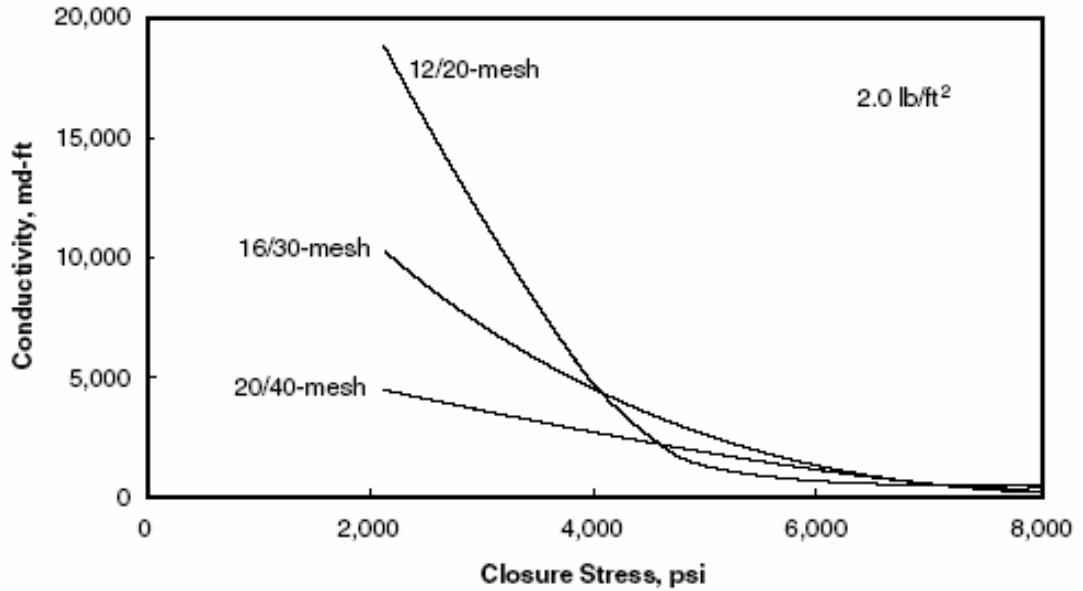
- Aumentando la concentración del material de soporte para producir una fractura más ancha. Ver figura 39.
- Utilizando un material de soporte de mayor tamaño (la permeabilidad es más alta). Ver figura 40.
- Empleando un material de soporte de resistencia más alta para reducir el incrustamiento. Ver figura 41.

**Figura 39.** Conductividad de la fractura para varias concentraciones superficiales de material de soporte (Malla 20/40)



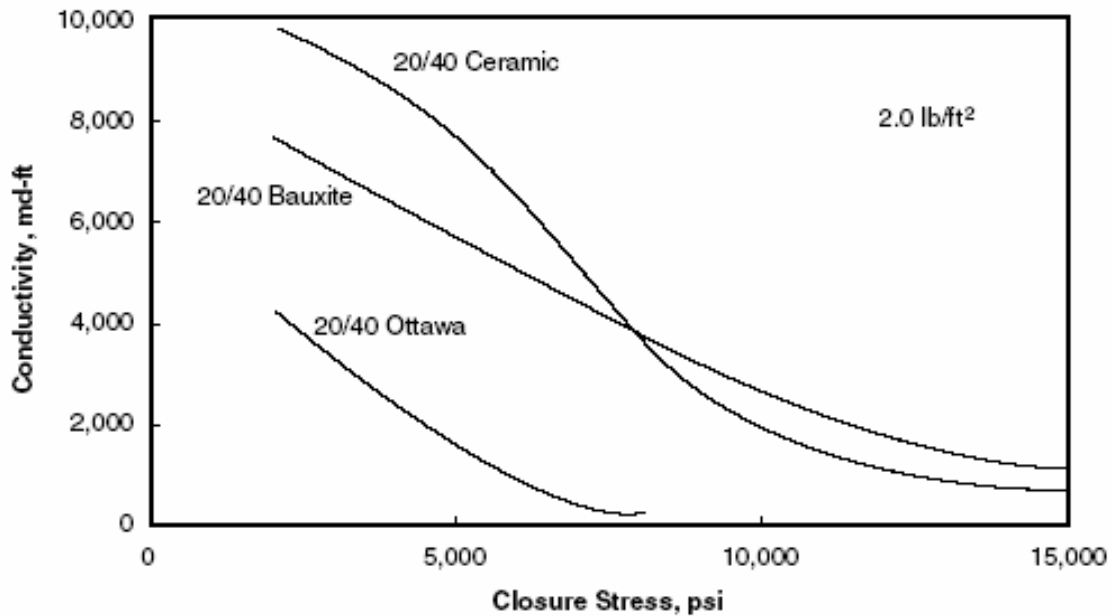
**Fuente:** Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó<sup>28</sup>:

**Figura 40.** Conductividad de la fractura para varios tipos de mallas de material de soporte



**Fuente:** Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó<sup>28</sup>:

**Figura 41.** Conductividad de la fractura para varios tipos de material de soporte



**Fuente:** Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó<sup>28</sup>:

De acuerdo a la experiencia alcanzada en operaciones de fracturamiento hidráulico, se tiene que en la mayoría de estos trabajos las fracturas resultantes son fracturas verticales de tipo indeformable que penetran la formación a una longitud  $x_f$ , con un ancho  $w$ , porosidad  $\phi_f$  y permeabilidad  $k_f$ , dadas por el material de soporte para un espesor  $h$ . Estos parámetros se pueden ver en la siguiente figura 42.

$$C_f = wk_f$$

Ecuación 2. 1

Donde

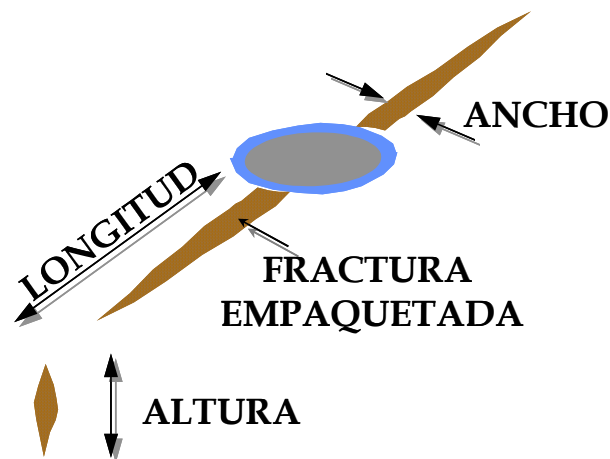
$C_f$  es la conductividad de la fractura, *md-ft*.

$x_f$  es la longitud de la fractura, *ft*.

$w$  es el ancho de la fractura, *ft*.

$k_f$  es la permeabilidad de la fractura empaquetada, *md*.

**Figura 42.** Dimensiones de una fractura vertical empaquetada



**Fuente:** Los Autores.

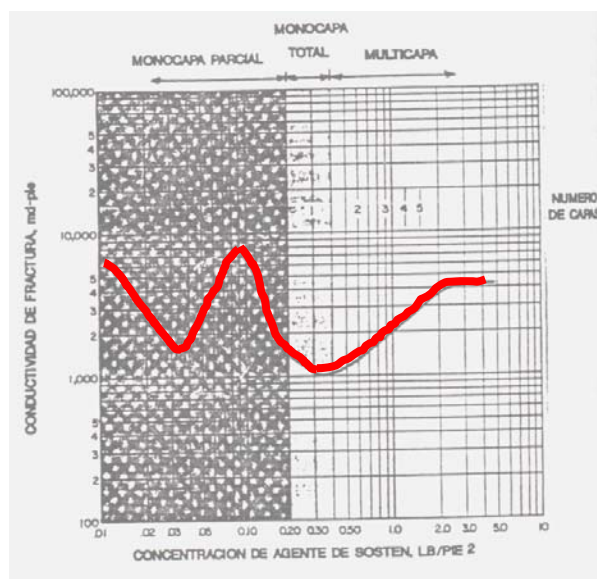
### 2.5.6.1. Variación de la conductividad con la concentración del material de soporte

Analizando la figura 43, se observa que existen dos puntos de máxima conductividad que corresponden a concentraciones de  $0.75 \text{ lb/ft}^2$  y  $3 \text{ lb/ft}^2$ . En el primer caso, se está en la condición de monocapa parcial, mientras que el segundo corresponde a una multicapa. Si bien una concentración de  $0.75 \text{ lb/ft}^2$  puede resultar más beneficiosa económicamente, no es prácticamente realizable en fracturas verticales, por lo que hay que optar necesariamente por un empaquetamiento en multicapa.

A partir de la concentración correspondiente a una monocapa total, se incrementa la conductividad con el aumento del material de soporte, pero por encima de  $2.5$  a  $3 \text{ lb/ft}^2$  no se consiguen incrementos sustanciales. Este es uno de los factores a tener en cuenta durante la aplicación de la técnica de optimización de la fractura.

Como puede verse, la capacidad de flujo de una fractura empaquetada no muestra un comportamiento lineal con las variaciones de concentración en la fractura. Esto demuestra que en todos los casos existe una o más concentraciones óptimas con la que se logra la máxima capacidad de flujo.

**Figura 43.** Conductividad de fractura para una Arena 20/40



Fuente: Norma API RP 56<sup>26</sup>.

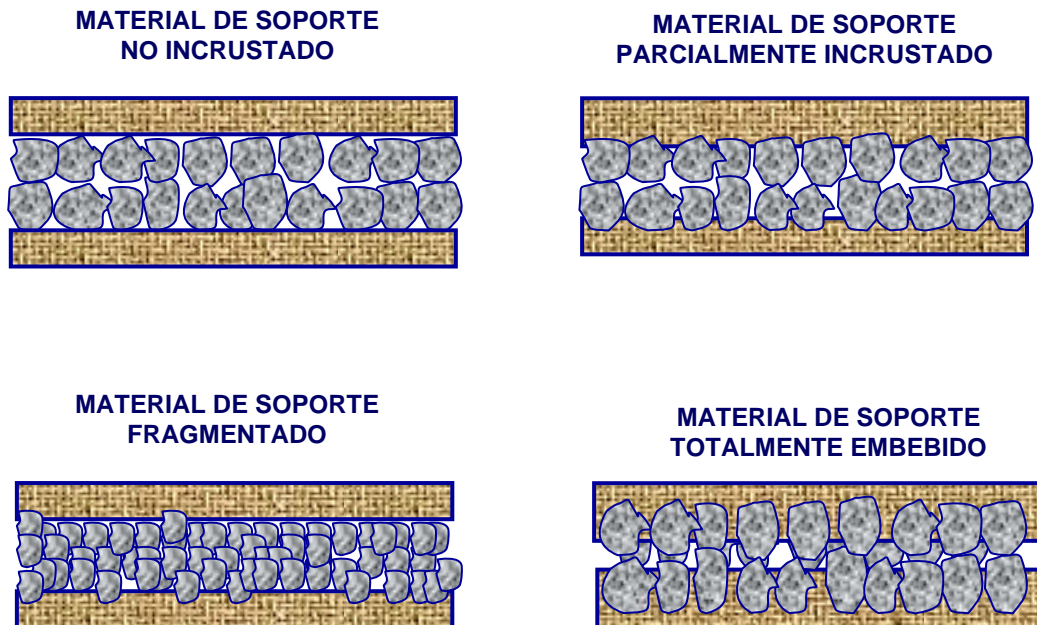
### 2.5.7. Presión de incrustamiento

La presión de incrustamiento da una idea de la medida en que un material de soporte va a penetrar en la formación cuando es sometido a altas presiones de confinamiento de fondo de pozo. Como se indicó anteriormente, la capacidad de flujo de una fractura depende en gran medida de la presión de incrustamiento.

El incrustamiento posee una dependencia directa entre la dureza relativa de la formación y el material de soporte para las condiciones de fondo de pozo. Un alto grado de incrustamiento puede ser la principal causa del fracaso de una operación de fractura sino se evalúa adecuadamente ese efecto. La presión de incrustamiento es mayor cuanto menor es la densidad superficial del material de soporte en la fractura.

Las situaciones que se pueden producir se esquematizan en la figura 44.

**Figura 44.** Incrustamiento de los materiales de soporte



**Fuente:** Los Autores

### **2.5.7.1. Ruptura del material de soporte**

El uso de un material de soporte inadecuado y una baja concentración puede producir la trituración del mismo cuando se fractura formaciones duras. Esto también puede redundar en una baja conductividad de fractura y afectar la producción esperada del pozo. Esto se muestra en la figura 44.

## **2.6. SELECCIÓN DEL MATERIAL DE SOPORTE**

Las funciones del material de soporte es mantener abierta la fractura y proveer un adecuado canal de flujo a los fluidos que se produce. La primera función está ligada a la resistencia del material de soporte y a su relación con la formación (incrustamiento). La segunda función está relacionada al tamaño (granulometría), densidad superficial (concentración, forma de transporte, ancho empaquetado) y también a la resistencia del material de soporte. En la selección del material de soporte se debe tener en cuenta la presión de confinamiento a la que estará sometido dentro de la fractura.

### 3. HIDRÁULICA DEL FRACTURAMIENTO

En una operación de fracturamiento hidráulico el éxito depende en gran parte de un buen diseño hidráulico sin dejar de pensar que esto implica un beneficio económico. El objetivo del cálculo de la hidráulica del fracturamiento<sup>30</sup> es hallar la presión requerida en superficie para llevar a cabo el tratamiento de una zona.

Como es bien sabido, la hidráulica del fracturamiento tiene que ver con factores como son:

- El equipo mecánico a usar (empaques, tuberías, bombas, etc.).
- El tipo de material soporte usado.
- El tipo de fluido fracturante (propiedades).
- El tipo de fluido desplazante.
- El régimen de flujo de la mezcla (fluido fracturante+material de soporte) dentro la tubería usada.
- El gradiente de fractura de la formación.
- El tamaño de las perforaciones.

Para poder evaluar el *minifrac* y el tratamiento de fractura, normalmente se registran las presiones, caudales, y dosificaciones de material de soporte, con los correspondientes equipos e instrumental.

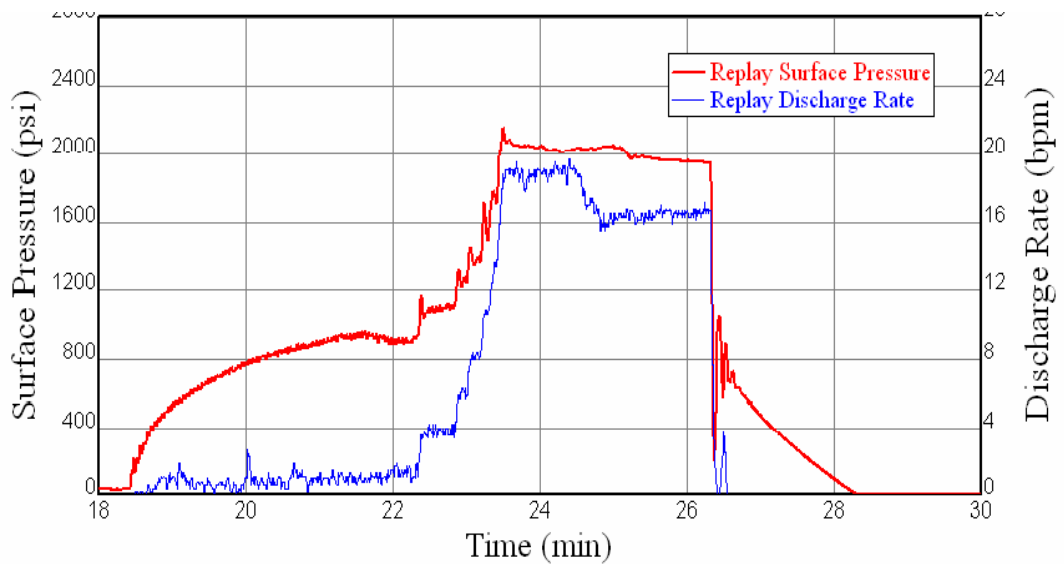
#### 3.1. MINIFRAC

Esta operación previa al tratamiento de fractura, consiste en realizar una prueba de inyectividad a la formación mediante el incremento de la tasa de bombeo para determinar la presión inicial de ruptura de las capas (gradiente de fractura), la presión de propagación y cierre de la fractura.

Un análisis de la declinación de la presión por medio de un gráfico especializado generado en el *minifrac* (Ver figura 45) una vez que ha cesado el bombeo, dará por

resultado la presión de cierre de la fractura. Si el volumen bombeado para crear la fractura es mínimo, la alteración de la presión poral será despreciable y por lo tanto la presión de cierre de la fractura será equivalente al esfuerzo horizontal mínimo.

**Figura 45.** *Minifrac* del pozo Sincelejo X



**Fuente:** “User’s Guide, Meyer Fracturing Simulators<sup>29</sup>”. Fourth Edition.

**Tabla 6.** Parámetros de tratamiento del *minifrac*

PARAMETRO DE TRATAMIENTO	MINIFRAC
Presión de “ruptura” en superficie, <i>psi</i> .	2154
Presión máxima en superficie, <i>psi</i> .	2154
Presión promedio de tratamiento en superficie, <i>psi</i> .	2019
Tasa máxima de bombeo, <i>bpm</i> .	19.02
Tasa promedio de bombeo, <i>bpm</i> .	18.5
Pre- <i>ISIP</i>	1941
<i>ISIP</i>	796
Pérdidas de Presión por fricción, <i>psi</i> .	1145
Presión de cierre en superficie, <i>psi</i> .	497
Presión de cierre en fondo, <i>psi</i> .	2982
Gradiente de fractura, <i>psi/ft</i> .	0.577
Eficiencia del fluido de fractura, (%)	5

**Fuente:** Los Autores

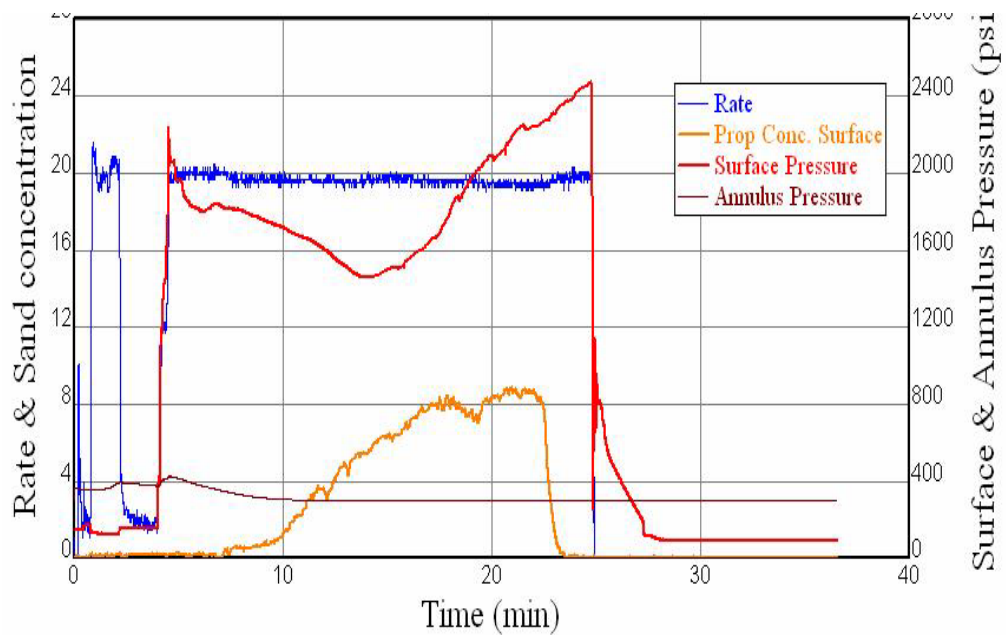
La tabla 6 adjunta un resumen de los principales parámetros de tratamiento en superficie durante la operación del *minifrac* en el pozo de referencia.

En formaciones no permeables no se puede esperar una disipación de la presión en la formación, por lo que es necesario abrir el pozo a producción con un caudal constante. Este caudal deberá ser por regla del dedo gordo un máximo del 25% del caudal que se usó para el bombeo.

### 3.2. OPERACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Posterior a la interpretación de los principales parámetros de tratamiento en la operación de *minifrac*, se diseña un nuevo programa de bombeo para la ejecución de la operación de fracturamiento hidráulico en el intervalo de tratamiento. La figura 46 adjunta, presenta los principales parámetros de tratamiento durante la operación de fracturamiento para el pozo de referencia.

**Figura 46.** Principales parámetros durante la operación de fracturamiento pozo Sincelejo X.



**Fuente:** "User's Guide, Meyer Fracturing Simulators"<sup>29</sup>. Fourth Edition.

La tabla 7 adjunta un resume de los principales parámetros de tratamiento en superficie durante la operación de fracturamiento hidráulico en el pozo de referencia.

**Tabla 7.** Parámetros del fracturamiento hidráulico

PARAMETRO DE TRATAMIENTO	FRACTURAMIENTO
Presión de “ruptura” en superficie, <i>psi</i> .	2237
Presión máxima en superficie, <i>psi</i> .	2470
Presión promedio de tratamiento en superficie, <i>psi</i> .	1850
Tasa máxima de bombeo, <i>bpm</i> .	19.9
Tasa promedio de bombeo, <i>bpm</i> .	19.8
Volumen bombeado etapa de <i>Pad</i> , <i>bbl</i> .	71.4
Volumen de <i>Slurry</i> bombeado, Rampa de 0 -1.0 <i>lb/gal</i> .	31 <i>bbl</i>
Volumen de <i>Slurry</i> bombeado, Rampa de 1.0 – 5.0 <i>lb/gal</i> .	67.4 <i>bbl</i>
Volumen de <i>Slurry</i> bombeado, Rampa de 5.0 – 7.0 <i>lb/gal</i> .	91.5 <i>bbl</i>
Volumen de <i>Slurry</i> bombeado, Rampa de 8.0 <i>lb/gal</i> .	96.6 <i>bbl</i>
Volumen bombeado en desplazamiento,	48.6 <i>bbl</i>
Volumen total de <i>Slurry</i>	405 <i>bbl</i>
Volumen total de líquido bombeado.	352.5 <i>bbl</i>
Total material de soporte bombeado (Carbolita 20-40),	50130 <i>lb</i>

**Fuente:** Los Autores

### 3.2.1. Presión de ruptura de la formación

Al iniciar el bombeo se incrementa la presión en el pozo hasta un punto en que la formación falla y se rompe.

### 3.2.2. Presión de bombeo

Estando fracturada la formación, la presión necesaria para extender la fractura se reduce aún manteniendo constante el caudal.

### 3.2.3. Presión instantánea de cierre

Al finalizar el bombeo desaparecen todas las presiones de fricción quedando solo las presiones dentro de la fractura y la hidrostática del pozo.

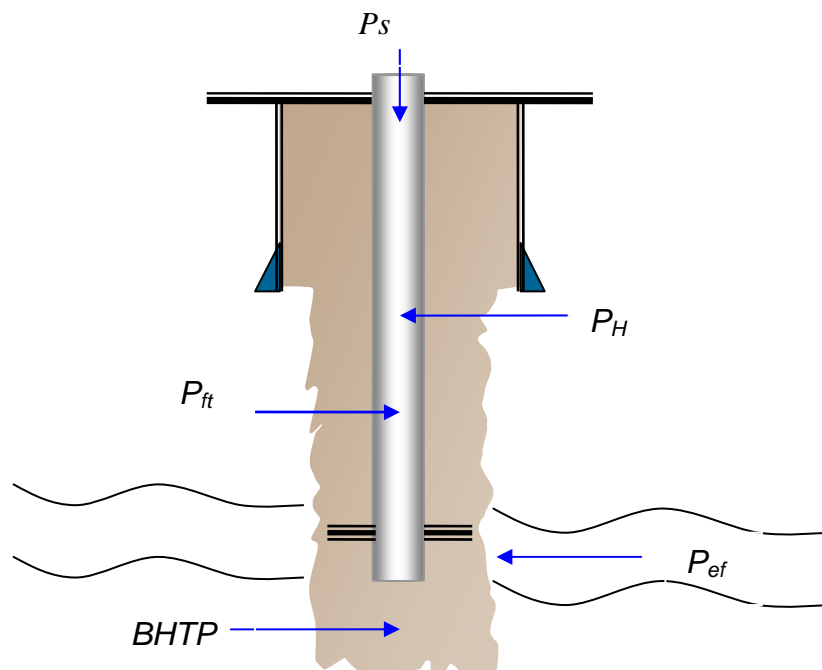
### 3.2.4. Declinación post-fractura

En ciertas condiciones es posible hacer algunas estimaciones con el comportamiento de la difusión de la fractura hacia la formación.

Es normal que en el diseño se considere un caudal constante. El caudal está relacionado con el tiempo y es representativo del volumen total de fluido bombeado para que incida en el tamaño de la fractura. Por otro lado, el caudal relacionado con la presión indica la potencia hidráulica necesaria para realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico.

También es frecuente controlar la cantidad de arena que se dosifica en el fluido, esto se hace mediante un programa de dosificación de arena o *frac plan* para tener un buen desarrollo de la operación y obtener muy buenos resultados. La figura 47 muestra las presiones involucradas en la hidráulica del fracturamiento.

**Figura 47.** Presiones involucradas en la hidráulica



**Fuente:** Los Autores

### 3.3. PRESIÓN DE TRATAMIENTO

Un rápido examen de la figura 47 permite apreciar que la presión de tratamiento en superficie  $P_s$ , está determinada por la presión necesaria para extender la fractura  $P_{ef}$ , la fricción desarrollada en las tuberías  $P_{ft}$ , la fricción desarrollada en las perforaciones  $P_{perf}$  y la presión hidrostática  $P_H$ .

La presión requerida en superficie está dada por la siguiente ecuación:

$$P_s = P_{ef} + P_{ft} + P_{perf} - P_h$$

Ecuación 3.1.

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

#### 3.3.1. Presión de extensión de la fractura

Es la presión requerida en el fondo para fracturar la formación. Otros autores la llaman presión de tratamiento en el fondo, *BHTP*.

$$BHTP = G_f * TVD$$

Ecuación 3.2

Donde,

$G_f$  es el gradiente de fractura, *psi/ft*.

$TVD$  es la profundidad total medida, *ft*.

Esta presión de fractura es la necesaria para mantener abierta y propagar la fractura creada. Como es bien sabido, el gradiente de fractura no es constante durante la producción de un yacimiento, sino que varía a medida que la presión del yacimiento se

modifica. De todas maneras, es práctica generalizada realizar una prueba de inyectividad inmediatamente antes de una operación y verificar el gradiente usado en el diseño con la presión instantánea determinada *in-situ*.

### 3.3.2. Perdidas de presión a través de las perforaciones

Las perdidas de presión a través de las perforaciones básicamente corresponden a disipación de energía cinética, de modo que influye la densidad del fluido, el caudal, el diámetro y número de las perforaciones. Aunque un buen diseño hidráulico procura tener el mínimo de perdidas de presión a través de las perforaciones y por lo tanto en la literatura se considera a veces despreciables<sup>9</sup>, no siempre ocurre esto, siendo necesario calcularlas de la siguiente forma:

$$P_{perf} = \frac{\rho_m}{8090} * \left( \frac{Q}{A_t} \right)^2$$

Ecuación 3.3

$$A_t = \frac{\pi * d_{perf} * N_{perf}}{4}$$

Ecuación 3.4

Donde

$P_{perf}$  son las perdidas de presión a través de las perforaciones, *psi*.

$Q$  es el caudal total, *gal/min*.

$\rho_m$  es la densidad de la mezcla, *lb/gal*.

$A_t$  es el área total de las perforaciones. *in<sup>2</sup>*

$d_{perf}$  es el diámetro de las perforaciones, *in*.

$N_{perf}$  es el número de perforaciones, *adimensional*.

### 3.3.3. Presión Hidrostática

La estimación de la presión hidrostática no ofrece mayores dificultades con los fluidos convencionales, puesto que solo depende de la densidad y la profundidad.

$$P_h = 0.052 * \rho_m * TVD$$

Ecuación 3.5

Donde,

$\rho_m$  es la densidad de la mezcla, *lb/gal*.

*TVD* es la profundidad total medida, *ft*.

Es importante tener en cuenta que la situación es distinta cuando se utilizan espumas. Por tratarse de fluidos muy compresibles, la densidad de las espumas depende de la temperatura y principalmente de la presión, es decir, la densidad de una espuma dentro de la sarta de tratamiento varía con la profundidad.

### 3.3.4. Pérdidas de presión en la tubería

El cálculo de las pérdidas de presión por fricción desarrollada en las tuberías es algo más complejo y está sujeto a mayores márgenes de error. Hay muchos métodos para calcular las pérdidas de presión para fluidos gelificados, espumas y otros de comportamiento no newtoniano; como es el método de Fanning<sup>31</sup>. Otra alternativa confiable y práctica consiste en utilizar el método teórico de Seyer y Metzner, el cual dispone de curvas con datos de viscosímetros de tubo extrapolados a diversos caudales y diámetros usuales. También la norma *API RP-39*<sup>23</sup> describe un método (Bowen-Malton) que utiliza un viscosímetro especial.

En este trabajo se utiliza el método de Babcock<sup>27</sup> debido a la fácil manipulación de sus correlaciones y por ser uno de los más utilizados en la industria, no despreciando el método de Fanning. Este método utiliza el criterio de la velocidad crítica para determinar el régimen de flujo. Dependiendo de la manera por donde se va a bombear

el fluido de fractura, sea por anular, *casing* ó *tubing*; el cálculo de las pérdidas por fricción total en las tuberías según Babcock<sup>27</sup> se estiman mediante las siguientes condiciones:

Sí  $V_{crit} > V_{prom} \Rightarrow$  Régimen laminar.

Sí  $V_{crit} < V_{prom} \Rightarrow$  Régimen turbulento.

### 3.3.4.1. Circulación a través del *tubing* ó *casing*

$$V_{prom} = \frac{24.5 * Q}{d_{int}^2}$$

Ecuación 3.6

$$V_{crit} = 1.969 \left[ \frac{5 * (3470 - 1370 * n) * k'}{\rho_m} \right]^{\frac{1}{2-n}} * \left[ \frac{3 * n + 1}{1.27 * d_{int} * n} \right]^{\frac{n}{2-n}}$$

Ecuación 3.7

- Para flujo laminar

$$P_{ft} = \left( \frac{k' * L}{300 * d_{int}} \right) * \left( \frac{0.4 * V_{prom}}{d_{int}} * \frac{3 * n + 1}{n} \right)^n$$

Ecuación 3.8

- Para flujo turbulento

$$P_{ft} = \left( \frac{(\log n + 2.5) * \rho_m * V_{prom} * L}{4645029 * d_{int}} \right) * \left( \frac{19.36 * k' * \left( \frac{0.4 * V_{prom}}{d_{int}} * \frac{3 * n + 1}{n} \right)^n}{\rho_m * V_{prom}^2} \right)^{\frac{1.4 - \log n}{7}}$$

Ecuación 3.9

### 3.3.4.2. Circulación a través del espacio anular

$$V_{prom} = \frac{24.5 * Q}{d_{int_c}^2 - d_{ext_t}^2}$$

Ecuación 3.10

$$V_{crit} = 1.969 * \left[ \left( \frac{4.08 * (3470 - 1370 * n) * k'}{\rho_m} \right)^{\frac{1}{2-n}} * \left[ \left( \frac{2 * n + 1}{0.64 * (d_{int_c} - d_{ext_t}) * n} \right)^{\frac{n}{2-n}} \right] \right]$$

Ecuación 3.11

- Para flujo laminar

$$P_{ftA} = \left( \frac{k' * L}{300 * (d_{int_c} - d_{ext_t})} \right) * \left[ \left( \frac{0.8 * V_{prom} * 2 * n + 1}{d_{int_c} - d_{ext_t} * n} \right) \right]^n$$

Ecuación 3.12

- Para flujo turbulento

$$P_{ftA} = \left[ \left( \frac{(\log n + 2.5) * \rho_m * V_{prom}^2 * L}{3792669 * (d_{int_c} - d_{ext_t})} \right) * \left( \frac{15.81 * k' * \left( \frac{0.8 * V_{prom} * 2 * n + 1}{d_{int_c} - d_{ext_t} * n} \right)^n}{\rho_m * V_{prom}^2} \right)^{\frac{1.4 - \log n}{7}} \right]$$

Ecuación 3.13

Donde,

$P_{ft}$  son las pérdidas de presión por fricción en el *tubing* o en el *casing*, *psi*.

$P_{ftA}$  son las pérdidas de presión por fricción en el anular, *psi*.

- $V_{prom}$  es la velocidad promedio, *ft/min*.
- $V_{crit}$  es la velocidad crítica, *ft/min*.
- $L$  es la longitud de la tubería, *ft*.
- $Q$  es el caudal total, *gal/min*.
- $d_{int}$  es el diámetro interno del casing o tubing, *in*.
- $d_{int_c}$  es el diámetro interno del casing, *in*.
- $d_{ext_T}$  es el diámetro externo del tubing, *in*.
- $n$  es el índice de comportamiento del fluido, *adimensional*.
- $k'$  es el índice de consistencia del fluido, (*lb $\cdot$ seg $^n$ /100ft $^2$* ).
- $\rho_m$  es la densidad de la mezcla, *lb/ft $^3$* .

### 3.3.5. Potencia hidráulica

Este es un componente muy importante en la operación del fracturamiento debido a que proporciona el caballaje necesario para lograr las presiones en superficie.

$$HHP = 0.000583 * P_s * Q$$

Ecuación 3.14

Donde

$HHP$  es la potencia hidráulica aplicada, *hhp*.

Además de la máxima presión disponible en las bombas, existe un factor de diseño muy importante como es la presión de colapso del casing. Es decir, cuando se está realizando el tratamiento pueden existir problemas mecánicos y daños en el revestimiento. De ese modo, se habla mucho de la necesidad de presurizar el anular cuando hay comunicación por detrás del casing, en ese caso se tiene que cumplir la siguiente condición mínima:

$$BHTP \ll \frac{P_C}{1.2} + P_{HA}$$

Ecuación 3.15

$$P_{HA} = 0.052 * \rho_{fp} * TVD$$

Ecuación 3.16

Sí la condición se cumple, entonces “No es necesario presurizar” el anular.

Sí no se cumple tal condición se debe presionar el anular con una presión que sea equivalente a:

$$P_{SA} = BHTP - P_{HA} - \frac{P_c}{1.2}$$

Ecuación 3.17

Donde

$P_{SA}$  es la presión para presurizar el anular, *psi*.

$P_c$  es la presión de colapso, *psi*.

$P_{HA}$  es la presión hidrostática en el anular, *psi*.

$\rho_{fp}$  es la densidad del fluido de presurización, *lb/gal*.

### 3.4. TRANSPORTE DEL MATERIAL DE SOPORTE<sup>32</sup>

El incremento de productividad generado por un fracturamiento hidráulico depende de los nuevos canales que el agente de soporte de elevada permeabilidad deja abiertos al flujo luego de que la grieta se ha cerrado.

En todas las secciones donde no hay material de soporte la fractura termina cerrándose y no responde sustancialmente a la estimulación. Por lo tanto, resulta interesante determinar cómo y dónde se distribuye el material de soporte, lo que hace necesario conocer cuáles son los mecanismos que gobiernan su transporte.

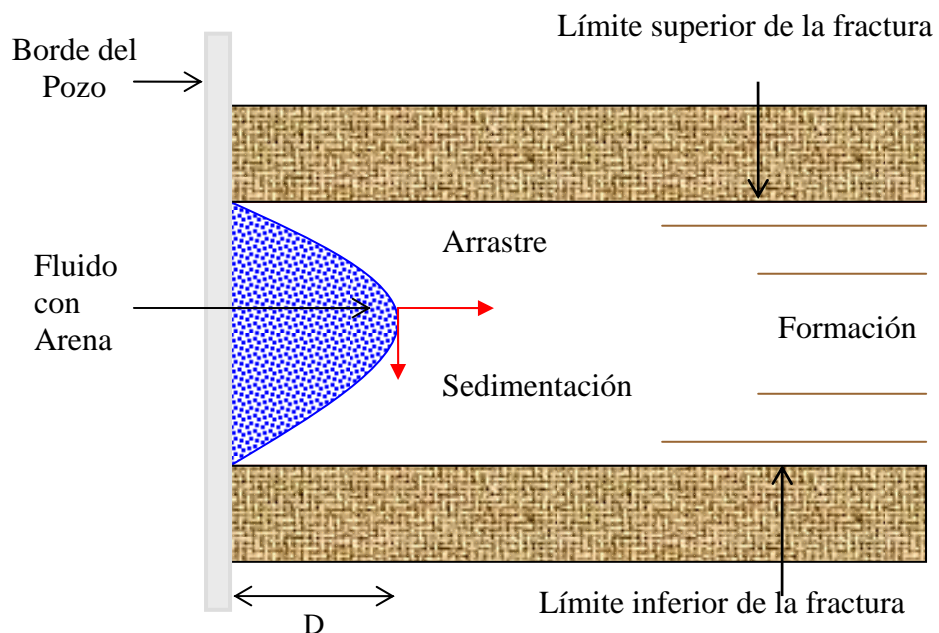
### 3.4.1. Mecanismos básicos de transporte

Los materiales de soporte se mueven según dos componentes principales de velocidad, la componente horizontal y vertical.

La componente horizontal es producto del arrastre del fluido moviéndose hacia los extremos de la fractura. La velocidad horizontal coincide aproximadamente con la velocidad del fluido, salvo que la densidad y viscosidad sean reducidas.

La componente vertical es producto de la gravedad, la partícula se sedimenta hasta alcanzar rápidamente una velocidad terminal cuando la fuerza de gravedad es equilibrada por el arrastre debido al movimiento del grano en el seno del fluido. La figura 48 describe la trayectoria resultante de la acción combinada de ambas componentes.

**Figura 48.** Movimiento del material de soporte dentro la fractura



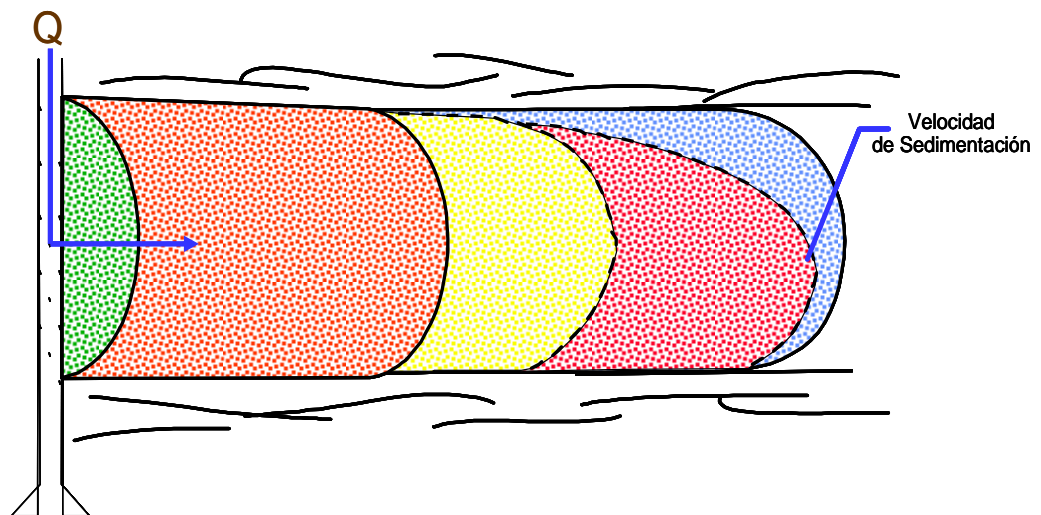
**Fuente:** Los Autores

La acumulación de partículas en el fondo de la fractura se traduce en la formación de un banco de material de soporte que continuará creciendo durante el tratamiento. El estudio de la trayectoria del material de soporte y las leyes que gobiernan el desarrollo del banco en fracturas verticales es tema de abundantes investigaciones debido a la cantidad y complejidad de los factores involucrados.

### 3.4.2. Movimiento del fluido

La velocidad del fluido en la fractura varía según la distancia a la pared del pozo y durante el desarrollo de la operación. Para analizar cuantitativamente el problema se han desarrollado modelos que dividen el tratamiento en fracciones. A medida que ingresa cada fracción de fluido, se “radiografía” la posición de cada una de ellas en la fractura, teniendo en cuenta la reducción del caudal por filtrado a la formación, el crecimiento del ancho, la longitud de la fractura y el desarrollo de banco. La figura 49 ilustra la idea básica de la “radiografía” del fluido en la fractura.

**Figura 49.** Avance del fluido durante la operación



**Fuente:** Los Autores

La principal conclusión que se obtiene del análisis de los resultados, es que la variación de la velocidad con la posición y el tiempo no responden a leyes sencillas.

Como tendencia se pueden señalar:

- El ensanchamiento de la fractura durante la operación reduce la velocidad debido a que el caudal de inyección se mantiene constante.
- La pérdida de fluido reduce el caudal y la velocidad disminuye a medida que el fluido se aleja de la pared del pozo.
- Sin embargo, cerca de la punta de la fractura el ancho se reduce sensiblemente por el perfil elíptico. El fluido se acelera pese a la pérdida por el filtrado.
- El desarrollo de banco reduce la sección libre para el desplazamiento del fluido. En consecuencia lo acelera.

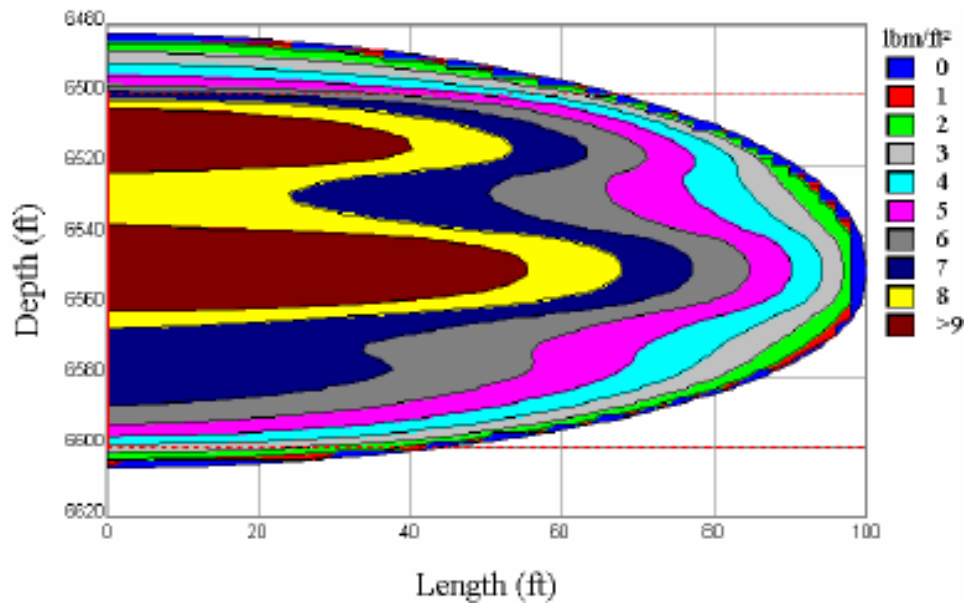
También, cabe resaltar que las primeras fracciones de fluido llegan a desaparecer totalmente. Sí eventualmente transportan partículas de material de soporte, estas quedarán bloqueadas antes de alcanzar la punta de la fractura puesto que el estrechamiento de la grieta impide su avance, esto ocasiona un probable arenamiento (*Sand-Out*) en el curso de la operación.

#### **3.4.3. Perfil de distribución del material de soporte**

La utilización de toda la información esbozada para determinar la distribución final del material de soporte, requiere el desarrollo de programas de computador que simulen el progreso de la fractura según avanza el bombeo.

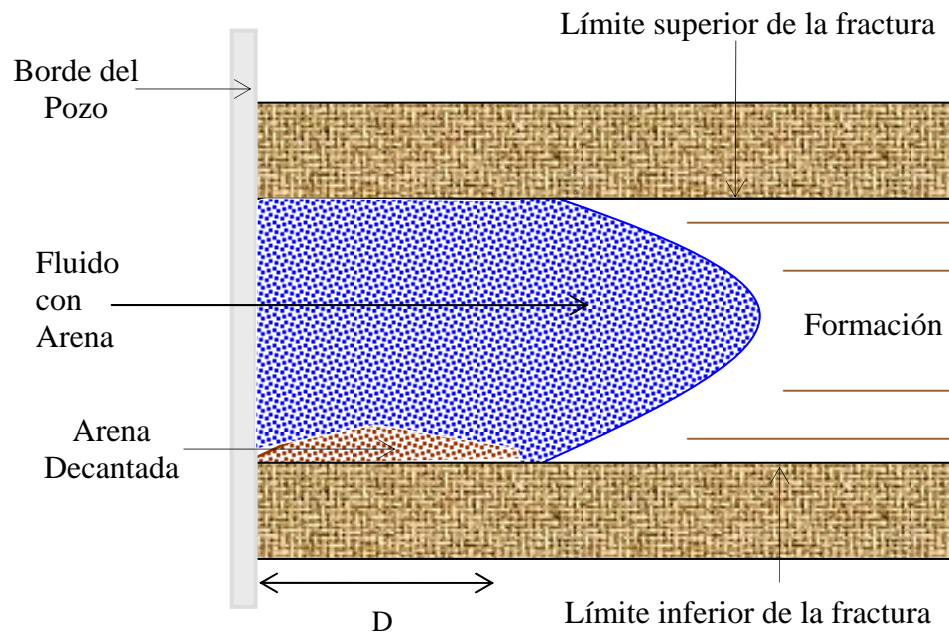
Es preciso tener en cuenta las dimensiones crecientes de la fractura, la modificación de la temperatura y la variación de las propiedades del fluido. Sin embargo, resulta de utilidad establecer los distintos posibles perfiles que se pueden obtener como se muestra en la figura 50.

**Figura 50.** Concentración de material de soporte en la fractura por unidad de área



**Fuente:** "User's Guide, Meyer Fracturing Simulators"<sup>29</sup>. Fourth Edition.

**Figura 51.** Sedimentación y formación del banco (Según Howard y Fast<sup>9</sup>)



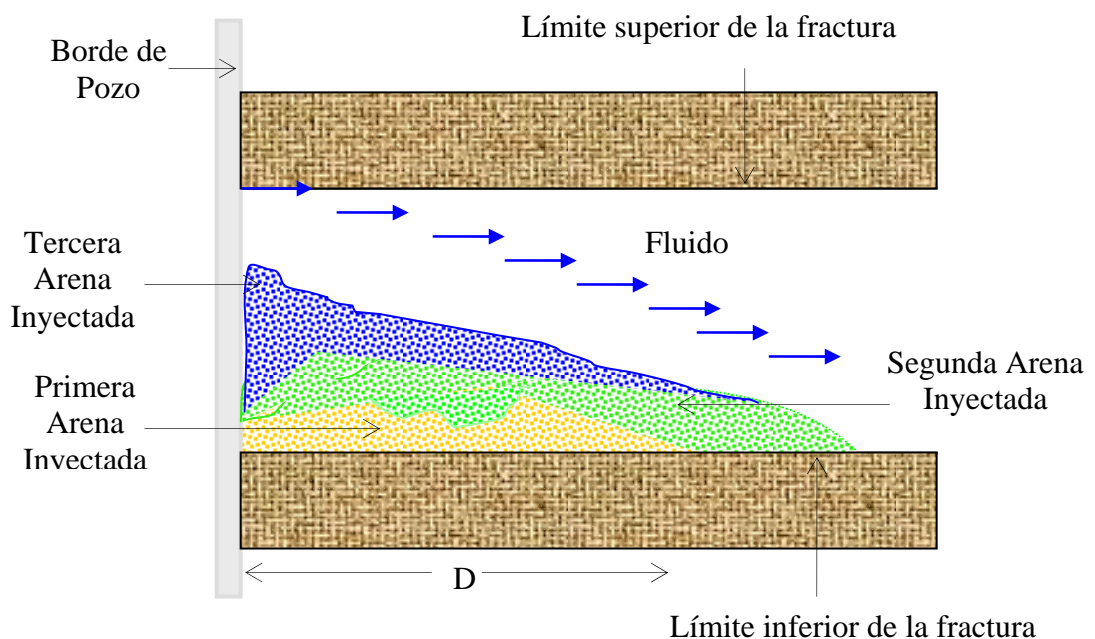
**Fuente:** Los Autores

Con fluidos de baja viscosidad tiene gran importancia la sedimentación del apuntalante ó material de soporte, porque comienza rápidamente a formar un banco en el fondo de la fractura (ver figura 51). El banco se extiende hasta el punto donde alcanza la base de la fractura la primera partícula que ingresó por el extremo superior.

Según continúa la operación, el banco formado aumenta su altura y la sección libre para el paso de fluido se disminuye aumentando la velocidad del fluido y su efecto de arrastre sobre el apuntalante. A demás se produce una erosión del banco formado que retrasa su crecimiento.

Finalmente se alcanza una cierta altura de banco en equilibrio en donde la sedimentación es totalmente compensada con la erosión. Posteriormente el banco continúa su desarrollo longitudinalmente hacia el extremo de la fractura según ilustra la figura 52.

**Figura 52.** Desarrollo longitudinal del banco (Según Howard y Fast<sup>9</sup>)



**Fuente:** Los Autores

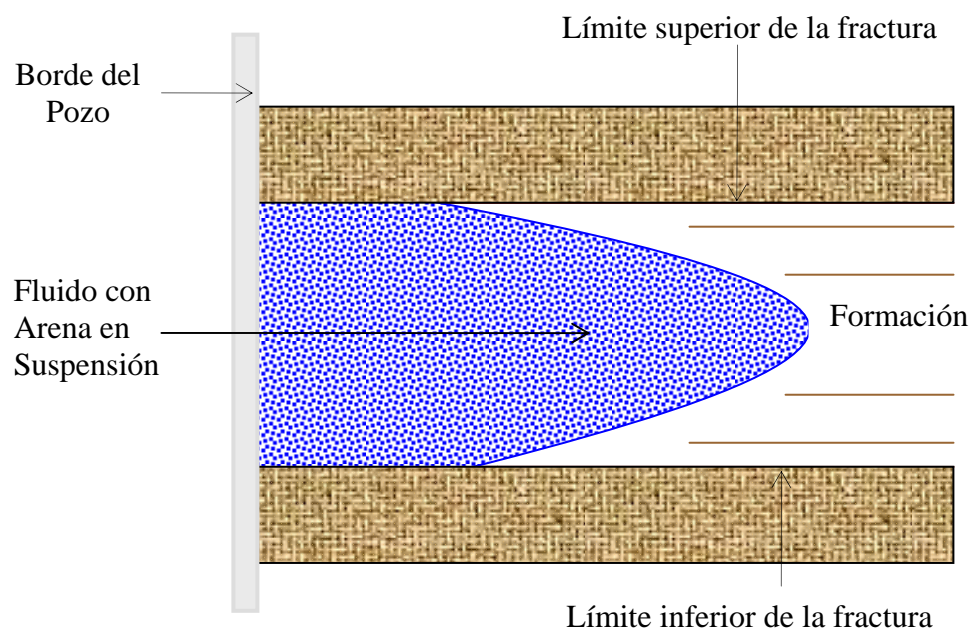
Cuando predomina este efecto de formación de banco, al final de tratamiento la mayor parte del material de soporte se ha depositado. La penetración del banco es sólo una

fracción de la longitud abierta total y el material de soporte queda concentrado en un área reducida.

Sí se utiliza un fluido de de elevada viscosidad el resultado es radicalmente distinto. La velocidad de sedimentación es muy reducida y aumenta el efecto de arrastre. Ocurre entonces que la altura de banco formada es pequeña (o incluso no se forma banco) y la mayor parte del material de soporte (o en su totalidad) permanece en suspensión.

En la figura 53 se describe esta situación.

**Figura 53.** Suspensión del material de soporte en un fluido de alta viscosidad (Según Howard y Fast<sup>9</sup>)



**Fuente:** Los Autores

Sí el transporte del apuntalante en suspensión es el mecanismo dominante, las partículas se aproximan bastante a la punta de la grieta creada, la distribución del material de soporte es más uniforme y su concentración “superficial” es relativamente baja.

Por otra parte, la viscosidad no es el único factor determinante como se observó anteriormente y el perfil alcanzado finalmente depende de numerosos parámetros adicionales.

Un último punto a considerar, es la sedimentación que se produce luego de parar el bombeo y que continúa hasta que la grieta se cierra lo suficiente para “atrapar” los granos del material de soporte entre las paredes de la fractura.

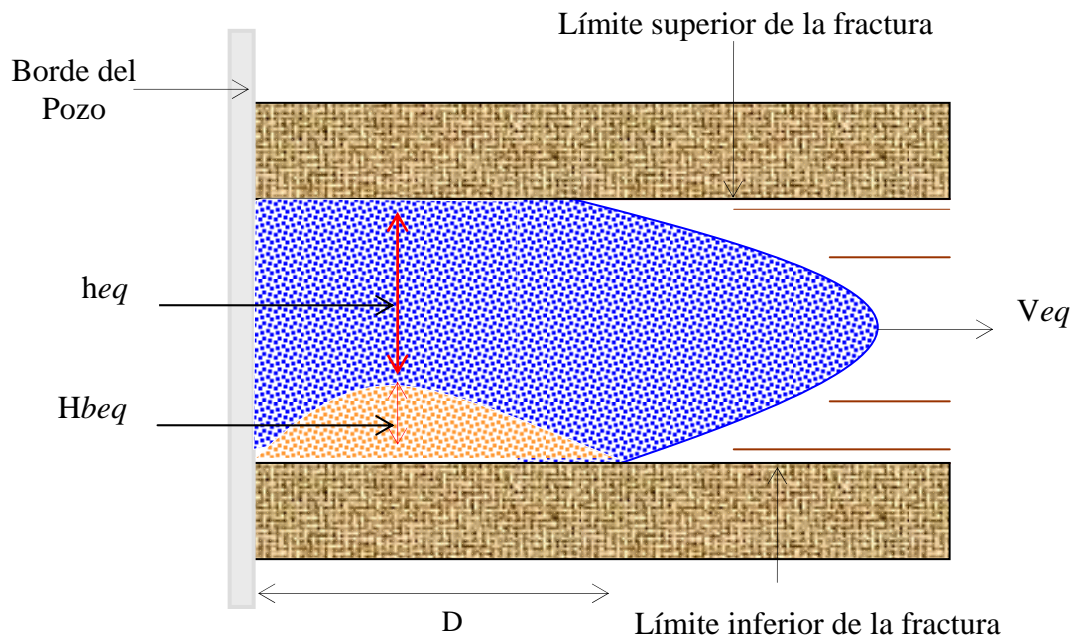
El perfil de distribución del material de soporte finalmente obtenido, en el caso general, significa una fractura empaquetada cuya altura y ancho variarán según la distancia al pozo. Las dimensiones de la fractura empaquetada serán distintas y menores que las dimensiones de la fractura dinámica creada, además de ser las determinantes del incremento de productividad obtenido.

### **3.5. LEYES QUE GOBIERNAN EL DESARROLLO DEL BANCO DE MATERIAL DE SOPORTE**

El crecimiento del banco se ha descrito cualitativamente de la siguiente manera. Primero se desarrolla verticalmente hasta alcanzar una altura de equilibrio  $H_{beq}$  y luego se extiende longitudinalmente según ingresan a la fractura cantidades crecientes de material de soporte.

Para estimar cuantitativamente este proceso, Babcock et al<sup>27</sup> determinaron que la situación de equilibrio se produce cuando el fluido se desplaza por la sección libre de la fractura abierta (sección total menos sección ocupada por el banco) a una cierta velocidad de equilibrio  $V_{eq}$ . Ver figura 54.

**Figura 54.** Extensión longitudinal del banco cuando se acerca a la altura de equilibrio



**Fuente:** Los Autores

El estudio experimental del fenómeno derivó en un conjunto de correlaciones que partiendo de la velocidad terminal de sedimentación  $V_s$ , calculan las condiciones de altura de banco en equilibrio, la velocidad con que crece el banco y el tiempo que se tarda en alcanzar las condiciones de equilibrio. Estas correlaciones se sintetizan a continuación.

### 3.5.1. Sedimentación de las partículas<sup>33</sup>

La velocidad terminal de sedimentación de una partícula en el seno de un líquido se alcanza cuando el peso es equilibrado por la flotación y la fricción desarrollada al caer. La fricción desarrollada por la partícula depende del régimen de caída (laminar, intermedio o turbulento) y de la forma geométrica de la misma partícula que se traduce en un coeficiente de arrastre  $C_D$ .

La velocidad terminal de sedimentación libre se estima mediante el siguiente procedimiento:

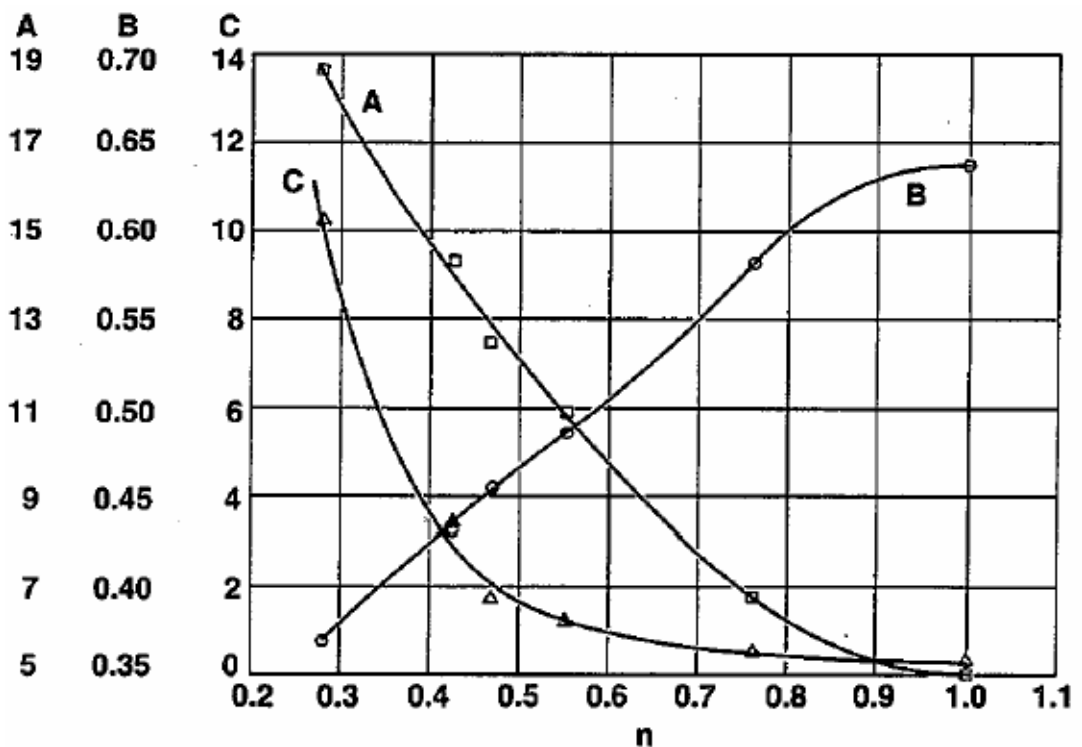
- Determinar el parámetro  $y$ :

$$y = \sqrt{C_D^{2-n} - N_{rep}^2} = \sqrt{\left[ \frac{35778^{2-n} * .02615}{36^{2*(n-1)}} \right] * \left[ \frac{d_p^{n+2} * \rho_f^n * (\rho_p - \rho_f)^{2-n}}{k'^2} \right]}$$

Ecuación 3.18

- Determinar las constantes A, B, C de la figura 55 para el índice de comportamiento  $n$  del fluido.

**Figura 55.** Constantes A,B y C como una función de  $n$



**Fuente:** Subhash N. Shah, Halliburton Services<sup>33</sup>: "Proppant-Settling Correlations for Non-Newtonian Fluids". SPE 13835.

- Determinar el número de Reynolds de la partícula ( $x = N_{rep}$ ):

$$y = A * x^B + C$$

Ecuación 3.19

- Determinar la velocidad de asentamiento de la partícula :

$$V_s = \left[ \frac{36^{n-1} * k' * N_{rep}}{0.1617 * d_p^n * \rho_f} \right]^{1/2-n}$$

Ecuación 3.20

Donde:

$V_s$  es la velocidad de asentamiento, *ft/sec*.

$\rho_f$  es la densidad del fluido, *gr/cm<sup>3</sup>*.

$\rho_p$  es la densidad del material de soporte, *gr/cm<sup>3</sup>*.

$d_p$  es el diámetro del material de soporte, *in*.

$n$  es el índice de comportamiento del fluido, *adimensional*.

$k'$  es el índice de consistencia del fluido, *lbf-seg/ft<sup>2</sup>*.

$N_{rep}$  es el número de Reynolds de la partícula, *adimensional*.

El estudio de la sedimentación de partículas en el seno de fluidos no-newtonianos en movimiento, ha sido y es objeto de esfuerzos considerables de investigación. Aún así, hasta el presente no se han desarrollado correlaciones de validez general que satisfagan fluidos espumosos. La sedimentación del material de soporte es un fenómeno aún más complejo en el caso de fluidos no-newtonianos y para su estudio es inevitable el empleo de computadores.

### 3.5.2. Velocidad de equilibrio

La velocidad de equilibrio se estima mediante el siguiente procedimiento:

- Determinar el parámetro de velocidad de fricción  $V_{fric}$ .

$$V_{fric} = \frac{V_s}{0.054 * \left[ N_{rep} * \sqrt{\left( \frac{2w}{d_p} \right)} \right]^{1/2}}$$

Ecuación 3.21

- Determinar la velocidad de equilibrio para el fluido suponiendo flujo turbulento.

$$V_{eq} = \left( \frac{V_{fric}}{0.2} \right)^{1.143} * \left( \frac{15484 * w * \rho_f}{\mu_f} \right)^{0.143} * \left( \frac{\rho_m}{\rho_f} \right)^{0.571}$$

Ecuación 3.22

Donde la densidad de la mezcla es:

$$\rho_m = \frac{\rho_f + \frac{x_p}{8.34}}{1 + \frac{x_p}{8.34\rho_p}}$$

Ecuación 3.23

- Verificar la condición de turbulencia, número de Reynolds en la fractura  $N_{ref}$ , > 3000.

$$N_{ref} = \frac{15484 * w * \rho_f * V_{eq}}{\mu_f}$$

Ecuación 3.24

Sí  $N_{ref}$  resulta < 3000, la velocidad de equilibrio se calcula para régimen laminar:

$$V_{eq} = \left( \frac{V_{fric}}{3.46} \right)^2 * \left( \frac{15484 * w * \rho_m}{\mu_f} \right)$$

Ecuación 3.25

Donde:

$V_{fric}$  es la velocidad de fricción, *ft/sec*.

$w$  es el ancho de la fractura final, *in*.

$x_p$  es la concentración uniforme de material de soporte en la fractura, *lb/gal*.

$\rho_m$  es la densidad de la mezcla, *gr/cm<sup>3</sup>*.

$V_{eq}$  es la velocidad de equilibrio, *ft/sec*.

$\mu_f$  es la viscosidad del fluido, *Cp*.

$N_{ref}$  es el Número de Reynolds en la fractura, *adimensional*.

### 3.5.3. Sección libre y altura del banco en equilibrio<sup>30</sup>

La altura total de la fractura la constituye la altura ocupada por el banco  $H_{beq}$  y la abierta al flujo  $h_{eq}$ , que se calculan con:

$$h_{eq} = \frac{0.56 * Q}{w * V_{eq}}$$

Ecuación 3.26

$$H_{beq} = h_f - h_{eq}$$

Ecuación 3.27

Cuando se trata con fluidos de alta viscosidad puede ocurrir que la altura del banco en equilibrio sea menor que cero. Esto significa que el arrastre que ejerce el fluido es tan grande que impide la formación de banco y todo el material de soporte permanece en suspensión.

### 3.5.4. Evaluación de la altura del banco

La altura del banco se evalúa mediante el siguiente procedimiento:

- La altura  $H_{be}$  efectivamente alcanzada por el banco en cierto tiempo  $t$ , está gobernada por la siguiente relación:

$$1 - u - k_1 * \ln u = k_2 * t$$

Ecuación 3.28

- Calcular la altura adimensional  $u$  :

$$u = \frac{H_{beq} - H_b}{H_{beq}}$$

Ecuación 3.29

- Estimar los parámetros adimensionales  $k_1$  y  $k_3$ :

$$k_1 = \frac{h_{beq}}{H_{eq}}$$

Ecuación 3.30

$$k_3 = 0.1675 * \left( \frac{x_p}{\rho_p} \right)^{0.12} * \left( \frac{\rho_f}{\rho_p - \rho_f} \right)^{0.45} * k_1^{0.19} * \left( \frac{V_s}{V_{eq}} \right)^{0.86}$$

Ecuación 3.31

- Estimar la constante de formación del banco  $k_2$  :

$$k_2 = \frac{33.7 * k_3 * Q}{w * h_{eq} * H_{beq}}$$

Ecuación 3.32

### 3.5.5. Tiempo para alcanzar el equilibrio

Para fines prácticos, el tiempo necesario para que el banco alcance la altura de equilibrio es:

$$t_{eq} = \frac{0.95 + 3 * k_1}{k_2}$$

Ecuación 3.33

El tiempo durante el que sedimenta el agente de soporte se computa desde que termina de ingresar el colchón y comienza a ingresar la primera etapa. Este tiempo llamado tiempo de transporte  $t_{tr}$  resulta ser:

$$t_{tr} = \frac{v - v_{col}}{42 * Q}$$

Ecuación 3.34

Si el tiempo de transporte  $t_{tr}$  es mayor que el tiempo de equilibrio  $t_{eq}$  se puede considerar que durante la operación el banco crece hasta:

$$H_b = H_{beq}$$

Ecuación 3.35

### 3.5.6. Altura del banco formado

En el caso de que el tiempo de transporte sea menor que el tiempo de equilibrio, la altura efectivamente desarrollada por el banco al finalizar el bombeo depende de la solución de la ley de desarrollo de banco reordenada:

$$f(u) = 1 - u - k_1 * \ln u - k_2 * t_{tr} = 0$$

Ecuación 3.36

La solución de la ecuación se puede obtener por métodos numéricos como el de Newton. Aplicado a este caso, consiste en calcular sucesivos valores de  $u(u_0, u_1, u_2 \dots u_n)$  hasta que  $f(u)$  sea suficientemente cercana a cero según los siguientes criterios:

- Valor inicial de  $u$  :

$$u_0 = \frac{t_{eq} - t_{tr}}{t_{eq}}$$

Ecuación 3.37

- Valores sucesivos de  $u$  :

$$u_{n+1} = u_n * \left[ 1 + \frac{f(u_n)}{u_n + k_1} \right]$$

Ecuación 3.38

- Criterio de solución:  $|f(u_{n+1})| < \text{tolerancia}$

Obtenida la solución de  $u$  , la altura del banco se calcula de la siguiente forma:

$$H_b = H_{beq} * (1 - u)$$

Ecuación 3.39

Donde

$h_{eq}$  es la altura de a sección libre al flujo en equilibrio, *ft.*

$H_{beq}$  es la altura del banco en equilibrio, *ft.*

$h_f$  es la altura de la fractura, *ft.*

$k_1, k_3$  son constantes, *adimensional.*

$k_2$  es la constante de formación del banco, *1/min.*

$t_{eq}$  es el tiempo de equilibrio, *min.*

$t_{tr}$  es el tiempo de transporte, *min.*

$H_b$  es la altura del banco, *ft.*

### **3.6. ARENAMIENTOS: USO DEL COLCHÓN Ó PAD<sup>34</sup>**

El análisis del problema en el transporte del material de soporte lleva a considerar finalmente la posibilidad de que durante la ejecución del trabajo se produzca un arenamiento, que se define como la acumulación del material de soporte en algún punto inmovilizando el paso e impidiendo el desarrollo de la fractura.

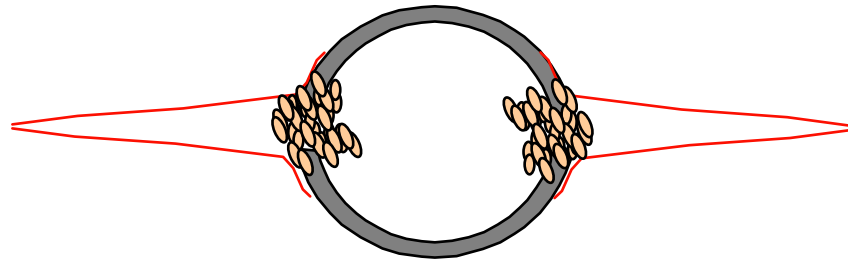
¿Cómo se origina el arenamiento?

Existen dos fenómenos básicos distintos que pueden iniciar un arenamiento: ancho de la fractura insuficiente o excesiva concentración de material de soporte.

#### **3.6.1. Ancho de la fractura insuficiente**

Para poder ingresar a la fractura los granos del material de soporte deben encontrar una separación entre las paredes (ancho de la fractura) suficientemente grande para que no se “atasquen” en la pared del pozo, bloqueen la grieta iniciada y detengan la operación. Ver figura 56

**Figura 56.** Arenamiento en la cara del pozo



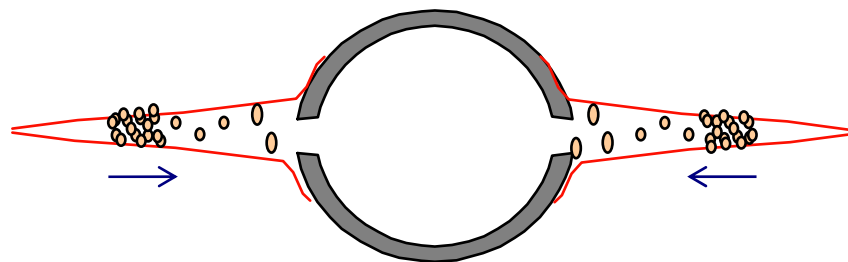
**Fuente:** Los Autores

El colchón ó *Pad* es la fracción de fluido de fractura sin material de soporte que se bombea inicialmente. Su volumen debe crear un ancho de fractura dos a tres veces mayor que el máximo diámetro del material de soporte.

Superada la restricción inicial, el volumen de colchón se pierde más rápidamente que el resto del fluido. Por otro lado, la pérdida instantánea (*Spurt Loss*) se produce en la punta de la fractura y a medida que se pierde por filtrado el volumen de colchón los granos de material de soporte se mueven por una grieta cada vez más estrecha. Nuevamente se pueden “atascar” bloqueando el paso de las partículas posteriores; y por acumulación el arenamiento progresa rápidamente hacia el pozo.

También, para prevenir esta posibilidad, el volumen de colchón debe suplir fácilmente las pérdidas por filtrado de modo de mantener el material de soporte alejado del estrechamiento de la grieta cerca de la punta.

**Figura 57.** Arenamiento cerca de la punta de la fractura

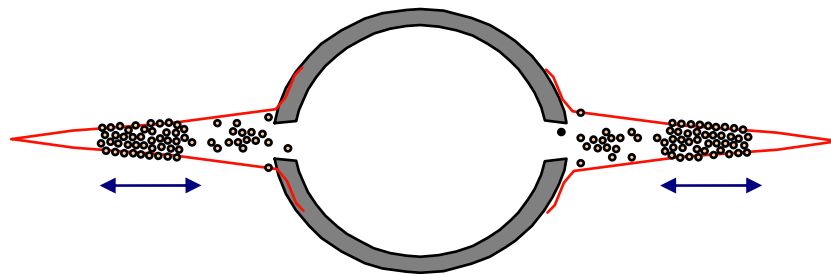


**Fuente:** Los Autores

### 3.6.2. Excesiva concentración de material de soporte

A medida que crece la concentración de material de soporte se torna más difícil el movimiento de la lechada, ver figura 58. Existe un valor máximo de contenido de sólidos que no se puede superar si se procura mantener el movimiento de la suspensión. Para el caso de partículas esféricas de igual tamaño, el límite teórico corresponde al 52% en volumen. En caso de arena suspendida en un fluido base agua este límite corresponde a una concentración de 24 libras de arena por galón de líquido. El límite práctico es considerablemente menor, pero la definición de una cifra es tema controvertido. Se ha propuesto, por ejemplo 18 libras de arena por galón, equivalente a un 45% de contenido de sólidos (incluso se utilizan valores más conservadores).

**Figura 58.** Arenamiento por concentración excesiva



**Fuente:** Los Autores

Nuevamente, el dimensionamiento generoso del volumen de colchón es un medio eficaz para prevenir el arenamiento. El revoque generado en las paredes por el reductor de filtrado en el colchón, reducirá sensiblemente la velocidad de filtrado de las etapas subsiguientes que transportan el material de soporte.

#### **4. MODELOS DE DISEÑO PARA ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD**

Los modelos matemáticos utilizados para diseñar fracturas se esfuerzan por simular los fenómenos naturales asociados con el proceso de fracturamiento hidráulico. Contabilizan la cantidad de volumen de fluido inyectado para propagar la fractura (ecuación de continuidad), estiman los volúmenes de fluido que se pierden por filtrado a la formación (*leakoff* y *spurt loss*) y el que permanece en la fractura, relacionan el ancho de la fractura con la presión hidráulica aplicada (teoría de elasticidad), tienen en cuenta las pérdidas de presión debido al flujo del fluido fracturante en la fractura y tuberías (ecuación de flujo de fluidos), y predicen dimensiones alcanzadas por la fractura debido a la presión que debe tener el fluido para satisfacer los criterios de propagación de la punta de la fractura.

En muchos casos, las consideraciones que hace la teoría de elasticidad y la ecuación de continuidad, permiten establecer relaciones básicas entre los resultados obtenidos por estas y la calidad de los datos medidos directamente en la operación de fracturamiento hidráulico (condiciones dinámicas), tales como volumen inyectado y presión de tratamiento.

Como una manera de acercarse con criterios técnicos a esa realidad compleja, es preciso elaborar modelos matemáticos con numerosas simplificaciones y suposiciones. En el caso del fracturamiento hidráulico, resulta difícil evaluar la fidelidad con que esos modelos describen la realidad por carecerse de medios para hacer comprobaciones directas. Actualmente se está realizando un esfuerzo considerable en el desarrollo de técnicas que permiten indirectamente y eventualmente corregir los modelos propuestos.

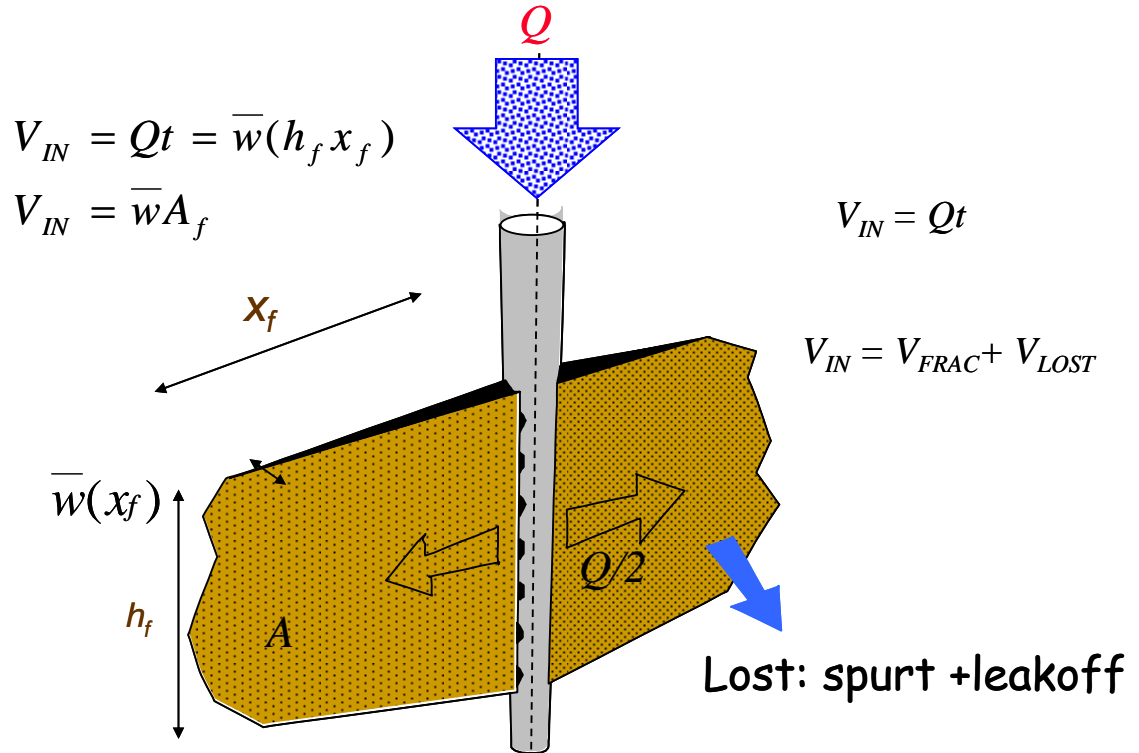
##### **4.1. ECUACIÓN DE CONTINUIDAD<sup>35</sup>**

La ecuación de continuidad (balance de volúmenes) se expresa mediante la siguiente relación basada en la figura 59:

$$V_{IN} = V_{LOST} + V_{FRAC}$$

Ecuación 4.1

**Figura 59.** Balance de volúmenes



**Fuente:** Los Autores

La ecuación 4.1 indica que el volumen de fluido bombeado dentro la fractura es igual al volumen de fluido perdido por filtrado a la formación más el volumen de fluido almacenado en la fractura. Los términos individuales (para una altura constante, bombeo a una tasa constante) son definidos como sigue:

$$V_{IN} = Qt = \bar{w}(h_f x_f) = \bar{w}A_f$$

Ecuación 4.2

$$V_{LOST} \cong 3CH_p x_f \sqrt{t}$$

Ecuación 4.3

$$V_{FRAC} = \bar{w}h_f x_f$$

Ecuación 4.4

Sustituyendo las ecuaciones 4.2, 4.3 y 4.4 en la ecuación de continuidad obtenemos:

$$x_f = \frac{Qt}{3CH_p\sqrt{t} + \bar{w}h_f}$$

Ecuación 4.5

Donde

$Q$  es la tasa de bombeo,  $ft^3/min$ .

$t$  es el tiempo de bombeo,  $min$ .

$C$  es el coeficiente de pérdida de fluido,  $ft/min^{0.5}$ .

$H_p$  es la altura del espesor permeable,  $ft$ .

$\bar{w}$  es el ancho promedio de la fractura,  $ft$ .

$h_f$  es la altura total de la fractura,  $ft$ .

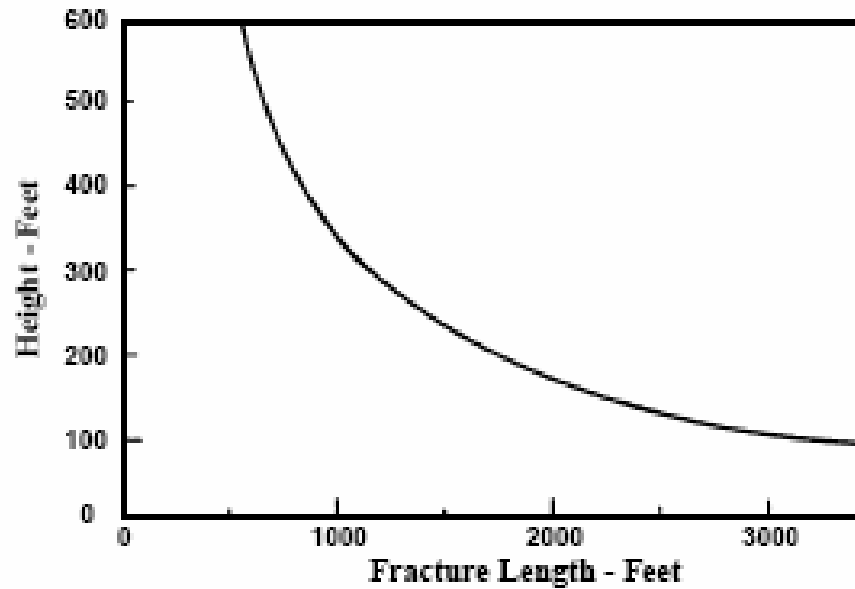
$x_f$  es la longitud de la fractura,  $ft$ .

$A_f$  es el área de la fractura,  $ft^2$ .

Con la ecuación 4.5 podemos determinar la longitud que resultará para un tratamiento de fractura y es comparable dentro del rango del 10-15% de error con los modelos de fractura utilizados en computadores. También, esta ecuación puede reagruparse en forma de una ecuación cuadrática en términos de  $\sqrt{t}$  para obtener el tiempo de bombeo requerido para una longitud de fractura deseada.

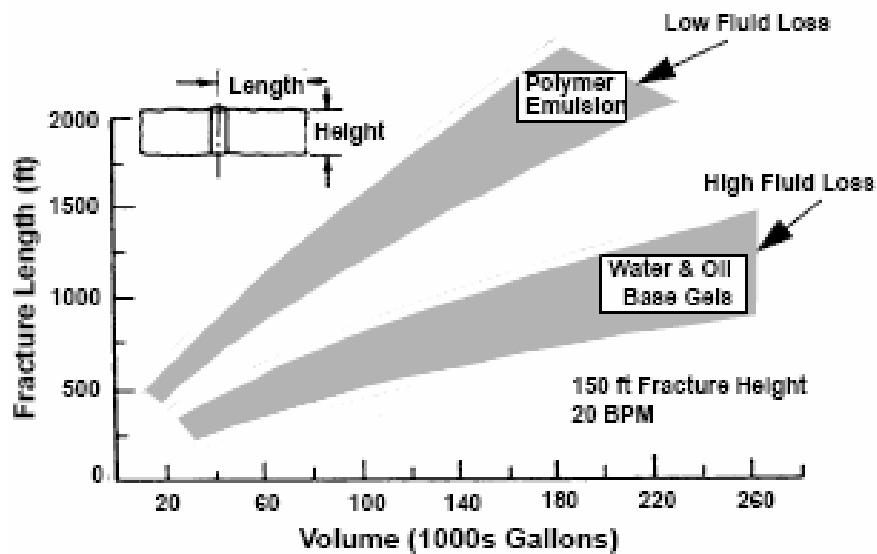
La inspección de la ecuación 4.5 indica que incrementando cualquiera de los términos en el denominador (excepto el tiempo) decrecerá la longitud de la fractura. En particular, cambiando la altura de la fractura y el coeficiente de pérdida de fluido, podemos tener dramáticos efectos en la longitud de la fractura. La figura 60 muestra un ejemplo de la relación entre la altura y la longitud de la fractura para un volumen de tratamiento dado, y la figura 61 muestra una relación similar entre el coeficiente de pérdida de fluido y la longitud de la fractura.

**Figura 60.** Altura de la fractura Vs. Longitud de fractura para un tratamiento de 3000000 galones de fluido fracturante



**Fuente:** Economides Michael, Oligney Ronald, Valkó Peter<sup>28</sup>.

**Figura 61.** Longitud de la fractura Vs. Volumen bombeado para bajas (Emulsiones) y altas (Fluido Base Gel) pérdidas de fluido



**Fuente:** Economides Michael, Oligney Ronald, Valkó Peter<sup>28</sup>.

## 4.2. FILTRADO DEL FLUIDO DE FRACTURA<sup>34</sup>

La pérdida de fluido hacia el seno de la formación es de importancia decisiva en el volumen que alcanza la fractura creada ó en el conjunto de sus dimensiones. Se ha postulado que la velocidad de filtrado del fluido es producto de la diferencia de presión actuando como fuerza impulsora sobre tres resistencias. Estas resistencias son la compresibilidad del fluido del yacimiento, la invasión de la formación por el fluido viscoso y la eventual formación de un revoque en las paredes de la fractura (con aditivos o residuos sólidos).

### 4.2.1. Compresibilidad del fluido del yacimiento

La velocidad de filtración  $V_F$  cuando actúa el fluido del yacimiento como único factor controlador disminuye con la raíz cuadrada del tiempo.

$$V_F = \frac{C_{II}}{\sqrt{t}}$$

Ecuación 4.6

El coeficiente del fluido del yacimiento  $C_{II}$  ( $ft/min^{0.5}$ ) depende de la diferencia de presión  $\Delta P$  (presión de fractura menos la de yacimiento,  $psi$ ), porosidad  $\phi$  (fracción) y permeabilidad  $K$  ( $md$ ) del yacimiento, además de la viscosidad  $\mu_r$  ( $cp$ ) y compresibilidad  $C_r$  ( $psi$ ) del fluido del yacimiento.

$$C_{II} = 1.18 * 10^{-3} \Delta P \sqrt{\frac{\phi K C_r}{\mu_r}}$$

Ecuación 4.7

### 4.2.2. Invasión de la formación por el fluido de fractura

La variación de la velocidad de filtración es similar al caso anterior.

$$V_F = \frac{C_I}{\sqrt{t}}$$

Ecuación 4.8

El coeficiente de viscosidad del fluido de fractura  $C_I$  ( $ft/min^{0.5}$ ) considera la caída de presión, la permeabilidad y porosidad del yacimiento, y naturalmente la viscosidad del fluido de fractura  $\mu$ .

$$C_I = 1.48 * 10^{-3} \sqrt{\frac{\phi K \Delta P}{\mu}}$$

Ecuación 4.9

Donde

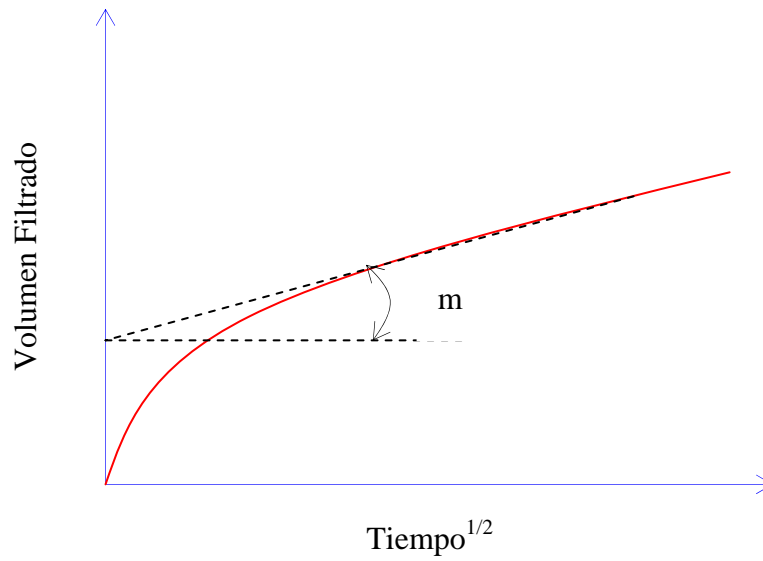
$V_F$  es la velocidad de filtrado,  $ft/min$ .

Evidencias experimentales muestran que las espumas tienen comportamientos distintos y el coeficiente  $C_I$  depende principalmente de la permeabilidad.

#### 4.2.3. Formación de revoque en las paredes

La influencia del revoque o torta de filtrado que se forma en las caras de la fractura se pueden estudiar en el laboratorio con una celda convencional. Como medio filtrante se utiliza preferentemente un núcleo de la formación de interés ó un medio poroso artificial de permeabilidad comparable. La figura 62 representa una curva típica del volumen recogido según en tiempo.

**Figura 62.** Filtrado del fluido que forma revoque



**Fuente:** Los Autores.

Al comienzo el fluido sale rápidamente como un chorro (*spurt*) y luego se reduce la velocidad. El volumen acumulado  $V_{FIL}$  varía linealmente con la raíz cuadrada del tiempo. Este comportamiento se representa aproximadamente con la siguiente relación:

$$V_{FIL} = V_{SP} + m\sqrt{t}$$

Ecuación 4.10

La pérdida instantánea o pérdida a chorro  $V_{SP}$  (*spurt loss, cm<sup>3</sup>*) está asociada al corto período inicial en que se forma la torta de filtrado en toda la superficie filtrante. La pendiente  $m$  se vincula con la velocidad de filtrado a través del revoque mediante la siguiente expresión:

$$V_{FIL} = \frac{C_{III}}{\sqrt{t}}$$

Ecuación 4.11

Donde el coeficiente de revoque  $C_{III}$  ( $ft/min^{0.5}$ ) se calcula con la pendiente  $m$  ( $cm^3/min^{0.5}$ ) y el área de la sección filtrante  $A_C$  ( $cm^2$ ):

$$C_{III} = 0,0164 \frac{m}{A_C}$$

Ecuación 4.12

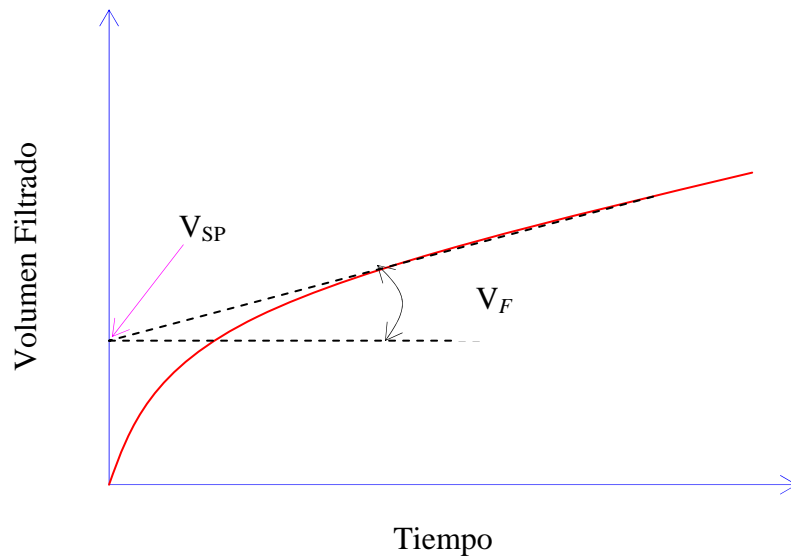
El uso de este modelo tiene dos serias limitaciones:

- El volumen  $V_{SP}$  corresponde a una pérdida absolutamente instantánea según la expresión matemática. La generalidad de los casos reales muestran que no es así; el tiempo necesario para recoger el *spurt loss* es corto pero mayor que cero.
- El ensayo en condiciones estáticas no es estrictamente representativo de las condiciones dentro de la fractura, donde el movimiento del fluido erosiona el revoque y limita su crecimiento.

#### 4.2.4 Modelos dinámicos para el filtrado

Cuando en el ensayo de laboratorio se utilizan celdas de diseño especial que posibilitan el movimiento del fluido paralelamente al medio filtrante, el comportamiento que se observa es distinto. Esto se ilustra en la figura 63, donde ahora la abscisa es el tiempo.

**Figura 63.** Ensayo Dinámico de Filtrado.



**Fuente:** los Autores.

Tras una pérdida a chorro inicial, el volumen se recoge a velocidad  $V_F$  constante. La expresión aproximada en este caso es:

$$V_F = V_{SP} + V_F t$$

Ecuación 4.13

Los modelos dinámicos tampoco son absolutamente representativos de las condiciones en la fractura. Cerca de la punta de la fractura, la velocidad del fluido se aproxima a cero y el filtrado se produce en condiciones similares a las de un ensayo estático.

La incorporación de todos o parte de estos factores al cálculo de la geometría de la fractura se puede realizar a costa de incrementar la complejidad de los modelos correspondientes. De todas maneras, la confiabilidad estará limitada en su base: ¿En qué medida un pequeño núcleo de formación es representativo del comportamiento de toda el área de drenaje del pozo?

#### 4.2.5. Acción de todas las resistencias al filtrado

Cada uno de los tres coeficientes de filtrado actúa simultáneamente complementando a los demás. Para describir el coeficiente combinado  $C$  se ha propuesto una analogía con conductores eléctricos en serie:

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{C_I} + \frac{1}{C_{II}} + \frac{1}{C_{III}}$$

Ecuación 4.14

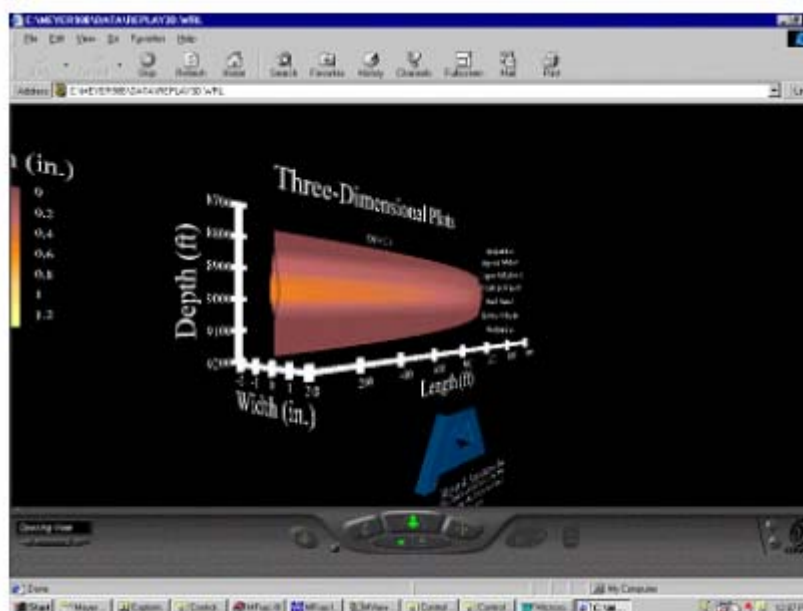
En circunstancias concretas, es frecuente omitir uno o dos de los coeficientes de acuerdo a consideraciones sobre su peso relativo y con el objeto de hacer estimaciones más conservadoras.

#### 4.3. MODELOS PARA EL CÁLCULO DE TRATAMIENTOS

Los modelos en 2D han sido utilizados para contribuir en el diseño de tratamientos de estimulación por fracturamiento desde hace muchos años. Los modelos en 2D más utilizados son los de Khristianovic y Zeltov<sup>36</sup> con posteriores contribuciones de Geertsma y de Klerk<sup>37</sup> (1969; modelo KGD), y el modelo Perkins y Kern<sup>38</sup> (1961) modificado posteriormente por Nordgren<sup>39</sup> (1972; modelo PKN). Estos modelos resultan satisfactorios para varias aplicaciones, pero no siempre pronostican en forma adecuada la respuesta de presión de superficie observada durante el tratamiento de fracturamiento. Cuando esto ocurre, es común deducir que la geometría de la fractura no se ajusta a la planificada. Esta sería entonces la razón por la que algunos tratamientos de estimulación no dieron los resultados esperados. Los modelos en 2D difieren considerablemente en la forma de cálculo del crecimiento y volumen de la fractura. En el modelo KGD, la geometría de la fractura tiene una altura uniforme y constante, y una sección transversal rectangular. Este modelo es utilizado cuando la relación entre la longitud y la altura de la fractura es generalmente menor que 1,5. El modelo KGD es común que describa longitudes de fracturas más cortas y mayores anchos sobre la pared del hueco que el modelo PKN. Estos modelos y otros similares en 2D, no requieren una definición rigurosa de las propiedades mecánicas de la formación.

El uso de los modelos tridimensionales (3D) o pseudo tridimensionales (P3D) ya son comunes en la industria (Ver figura 64). Estos modelos se consideran generalmente más precisos, dado que simulan en forma más rigurosa el crecimiento de las fracturas. Estos modelos requieren como datos de entrada, valores precisos de las propiedades mecánicas de la roca (Relación Poisson y el Módulo de Elasticidad de Young). La diferencia de la relación de Poisson entre las diferentes zonas influye en el crecimiento de la altura de la fractura y el valor del módulo de elasticidad de Young influye en el desarrollo del ancho de la fractura.

**Figura 64.** Fractura vertical en 3D



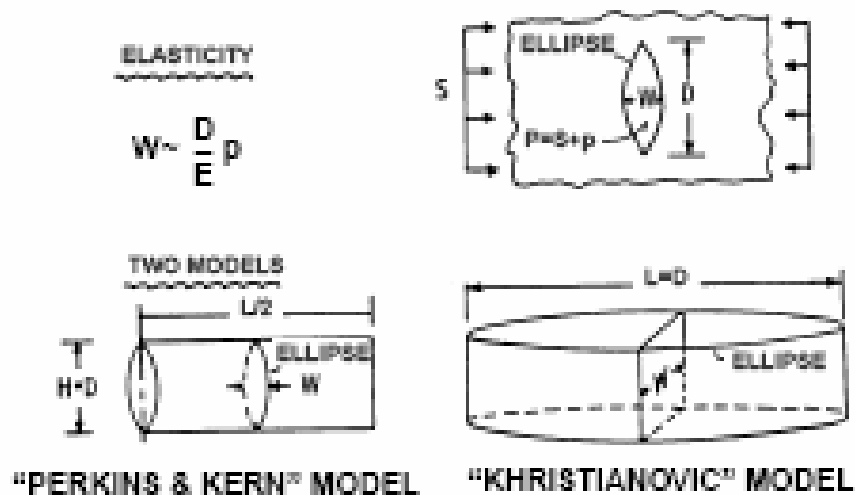
**Fuente:** "User's Guide, Meyer Fracturing Simulators<sup>29</sup>". Fourth Edition.

#### 4.3.1. Teoría de elasticidad<sup>35</sup>

Una solución clásica de la teoría de elasticidad predice que para una tabla actuando como un material elástico e infinito en un plano recto (deformación restringida entre planos paralelos de la tabla) con una abertura presurizada a través de la tabla, esta se deformará en forma de una elipse. La elipse tendrá su eje mayor igual a la longitud media de la abertura y su eje menor proporcional a la presión y longitud de la abertura,

e inversamente proporcional a su módulo elástico como se puede ver en la parte superior de la figura 65.

**Figura 65.** Geometría de la fractura según la teoría de elasticidad



**Fuente:** BP Exploration: "Hydraulic Fracturing Theory Manual", 1997.

Esta solución elástica fue aplicada al fracturamiento hidráulico, pero en diferentes direcciones como se ve en la parte inferior de la figura 65. Como vemos, la elipse en el modelo de PK es vertical mientras que la elipse en el modelo de K es horizontal. Como resultado, el debate ha sido continuo durante los últimos 40 años con el fin de saber que es correcto. Este debate es más que algo académico, desde que los dos modelos predicen significativamente diferentes volúmenes de fluido para alcanzar una longitud de fractura deseada.

La selección de uno u otro tipo de modelo tiene importancia, ya que sus resultados arrojan diferencias notables en las estimaciones de incremento de productividad, condiciones operativas (arenamientos), etc. Un examen de las principales hipótesis y resultados de estos modelos, ofrece una comprensión más profunda de los mecanismos involucrados en un tratamiento y la incidencia relativa de los diversos factores que juegan en el diseño y la operación.

#### 4.3.2. Modelo de Perkins – Kern<sup>38</sup> (PK)

El modelo de Perkins-Kern asume que no hay deslizamiento entre los planos que confinan la altura de la fractura; en otras palabras, el modelo aplica las suposiciones de un plano de resistencia y un plano de referencia vertical, normal a la dirección de propagación de la fractura. Al descuidar la variación de la presión a lo largo de la coordenada vertical, la presión neta  $P_n$  (presión del fluido en la fractura menos la presión de cierre de la formación) es considerada como una función de la coordenada lateral  $x$ , lo que genera que la constante de presión vertical a una situación lateral dada, de lugar a una sección elíptica. La ecuación 4.15 muestra el ancho máximo  $w_o$  de la elipse formada por el modelo PK.

$$w_o = \frac{2 * h_f * P_n}{E}$$

Ecuación 4.15

Perkins y Kern<sup>38</sup> (1961) postularon que la presión neta es cero en la punta de la fractura, y aproximaron una velocidad lineal promedio del fluido en cualquier posición de la fractura; basada en la tasa de inyección a un ala de la fractura dividida por el área de la sección transversal de la misma. Ellos obtuvieron la ecuación de las pérdidas de presión en la fractura mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{dP_n}{dx} = \frac{4 * \mu * q_i}{\pi * w_o^3 * h_f}$$

Ecuación 4.16

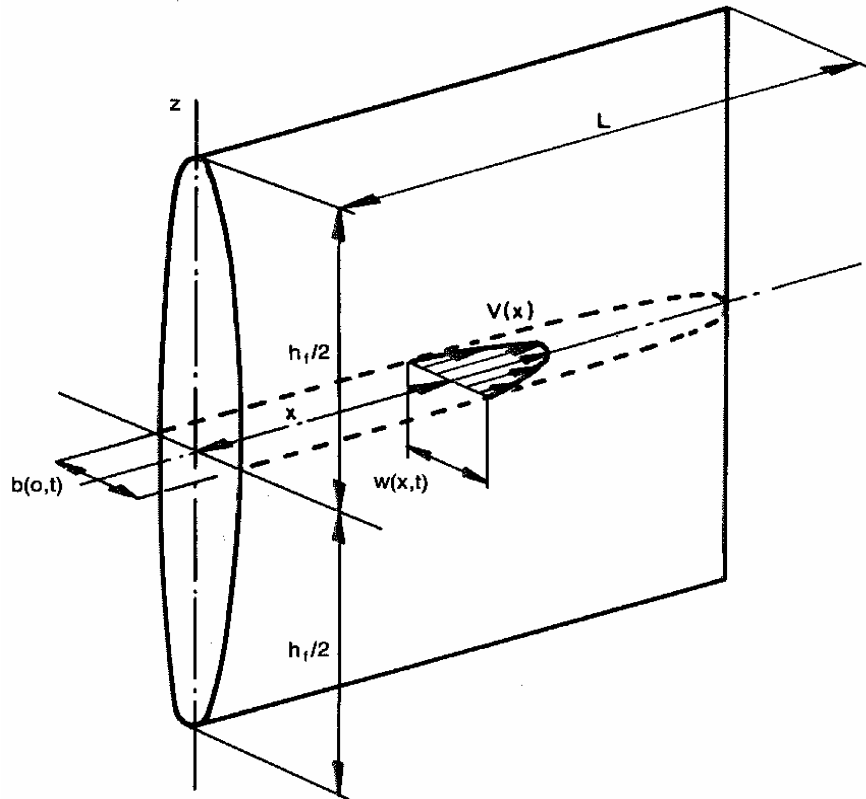
Combinando la ecuación 4.15 y 4.16 e integrando la derivada parcial con la condición mínima de presión neta igual a cero en la punta de la fractura, estos autores obtuvieron la siguiente relación para el perfil de ancho en la fractura:

$$w_o(x) = w_{w,o} * \left(1 - \frac{x}{x_f}\right)^{1/4}$$

Ecuación 4.17

Donde el ancho máximo de la elipse en la pared del pozo (Ver figura 66) está dada por:

**Figura 66.** Geometría de la fractura según Perkins-Kern<sup>38</sup> (PK)



**Fuente:** Perkins, T. K. Jr. and Kern, L. R.: "Widths of Hydraulic Fractures," *JPT* (Sept. 1961) 937-49; *Trans., AIME*, **222**.

$$w_o = 9.15^{\frac{1}{2n+2}} \times 3.98^{\frac{n}{2n+2}} \left[ \frac{1 + 2.14n}{n} \right]^{\frac{n}{2n+2}} K^{\frac{1}{2n+2}} \left( \frac{q_i^n h_f^{1-n} x_f}{E'} \right)^{\frac{1}{2n+2}}$$

Ecuación 4.18

Para  $n$  igual a la unidad y asimilando el índice de consistencia del fluido  $K$  a la viscosidad  $\mu$ , la ecuación se convierte en:

$$w_o = 3.57 * \left( \frac{\mu * q_i * x_f}{E} \right)^{1/4}$$

Ecuación 4.19

En realidad, la tasa de flujo dentro la fractura es menor que la tasa de inyección, no solo por el filtrado de fluido de fractura, sino también porque el incremento del ancho con el tiempo “consume” otra parte del fluido inyectado. De hecho, lo que es más constante a lo largo de la coordenada lateral  $x$  a un instante de tiempo dado, no es la tasa de flujo, sino la velocidad de flujo. Sin embargo, repitiendo la derivación de Perkins y Kern<sup>38</sup> con una asunción de velocidad de flujo constante, se obtendrá muy poco efecto en los resultados finales.

La ecuación 4-19 es la ecuación de ancho de Perkins y Kern<sup>38</sup>. Esta muestra el efecto de la tasa de inyección, viscosidad y módulo de elasticidad sobre el ancho de fractura, una vez alcanzada la longitud de la fractura. Conocido el ancho máximo de la fractura en la pared del pozo se puede calcular el ancho promedio al multiplicar este por un factor de forma  $\gamma$ :

$$\bar{w} = \gamma * w_o$$

Ecuación 4.20

Donde:

$$\gamma = \frac{\pi}{4} * \frac{4}{5} = \frac{\pi}{5} = 0.628$$

El factor de forma contiene dos elementos. El primero es  $\pi/4$ , el cual toma en cuenta que la forma vertical es una elipse. El segundo elemento es  $4/5$ , el cual tiene en cuenta la variación lateral en el ancho máximo.

En la industria del petróleo, una versión de la ecuación 4-19 con una ligera variación en la constante es usada con más frecuencia y es referida como la ecuación de ancho de Perkins-Kern-Nordgren<sup>39</sup> (PKN), (Nordgren, 1972).

$$w_o = 3.27 * \left( \frac{\mu * q_i * x_f}{E} \right)^{1/4}$$

Ecuación 4.21

Perkins y Kern<sup>38</sup> desarrollaron las siguientes hipótesis simplificatorias para derivar tales ecuaciones:

- La geometría de secciones transversales de la fractura es esencialmente elíptica. Esto significa que en el caso de fracturas verticales no hay deslizamiento entre el estrato productivo y los estratos superior e inferior que limitan el desarrollo vertical de la fractura.
- La formación es homogénea e isotrópica. Esta hipótesis es muy común en diversos modelos e implica una severa limitación puesto que las formaciones reales distan de satisfacerlas. Posiblemente las areniscas constituyen el tipo más aproximado. En otra clase de formaciones (calcáreos fisurados naturalmente, por ejemplo) la aplicación de estos modelos es cuestionables.
- El filtrado tiene poco efecto en el ancho, en consecuencia no se tiene en cuenta la pérdida de fluido.

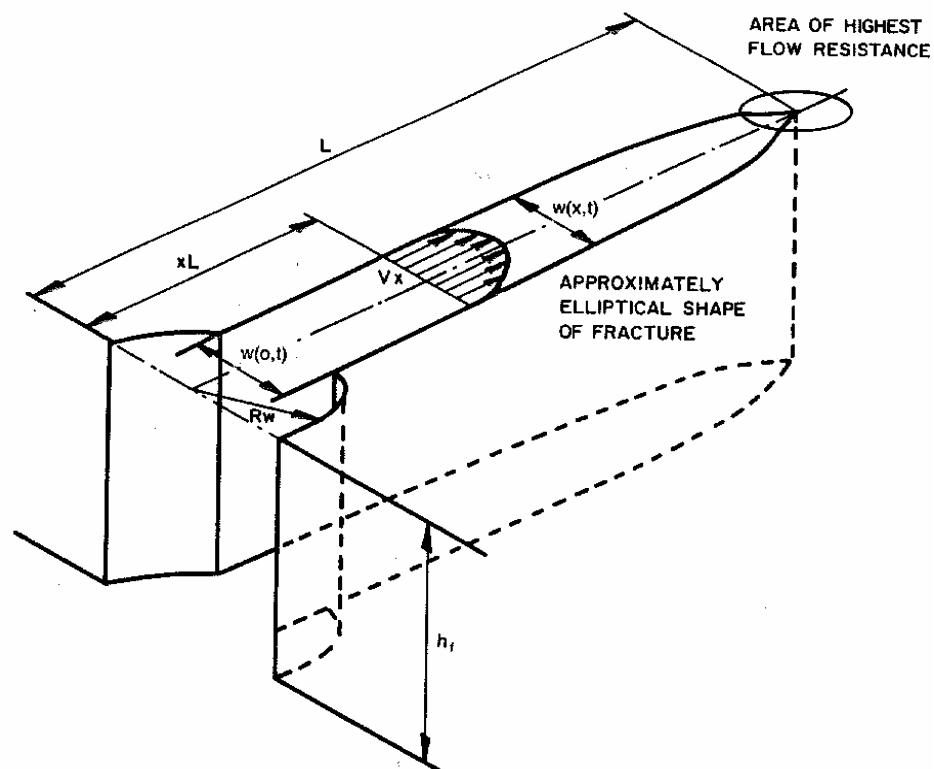
#### 4.3.3. Modelo de Khristianovic -Zheltoy-Geertsma-de Klerk (KGD)<sup>36,37</sup>

El primer modelo de fracturamiento hidráulico elaborado por Khristianovic y Zheltoy (1955), plantea que el ancho de la fractura no varía con la altura de la fractura. Es decir, la fractura tiene secciones transversales rectangulares y puede haber deslizamiento entre los estratos de los planos horizontales que la confinan. De esta

manera, la sección transversal de la fractura es rectangular y se conserva la forma elíptica para la variación del ancho según la longitud.

El modelo se representa en la figura 67.

**Figura 67.** Geometría de la fractura según Khristianovic -Zheltoy-Geertsma-de Klerk (KGD)<sup>36,37</sup>



**Fuente:** Khristianovic -Zheltoy-Geertsma-de Klerk (KGD)<sup>36,37</sup>

Geertsma y de Klerk<sup>37</sup> (1969) aceptaron tales suposiciones, debido a que la teoría de elasticidad establece para el ancho de la fractura una relación similar a la usada por Perkins y Kern<sup>38</sup>, pero con la longitud de la fractura sustituida en la altura de la misma. La ecuación modificada es la llamada KGD y es igual a:

$$w_o = \left(\frac{336}{\pi}\right)^{1/4} * \left(\frac{\mu * q_i * x_f^2}{E * h_f}\right)^{1/4} = 3.22 * \left(\frac{\mu * q_i * x_f^2}{E * h_f}\right)^{1/4}$$

Ecuación 4.22

En este caso, el factor de forma relaciona el ancho promedio  $w$  con el ancho en la cara del pozo  $w_o$ , y no tiene ninguna componente vertical. Entonces, debido a la forma horizontal elíptica de la fractura, se obtiene:

$$w_o = \gamma * w$$

Ecuación 4.23

$$\gamma = \frac{\pi}{4} = 0.785$$

Geertsma y de Klerk desarrollaron estas expresiones teniendo en cuenta las siguientes suposiciones, que en parte son coincidentes con las de Perkins y Kern.

- La formación es homogénea e isotrópica.
- La velocidad de filtrado es inversamente proporcional a la raíz cuadrada del tiempo.
- El volumen de “*Spurt Loss*” se pierde instantáneamente a medida que crece el área de la fractura.
- El fluido de fractura es newtoniano.
- El régimen de flujo es laminar.

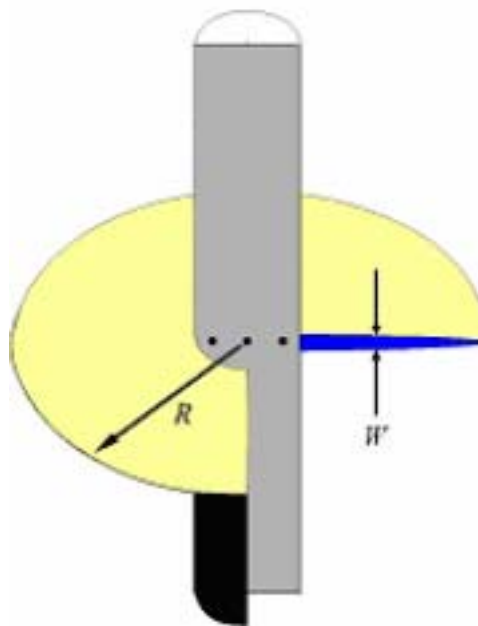
Para fracturas cortas donde  $2 * x_f < h_f$ , la geometría de KGD es la más apropiada y para fracturas largas donde  $2 * x_f > h_f$ , la geometría recomendada es la de PKN.

Interesantemente, para el caso especial cuando la longitud total de la fractura y la altura son equivalentes, con las dos ecuaciones se obtienen básicamente el mismo ancho promedio y el mismo volumen de fractura.

#### 4.3.4. Modelo Radial de Penny – Shaped<sup>40</sup>

Este modelo corresponde a fracturas horizontales de pozos verticales, fracturas verticales extendiéndose en pozos horizontales o cuando se están fracturando relativamente formaciones homogéneas gruesas de un limitado intervalo de perforación. Mientras los cálculos de ancho de la fractura son sensibles a cómo el fluido entra en la fractura, un modelo razonable puede ser postulado por analogía, el cual produce el mismo ancho promedio como el postulado en el modelo de Perkins y Kern<sup>38</sup> (Ver figura 68) cuando:

**Figura 68.** Geometría de la fractura según Penny-Shaped



**Fuente:** Los Autores

$$R_f = x_f = \frac{h_f}{2}$$

Ecuación 4.24

Con esta modificación se obtiene:

$$\bar{w} = 2.24 * \left( \frac{\mu^* q_i^* R_f}{E} \right)^{\frac{1}{4}}$$

Ecuación 4.25

La importancia real de los modelos simples presentados en esta sección es la visión que ellos proporcionan ayudando a considerar el efecto de los datos de entrada en la evolución de la fractura. Una visión adicional de estos modelos de fractura pueden ganarse comparando la geometría de la fractura y el comportamiento de la presión neta. En la siguiente tabla se hace una comparación de estos modelos (en el caso de no *Leakoff*).

**Tabla 8.** Solución de modelos básicos de fracturas. Casos no *Leakoff*

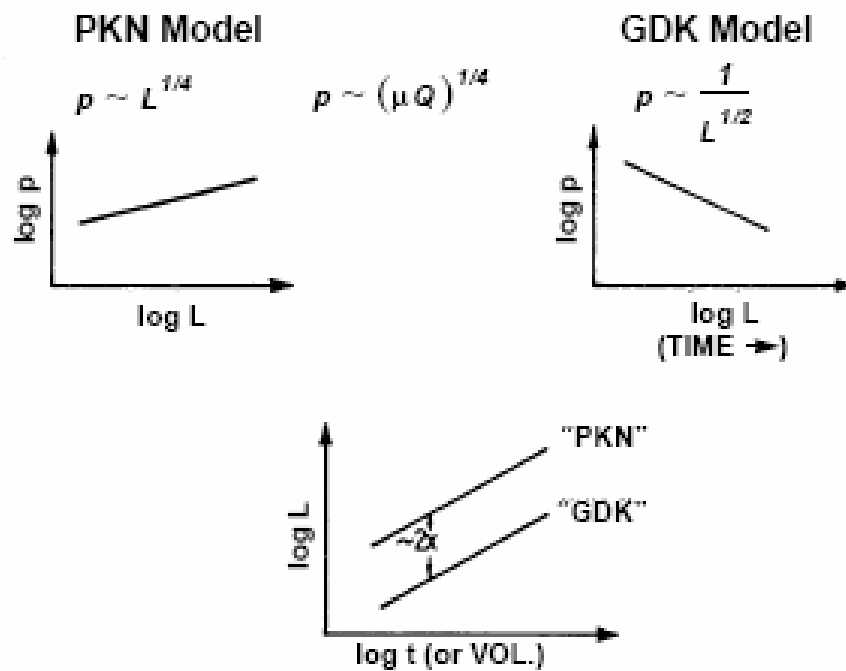
MODELO	PERKINS Y KERN	GEERSTMA Y DE KLERK	RADIAL
Extensión de la fractura	$x_f = c_1 * t^{4/5}$	$x_f = c_1 * t^{2/3}$	$R_f = c_1 * t^{4/9}$
	$c_1 = c_1' * \left( \frac{q_i^3 * E}{\mu * h_f^4} \right)^{1/5}$	$c_1 = c_1' * \left( \frac{q_i^3 * E}{\mu * h_f^3} \right)^{1/6}$	$c_1 = c_1' * \left( \frac{q_i^3 * E}{\mu} \right)^{1/9}$
	$c_1' = \left( \frac{625}{512 * \pi^3} \right) = 0.524$	$c_1' = \left( \frac{16}{21 * \pi^3} \right) = 0.539$	$c_2' = 0.572$
Ancho	$w_o = c_2 * t^{1/5}$	$w_o = c_2 * t^{1/3}$	$w_o = c_2 * t^{1/9}$
	$c_2 = c_2' * \left( \frac{q_i^2 * \mu}{E * h_f} \right)^{1/5}$	$c_2 = c_2' * \left( \frac{q_i^3 * \mu}{E * h_f^3} \right)^{1/6}$	$c_2 = c_2' * \left( \frac{q_i^3 * \mu^2}{E^2} \right)^{1/9}$
	$c_2' = \left( \frac{2560}{\pi^2} \right)^{1/5} = 3.04$	$c_2' = \left( \frac{5376}{\pi^3} \right)^{1/6} = 2.36$	$c_2' = 3.65$
	$\bar{w} = \gamma * w_o$	$\bar{w} = \gamma * w$	$\bar{w} = \gamma * w_o$
	$\gamma = 0.628$	$\gamma = 0.785$	$\gamma = 0.533$
Presión Neta	$P_n = c_3 * t^{1/5}$	$P_n = c_3 * t^{-1/3}$	$P_n = c_3 * t^{-1/3}$
	$c_3 = c_3' * \left( \frac{E^4 * \mu * q_i^2}{h_f^6} \right)^{1/5}$	$c_3 = c_3' * (E^2 * \mu)^{1/3}$	$c_3 = c_3' * (E^2 * \mu)^{1/3}$
	$c_3' = \left( \frac{80}{\pi} \right)^{1/4} = 1.52$	$c_3' = \left( \frac{21}{16} \right)^{1/3} = 1.09$	$c_3' = 2.51$

**Fuente:** Los Autores

La última fila de la tabla merece su atención. Para los casos de no *Leakoff* la presión neta incrementa con el tiempo para el modelo de Perkins y Kern, pero decrece con el tiempo para los otros dos modelos. También se puede observar que la presión neta proporcionada por el modelo de Geertsma – de Klerk y el modelo radial es independiente de la tasa de inyección.

Mediciones de la presión de tratamiento en fondo del pozo realizadas por Nolte et al<sup>41</sup>, indican que si la altura es relativamente constante y significativamente pequeña que la longitud de la fractura, la presión se incrementará como predice el modelo PKN (Ver figura 69). También, mediante las avanzadas tecnologías de registros de pozos y fotografías de las paredes del pozo, las cuales miden directamente el ancho de la fractura en un completamiento a hueco abierto, indican que la relación de presión-ancho del modelo de PKN es más aplicable.

**Figura 69.** Comparación de las presiones desarrolladas en fondo del pozo según el modelo PKN y KGD



**Fuente:** BP Exploration: "Hydraulic Fracturing Theory Manual<sup>35</sup>", 1997.

Las consecuencias de las diferentes suposiciones de ancho con que trabajan estos dos modelos, podemos analizarlas comparando los resultados obtenidos en diseños de fracturas hidráulicas hechos por compañías de servicios basadas en exactamente en los mismos datos de entrada. Estas comparaciones fueron hechas por la operadora

Amoco en 1980. Los datos de entrada proporcionados a las compañías de servicio se muestran en la tabla 9.

**Tabla 9.** Datos de Entrada para el Diseño de una Fractura Hidráulica

Input Variables	Input Values
Propped Radius	2000 ft
Frac Height	200 ft
Leakoff Height	100 ft
Modulus	6x10 psi
Loss Coefficient	0.001 ft/min
Pump Rate	25 BPM
Viscosity	100 CP
Proppant Concentration	1 lb/ft
Frac gradient, depth, surface and reservoir temperatures, and rock type also specified.	

**Fuente:** BP Exploration: "Hydraulic Fracturing Theory Manual"<sup>35</sup>, 1997.

La tabla 9 muestra las dramáticas variaciones en los resultados obtenidos al mismo tiempo por las diferentes compañías de servicio. Esto se debe a que cada compañía de servicio ha ajustado el modelo que utiliza de acuerdo a las experiencias desarrolladas en las operaciones de campo. Como se puede ver, los programas de Halliburton y Dowell (actualmente Schlumberger) fueron basados en el modelo KGD, mientras que los programas de Western, Smith y Amoco fueron basados en el modelo de PKN. El programa de BJ toma la altura permeable (*leakoff*) como 200 *ft* en vez de 100 *ft* y el modelo de Western asume que el ancho que alcanza la fractura cuando está llega a su mayor longitud tiene su máximo valor en la cara del pozo.

Las grandes diferencias en los datos de salida (tabla 10) indican el impacto de las suposiciones tenidas en cuenta por cada compañía para el modelamiento de los datos

de entrada. Por lo tanto, en el momento de realizar el dimensionamiento de un tratamiento de fracturamiento hidráulico, es necesario identificar las posibles suposiciones que puedan causar resultados comprometedores.

**Tabla 10.** Resultados Obtenidos por las Compañías de Servicios

Company	Model Type	Average Width Inches	Sand, M lb	Volume, M gal	Pad, M gal
Amoco	PKN	0.24	715	250	110
B-J	PKN	0.39	800	630	125
Dowell	GDK	0.51	1280	420	110
Halliburton	GDK	0.69	1150	535	150
Smith	PKN	0.29	657	166	36
Western	PKN	0.40	1425	400	80

**Fuente:** BP Exploration: "Hydraulic Fracturing Theory Manual<sup>35</sup>", 1997.

Mientras se han realizado muchas investigaciones durante las últimas décadas, los mismos componentes siempre deben aparecer en la "mezcla" de cualquier modelo de fractura que se derive. Estos componentes son:

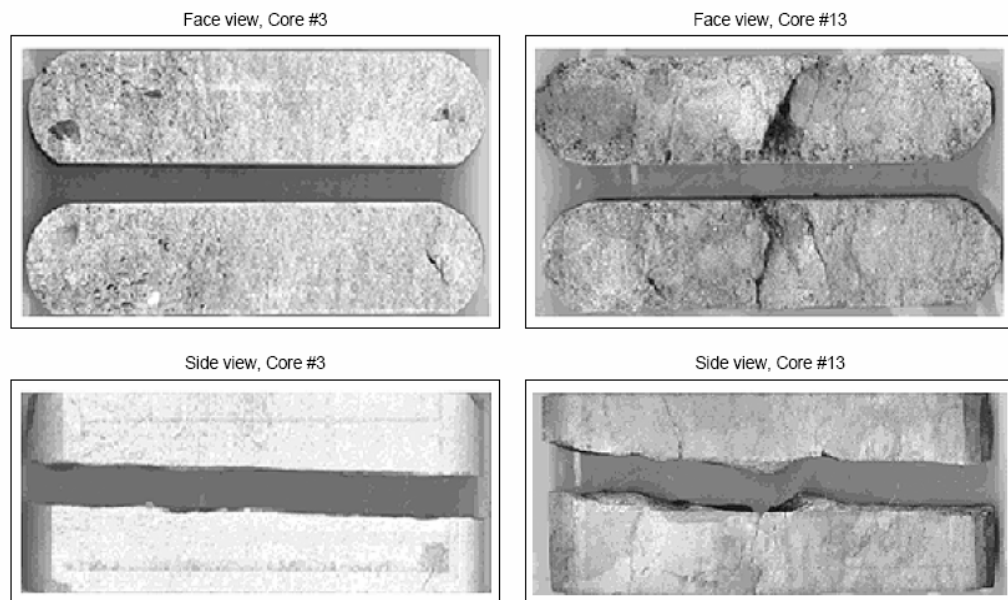
- El balance de materia.
- La relación de la tasa de inyección y el volumen de la fractura.
- La elasticidad lineal, relacionada con el ancho y extensión de la fractura.
- La mecánica de los fluidos, relacionada con el ancho y las pérdidas de presión a lo largo de la fractura.
- Adicionalmente, un criterio de propagación de fractura explícito puede ser o no estar presente.

#### 4.3.5. Otros Modelos de Geometría Dinámica

Se han propuesto diversos modelos con distintas suposiciones con el objeto de simplificar los cálculos, o bien reducir las hipótesis básicas de modo de obtener estimaciones más confiables. Las ideas fundamentales son idénticas, lo que se traduce en similar incidencia sobre los diversos factores. Se pueden citar a manera de ejemplo el modelo de Daneshy<sup>42</sup> (tipo Khristianovic.).

El esfuerzo principal de los últimos años ha sido destinado al desarrollo de modelos 3D, es decir, aquellos que consideran a la altura de una fractura vertical como un parámetro que varía durante el tratamiento. Los modelos 3D son de especial utilidad cuando se procura fracturar espesores productivos de gran extensión vertical, cuando hay heterogeneidad notable en el estrato de interés (intercalaciones arcillosas), o bien si existen dudas sobre si los estratos superior e inferior son efectivamente capaces de restringir el crecimiento vertical de la grieta por su espesor reducido o sus propiedades mecánicas. El uso de estos modelos exige disponer abundante caudal de información adicional (laboratorio, perfiles, micro fracturas (Ver figura 70), etc).

**Figura 70.** Vista de un Core fracturado hidráulicamente en laboratorio



**Fuente:** C.N. Fredd<sup>43</sup>, SPE, S.B. McConnell, SPE, C.L. Boney, SPE, and K.W. England, Schlumberger Oilfield Services, SPE 60326.

#### 4.4. PATRONES DE FLUJO EN YACIMIENTOS HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS

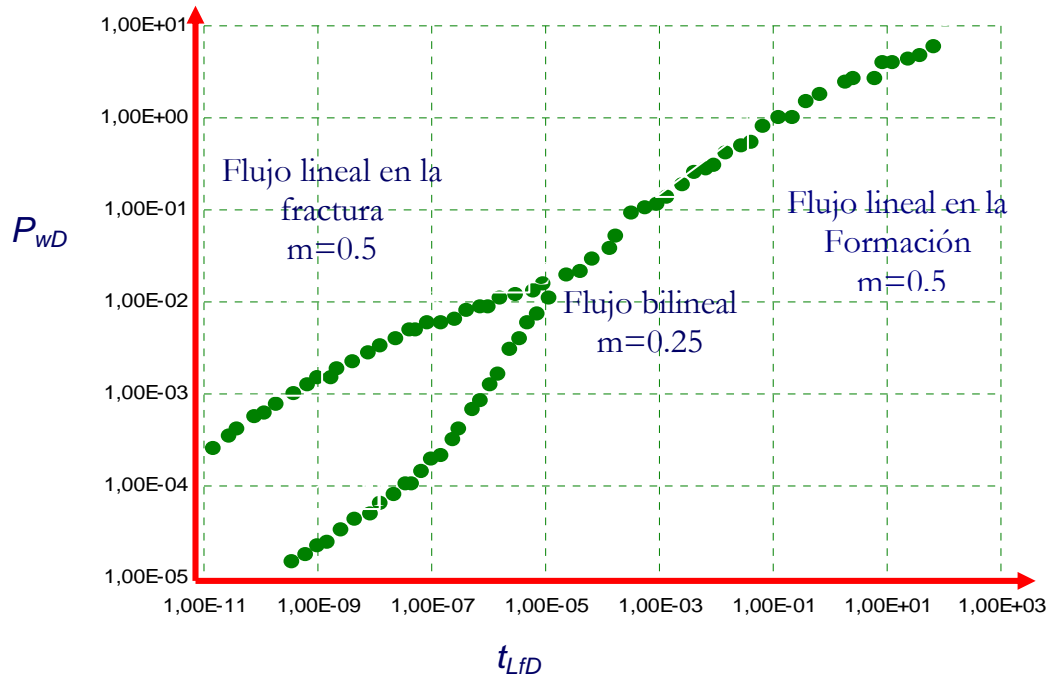
Al crearse una fractura hidráulica en el pozo los hidrocarburos tenderán a salir por el camino que presente menor oposición, en este caso buscará fluir desde la formación hacia la fractura y de allí hacia el pozo. Las condiciones de flujo en los alrededores del pozo y en el yacimiento cambian, por lo tanto se presentan patrones de flujo diferentes a los que se presentan tradicionalmente.

Se han observado en yacimientos hidráulicamente fracturados cuatro diferentes patrones de flujo separados por períodos de transición:

- Flujo lineal en la fractura.
- Flujo bilineal.
- Flujo lineal en la formación.
- Flujo pseudo radial.

La figura 70 ilustra el comportamiento general de un pozo con una fractura vertical de conductividad finita, en una gráfica logarítmica de presión de fondo adimensional  $P_{wD}$  contra tiempo adimensional  $t_{LFD}$ . La figura 71 considera una fractura altamente conductiva  $C_f = 500$  y se observan las características del comportamiento del transiente de presión para un pozo hidráulicamente fracturado.

**Figura 71.** Presión adimensional Vs. Tiempo Adimensional para una conductividad adimensional de fractura



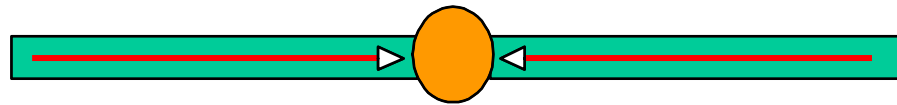
**Fuente:** PH.D. Freddy escobar. Análisis Moderno de Presiones de Pozos. Neiva, Huila, Noviembre de 2003.

Un análisis de la figura 70 muestra que el comportamiento de un pozo con una fractura vertical incluye varios períodos de flujo. Inicialmente hay un flujo lineal en la fractura caracterizado por una línea de pendiente 1/2, después de un período de transición, el sistema puede exhibir un período de flujo bilineal que se caracteriza por una línea de pendiente 1/4. A medida que aumenta el tiempo se desarrolla un período de flujo lineal en la formación y más adelante el sistema alcanza un período de flujo pseudo radial. Estos períodos de flujo y sus patrones asociados se estudian detalladamente a continuación.

#### 4.4.1. Flujo lineal en la fractura

Este comportamiento ocurre a valores de tiempo adimensional muy bajos y se observa siempre que se realice una operación de fracturamiento hidráulico. Ver figura 72.

**Figura 72. Flujo lineal en la fractura**



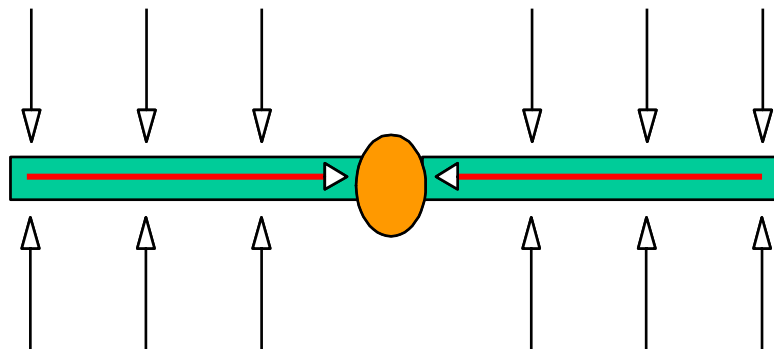
**Fuente:** Los Autores

Suele ser de muy corta duración y puede estar enmascarado por efectos de almacenamientos. Durante este período 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 período 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.

#### 4.4.2. Flujo bilineal

Dos flujos lineales ocurren simultáneamente: uno en la fractura de tipo incompresible y otro en la formación de tipo compresible. Ver figura 73. Este tipo de flujo se produce únicamente en fracturas de conductividad finita. El fluido proveniente de la formación fluye linealmente dentro de la fractura y los efectos de la fractura no afectan aún el comportamiento del pozo.

**Figura 73. Flujo bilineal en la fractura**



**Fuente:** Los Autores

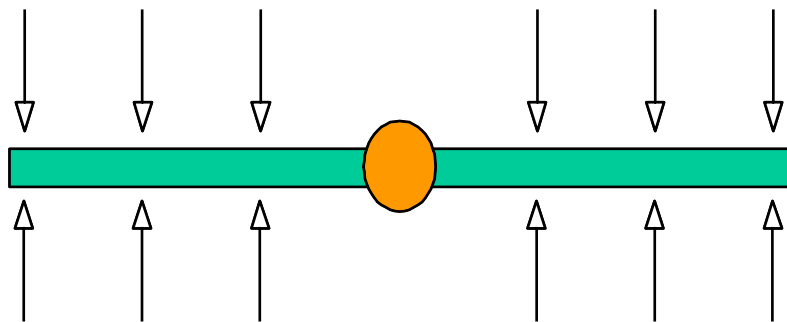
Una fractura se considera de conductividad finita cuando la conductividad adimensional de la fractura  $C_D < 100$ , ya que a valores mayores el comportamiento de la presión es muy similar al que se tiene con conductividad infinita. La mayoría del fluido que entra al pozo proviene de la formación. Durante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

#### 4.4.3. Flujo lineal de formación

Ocurre solamente en fracturas de alta conductividad  $C_D \geq 100$  (Ver figura 74). Este periodo continúa hasta tiempos adimensionales de:

$$t_{LFD} = 0.016$$

**Figura 74. Flujo lineal de formación**



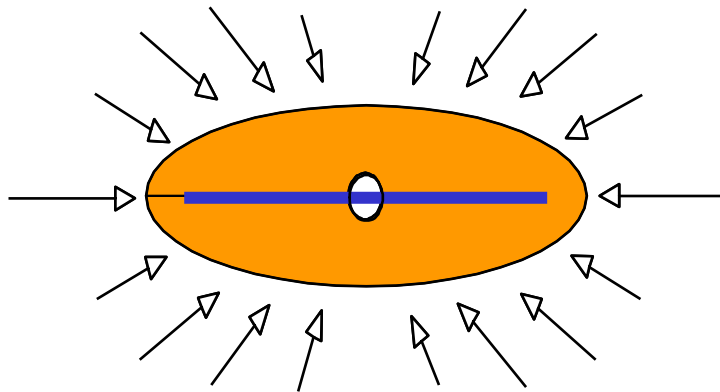
**Fuente:** Los Autores

La transición de flujo lineal de fractura a flujo lineal de formación se completa en un tiempo adimensional de  $t_{LFD} = 10^{-4}$  (Ver figura 71). En coordenadas cartesianas, la presión en la cara de pozo  $P_{wf}$ , 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  $1/2$ .

#### 4.4.4. 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 75).

**Figura 75.** Flujo elíptico



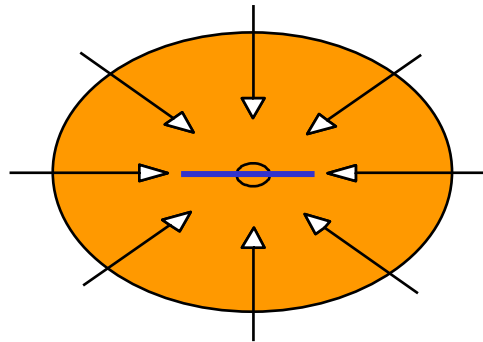
**Fuente:** Los Autores

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.

#### 4.4.5. Flujo pseudo radial

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 (Ver figura 76). 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.

**Figura 76.** Flujo pseudo radial



**Fuente:** Los Autores

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

#### 4.5. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD<sup>28</sup>

La estimulación producida por un tratamiento de fracturamiento hidráulico a un pozo, se traduce en el incremento del índice de productividad. Este índice indica la capacidad que tiene un pozo de aportar fluidos y se representa en forma grafica mediante curvas que varían dependiendo del mecanismo de empuje por el cual produce el pozo. La relación del índice de productividad se puede expresar de la siguiente manera:

$$J = \frac{q}{\Delta p}$$

Ecuación 4.26

Donde la constante de proporcionalidad  $J$  es llamada índice de productividad (IP),  $q$  es el caudal de aceite (*bopd*) y  $\Delta P$  es el *Drawdown* de presión (*psi*).

El incremento del índice de productividad obtenido con el fracturamiento, corresponde con la menor caída de presión necesaria para alcanzar un caudal debido a los canales de flujo adicionales generados. Por lo tanto, el diseño de una fractura comienza con la descripción del índice de productividad adimensional  $J_D$  en estado pseudo estable, debido a que esta variable describe el efecto actual de la fractura empaquetada sobre el desempeño del pozo. Si la fractura tiene alta conductividad se establece un régimen de flujo lineal desde la fractura al pozo, independiente del régimen de flujo del yacimiento.

En los pozos fracturados hidráulicamente generalmente prevalece el régimen de flujo en estado pseudo estable debido a los altos radios de penetración alcanzados por las fracturas hidráulicas. Las fracturas ocasionan que se puedan recuperar una considerable producción acumulativa de hidrocarburos del área del yacimiento que está siendo drenada, porque permiten que el transiente del régimen de flujo transitorio llegue rápidamente a los límites del área de drenaje, dando paso al inicio del estado pseudo estable. Además, el inicio del estado pseudo estable dependerá finalmente de factores como la forma del área de drenaje y que tanto este centralizado o descentralizado el pozo productor con respecto al área que está drenando.

Como hemos visto, al estimular un pozo el índice de productividad puede incrementarse, por lo que es razonable mirar cualquier tipo de estimulación como una operación para reducir el factor *skin*. Con la remoción del daño no solo se pueden obtener valores negativos de *skin*, también se pueden imponer mejoras en la conductividad o cambios estructurales en los canales que conducen el flujo del fluido hacia el pozo, siendo más correcto hablar de un factor pseudo *skin*.

Como se explicó anteriormente, es crucial para el diseño de fracturas hidráulicas el punto de vista del índice de productividad en estado pseudo estable, el cual se puede expresar de la siguiente manera:

$$J = \frac{q}{p - p_{wf}} = \frac{2\pi k H_p}{\alpha B \mu_r} J_D$$

Ecuación 4.27

Donde  $J_D$  es llamado índice de productividad adimensional,  $k$  es la permeabilidad de la formación,  $\mu_r$  es la viscosidad del fluido,  $h_p$  es el espesor neto productor,  $B$  es el factor volumétrico de formación y  $\alpha$  es una constante coherente de las unidades.

Para un pozo localizado en el centro de un área de drenaje circular el índice de productividad adimensional se reduce a:

$$J_D = \frac{1}{\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s}$$

Ecuación 4.28

En el caso de una fractura empaquetada existen diferentes maneras de incorporar el efecto de la estimulación dentro del índice de productividad, una forma puede ser el efecto del pseudo *skin* ( $s_f$ ):

$$J_D = \frac{1}{\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s_f}$$

Ecuación 4.29

Este mismo índice de productividad puede escribirse en la notación de Prats<sup>44</sup> ó concepto de radio equivalente del de la pared del pozo ( $r'_w$ ):

$$J_D = \frac{1}{\ln \frac{r_e}{r'_w} - \frac{3}{4}}$$

Ecuación 4.30

Ó se puede proporcionar el índice de productividad adimensional como una función de los parámetros de la fractura:

$J_D =$  función de la geometría del volumen drenado y parámetros de fractura

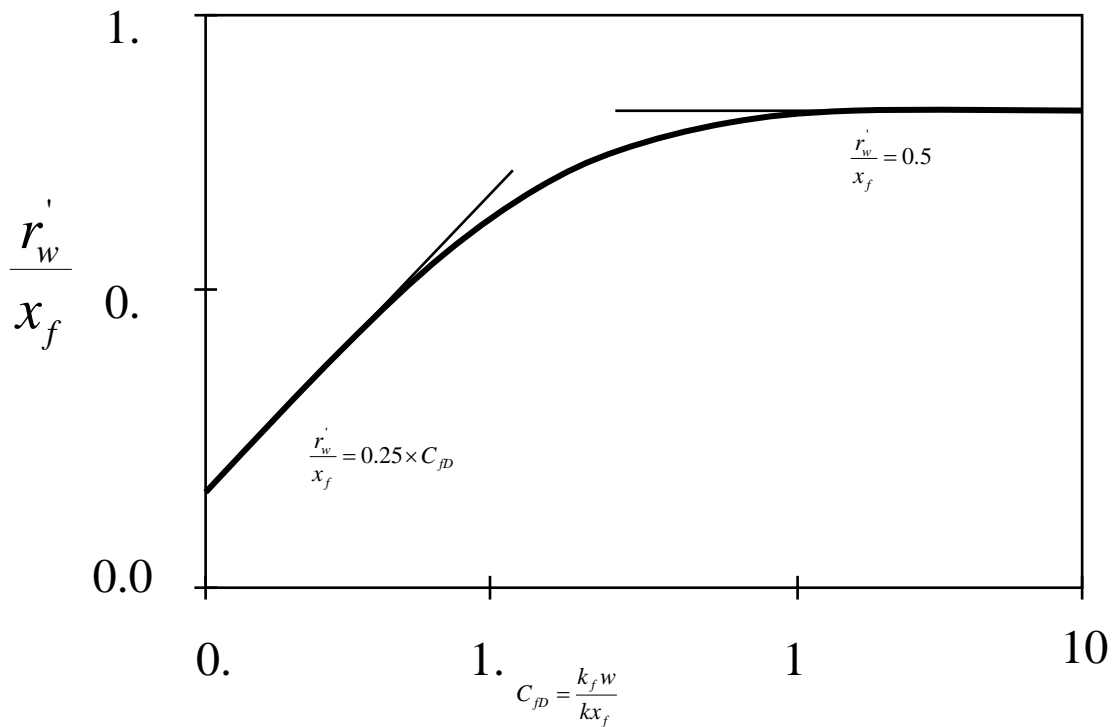
Estas tres opciones proporcionan el mismo resultado (sí se usan en términos coherentes). La última opción es la más general y conveniente, especialmente sí se desea considerar pozos fracturados en áreas de drenajes más generales (no necesariamente circular).

Muchos autores han proporcionado correlaciones de distintas formas para geometrías especiales y tipos de yacimientos, pero todas dependen de un caso en particular como es el caso del método analítico de Prats<sup>44</sup>, el método analógico de McGuire-Sikora<sup>45</sup> y los estudios de la conductividad de la fractura mediante curvas tipo (Cinco Ley-Agarwall<sup>46,47</sup>), entre otras.

#### **4.5.1. Método analítico de Prats<sup>44</sup>**

Prats<sup>44</sup> (1961) estudió matemáticamente el efecto de una fractura vertical en un yacimiento uniforme de contorno circular produciendo un fluido incomprensible en régimen estacionario. Prats<sup>44</sup> introdujo para el resultado de un tratamiento de fracturamiento, el concepto de radio equivalente del pozo ( $r'_w$ ) y el concepto de radio equivalente adimensional del pozo ( $r'_w/x_f$ ). Ver figura 77. También, mostró que excepto para la extensión de la fractura, todas las variables afectan el desempeño del pozo solo a través de las variables de la conductividad adimensional de la fractura. Cuando la conductividad adimensional de la fractura es alta (valores mayores que 100), el comportamiento es igual al de una fractura de conductividad infinita. Este comportamiento de las fracturas de conductividad infinita fue estudiado posteriormente por Gringarten y Ramey<sup>48</sup> (1974).

**Figura 77.** Radio equivalente adimensional del pozo según Prats<sup>44</sup>



**Fuente:** M. Prats<sup>44</sup>, Shell Development Co.: “The Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior - Incompressible Fluid Case”, SPE 1575-G.

Para el caso de una conductividad de fractura muy elevada (ó sea sin resistencia sensible al flujo dentro de ella), Prats<sup>44</sup> demostró que el radio efectivo del pozo es equivalente a la mitad de la longitud de la fractura empaquetada  $x_f$  (longitud de una ala de la fractura desde el pozo a la punta de esta). Esto resulta en términos matemáticos de la siguiente forma:

$$PIR = \frac{J}{J_D} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{2r_e}{x_f}\right)}$$

Ecuación 4.31

Donde

$r_e$  es el radio de drenaje, *ft.*

$r_w$  es el radio del pozo, *ft.*

El término conductividad adimensional de la fractura se expresa mediante la siguiente relación:

$$C_{fD} = \frac{k_f w}{k x_f}$$

Ecuación 4.32

Donde

$k_f$  es la permeabilidad de la fractura, *md*.

$w$  es el ancho de la fractura, *md*.

$k$  es la permeabilidad del yacimiento, *md*.

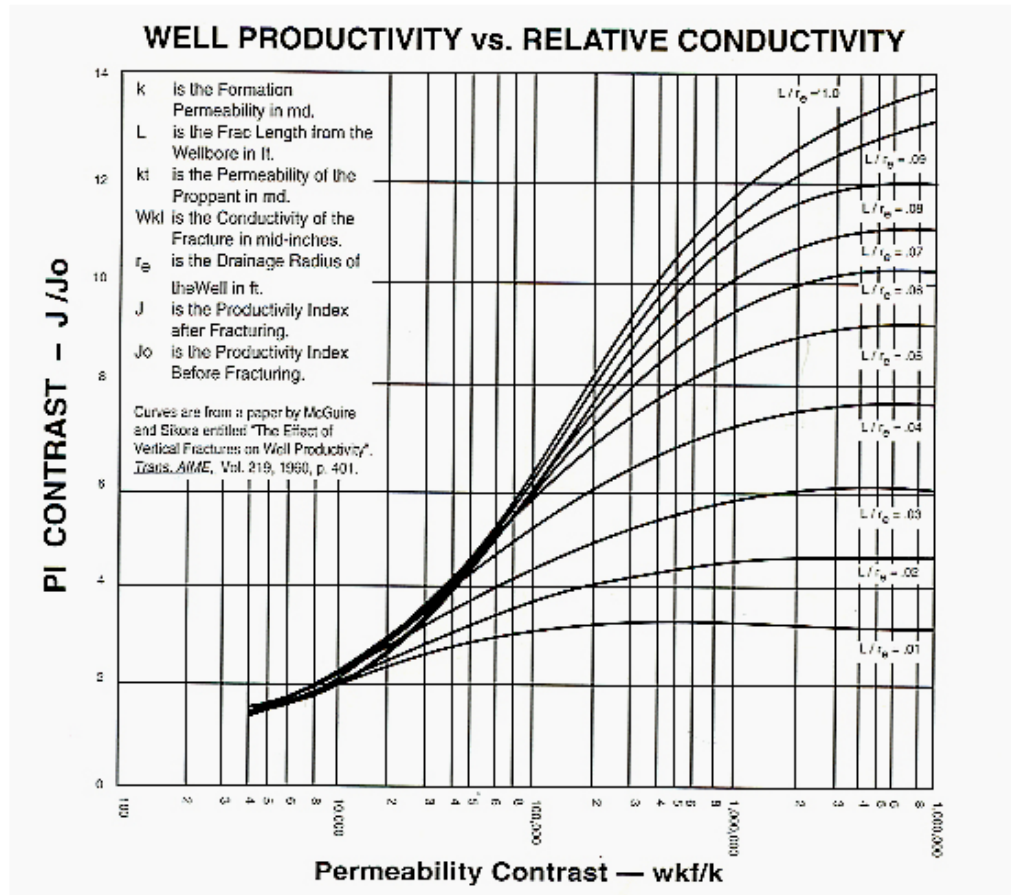
#### 4.5.2. Método analógico de Mcguire-Sikora<sup>45</sup>

Estos autores obtuvieron sus resultados mediante un modelo eléctrico (analógico) basado en las siguientes hipótesis:

- Contorno cuadrado de drenaje.
- Fluido compresible.
- Producción en estado semiestacionario.
- Altura empaquetada igual al espesor productor.
- La fractura no modifica el área de drenaje del pozo.

Sus resultados se sintetizan en la figura 78.

**Figura 78.** Representación típica del modelo tipo Mcguire-Sikora<sup>45</sup>



**Fuente:** Mcguire-Sikora<sup>45</sup>: The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity, Trans. AIME (1960).

En la ordenada de la figura 77 se puede obtener el incremento de productividad y en la abscisa se representan la conductividad relativa ó la relación de penetración de la fractura. La capacidad de conducir fluido por la fractura respecto de la capacidad de la formación está determinada por el valor de la conductividad relativa de fractura  $wk_f / k$ .

El gráfico de Mcguire-Sikora<sup>45</sup> es de utilidad para estimar el incremento de productividad a obtener en un tratamiento. A la inversa, planteando como objetivo un cierto resultado de productividad, se pueden determinar que valores de conductividad

y penetración de fractura son precisos generar con el tratamiento. Al realizar un cuidadoso examen de la figura 77, se pueden obtener algunas conclusiones:

- Para yacimientos de baja permeabilidad, es más importante aumentar la longitud de fractura que aumentar la conductividad.
- Para yacimientos de alta permeabilidad, es más importante el incremento de la conductividad que obtener fracturas de gran longitud.

Por otro lado, la distribución irregular del material de soporte y la variación de permeabilidad especialmente en el caso de combinar más de un material de soporte, no es tenida en cuenta por ninguno de los modelos mencionados.

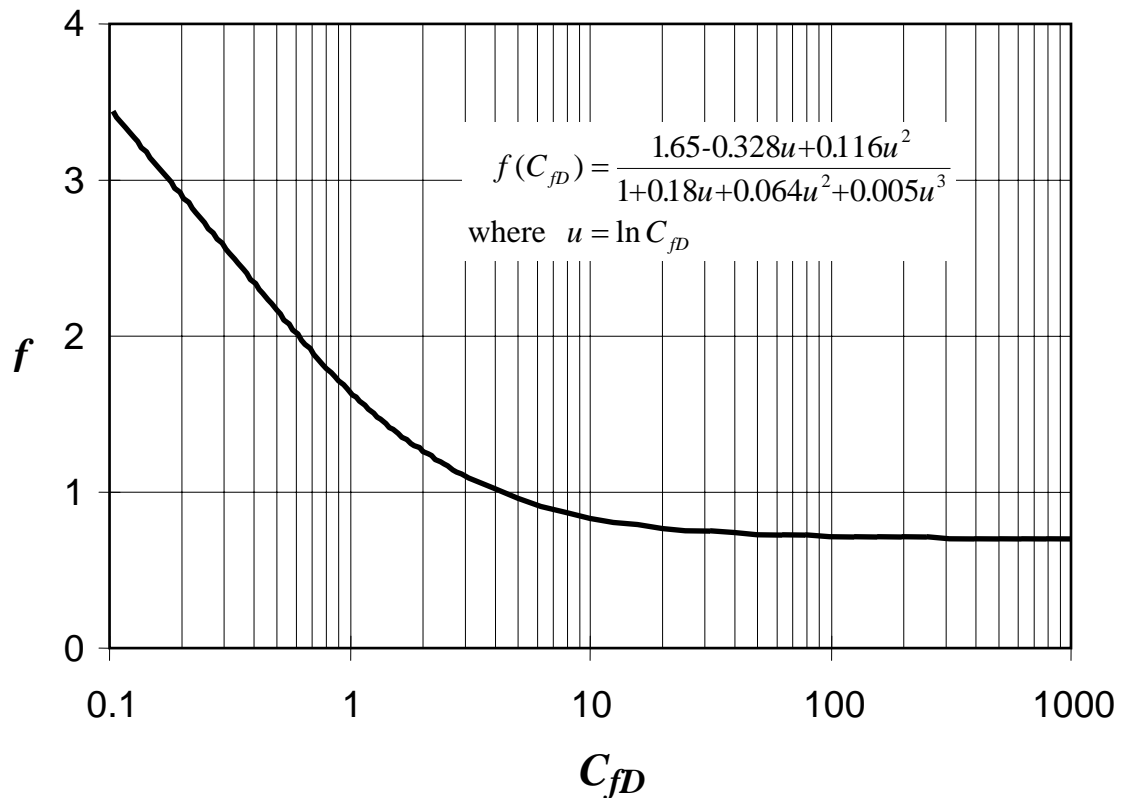
#### **4.5.3. Estudio de la productividad mediante curvas tipo**

Todos los métodos de estimación del incremento de productividad mencionados tienen una limitación común: suponen que se ha alcanzado el estado estacionario o semiestacionario según el caso.

Si el yacimiento posee una permeabilidad moderadamente alta (entre 5 a 10 md), el tiempo de alcanzar el régimen de producción estacionario o semiestacionario es corto, del orden de horas o varios días, lo que hace que el uso de los modelos mencionados anteriormente sean satisfactorios.

Pero si se trata de yacimientos de muy baja permeabilidad, el periodo de régimen transitorio se extiende por meses o años. La producción real durante ese lapso de tiempo será muy superior a la prevista por Mcguire-Sikora<sup>45</sup>. Este tipo de modelo no resulta una buena base para el análisis de yacimientos de baja permeabilidad. Esta situación ha conducido al desarrollo de diversas curvas tipo: funciones adimensionales que correlacionan producción de hidrocarburos con el tiempo, de acuerdo a los parámetros del yacimiento y en nuestro caso, de la fractura empaquetada.

**Figura 79.** Curva Tipo de Cinco-Ley y Samaniego para un yacimiento actuando como infinito

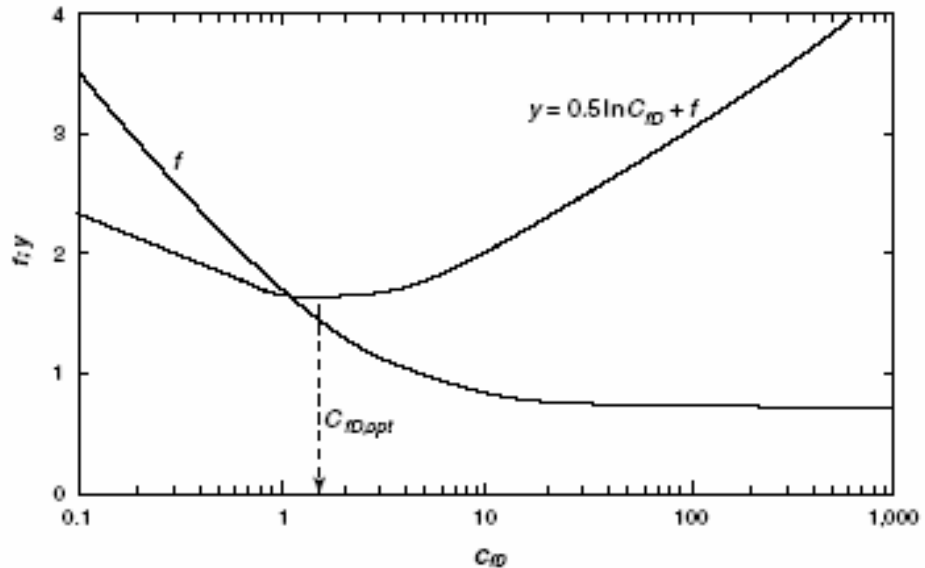


**Fuente:** Economides Michael, Oligney Ronald, Valkó Peter<sup>28</sup>.

Un ejemplo de estas curvas tipos son las elaboradas por Cinco-Ley y Samaniego<sup>46</sup> (Ver figura 80). Ellos elaboraron una función para el pseudo *skin* presente en las fracturas hidráulicas de conductividad infinita que drenan el yacimiento en el patrón de flujo pseudo radial.

También, Cinco-Ley y Samaniego<sup>46</sup> graficaron  $f = s_f + \ln\left(\frac{x_f}{r_w}\right)$  como una función de la conductividad adimensional de la fractura (Ver figura 79). Note que para grandes valores  $C_{fD}$ , la expresión del factor  $f$  se aproxima al valor de  $\ln(2)$ , indicando que la producción de una fractura de conductividad infinita es equivalente a la producción de  $\pi/2$  veces más que la producción de la misma superficie en forma de cilindro (como las paredes del pozo).

**Figura 80.** Curva Tipo de Cinco-Ley y Samaniego para el factor  $f$  y la función  $y$  en un yacimiento actuando como infinito



**Fuente:** Economides Michael, Oligney Ronald, Valkó Peter<sup>28</sup>

Las curvas tipo resultan aplicables para las siguientes situaciones:

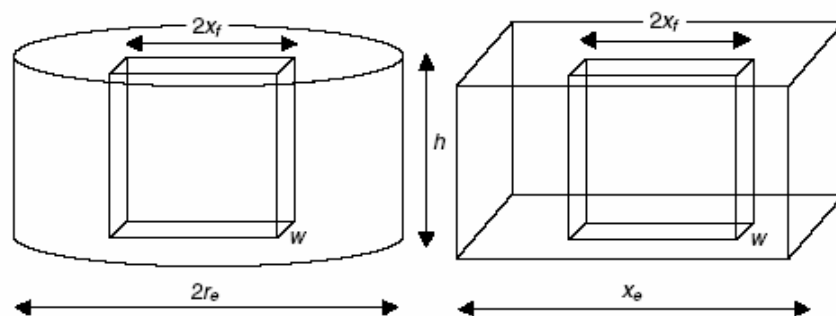
- Para análisis de presión en ensayos de pozos después de ser sometidos a un trabajo de fracturamiento hidráulico; ya que estiman los valores de longitud y conductividad de fractura alcanzados. Además, verifican las propiedades del yacimiento.
- Para predecir la producción futura del pozo y optimizar las condiciones de la producción.
- Para predecir resultados de tratamientos alternativos e incorporar los factores económicos a la optimización del diseño.

#### 4.6. OPTIMIZACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD<sup>49</sup>

En recientes publicaciones que hablan sobre la técnica de fracturamiento hidráulico, se ha introducido el concepto de Diseño de Fracturas Unificado<sup>28</sup> (DFU). Este concepto tiene como objetivo primordial, maximizar el índice de productividad adimensional que se obtiene al someter un pozo a un tratamiento de fracturamiento hidráulico. La suposición principal que hace en el Diseño de Fracturas Unificado, es que para una determinada masa de material de soporte que será colocada en un pozo que drena un área de yacimiento de permeabilidad  $k$ , debe existir una específica conductividad de fractura adimensional a la que  $J_D$  tiene su máximo valor.

Siguiendo este concepto, Valkó y Economides<sup>28</sup> introdujeron una técnica de optimización física para maximizar el índice de productividad de un pozo mediante el comportamiento de dos relaciones: la primera es la relación entre el radio de penetración de una fractura con el radio de drenaje en la dirección  $x$  de un pozo,  $I_x$  y la segunda relación, es la conductividad adimensional de la fractura  $C_{fd}$ . Por lo tanto, para un pozo vertical que tiene una fractura vertical rectangular, la cual penetra totalmente el volumen de drenaje del pozo (Ver figura 81), las relaciones con que desarrollaron su técnica de optimización se escriben de la siguiente manera:

**Figura 81.** Fractura rectangular vertical



**Fuente:** Los Autores

$$I_x = \frac{2x_f}{x_e}$$

Ecuación 4.33

$$C_{fD} = \frac{k_f \bar{w}}{k x_f}$$

Ecuación 4.34

Donde

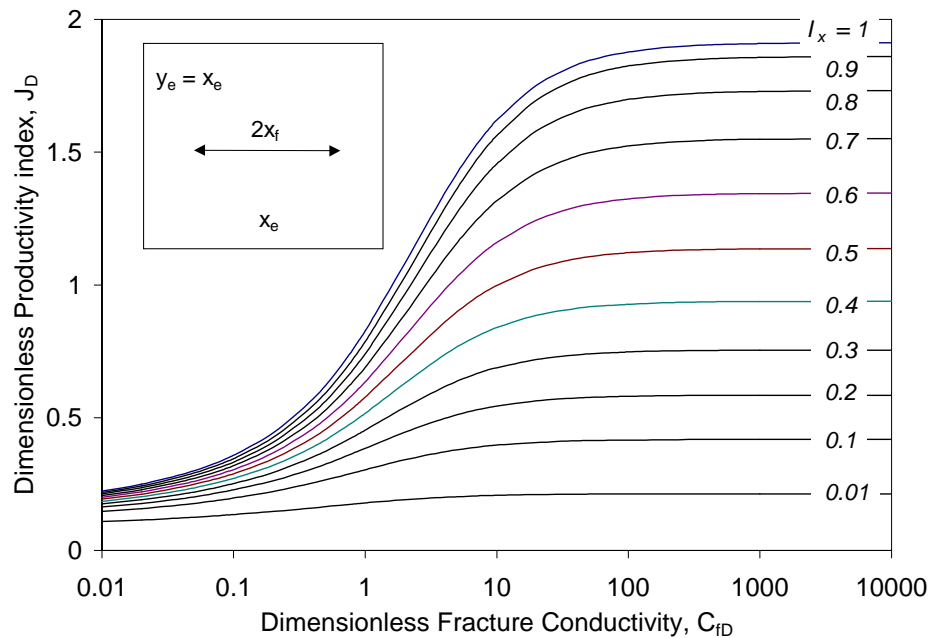
$x_e$  es la longitud lateral del área de drenaje cuadrada, *ft*.

Note que en realidad el área de drenaje no es circular ni rectangular, sin embargo, para más formas de drenajes estas geometrías son aproximaciones razonables. Usar  $r_e$  ó  $x_e$  es un tema de conveniencia. La relación entre área de drenaje  $A$ , radio de drenaje  $r_e$  y la longitud lateral  $x_e$ , esta dada por:

$$A = r_e^2 \pi = x_e^2$$

Ecuación 4.35

**Figura 82.** Índice de productividad adimensional como función de la conductividad adimensional de la fractura, con  $I_x$  como un parámetro (Representación típica de Mcguire-Sikora)



**Fuente:** Economides Michael, Oligney Ronald, Valkó Peter: “Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice<sup>28</sup>”

La figura 82 muestra el índice de productividad adimensional representado de una manera tradicional como una función de la conductividad adimensional de la fractura y la relación del radio de penetración de la fractura con el radio de drenaje del yacimiento ( $I_x$ ). Similarmente gráficas de incremento de productividad se encuentran en cantidades en la literatura.

La clave para formular esta técnica de optimización del índice de productividad, consiste en comprender que la penetración de la fractura y la conductividad adimensional de la fractura (a través del ancho de la fractura) dependen del mismo recurso; o sea, del volumen de material de soporte que alcanzará el espesor productor.

#### 4.6.1. Número de *Proppant* Adimensional

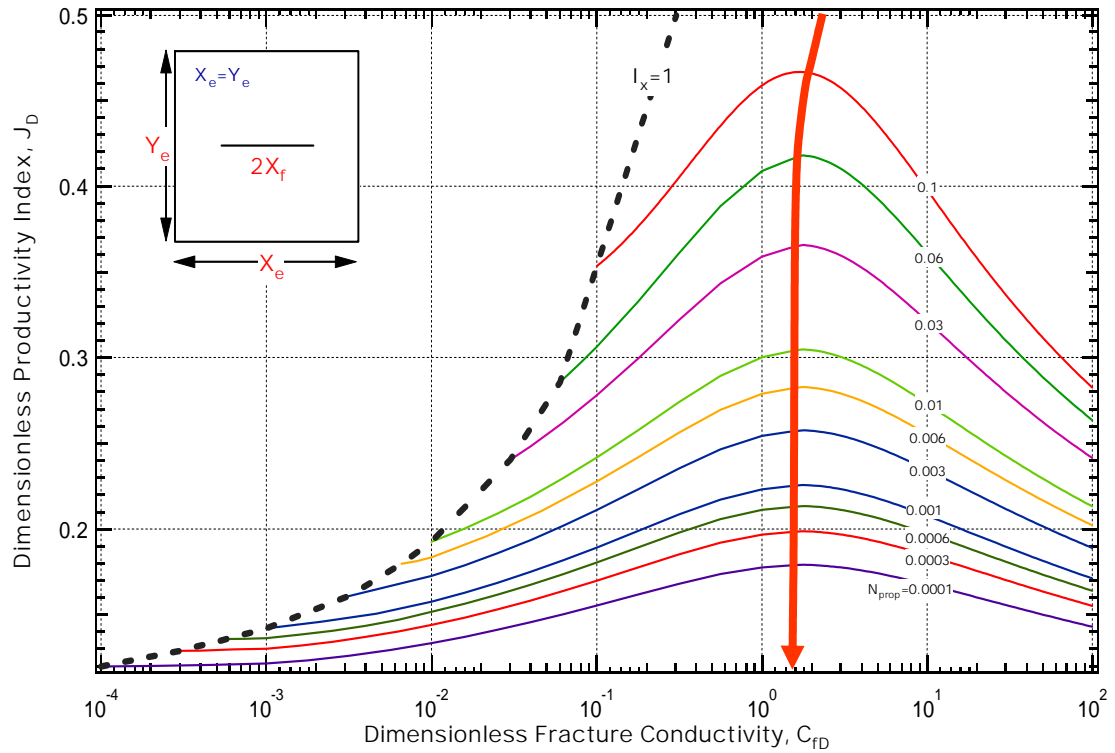
Una vez que las propiedades del yacimiento y del material de soporte (incluyendo la cantidad) son fijadas, se realizan una combinación de las variables mencionadas anteriormente (radio de penetración adimensional y conductividad de la fractura adimensional) para que de esta manera se pueda optimizar el ancho y longitud de la fractura mediante una nueva variable llamada *Número de Proppant adimensional* ( $N_{prop}$ ).

$$N_{prop} = I_x^2 C_{fD} = cte.$$

Ecuación 4.36

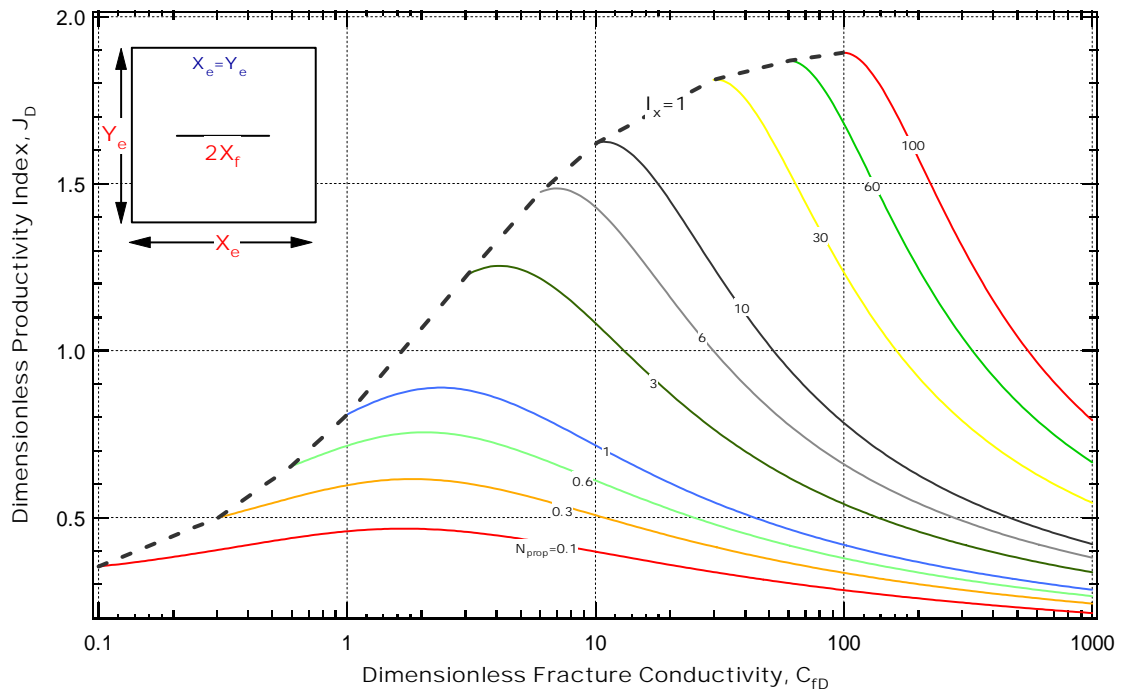
En las siguientes figuras se puede apreciar el comportamiento del  $N_{prop}$  en función de la conductividad adimensional y la relación de penetración.

**Figura 83.** Índice de productividad adimensional como una función de la conductividad adimensional de la fractura y número de *proppant*. (Para  $N_{prop} < 0.1$ )



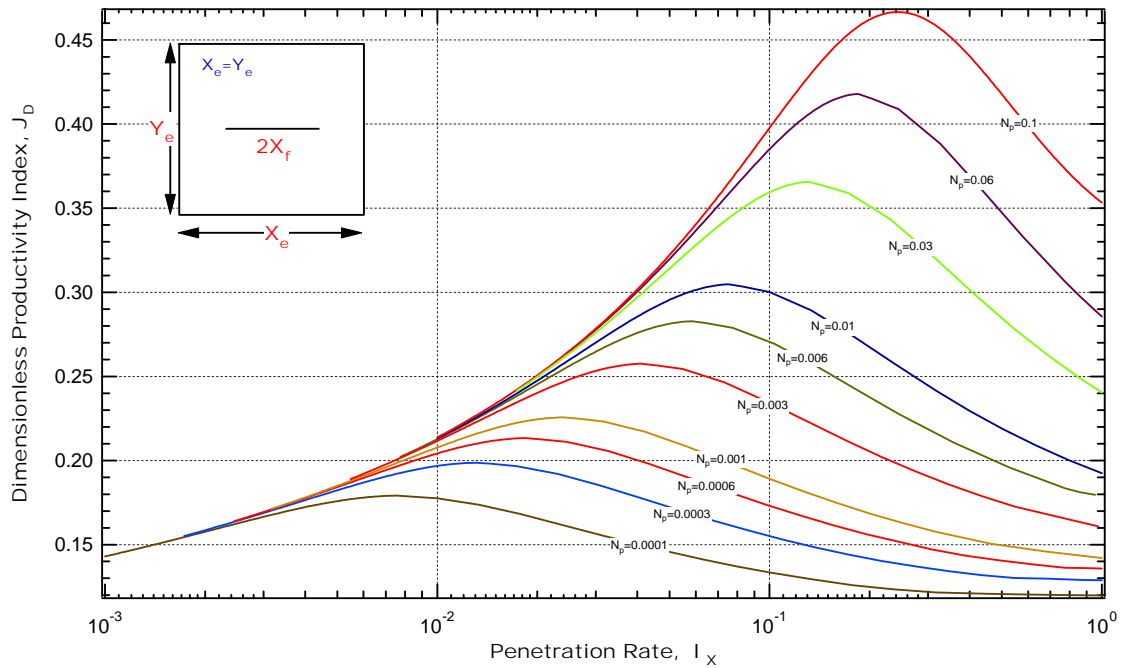
**Fuente:** J.D. Daal, Texas A&M U.; and M.J. Economides, U. of Houston. "Optimización of Hydraulic Fractured Wells in Irregular Shaped Drainage Areas". SPE 98047. Febrero 18 de 2006.

**Figura 84.** Índice de productividad adimensional como una función de la conductividad adimensional de la fractura y número de proppant. (Para  $N_{prop} > 0.1$ )



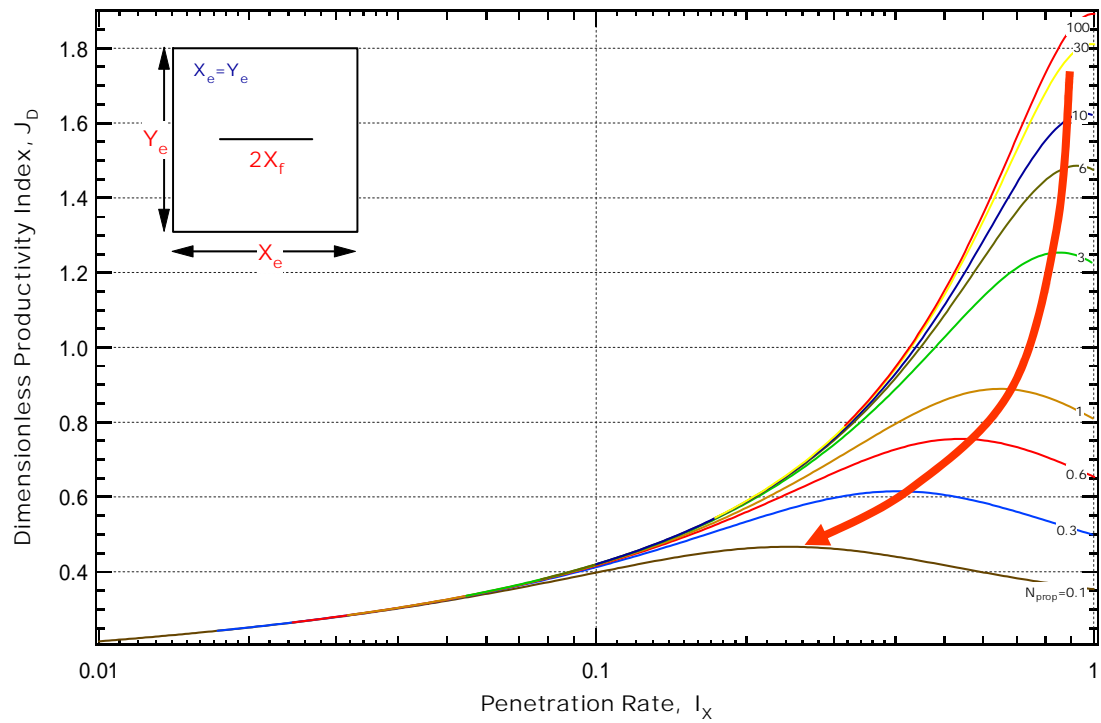
**Fuente:** J.D. Daal, Texas A&M U.; and M.J. Economides, U. of Houston. "Optimization of Hydraulic Fractured Wells in Irregularly Shaped Drainage Areas". SPE 98047. Febrero 18 de 2006.

**Figura 85.** Índice de productividad adimensional como una función del Radio de Penetración de la fractura y número de proppant. (Para  $N_{prop} < 0.1$ )



**Fuente:** J.D. Daal, Texas A&M U.; and M.J. Economides, U. of Houston. "Optimization of Hydraulic Fractured Wells in Irregularly Shaped Drainage Areas". SPE 98047. Febrero 18 de 2006.

**Figura 86.** Índice de productividad adimensional como una función del Radio de Penetración de la fractura y número de proppant. (Para  $N_{prop} > 0.1$ )



**Fuente:** J.D. Daal, Texas A&M U.; and M.J. Economides, U. of Houston. "Optimization of Hydraulic Fractured Wells in Irregularly Shaped Drainage Areas". SPE 98047. Febrero 18 de 2006.

Sustituyendo las definiciones de la relación de penetración y conductividad de fractura adimensional en la ecuación 4.36, y al multiplicar el numerador y denominador por el espesor neto productor  $H_p$ , se puede expresar  $N_{prop}$  de la siguiente forma:

$$N_{prop} = I_x^2 C_{fD} = \frac{4k_f x_f w}{kx_e^2} = \frac{4k_f x_f w h_p}{kx_e^2 H_p} = \frac{2k_f V_p}{kV_r}$$

Ecuación 4.37

Donde

$V_{prop}$  es el volumen empaquetado del espesor productor (en las dos alas de la fractura, incluyendo los espacios vacíos entre los granos de material de soporte),  $ft^3$ .

$V_r$  es el volumen de drenaje,  $ft^3$ .

Con la ecuación 4.37 podemos ver que para cada cantidad de masa de material de soporte inyectada en la fractura de un pozo, existirá un correspondiente  $N_{prop}$  con una óptima conductividad adimensional en la que el índice de productividad puede ser rápidamente determinado. Si se incrementa la cantidad de material de soporte o la permeabilidad de la fractura empaquetada, se obtendrá como resultado un incremento de  $J_D$ .

Valko y Economides<sup>28</sup> presentaron un algoritmo conveniente para calcular  $J_D$ . Ellos correlacionaron la función para el pseudo *skin* de Cinco-Ley y Samaniego de la siguiente manera:

$$f(C_{fD}) = \ln\left(\frac{x_f}{r_w}\right) + s_f = \frac{1.65 - 0.328u + 0.116u^2}{1 + 0.18u + 0.064u^2 + 0.005u^3}$$

Ecuación 4.38

También, el radio relativo del pozo de Prats puede ser expresado por el factor  $f$  de la siguiente forma:

$$\frac{r'_w}{x_f} = \exp\left[\frac{-1.65 - 0.328u + 0.116u^2}{1 + 0.18u + 0.064u^2 + 0.005u^3}\right]$$

Ecuación 4.39

Donde

$$u = \ln(C_{fD})$$

Ecuación 4.40

Recordando que la ecuación del índice de productividad adimensional puede ser escrita en términos del factor pseudo *skin*:

$$J_D = \frac{1}{\ln\left(0.472\frac{r_e}{r_w}\right) + s_f}$$

Ecuación 4.29

Y sustituyendo la solución de Cinco-Ley y Samaniego en la ecuación 4.29, obtenemos:

$$J_D = \frac{1}{\ln\left(0.472\frac{r_e}{x_f}\right) + f}$$

Ecuación 4.41

Teniendo en cuenta que el volumen de la fractura (un ala) es  $V_f = whx_f$  y la definición de la ecuación 4.37, junto con la conductividad de la fractura adimensional tenemos finalmente:

$$J_D = \frac{1}{\ln 0.472r_e + 0.5\ln\frac{kh}{V_f k_f} + (0.5\ln C_{fD} + f)}$$

Ecuación 4.42

El denominador de la ecuación 4.42 contiene dos términos constantes más el término dentro del paréntesis que depende de la conductividad adimensional de la fractura. Es claro que para que  $J_D$  sea maximizado, la expresión dentro del paréntesis del denominador tiene que ser minimizada. Valko y Economides<sup>28</sup> encontraron que para un valor dado de  $N_{prop}$  hay una conductividad óptima de fractura. Esta representa la relación óptima que hay entre la habilidad de la formación de proveer fluidos dentro de la fractura y la habilidad de la fractura de conducir los fluidos hacia el pozo.

A bajos números de *Proppant*, la relación óptima ocurre a una  $C_{fD} = 1.6$  (Ver figura 82), donde el máximo absoluto para  $J_D$  es  $6/\pi$  (este valor es el índice de productividad para un perfecto flujo lineal en yacimiento cuadrado) como se puede observar en la figura 84. Típicamente, para fracturas altamente permeables los números de *Proppant* no tienen valores menores que 0.1 y por consiguiente la conductividad óptima de la fractura es invariablemente igual a 1.6.

La óptima conductividad adimensional de la fractura corresponde a la mejor relación que existe entre los requerimientos de ancho y longitud de fractura. Una vez que estos se han obtenidos, la óptima longitud media de la fractura puede ser calculada de la definición de  $C_{fD}$  como:

$$x_f = \left( \frac{V_f k_f}{C_{fDopt} h k} \right)^{1/2} = \left( \frac{V_f k_f}{1.6 h k} \right)^{1/2}$$

Ecuación 4.43

Y consecuentemente, el óptimo ancho promedio empaquetado será:

$$w = \left( \frac{C_{fDopt} V_f k}{h k_f} \right)^{1/2} = \frac{V_f}{h x_f}$$

Ecuación 4.44

Note que el volumen de la fractura  $V_f$  es  $V_{prop}/2$ , ya que éste es solo la mitad del volumen empaquetado.

La implicación más importante de los resultados anteriores es que no hay una diferencia teórica entre fracturamientos de baja y alta permeabilidad. En todos los casos, existen físicamente fracturas óptimas que deberían tener un  $C_{fD}$  cercano a la unidad. En formaciones de baja permeabilidad, este requerimiento resulta para fracturas largas y angostas; mientras que en formaciones de alta permeabilidad, fracturas cortas y anchas provén la misma conductividad adimensional.

Si la longitud y ancho de la fractura son seleccionados acorde a la relación óptima, el índice de productividad adimensional será:

$$J_{D,\max} = \frac{1}{0.99 - 0.5 \ln N_{prop}}$$

Ecuación 4.45

En resumen, Bajo las suposiciones del régimen de flujo en estado pseudo estable, Valkó y Economides<sup>28</sup> presentaron finalmente las siguientes correlaciones para alcanzar el máximo índice de productividad adimensional y la óptima conductividad adimensional de la fractura como una función del número de *Proppant*.

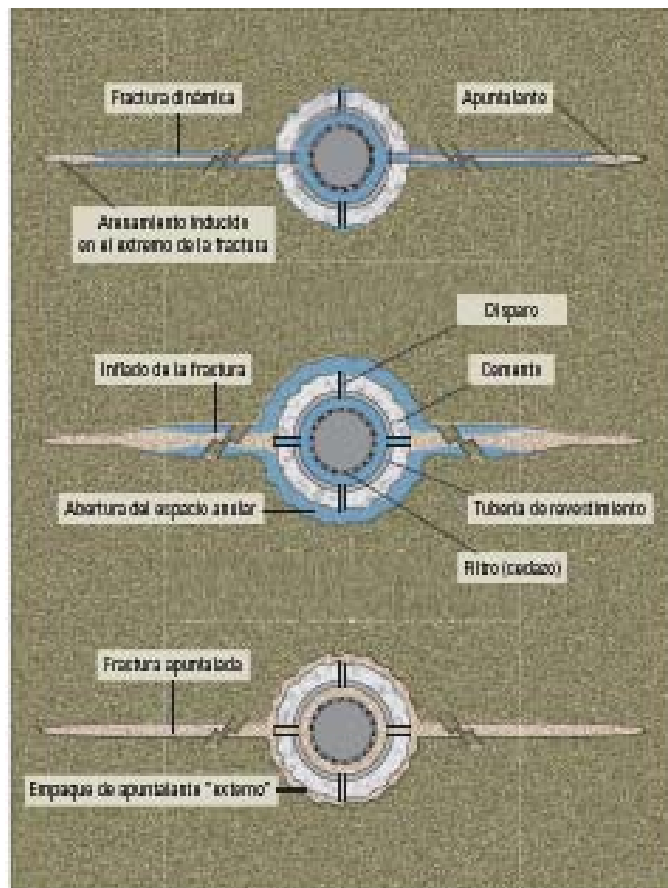
$$J_{D,\max}(N_{prop}) = \begin{cases} \frac{1}{0.990 - 0.5 \ln N_{prop}} & \rightarrow N_{prop} \leq 0.1 \\ \frac{6}{\pi} - \exp\left[\frac{0.423 - 0.311N_{prop} - 0.089(N_{prop})^2}{1 + 0.667N_{prop} + 0.015(N_{prop})^2}\right] & \rightarrow N_{prop} > 0.1 \end{cases}$$

$$C_{fD,opt}(N_{prop}) = \begin{cases} 1.6 & \rightarrow 0.1 < N_{prop} \\ 1.6 + \exp\left[\frac{-0.583 + 1.48 \ln N_{prop}}{1 + 0.142 \ln N_{prop}}\right] & \rightarrow 0.1 \leq N_{prop} \leq 10 \\ N_{prop} & \rightarrow N_{prop} > 10 \end{cases}$$

#### 4.7. TIP SCREEN OUT (TSO)<sup>49</sup>

La compañía Shell utilizó en Alemania el término *Frac Pack*<sup>49</sup> a principios de 1960 para describir el completamiento de los pozos que eran hidráulicamente fracturados previamente al empaquetamiento con grava. En la actualidad, la expresión fracturamiento y empaquetamiento (*Frac Packing*) se refiere a tratamientos de fracturamiento en los que se induce un arenamiento para controlar el largo de la fractura (*Tip Screen Out*) como se ilustra en la figura 87.

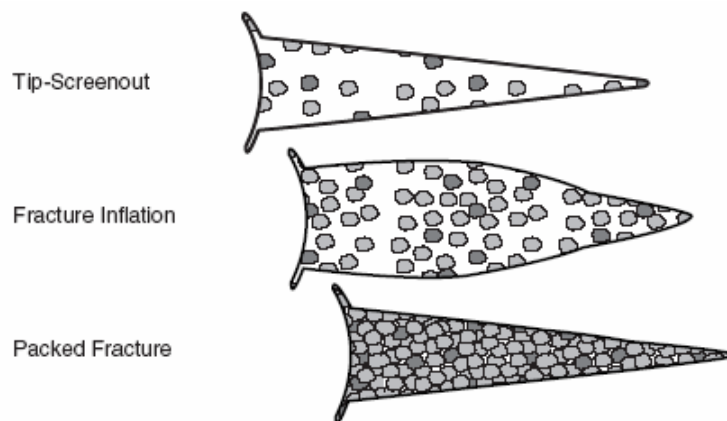
**Figura 87.** Aumento del ancho de la fractura con la técnica de TSO



**Fuente:** Shepherd Don, Saudi Aranco and White Shelby<sup>49</sup>, Ocean Energy. "Método combinado de estimulación y control de la producción de arena". otoño 2002.

Hay muchos sistemas que adoptan la metodología desarrollada para el fracturamiento con limitación del largo de la fractura. En esta técnica, una vez que la fractura ha alcanzado la longitud deseada, se crea una barrera artificial próxima al extremo de la fractura y a lo largo de todo el perímetro de la misma. En otras palabras, se provoca el desborde de arena. Cuando esto ocurre la fractura deja de crecer, lo cual lleva a un incremento de la presión dentro de la misma que se traduce automáticamente en un mayor ancho efectivo. Ver figura 88.

**Figura 88.** Esquema de una fractura generada mediante TSO



**Fuente.** (Production Enhancement Groups, PEG)<sup>49</sup>

Este mayor ancho efectivo permite a su vez obtener concentraciones de agente de sostén mucho más altas dentro de la fractura, y por lo tanto contrarresta el efecto de la impregnación ó el incrustamiento del material de soporte sobre las caras de la fractura en las formaciones blandas y poco consolidadas.

El resultado final es un mayor ancho empaquetado después del cierre y una mejor conductividad de la fractura. El fracturamiento con TSO se puede dividir en tres etapas:

- **Bombeo del Colchón:** Fluido limpio bombeado para crear la geometría de la fractura deseada.

- **Etapla de Baja Concentración:** Bombeo a una baja concentración del material de soporte necesario para originar el TSO y detener su crecimiento.
- **Etapla principal:** Bombeo del material de soporte hasta el punto de empaquetar la fractura.

Para que ocurra el TSO cuando se alcanza la longitud deseada, es necesario tener un valor bien definido de las pérdidas del fluido en la formación. El único modo posible de lograr un valor adecuado para el coeficiente de pérdida de fluido, es realizar un Servicio de Determinación de Datos de la Fractura (*DataFRAC*).

El *DataFRAC* es un tratamiento de calibración, realizado antes del tratamiento principal para determinar los diversos factores que se utilizan en la puesta a punto del diseño final y asegurar que se cumplan los objetivos del tratamiento.

**Tabla 11.** Rango típico de permeabilidades en yacimientos

Permeabilidad	Gas	Oil
Baja	$K < 0.5 \text{ md}$	$K < 5 \text{ md}$
Moderada	$0.5 < k < 5 \text{ md}$	$5 < k < 50 \text{ md}$
Alta	$K > 5$	$K > 50 \text{ md}$

**Fuente:** Los Autores

El fracturamiento hidráulico en formaciones de baja permeabilidad (Ver tabla 11) crea fracturas empaquetadas angostas de 0.1 *in* de ancho que se extienden hasta unos 1000 *ft* o más de la pared del pozo.

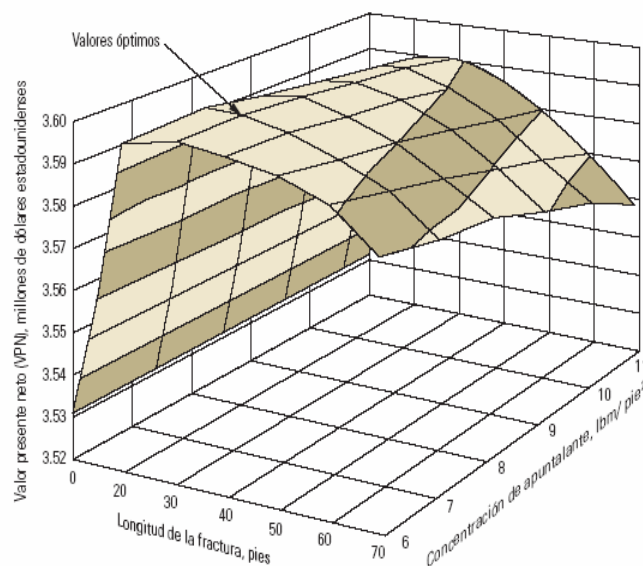
De otro lado, un tratamiento TSO genera fracturas apuntaladas con anchos de hasta 1 *in* o más en formaciones blandas y longitudes de fractura de hasta 50 *ft* dependiendo de las características de la formación. Para tratamientos convencionales, la concentración final de apuntalante por unidad de área de la fractura es menor 2 *lb/ft<sup>2</sup>*.

Para los diseños TSO, estas concentraciones alcanzan valores que oscilan entre 5 a 10  $lb/ft^2$ .

Durante el diseño inicial de los tratamientos de fracturamiento, los ingenieros determinan la geometría de la fractura requerida en base a las condiciones del yacimiento, a las propiedades de la roca y a las barreras naturales que detienen el crecimiento vertical de la fractura. La longitud de la fractura, y más importante aún, para las formaciones de alta permeabilidad, el ancho de la misma mejora la productividad del pozo. Las compañías operadoras seleccionan un diseño óptimo de la fractura con la técnica TSO mediante la maximización del valor presente neto (VPN) que surge de la productividad mejorada del pozo.

En la figura 89 muestra un ejemplo donde los valores óptimos del ancho y de la longitud de la fractura maximizan el valor presente neto (VPN). En este ejemplo, la longitud óptima de la fractura y concentración de material de soporte son de 30  $ft$  y 7  $lb/ft^2$  respectivamente. El ingreso adicional de material de soporte aumenta para fracturas más largas y más anchas, pero en algún punto los costos adicionales para tratamientos más largos generan menos retornos.

**Figura 89.** Optimización de las dimensiones de una fractura (TSO) mediante el VPN



**Fuente.** Artículo “Método combinado de estimulación y control de la producción de arena”.otoño 2002.”.

El modelo de diseño utilizado en este trabajo de grado para la técnica *Tip Screen Out*, difiere del procedimiento convencional debido a la implementación de una característica básica: el uso del “criterio  $TSO^{28}$ ”, para separar el periodo de **propagación lateral** de la fractura del periodo de **inflación** de la fractura. Este criterio es basado en una relación “*Dry to Wet*” del ancho promedio, la cual relaciona el ancho seco (asumiendo solo el material de soporte seco dejado en la fractura) con el ancho húmedo (ancho dinámico alcanzado durante el bombeo). Según esta suposición, el *Tip Screen Out* ocurre y detiene la propagación de la fractura cuando la relación de ancho seco y húmedo alcanzan un valor crítico. El valor crítico de esta relación está en el rango de 0.5 a 0.75. Infortunadamente, no hay en el momento métodos prácticos o teóricos para refinar este valor, por lo que hay que recurrir a la intuición del ingeniero y a su experiencia para juzgar si se puede detener la propagación de la fractura en cierta formación.

## 5. DISEÑO DE TRATAMIENTOS Y ASPECTOS OPERATIVOS

El diseño de un tratamiento de fracturamiento hidráulico, consiste en hallar el mejor compromiso o relación entre las propiedades del yacimiento, las condiciones del pozo, los parámetros de la operación y los beneficios económicos previstos de la estimulación.

Las características del yacimiento, las propiedades de la formación, y en buena medida, las condiciones del pozo son factores incontrolables. Es decir, conforman condiciones de contorno dentro de las cuales es preciso desenvolverse para realizar el diseño. Esto significa que estamos limitados en la capacidad de controlar cómo se propagara la fractura, dónde quedará ubicado el material de soporte y cuáles serán los resultados de la estimulación.

Para un ingeniero, el diseño de un fracturamiento hidráulico en esencia se reduce a seleccionar los tipos de materiales (fluidos, aditivos, material de soporte), volúmenes y cantidades de esos materiales, caudal de bombeo, y programa de inyección de los materiales. La secuencia utilizada para la selección se puede esquematizar en cuatro etapas:

- Determinación de las propiedades del yacimiento y demás condiciones de contorno.
- Selección de los parámetros variables de la operación (planteo de diversas alternativas.)
- Predicción de la geometría obtenida y los resultados probables de cada alternativa.
- Selección del tratamiento económicamente más ventajoso.

Habitualmente, estas etapas se ejecutan según un proceso de prueba y error. Paso por paso, cada prueba permite ir acotando las sucesivas alternativas que se examinan. El proceso no es lineal, los resultados de una prueba suelen exigir la modificación de definiciones previas. El proceso de prueba y error abarca los sucesivos pozos estimulados en un yacimiento: se utilizan los resultados de una operación para optimizar las siguientes, inclusive, se han desarrollado técnicas de análisis in-situ, que

permiten ajustar los diseños inmediatamente antes de realizar la operación, como lo son análisis de declinación de la presión según Nolte (*Fall Off*) y minifracturas entre otros.

En este capítulo se esbozan algunos criterios, conceptos y técnicas para enfrentar el problema de diseño.

## **5.1. CONDICIONES DE CONTORNO<sup>50</sup>**

### **5.1.1. Yacimiento y Pozo**

Las características del yacimiento (tipo de formación, porosidad, permeabilidad, etc.), las propiedades de la formación (propiedades elásticas, área de drenaje, gradiente de fractura, etc.), y las condiciones de pozo (diámetro del pozo, tuberías, perforaciones, etc.) hacen parte de los datos que hay que tener en cuenta al momento de diseñar un fracturamiento hidráulico. Es importante destacar el siguiente aspecto: el principal recaudo con este conjunto de datos es obtener valores confiables en las estimaciones hechas por el diseño. Por lo tanto, La calidad de la información disponible afecta y limita directamente la confiabilidad de los resultados obtenidos.

Según el dato que se considere, existen diversas fuentes para la información. La obtención de valores confiables puede ser más o menos difícil, y su incidencia en análisis y resultados da mayor o menor importancia.

### **5.1.2. Altura de la fractura**

La altura de la fractura creada probablemente sea entre todos los datos, el que tenga una incidencia más dramática en las estimaciones del diseño. Su valor gobierna las dimensiones de la geometría creada, y en consecuencia, la ubicación final del material de soporte y el correspondiente incremento de productividad. Estrictamente no es un “dato”, ya que durante el tratamiento la grieta se puede extender verticalmente según la presión desarrollada y las propiedades de los estratos superior e inferior que restringen su desarrollo. Sea como “dato” único más o menos definido, o como

función de la presión, su valor se puede obtener con diversos perfiles y técnicas. El más utilizado es el perfil de temperatura. También son frecuentes los registros de rayos gamma, empacadores o *Packers* impresores, y hasta equipos de TV o fotografía, pero son menos frecuentes.

### **5.1.3. Permeabilidad**

La estimación del incremento de productividad es sensible a la permeabilidad. Los valores de permeabilidad obtenidos ensayando núcleos de formación en laboratorio tienen limitaciones importantes: carácter puntual, frecuentemente medidas con gas, etc. Se pueden realizar ajustes para estimar permeabilidades respecto al fluido del yacimiento y al fluido de fractura. Sin embargo, se deben preferir valores de permeabilidad obtenidos con ensayos de pozos (*Build-Up*) y una razonable estimación del espesor permeable.

### **5.1.4. Gradiente de fractura**

Errores en la estimación del gradiente de fractura se reflejan en la presión de tratamiento y la potencia hidráulica necesaria. En operaciones con fluidos de fractura convencionales, la diferencia entre potencia estimada y potencia real representa una modificación en el margen de seguridad disponible con el número de equipos de bombeo llevado a la locación. En cambio, si se utilizan espumas, debido a su carácter compresible, valores distintos de gradiente de fractura exigen proporciones correspondientes de gas para que el fluido tenga las propiedades deseadas.

### **5.1.5. Propiedades elásticas**

Los valores de propiedades elásticas (módulo de Young y relación de Poisson) se pueden determinar experimentalmente ensayando en laboratorio núcleos de formación. También se utiliza información de perfiles, por ejemplo correlaciones entre el tiempo de tránsito sísmico y el módulo de Young. La sensibilidad de los resultados calculados respecto al módulo de elasticidad y la relación de Poisson es relativamente

baja. Esto significa que dentro del rango de variación de estas propiedades para las formaciones fracturables, las estimaciones obtenidas no difieren demasiado.

Como criterios generales es preciso puntualizar las siguientes ideas:

- La confiabilidad de los datos limita el significado de las estimaciones de diseño.
- La estimación precisa de valores exige tiempo y esfuerzo: tiene un costo.
- Parámetros como la altura de la fractura creada tiene una incidencia crítica en las estimaciones.
- La incidencia relativa de cualquier dato es variable. Cuando se dispone de valores dudosos, es aconsejable estudiar la sensibilidad de los resultados. Vale decir, realizar estimaciones con el valor cuestionado y además con el valor máximo y mínimo que se presume puede corresponder. El análisis de resultados orientará sobre la necesidad de destinar esfuerzo para precisar el dato.
- Finalmente, es importante destacar que la opción de un determinado modelo de geometría tiene más importancia en los resultados que cualquier incertidumbre razonable en los datos usados.

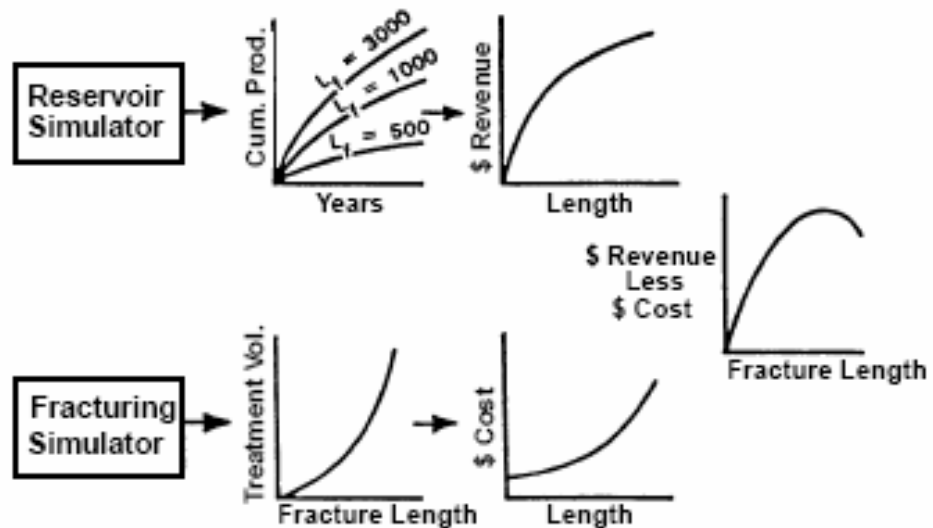
## **5.2. ANÁLISIS DE PENETRACIÓN ÓPTIMA**

El punto de partida ideal de un diseño es la experiencia previa en el yacimiento, ya sea para optimizar según esa experiencia previa, o bien para comenzar el análisis cuando ella no existe. Por lo tanto, en el diseño de una fractura hidráulica surge el siguiente interrogante: ¿cuál es la penetración óptima a obtener en el diseño?

Por penetración de la fractura se entiende a la fracción del radio de drenaje que alcanza la longitud empaquetada. La penetración óptima involucra un equilibrio adecuado entre propiedades de la formación y características de la fractura, en última instancia se reduce a un análisis económico (beneficios versus costo).

Veatch<sup>14</sup> ha sintetizado para el diseño global de una fractura, la necesidad de disponer de simuladores de yacimiento y fractura, paralelos a un modelo económico. (Ver figura 90.)

**Figura 90.** Diseño para la simulación de la fractura – Concepto total de optimización



**Fuente:** Veatch<sup>14</sup>, R. W. Jr.: "Overview of Current Hydraulic Fracturing Design and Treatment Technology--Part 1," *JPT* (April 1983) 677-87.

El simulador de yacimiento proporciona estimaciones de la producción futura para diversas longitudes y conductividades de fractura.

El simulador de fractura permite estimar volúmenes y demás parámetros de diseño necesarios para obtener diversas longitudes y conductividades.

El modelo económico cuantifica los beneficios derivados del incremento de producción y evalúa los costos asociados con diversas alternativas. En definitiva, se reduce el análisis a una curva "beneficio neto" Vs "longitud de fractura", o parámetros más o menos equivalentes, como el tiempo de retorno, razón beneficios / inversión, tasa interna de retorno, valor presente neto, etc. La aplicación de este tipo de modelo requiere datos como precio del petróleo, costo de extracción, tasas de interés, tasas de inflación, y su posible evolución por años, además de información muy precisa del

yacimiento y del pozo. De acuerdo al contexto económico mundial, la confianza de estos datos requiere un espíritu bastante optimista más allá de factores técnicos y económicos.

Además de las complicaciones y limitaciones descritas, los análisis de esta naturaleza son imprescindibles cuando se pretende estimular formaciones de muy baja permeabilidad y espesores productivos muy grandes, en estos casos se obtienen penetraciones elevadas con tratamientos muy voluminosos. La aplicación de Fracturamientos Hidráulicos Masivos representa costos de estimulación del mismo orden de magnitud que el resto de la perforación y completamiento del pozo, por lo que se exige agotar los recursos para optimizar el diseño.

En cambio, las áreas donde los tratamientos de fractura constituyen una fracción reducida del costo total del pozo, se prueban sucesivamente diversas alternativas de tratamiento (fluidos, volúmenes, programas de bombeo), que se optimizan según resultados hasta alcanzar criterios estándar.

### **5.3. CONTRASTE ENTRE LAS PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y EL MATERIAL DE SOPORTE**

Una primera posibilidad de análisis en la existencia de un valor óptimo en la penetración de fractura empaquetada, surge al contrastar la permeabilidad del yacimiento con la conductividad de la fractura creada por el material de soporte. La idea propuesta por Smith, consiste en adoptar una determinada cantidad de material de soporte y “distribuirla” en el área de fractura correspondiente a penetraciones crecientes, desde el 10% hasta el 100% del radio de drenaje.

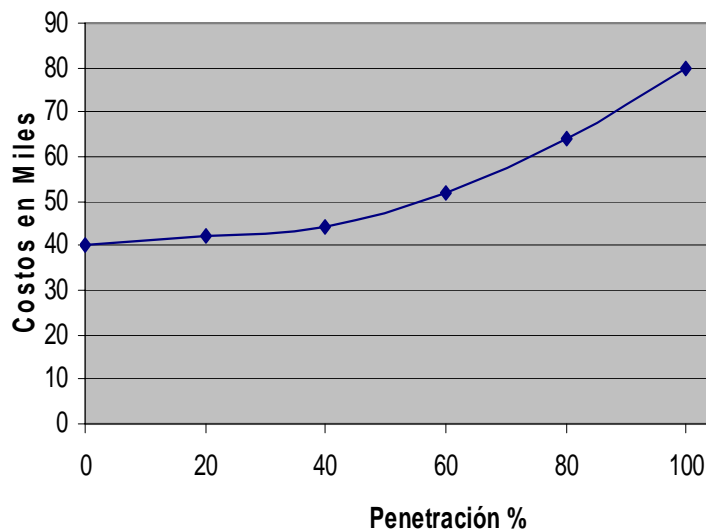
A cada penetración definida de esa manera, corresponderá un conjunto de valores para una concentración superficial de material de soporte, ancho empaquetado, conductividad de fractura y relación del índice de productividad. El valor máximo de relación del índice de productividad orienta sobre el valor óptimo de penetración.

#### 5.4. INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD Y COSTOS DEL TRATAMIENTO

Para obtener penetraciones grandes se requieren mayores volúmenes de fluido. En el costo total del tratamiento existen valores independientes del volumen con un peso considerable (potencia, cargos básicos, etc.) que inciden notablemente el costo del fluido de fractura, particularmente cuando se requieren geles reticulados para alcanzar penetraciones elevadas.

Es indudable que incrementos pequeños en el costo redundan en aumentos sustanciales de la relación de productividad, pero para penetraciones mayores la relación se invierte, es decir, la relación de productividad crece lentamente mientras el aumento de los costos se acelera (Ver figura 91).

**Figura 91.** Costos de Tratamiento Vs. Penetración



**Fuente:** Los Autores

#### 5.5. PARAMETROS VARIABLES DE DISEÑO

Ya se ha mencionado que el núcleo del proceso de diseño consiste en seleccionar tipo y volumen de fluido de fractura, tipo y cantidad de material de soporte, y caudal de inyección. Los criterios para realizar esa selección se aplican en la etapa de análisis de penetración óptima. No existen lineamientos de aplicación universal, pero es

posible puntualizar algunas ideas que ilustran el tipo de consideraciones recomendadas.

### 5.5.1. Selección del fluido de fractura

La expresión “fluido de fractura”, estrictamente se refiere a un sistema de composición y propiedades características. En el capítulo 2 se mostró que a partir de un fluido base y con el uso de aditivos es posible modificar las diversas propiedades para mejorar el comportamiento del sistema total.

#### 5.5.1.1. Viscosidad

Si la formación sometida a estimulación es de alta permeabilidad y la penetración óptima es reducida, puede ser aceptable la elección de un fluido de baja viscosidad. El material de soporte sedimenta rápidamente, formando un banco de poca penetración y alta conductividad (Ver figura 92).

**Figura 92.** Sedimentación del Material de Soporte en Laboratorio



*Fluido de Fracturamiento*

*Mezcla de Fluido + Arena*

*4 Horas Después*

**Fuente:** Los Autores

En cambio, cuando se pretenden penetraciones mayores, es necesario incrementar la capacidad de transporte, ó sea la viscosidad. Esto también facilita crear fracturas más amplias y mezclar en superficie mayores concentraciones de material de soporte. Así es posible obtener una conductividad de fractura elevada aún cuando el material de soporte no forme banco.

Penetraciones muy altas exigen el empleo de los fluidos más viscosos disponibles, sin embargo, esto puede ser contraproducente si consideramos la fricción desarrollada. La mayor fricción en tubería incrementa el costo (potencia necesaria), y además puede elevar la presión de tratamiento por encima del valor permisible.

Viscosidades muy grandes generan también fricción elevada en el seno de la fractura, generando que la presión pueda superar algún valor crítico, induciendo fracturas secundarias (transversales a la principal ó extendiendo el crecimiento vertical de la grieta hacía estratos adyacentes).

#### **5.5.1.2. Filtrado**

El control de filtrado es crítico para la eficiencia en los tratamientos de gran volumen con fluidos costosos (penetración considerable). Al igual que la viscosidad, influye también en la posibilidad de arenamiento, incrementada con el uso de concentraciones elevadas de material de soporte. Conviene destacar, que el valor del coeficiente de filtrado tiene gran influencia en las estimaciones del diseño, su estimación confiable tiene importancia comparable con la altura de la fractura creada.

#### **5.5.2. Selección del material de soporte**

La generación de una fractura de dimensiones adecuadas sin dañar la formación, el transporte del material de soporte y su distribución óptima, son aspectos importantes del diseño. No obstante, el material de soporte es el único elemento que queda en la fractura luego de la estimulación, y responsable en definitiva del incremento de productividad. De allí que la selección del tipo y cantidad de material de soporte sea de esencial importancia.

### **5.5.2.1. Conductividad de fractura**

Definido el valor de longitud empaquetada que se pretende alcanzar, existe un rango ideal de conductividad. Cualquier esfuerzo destinado a aumentar el valor de conductividad por encima de ese valor ideal, carece de sentido porque no se traduce en un incremento de productividad sustancial.

### **5.5.2.2. Tipo de material de soporte**

El uso de arena limpia de buena calidad ha resultado exitoso en todo tipo de yacimiento. La arena ofrece ventajas importantes: más económica que otros materiales de soporte y de fácil disponibilidad en muchas arenas. Sus desventajas principales se derivan de la reducción de conductividad cuando se cierra la fractura.

La selección del material de soporte requiere como primer paso disponer de curvas de conductividad en función de la presión de confinamiento, a diversas concentraciones superficiales y obtenidas con núcleos de formación.

### **5.5.2.3. Tamaño del material de soporte**

El tamaño del material de soporte incide en la permeabilidad de empaquetamiento, cuanto más grande y uniforme son los granos mayor es la conductividad obtenida. Esta afirmación pierde validez según se incrementa la presión de confinamiento, debido a que los granos mayores son los que más fácilmente se rompen y por lo tanto disminuye su conductividad. Finalmente, cabe destacar que los grandes diámetros de material de soporte disminuyen el rendimiento hidráulico de las bombas e incrementa el riesgo de fallas durante la operación.

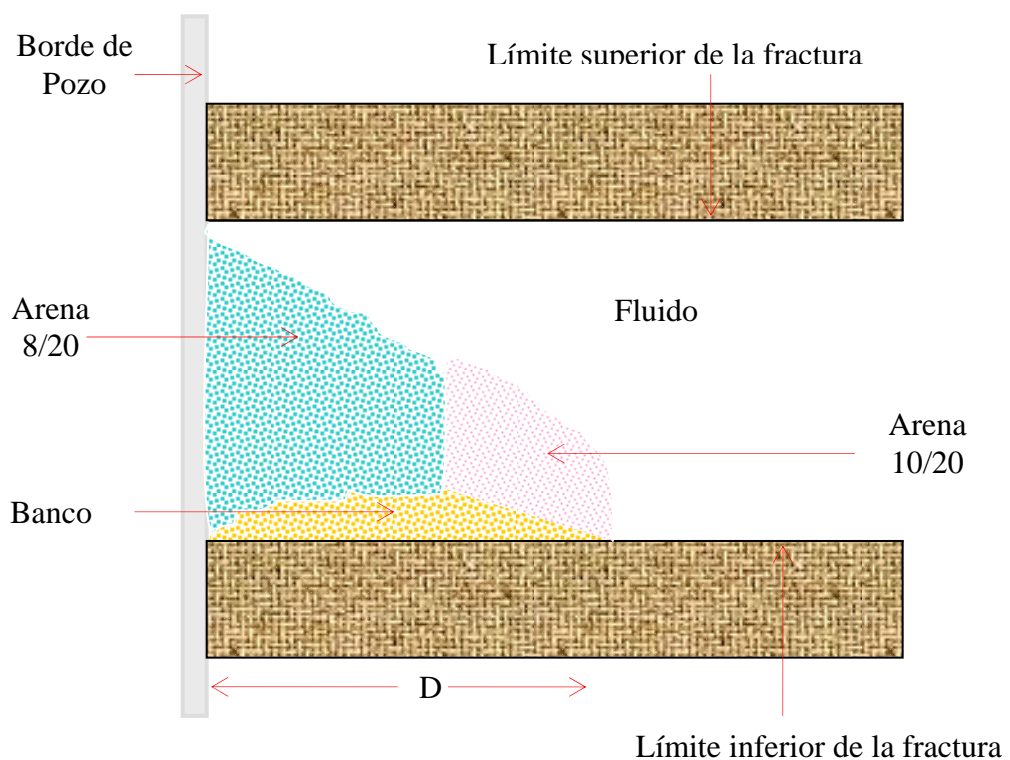
### **5.5.2.4. Combinación de materiales de soporte**

La conductividad mejora cuanto más uniformes sean los granos en tipo y tamaño. Resulta improductivo y nada recomendable, la mezcla de distintos materiales de

soporte. Sin embargo, hay operaciones que emplean dos materiales de soporte que no se inyectan simultáneamente, sino uno a continuación del otro. Por ejemplo, se comienza con el bombeo de un tamaño reducido para prevenir arenamientos, y cuando las dimensiones de la fractura lo permita se continua con un tamaño mayor que mejora la conductividad.

Otro argumento utilizado a favor de esta técnica, es que permite ubicar el material de soporte más permeable en las cercanías del pozo, donde precisamente tiene más importancia una buena conductividad. Esta afirmación es valedera si en el proceso predomina el transporte del material de soporte en suspensión. El perfil de distribución puede resultar muy irregular como se esquematiza en la figura 93.

**Figura 93.** Perfil de Distribución de dos Materiales de soporte



**Fuente:** Los Autores

### **5.5.3. Selección del caudal**

El caudal adoptado resulta de la relación existente entre los distintos efectos que pueden ocasionar los requerimientos de volumen, transporte, y limitaciones de presión y potencia.

#### **5.5.3.1. Requerimientos de volumen**

Aumentando el caudal se reduce el tiempo durante el cual el fluido está expuesto al filtrado; es decir, el volumen de filtrado es menor y aumenta la eficiencia del fluido  $e$ . También se incrementa el ancho creado, lo que significa que el volumen finalmente almacenado al finalizar el tratamiento es mayor.

Vale decir, que para reducir el volumen necesario para alcanzar una determinada longitud, se deberá incrementar o disminuir el caudal según predomine el efecto del filtrado ó del volumen final de la fractura creada. Es frecuente que convenga incrementar el caudal para reducir el filtrado si la eficiencia es menor del 60-70%.

#### **5.5.3.2. Transporte del material de soporte**

El aumento de la velocidad del fluido permite que los granos de material de soporte alcancen distancias mayores, en este caso predomina la componente de arrastre sobre el efecto de sedimentación. También, se reduce el tiempo de degradación de propiedades reológicas del fluido por acción de la temperatura del yacimiento, ó sea que un mayor caudal demanda menos viscosidad del fluido de fractura.

Existe un posible contraefecto entre la mayor fricción en tubería y las perforaciones que pueden causar una degradación significativa del fluido por causa del corte. Por otra parte, el menor filtrado y el mayor ancho de fractura reducen la posibilidad de arenamiento.

### **5.5.3.3. Presiones y Potencia**

Incrementos de caudal provocan incrementos aún mayores en la fricción desarrollada. La presión permisible por tubería y equipos en boca de pozo limitan entonces el caudal de diseño. El dramático aumento de la potencia hidráulica necesaria también impone limitaciones por la exigencia de mayor cantidad de equipos de bombeo y el costo asociado. Sí existe una presión crítica que no se debe superar para confinar el desarrollo vertical de la fractura ó la zona de interés, ó evitar inducir fracturas secundarias, también se debe restringir el valor del caudal.

### **5.5.4. Dimensiones del Tratamiento**

En resumen, hasta este punto se ha definido una longitud empaquetada deseada, se ha preseleccionado el fluido y material de soporte, y posteriormente la conductividad de la fractura dependiendo de la concentración superficial del material de soporte, y en consecuencia la cantidad que conviene utilizar. El diseño continúa con la selección del fluido de tratamiento.

Dimensionar el volumen de fluido significa estrictamente definir dos valores distintos: el volumen destinado como colchón y el volumen utilizado para mezcla y transporte del material de soporte; ó lo que es equivalente al volumen total de fluido y la fracción de colchón. El volumen adoptado debe satisfacer dos tipos de requerimientos: corresponder con la longitud de fractura deseada, y permitir la mezcla y transporte del material de soporte.

### **5.5.5. Ajuste del diseño: grillas de sensibilidad**

El medio apto para realizar el ajuste, es la confección de grillas de sensibilidad para analizar la incidencia de los parámetros variables del diseño en los resultados estimados. La idea básica consiste en que una vez preseleccionado un valor para un determinado parámetro, estudiar **qué sucede sí** aumentamos o disminuimos ese valor.

Además de analizar posibles modificaciones que mejoren los resultados, estas grillas permiten verificar la mayor o menor probabilidad de que aparezcan problemas: arenamientos, excesivo desarrollo de presión, etc.

## **5.6 PROGRAMA DE BOMBEO (*FRAC PLAN*)**

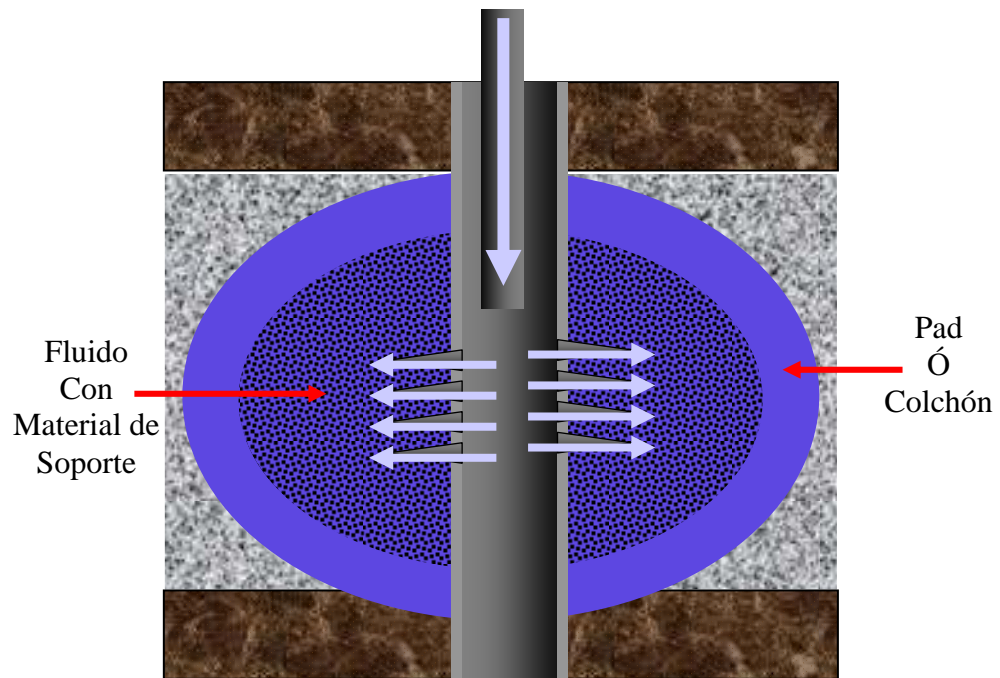
El programa de bombeo consiste en la secuencia de inyección de fluidos y la dosificación de material de soporte, siendo punto crítico para la exitosa ejecución del tratamiento. A continuación se muestran separadamente cada uno de los componentes de un programa de bombeo.

### **5.6.1. Colchón o Pad**

Ya se ha mencionado las diversas funciones que cumple el colchón (fluido de fractura que se inyecta inicialmente sin material de soporte, ver figura 94) vinculadas a la prevención de diversas posibilidades de arenamiento:

- Generar una fractura con ancho suficiente para permitir el ingreso de material de soporte.
- Absorber las pérdidas mayores por filtrado (*Spurt Loss* y mayor velocidad de filtrado cerca de la punta).
- Reducir las pérdidas de filtrado del fluido con material de soporte.
- Mantener los granos de material de soporte alejados de la zona de rápido estrechamiento.

**Figura 94.** Proceso de fracturamiento



**Fuente:** Los Autores

Los factores que influyen en determinar el volumen de colchón son la viscosidad, eficiencia del fluido y la experiencia. En la práctica, el volumen de colchón es una fracción del volumen total de fluido que varía entre el 20% y 60%. Obviamente, la magnitud en concreto depende de la operación. Con fluidos de alta viscosidad y buena capacidad de transporte, el aspecto crítico es evitar arenamientos iniciados cerca de la punta de la fractura o arenamientos por concentraciones, y cuando se emplea un fluido de baja viscosidad y predomina la formación de banco, el aspecto crítico es el ancho generado en la pared del pozo.

### 5.6.2. Dosificación del material de soporte

El material de soporte se mezcla en sucesivas etapas de concentraciones crecientes con la idea de obtener en primer lugar una distribución uniforme.

Las primeras etapas del bombeo pierden más fluido que las últimas por dos razones: Mayor tiempo de exposición y mayor velocidad de filtrado. En consecuencia, las primeras fracciones se concentran más y al mezclarlas con menor cantidad de material de soporte finalmente se obtendrá un perfil de concentración más homogéneo.

Otro motivo es de naturaleza operativa, cuanto mayor es la concentración de material de soporte, mayor debe ser el ancho necesario para permitir su transporte sin restricciones. A medida que se desarrolla la operación crece el ancho de la fractura permitiendo el ingreso de concentraciones mayores. Las concentraciones escalonadas y crecientes facilitan la ejecución y el seguimiento de la operación en superficie.

El uso de fluidos de baja viscosidad y los equipos de mezcla disponibles, limitó durante años la concentración máxima a un valor de 2-3 *lb/gal* con incrementos entre etapas de 0.5 *lb/gal*. El desarrollo de sistemas de fluidos de muy alta viscosidad, dosificación de aditivos en línea y equipos optimizados para la mezcla, ha ampliado notablemente las posibilidades de aumentar las concentraciones del material de soporte. En ciertas circunstancias, hoy es posible mezclar en superficie concentraciones superiores a 20 *lb/gal*.

Para definir el programa de bombeo de un tratamiento, tradicionalmente se han utilizado la experiencia previa, “reglas del dedo gordo”, limitaciones operativas, etc. Sin embargo, en los últimos años se han propuesto diversos enfoques para introducir consideraciones técnicas y optimizar los tratamientos.

El siguiente procedimiento es recomendado por Nolte<sup>52</sup> para calcular el programa de bombeo de un tratamiento:

- **Volumen de colchón:**

$$V_{col} = f_p * V$$

Ecuación 5.1

Donde

*V* es el volumen inyectado (volumen de fluido + volumen de material de soporte). *gal*.

$f_p$  es la fracción de volumen correspondiente al colchón (se calcula en función de la eficiencia del fluido  $e_f$ ), *adimensional*.

$$f_p = (1 - e_f)^2 + f_d$$

Ecuación 5.2

El factor de corrección  $f_d$  se introduce para compensar hipótesis simplificadoras, Nolte sugiere un valor de 0.05.

- **Dosificación del Material de soporte**

Para el cálculo se utiliza una concentración adimensional  $C_D$ , definida como el cociente entre la concentración de material de soporte mezclada en cada instante  $t$  y la concentración en la fractura  $C_f$  (obtenida al final del bombeo). La evolución de  $C_D$  en función de  $t$  desde que se inicia el bombeo y está dada por:

$$C_D = \left( \frac{t - t_{col}}{t_t - t_{col}} \right)^\varepsilon$$

Ecuación 5.3

Donde

$t_{col}$  es el tiempo de bombeo del colchón. *min*.

$t_t$  es el tiempo de bombeo total, *min*.

El exponente  $\varepsilon$  (*adimensional*) se calcula con:

$$\varepsilon = 1 - e_f - \frac{f_d}{e_f}$$

Ecuación 5.4

Cabe destacar que la concentración utilizada es libras de material de soporte por galón total (es decir volumen ocupado por el líquido y por el material de soporte), tiene que ser convertida a la unidad de concentración usual de *lb/gal* de líquido  $C_L$ .

$$C_L = \frac{C_T}{1 - \frac{C_T}{9.344 * \rho_p}}$$

Ecuación 5.5

Donde

$C_L$  es la concentración de material de soporte base fluido, *lb/gal*.

$C_T$  es la concentración de material de soporte base lechada, *lb/gal*.

$\rho_p$  es la densidad del material de soporte, *gr/cm<sup>3</sup>*.

Se puede reformular la expresión de Nolte para utilizar los parámetros habitualmente definidos: cantidad total de material de soporte  $w_{prop}$  (*lb*) y volumen total inyectado  $V$  (recuerde que también incluye material de soporte, *gal*.)

$$C_p = \left[ \frac{w_p * (1 + \varepsilon)}{V - V_{col}} \right] * \left[ \frac{t - t_{col}}{t_t - t_{col}} \right]^\varepsilon$$

Ecuación 5.6

$$V = V_L + \frac{w_{prop}}{8.344 * \rho_p} = 42 * Q * t$$

Ecuación 5.7

Donde

$V_L$  es el volumen total líquido, *gal*.

$Q$  es caudal total de tratamiento, *bpm*.

$C_p$  es la concentración de material de soporte, *lb/gal*.

Se demuestra que la cantidad de arena mezclada al tiempo  $t$  esta dada por:

$$W_t = W_{prop} * \left( \frac{t - t_{col}}{t_t - t_{col}} \right)^{1+\varepsilon}$$

Ecuación 5.8

Aplicando estas ecuaciones se puede realizar el programa de bombeo.

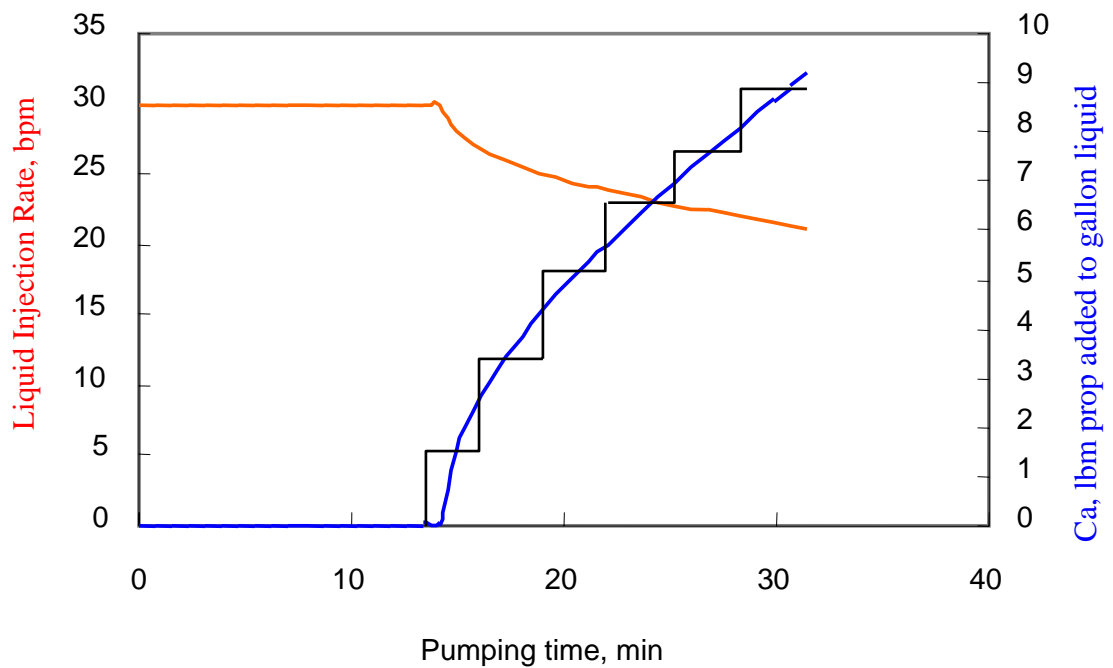
#### **5.6.2.1 Programa de Bombeo “Escalonado” Aplicando Nolte**

El método de Nolte requiere un *Minifrac* previo de calibración y produce programas distintos de los convencionales (variación continua de concentración no escalonada). No obstante, es posible aplicar sus ideas en cualquier tipo de diseño.

La eficiencia de fractura se puede estimar en el cálculo de geometría dinámica. En la medida de que no se mide con un tratamiento de calibración, es aconsejable usar un valor de eficiencia más reducido que el calculado como margen de seguridad para prevenir arenamientos.

El perfil de variación continúa de concentración se puede sustituir por uno escalonado si se prefiere el esquema clásico. Basta para ello definir límites superior e inferior de concentración para cada “escalón” de dosificación a una cierta concentración media. Un esquema típico se muestra en la figura 95.

**Figura 95.** Programa Escalona según Nolte



**Fuente:** Nolte, K.: "Fracture Design Consideration Based on Pressure Analysis; SPE 19011 (Tyler 1982).

Un procedimiento de cálculo que se puede aplicar es el siguiente:

- Con datos de eficiencia, caudal, cantidad de material de soporte y volumen de líquido, calcular parámetros de Nolte ( $f_p$  y  $\varepsilon$ ), volúmenes y tiempo de colchón total.
- Para cada etapa, definir concentración de mezcla y el rango equivalente de la curva continua de Nolte.
- Convertir el límite máximo de concentración de lechada a  $lb/gal$  de volumen total.
- Calcular el tiempo de bombeo según :

$$t = t_{col} + (t_t - t_{col}) * \left( \frac{C_p * (V - V_{col})}{(1 + \varepsilon) * w_{prop}} \right)^{1/\varepsilon}$$

Ecuación 5.9

- Calcular la cantidad de arena acumulada según distribución continua:

$$W_{ac} = W_{prop} * \left( \frac{t - t_{col}}{t_t - t_{col}} \right)^{1+\varepsilon}$$

Ecuación 5.10

- Calcular el volumen de líquido acumulado según distribución continúa:

$$V_{ac} = 42 * Q * t - \frac{W_{ac}}{8.344 * \rho_p}$$

- Redondear el volumen de líquido acumulado, y por diferencia con el anterior calcular el volumen de la etapa.
- Calcular la cantidad de la etapa.
- Repetir el proceso para todas las etapas hasta finalizar.

La tabla 12 ilustra la aplicación del método para los siguientes valores:

$$e_f = 0.5$$

$$Q = 12 \quad bpm$$

$$w_{prop} = 45000 \quad lb$$

$$V_L = 22500 \quad gal$$

**Tabla 12.** Programa “escalonado” aplicando Nolte

Conc. Etapa lb/gal Liq.	Conc. Max. lb/gal Liq.	Conc. Max. lb/gal Vol. total	Tiem. min	Arena Acum. Lb.	Vol. Acum. gal. (Liq.)	Diseño (Valores adoptados)			
						Vol. Acum. gal Liq.	Vol. Par. gal Liq.	Arena Par. lb	Arena Acum. Lb.
Pad	0	0	14.60	0	7360	7500	7500	0	0
1	1.5	1.405	17.70	1564	8848	9000	1500	1500	1500
2	2.5	2.246	24.60	8084	12034	12000	3000	6000	7500
3	3.5	3.022	35.59	22831	16906	17000	5000	15000	22500
4	4.5	3.729	total	45000	22500	22500	5500	22000	44500

**Fuente:** BJ Services Company S.A. Handbook Hydraulic Fracturing<sup>34</sup>, 1986.

Se pueden puntualizar algunas observaciones:

- El total de arena difiere un poco del usado como base, producto del escalonamiento y redondeos.
- Los programas clásicos suelen producir para las primeras etapas volúmenes más elevados que la dosificación calculada y lo contrario para las últimas etapas. Se puede realizar un ajuste para ubicar mayor cantidad de arena cerca del pozo para facilitar el flujo posterior de hidrocarburos en esta zona crítica. Esto se haría a expensas de la arena cerca de la punta donde el flujo posterior será menor.

- Los programas de bombeo calculados de esta manera son muy variables según la eficiencia de fractura usada como dato. Tratamientos con menor eficiencia requieren incrementar el volumen de colchón y la concentración promedio del material de soporte.

### 5.6.3. Otros Fluidos en el Bombeo

Hay tratamientos que incluyen el uso de precolchón antes del bombeo del fluido de fractura propiamente dicho. Este precolchón puede ser de diversa naturaleza: crudo deshidratado, gas-oil, agua tratada y aditivada, ácidos. Algunas razones para su empleo son:

- Iniciar la fractura.
- Enfriar la formación, mejorando indirectamente las propiedades del fluido de fractura (obteniéndose mayor viscosidad y mayor control de filtrado.)
- Mejorar la eficiencia del fluido de fractura (incorporando alguna proporción de reductor de filtrado.)
- Facilitar la ruptura de la formación con un pequeño volumen de ácido.

Finalmente, después de bombear la última parte del tratamiento, es necesario bombear un fluido que actúe como desplazante (*Flush*) para asegurar que toda la arena bombeada se ubicó en la fractura, y así prevenir problemas operacionales como el arenamiento. Esta clase de fluido deben ser compatible con el fluido de fractura que lo precede, y también compatible con la formación ante la eventualidad de un sobredesplazamiento.

## 5.7. ASPECTOS OPERATIVOS<sup>34,35,50</sup>

Generalmente, las operaciones de fracturamiento hidráulico obligan al movimiento de un gran número de equipos en comparación a otras operaciones de bombeo, ya que

debe lograrse una potencia efectiva que alcance para comenzar, extender y empaquetar la fractura. Todo esto dependerá de las propiedades y profundidad de la formación a tratar, de las tuberías y los fluidos utilizados.

En las operaciones de fracturamiento hidráulico encontramos una amplia gama de equipos de superficie y personal capacitado para poder alcanzar el diseño propuesto y una operación efectiva. Entre los más importantes tenemos:

- Tanques de almacenamiento.
- Unidades de hidratación.
- *Manifolds*.
- *Blender*.
- Operador del *blender*.
- Fracturadores o Bombeadores.
- Líneas de alta presión y cabezales de pozo.
- Instrumentos de medición y control.
- Equipos de seguridad.
- Equipos de comunicación.

#### **5.7.1. Tanques de almacenamiento (*Frac Tank*)**

Los tanques de almacenamiento están contruidos de distintas formas y medidas, sin embargo, la experiencia en el uso de estos elementos va estandarizando su construcción. Generalmente poseen una capacidad de 500 *bbf*.

Estos tanques se utilizan para almacenar fluidos como agua o aceite que serán posteriormente utilizados como base en la elaboración del fluido de fractura. Para trabajos de fracturamiento que demandan grandes cantidades de volumen, una vía económica para almacenar fluido es una piscina natural (generalmente protegida).

#### **5.7.2. Unidades de hidratación**

Esta clase de equipos son los encargados de transportar aditivos como los *breakers*, *crosslinked*, reductores de filtrado, ácidos, surfactantes, controlador de PH, reductores

de fricción, etc. Los cuales se adicionaran al agua o al aceite que se utilizara como base del fluido fracturante. Ver figura 96-97.

**Figura 96.** Unidad de Hidratación BJ LFC



**Fuente:** Los Autores

**Figura 97.** Cisterna Transportadora de Ácido

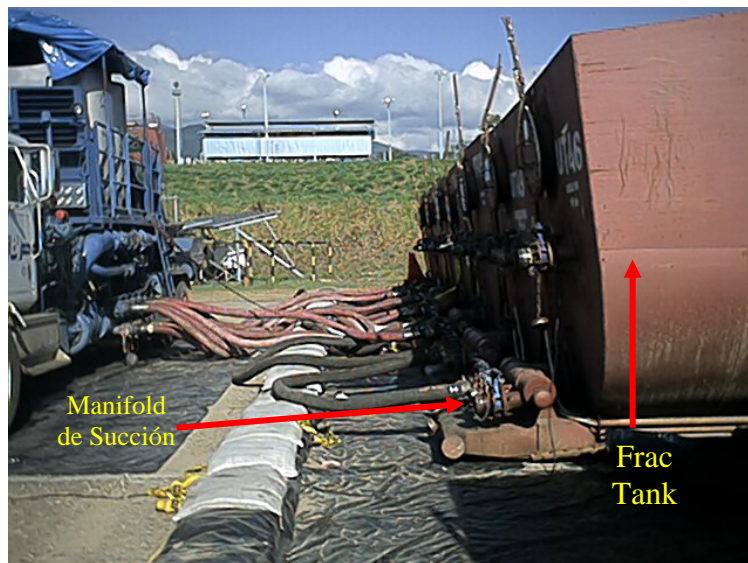


**Fuente:** Los Autores

### 5.7.3. Manifolds de succión

Los tanques de fractura están provistos de manifolds de hasta 12" de diámetro con tres o cuatro salidas de 4". En algunos casos, estos pueden poseer válvulas laterales para la unión entre varios tanques de forma tal de comunicarlos entre si. En operaciones que exigen caudales elevados y volúmenes de fluidos que requieran grandes cantidades de tanques, existe un *manifold* común de succión que conecta cada tanque y tiene salida para 10-12 mangueras de 4" donde se realizará el acople al *blender*. En el caso que se deseen bombear fluidos desde piscinas naturales, se recurre a una combinación de *manifold* de succión y un conector de gran diámetro. En estos casos las medidas dependerán de los requerimientos de caudal y volumen.

**Figura 98.** Manifold de succión de los fluidos contenidos en los de tanques de fractura



**Fuente:** Los Autores

### 5.7.4. Arenero (Sand King)

Esta unidad se utiliza para transportar, almacenar y suministrar los diferentes tipos de materiales de soporte que se utilizarán durante la operación. El suministro de los

materiales de soporte a la batea de mezcla se realiza mediante empuje por gravedad o bandas elásticas. Ver figura 99.

**Figura 99.** *Sand King*



**Fuente:** Los Autores

#### **5.7.5. Blender**

El *blender* es el corazón de la operación de fracturamiento hidráulico, esta unidad tiene como función mezclar el gel base en baches o al vuelo, mezclar el material de soporte, agregar aditivos a los fluidos, bombear la lechada de alimentación a los fracturadores y monitorear todas estas funciones, convirtiendo al blenderista en el hombre clave de toda la operación. Ver figura 100.

**Figura 100.** *Blender* BJ 611C



**Fuente:** Los Autores

Los elementos con que cuenta el *blender* son:

- Manifold de succión.
- Bombas de succión.
- Batea de mezcla.
- Bombas de descarga.
- Manifold de descarga.
- Instrumentación y control.

#### **5.7.5.1. Manifold de succión**

Cumple con la función de recolectar el fluido de los tanques de fractura y deberá tener salida hacia las bombas de succión.

Las bocas de succión del blender tienen medias uniones de 4" que pueden variar en su número desde ocho a dieciocho, generalmente divididas por una válvula de mariposa cuya función principal es separar dos líneas de bombeo: línea limpia y línea sucia. Ver figura 101.

**Figura 101.** *Manifold* de succión



**Fuente:** Los Autores

La línea limpia recorrerá directamente la ruta de succión-bomba de succión descarga, y la línea sucia seguirá la línea de succión-bomba de succión-mezcla con aditivos y arena-bomba de descarga-línea de descarga.

#### **5.7.5.2. Bombas de succión**

La función principal de estas bombas es aportar fluidos desde el *manifold* de succión hacia el *manifold* de descarga y/o a la batea de mezcla, proporcionar aditivos por el sistema línea limpia, línea sucia y proporcionar adecuadamente caudales exactos de bombeo. ver figura 102.

**Figura 102.** Bomba centrífuga de succión



**Fuente:** BJ Services Company

Para la dosificación de los aditivos, se utiliza *flowmeters* tipo turbina que indican los volúmenes bombeados por estas bombas centrífugas, y mediante un sistema de control por válvulas se conseguirá bombear lo diseñado en el respectivo programa.

### **5.7.5.3. Batea de mezcla**

En esta batea se mezclan aditivos gelificantes, surfactantes, reductores de filtrado, etc. Se realiza la gelificación previa al bombeo si así se requiere, se incorpora la arena u otros agentes de sostén y sirve como una tina de fluido para bombearlo hacia las bombas de alta presión.

Vienen construidas en distintas formas y dimensiones, y deben ser capaces de mantener en suspensión la arena para que se cumplan los requisitos exigidos por el diseño. Para lograr esto se construyen con agitadores-mezcladores a paleta o tornillos sin fin, y se le agregan controles de niveles automáticos o manuales. Este control tiene

una importancia fundamental, ya que cualquier variación en dicho nivel y al mantener un caudal de arena constante, provocará cambios en la concentración de arena en el fluido puntualmente, ocasionando variaciones en el diseño y tal vez provocando problemas operativos. Ver figura 103.

**Figura 103.** Batea de mezcla del material de soporte con el fluido fracturante y aditivos



**Fuente:** Los Autores

Adoptando el control de dosificación de productos y arena, y tomando como referencia el caudal de entrada a la batea, muchas veces se dificulta el control mismo de la dosificación. Generalmente, se le exige al operador del *blender* un mantenimiento exacto del nivel de batea constante para la operación.

A la batea del *blender*, como se expresó anteriormente se le adicionan aditivos líquidos o sólidos y el material de soporte con sus correspondientes dosificadores que deberán estar exactamente calibrados para adecuarse a la programación realizada. El control de aditivación de productos sólidos se efectúa con transductores asociados a sistemas de celdas o tornillos (*conveyors*). Para la aditivación de líquidos se recurre a varios tipos que dependerán de los modelos de *blender*. El sistema que proporciona el líquido utiliza bombas de desplazamiento positivo cuyo control se realiza a través de las RPM de los motores hidráulicos que las impulsan. Puede modificarse el diseño

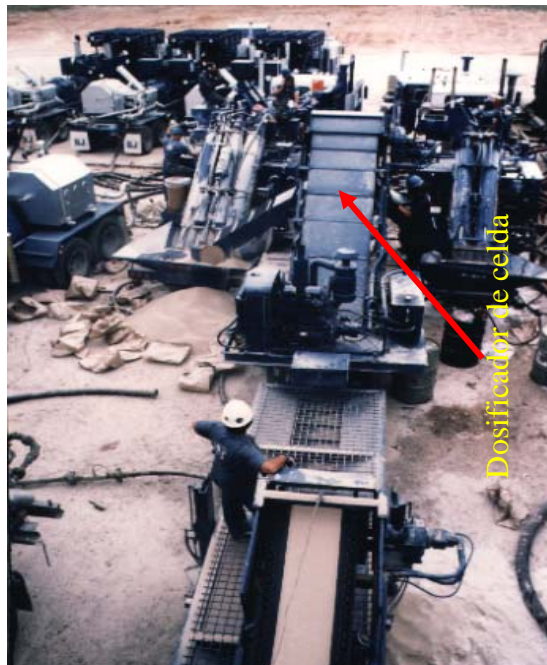
utilizando bombas centrifugas pequeñas con un control por válvulas y monitoreo digital.

Los equipos generalmente vienen incluidos en el *blender*, pero la tendencia es ir agregando instrumentación de modo tal de tener un control más adecuado, centralizando los datos que se obtienen de cada indicador en un solo componente o instrumento de control.

A la batea, también caerá la arena u otro tipo de material de soporte que estará almacenado en forma independiente. Para su transporte hacia la batea se utilizan sistemas de proporción tales como:

- Dosificadores con celdas y tornillos sin fin. Ver figura 104.
- Tornillos sin fin dosificadores.

**Figura 104.** Dosificador con celdas y tornillos sin fin



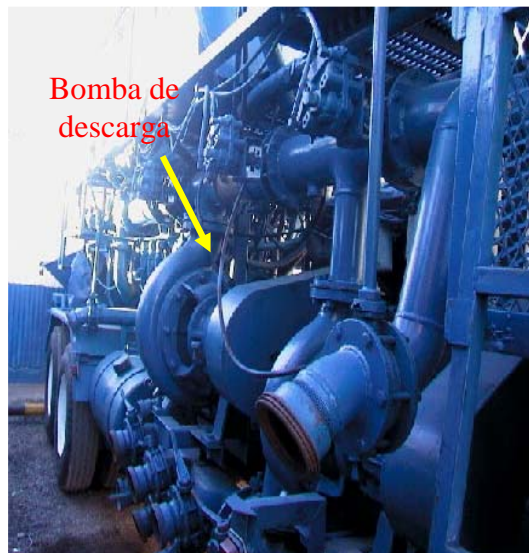
**Fuente:** BJ Services Company

El dosificador con celdas es el elemento que proporcionará el caudal exacto de arena hacia los tornillos que giran a velocidad constante. El control se realiza por variación de las RPM del motor hidráulico que lo acciona, y la medición con transductores que elevan una señal eléctrica a los paneles de control donde se realizan los cambios correspondientes. Los tornillos sin fin dosificadores son accionados con motores hidráulicos a RPM variable.

#### 5.7.5.4. Bomba de descarga

Por lo general son bombas centrífugas que tienen como función principal aportar fluidos a una presión de 35-60 *psi* desde la batea de mezcla hasta el manifold de descarga o succión de los fracturadores, ó en algunos casos directamente hasta las succiones de las bombas de alta presión. También se utiliza en la gelificación previa del fluido para el retorno a los tanques de fractura. Ver figura 105 -106.

**Figura 105.** Bomba centrífuga de descarga



**Fuente:** Los Autores

**Figura 106.** Líneas de la bomba de descarga que llevan los fluidos al manifold de descarga o succión de los fracturadores



**Fuente:** Los Autores

En la descarga de la bomba se le adicionan líneas *By-pass* hacia la batea y un *flowmeter* que indicará el caudal de fractura, ya que desde ese lugar el flujo de fluido será el que creará las condiciones de fractura, salvo en los casos que la aditivación de agentes activadores (fluidos *crosslinker*) se efectúe en el manifold de descarga.

#### **5.7.5.5. Manifold de descarga o succión de los fracturadores**

Funciona como colector de los distintos fluidos desde la bomba de descarga de sistemas de aditivos líquidos y del sistema línea limpia-línea sucia. Ver figura 107.

**Figura 107.** Manifold de descarga o succión de los fracturadores



**Fuente:** Los Autores

Cuenta con una cantidad variable de salidas de 4" que se conectan a las succiones de los fracturadores de alta presión.

#### **5.7.5.6. Panel de control del *blender***

En los *blender*, salvo a las válvulas de succión y descarga, todo el accionamiento de los sistemas involucrados se controlan desde un panel central. Ver figura 108.

**Figura 108.** Panel de control utilizado por el blenderista para controlar los materiales involucrados en el proceso de fractura



**Fuente:** Los Autores

A este panel de monitoreo llegan las mediciones de caudal de las bombas centrífugas, proporción de arena, caudales de aditivos líquidos y sólidos, etc, permitiendo que el operador del *blender* pueda controlar perfectamente todos los materiales involucrados en la operación.

#### **5.7.6. Operador del blender (*Key Man*)**

El operador del blender es una de las personas más importantes en una operación de fractura, ya que debe llevar el control de aditivos, caudal, alimentación de las bombas de alta presión, dosificación de arena y control de nivel de tanques. Comúnmente llamado "*Key Man*", debe ser un operador altamente capacitado, por lo que indudablemente el control de la fractura pasa por sus manos. Ver figura 109.

**Figura 109.** Operador del *blender*



**Fuente:** BJ Services Company

### **5.7.7. Fracturadores o Bombeadores**

Como se ha visto, proveniente del *manifold* de descarga del *blender* o del *manifold* de succión, bombas de alta presión dan la potencia adecuada al fluido utilizado para vencer las condiciones de fractura de la formación a tratar. Tales características determinarán el modelo de bombas requerido. Los modelos de fracturadores se identifican por números y pueden combinar tipos y tamaños de pistones de las bombas triplex utilizadas y en algunos casos pueden ser operados a control remoto. Ver figura 110.

**Figura 110.** Fracturadores o Bombeadores



**Fuente:** BJ Services Company

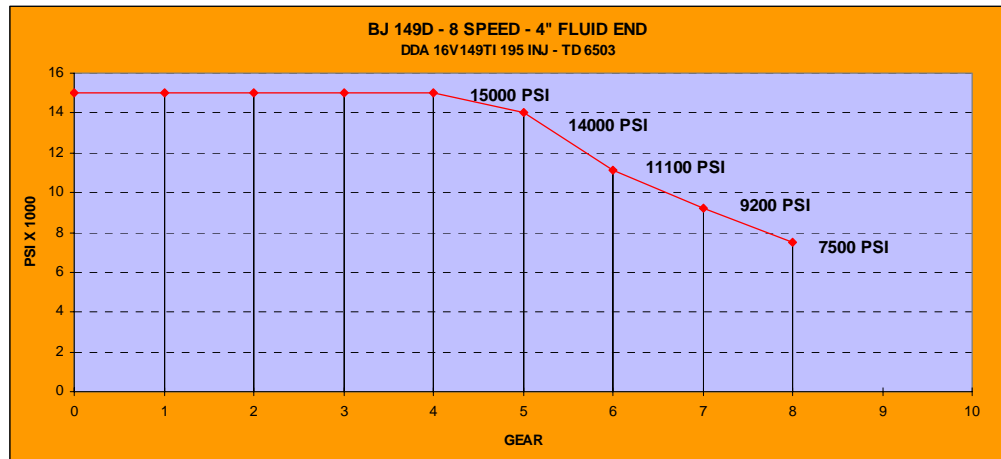
Para la elección del equipo y régimen de bombeo se analiza fundamentalmente la presión de trabajo, caudal y tipo de fluido a utilizar. De acuerdo a las propiedades de la formación a tratar y a los ensayos de laboratorio con los distintos fluidos, el ingeniero diseña un programa de fractura en donde especifica viscosidades de fluido, pérdidas de carga, concentraciones de arena, tiempo de bombeo y caudal de trabajo.

Normalmente, se recurre a la experiencia para pre-establecer eficiencias volumétricas, ya que como es sabido, a mayores esfuerzos de corte, las bombas perderán eficiencia debido a los sistemas de admisión y descargas (elementos mecánicos y de movimientos intermitente) son afectados en su accionar con la viscosidad efectiva del fluido. El bombeo de lechada con arena también efectúa la misma acción sobre la eficiencia global. La estimación de ésta dependerá de factores del fluido que deben tomarse en cuenta para la elección de relación de marcha y potencia requerida para encarar la operación. El operador necesariamente deberá conocer informaciones tales como RPM de bombas, presión y caudal.

Cada equipo fracturador puede desarrollar su máximo de potencia utilizando relaciones de marchas adecuadas. En las Figuras 111-112, se muestra para la unidad

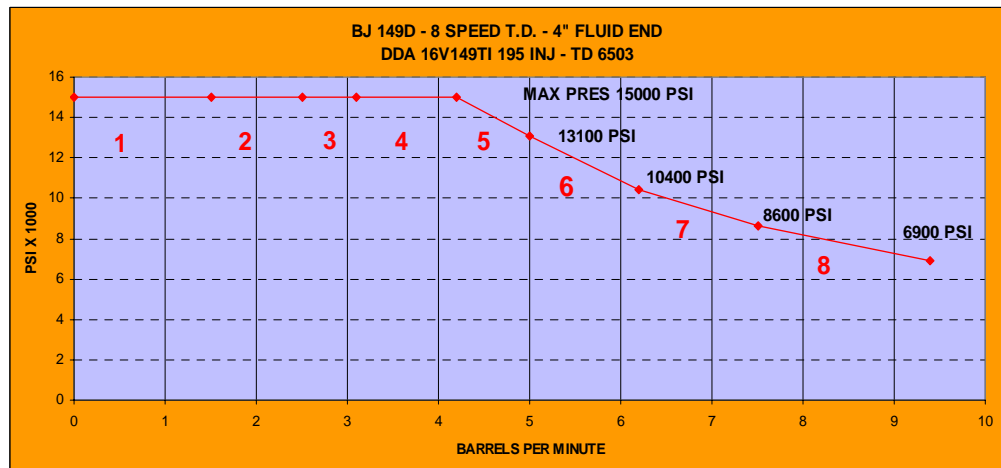
modelo BJ 149D la potencia y caudal optimó a desarrollar utilizando para ello una adecuada elección de marcha.

**Figura 111.** Relación de marcha Vs. Potencia desarrollada



**Fuente:** BJ Services Company

**Figura 112.** Caudal de bombeo Vs. Potencia desarrollada



**Fuente:** BJ Services Company

De acuerdo a la presión estimada de trabajo puede entrarse en la curva de potencia y calcular el caudal desarrollado por cada bomba de este tipo. La necesidad de caudal de la operación dará en definitiva la cantidad de bombas requeridas para la operación.

Si la viscosidad del fluido es muy elevada, las concentraciones de arena son altas y los tiempos de bombeo prolongados, el número requerido de bombas aumentará de acuerdo a las experiencias en las zonas y al criterio de trabajo de los supervisores. En algunas ocasiones la elección se plantea en términos de seleccionar distintos modelos de fracturador de acuerdo a la potencia requerida. En estos casos, también vale la experiencia del personal involucrado pero hay algunos parámetros generales que se cumplen en casi todos los casos del análisis.

Elegir el equipo de mayor potencia traerá la ventaja de una menor cantidad de ellos para una determinada potencia requerida. En contrapartida el costo será mayor (por unidad) y en los casos de problemas operativos la pérdida de una bomba que este desarrollando una potencia hidráulica mayor durante la operación, afectará en mayor grado la operación.

No obstante, a diario los avances tecnológicos se realizan a pasos agigantados y aparecen nuevos equipos que incorporan ventajas apreciables. Por ejemplo, el caso de los equipos llamados *GORILLA* de la compañía BJ SERVICES COMPANY pueden alcanzar con 2700 HHP una máxima presión de tratamiento en superficie de 17800 *psi*. y pueden ser operados a control remoto permitiendo al operador de fractura trabajar siempre desarrollando el óptimo de potencia en condiciones de seguridad avanzada. Ver figura 113.

**Figura 113.** Fracturador *Gorilla* modelo MFP 2700-TM



**Fuente:** BJ Services Company

En cada unidad de control remoto el operador puede observar y llevar a cabo una óptima elección de marcha, de acuerdo a indicadores que se muestran. A su vez, permite arrancar las unidades de forma inmediata aún en zonas de temperaturas muy bajas. La limitación automática de sobrepresión que poseen estos equipos provee un elemento de seguridad importante aún más cuando se está trabajando en condiciones límites de tubería y *casing*.

#### **5.7.8. Líneas de alta presión**

Las líneas desde las bombas de alta presión hacia la boca del pozo cumplen un papel fundamental de ser la única porción en superficie que en su interior conducirá un flujo de fluido a alta presión y en la mayoría de los casos en condiciones abrasivas. El armado de esta línea debe seguir estrictas normas de seguridad, debido a que durante la operación toda la zona circundante es área restringida y cualquier dificultad en ella será insalvable (sin que se detenga el bombeo), con el consiguiente riesgo de fracaso de la operación. Ver figura 114.

**Figura 114.** Líneas de alta presión



**Fuente:** Los Autores

La erosión de las líneas dependerá de la velocidad del fluido, el tipo de fluido y el lapso de tiempo que se bombee. Por lo tanto, toda la tubería y componentes asociados deberán ser inspeccionados periódicamente según dicte la severidad de los trabajos involucrados. La experiencia de campo y otros ensayos establecen que se debe considerar como velocidad máxima de pasaje de fluidos abrasivos, aproximadamente *40 ft/seg.*

Es indispensable que todos los elementos involucrados para servicios de fractura consistan de componentes de idéntico rango de presión y que sean conectados con uniones rápidas de rosca no presurizada o tipo integral. Ver figura 115.

**Figura 115.** Líneas de alta presión (Presión máx. de operación 2000 *psi*)



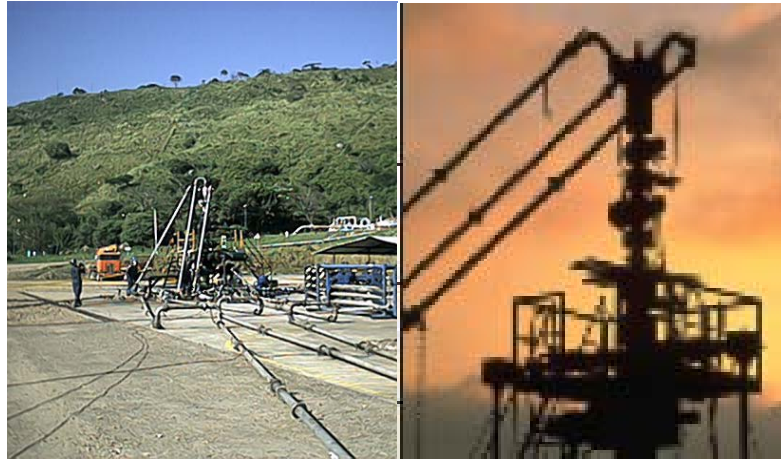
**Fuente:** Los Autores

### **5.7.9. Cabezales de pozos**

La cabeza del pozo es el anexo entre las líneas de superficie y las de fondo de pozo. Para ello hay una gama de posibilidades de acuerdo a las condiciones de fractura y de boca de pozo. Dentro de estas posibilidades encontramos la utilización de válvulas de tapón, las cuales son el medio más económico y más utilizado que se conecta al *tubing*, *casing* o *BOP* por medio de adaptadores (reducciones) que le permiten conectarse a cualquier tipo de tubería. Las limitaciones de este tipo de válvulas consisten en el caudal de bombeo debido a que la exigencia de la válvula será mucho mayor cuando más alto sea el caudal y la presión.

Cuando ocurren esto, se utilizan una clase de accesorios conocidos como “arañas de fractura” o “cabezas de fractura” (*frac head*), que están diseñadas para recibir varias líneas de bombeo aumentando la capacidad de recepción del fluido. Se construyen para una amplia gama de caudal y presión, y pueden acoplarse más de una línea. Ver figura 116.

**Figura 116.** *Frac head*



**Fuente:** Los Autores

Cuando se fractura a muy alta presión, poniendo en peligro el árbol de navidad y/o arriesgando un desgaste prematuro o una falla en la cabeza del pozo, se recurre a la utilización de elementos conocidos como *Tree-Saver* que están diseñados para aislar la acción de la presión sobre la cabeza del pozo. Esta unidad, consiste de un mandril y un empaquetador operado con potencia hidráulica, puede ser adaptado para aislar cualquier longitud del árbol de producción hasta el *tubing* de  $2^{3/8}$ " a  $3^{1/2}$ ". Ver figura 117 -118.

**Figura 117.** *Tree saver*



**Fuente:** Los Autores

**Figura 118.** *Tree saver vista lateral*



**Fuente:** Los Autores

### 5.7.10. Instrumentos de medición y control de una fractura hidráulica

Esta clase de equipos se utilizan para mostrar y registrar todos los parámetros importantes de las operaciones de fractura. Aunque la cantidad de información que puede registrarse varía, todos estos equipos tienen capacidad de *display* para conocer caudal y presión de bombeo. Ver figura 119.

**Figura 119.** Caja de control de un fracturador (BJ T 2000)



**Fuente:** Los Autores

Las mediciones de flujo se obtienen de *flowmeters* de 8", 6" y 2" tipo turbina, esta turbina es activada por el movimiento del fluido a través del cuerpo del equipo, donde esta acción crea impulsos eléctricos que son transmitidos por conductores eléctricos del *flowmeter* hacia cualquier instrumento usado en la instalación para registrar medidas. En la dosificación de sólidos, la forma de originar la señal es a través de una cremallera con determinada cantidad de dientes que al girar ocasiona el mismo efecto en la turbina.

En la *frac Van* de monitoreo (Ver figura 120), existen sofisticados sistemas de adquisición de datos que incluyen computadores con *hardware* con capacidad para cualquier tratamiento de fractura y *software* como MFrac, FracProRES, FracAde y FracproPT, que permiten desarrollar la información de fondo de pozo durante la fractura, este último incorpora los resultados de su mapeo de fracturas en tiempo real con dos tecnologías: inclinómetros y microsísmica. Estas dos tecnologías hoy por hoy son las más avanzadas para establecer en tiempo real lo que acontece en el pozo durante una operación de fractura. Estos sistemas también incluyen registros de ensayos previos al trabajo de fracturamiento y modelos de fractura que servirán para futuras operaciones.

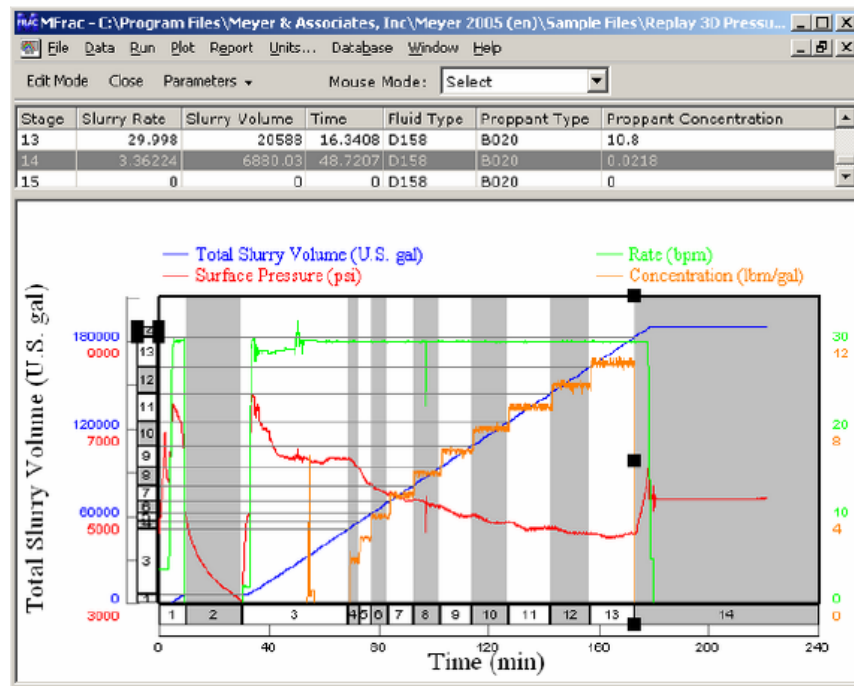
**Figura 120.** *Frac van* de monitoreo



**Fuente:** Los Autores

Todos estos programas están diseñados para realizar los análisis de Nolte-Smith y representan en un registrador de información de caudal, concentración de arena, presión de bombeo y presión de fondo de pozo. Ver figura 121

**Figura 121.** Monitoreo de una operación de fracturamiento hidráulico en tiempo real



**Fuente:** “User’s Guide, Meyer Fracturing Simulators<sup>29</sup>”. Fourth Edition.

Muchos operadores creen poder manejar a su voluntad el comportamiento de una fractura y llevarla a feliz término para cumplir con el diseño programado. Sin embargo, las situaciones que se presentan en la práctica obligan a pensar que mantener estabilizados los parámetros de la fractura dependerá más del comportamiento de las formaciones tratadas que de la pericia del operador. El operador tendrá la función principal de llevar a delante la fractura tal cual el diseño lo establece, salvo situaciones excepcionales que así lo dispongan. En estos casos, se debe recurrir a la experiencia con que se cuente en la zona y a algunas normas básicas que deben conocerse.

Aunque es muy difícil teorizar sobre como actuar ante inconvenientes, algunas reglas deben cumplirse para evitar dificultades operativas, sobre todo teniendo en cuenta que en algunos casos las compañías que operan el yacimiento prefieren llegar a una fractura con desplazamiento completo antes de sufrir un arenamiento prematuro que obligará a la intervención para el lavado de arena que quedará en las tuberías del pozo.

Algunas normas son:

- Tener completo control de los fluidos utilizados.
- Tener completo control sobre todos los elementos que intervienen en la fractura (fracturadores, *blender*, líneas, herramientas de fondo de pozo, cabeza del pozo, etc.).
- Si el pozo se encuentra vacío, no comenzar la fractura a régimen de bombeo final, salvo en los casos en que se tenga la absoluta seguridad que las perforaciones están abiertas a la recepción de fluidos y que la formación posee un gradiente de fractura conocido.
- En los casos de posibles arenamientos, un aumento de caudal y viscosidad de fluido hará crecer el ancho de la fractura permitiendo en algunos casos la entrada de mayor cantidad de material de soporte. Como contrapartida, esta variación aumentará la fricción dentro de la formación, provocando la posibilidad de una mayor altura de fractura, muchas veces no deseada. A su vez, variando la viscosidad del fluido en superficie no significa variación del fluido en el fondo del pozo hasta que se desplace toda la capacidad de la tubería de conducción.

#### **5.7.11. Selección de la tubería de conducción del tratamiento**

La elección de la tubería de conducción del fluido fracturante hacia la formación, está sometida a balances económicos y técnicos. Desde estos puntos de vista, realizar una fractura por *casing* significará un ahorro de herramientas de fondo de pozo, un ahorro de potencia para fracturar, mayor posibilidad de aumentar el caudal cuando se requiera, y un mejor manejo de la información de la presión en superficie, ya que la influencia de la fricción es menor que en las fracturas por *tubing* de menor diámetro. Como contrapartida, las desventajas que se observan son generalmente los empaques que se encuentran con el *tubing* en el fondo de pozo debido a pruebas de formación que se han realizado, por lo que retirar estos elementos significa un gasto adicional de horas de equipo. Los *casing* que normalmente se utilizan tienen mayores resistencias al colapso que los *tubing* de menor diámetro que hay que evaluar. Las

fracturas por *casing* obligan a un mayor gasto en fluidos de desplazamiento. En muchos casos se recurre a realizar las fracturas por el espacio anular entre *tubing* y *casing*, para disminuir el volumen de desplazamiento.

A continuación se mencionan algunas situaciones que restringen o no permiten desarrollar la operación por la tubería seleccionada.

- No se podrá fracturar por el *casing* si existen perforaciones por encima de la formación a fracturar.
- No se podrá fracturar por *casing* si éste es un *liner* y no existe la seguridad de un buen cemento en el *Hanger* ó si la tubería anterior no resiste las presiones de tratamiento.
- No se podrá fracturar por el *tubing* si la profundidad de las perforaciones y el gradiente de fractura tienen valores considerables que harán que la presión de tratamiento sea tan elevada que ponga en peligro los elementos utilizados en la fractura.
- No se podrá fracturar por el espacio anular si el *tubing* no brinda las condiciones de seguridad adecuadas.

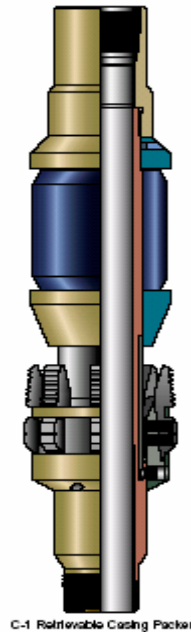
#### **5.7.12. Herramientas de fondo de pozo**

Para aislar la formación o la zona a fracturar de otras perforaciones se utilizan herramientas especiales de fondo de pozo como los *packers* y tapones. A parte de los detalles mecánicos, la diferencia fundamental está en que a través de uno de ellos debe permitir el paso de fluido (empaquete superior) y el otro debe ser ciego (empaquete inferior). Ver figura 122- 123.

Los tapones (empaquete inferior) pueden ser reperforables o recuperables. Los tapones reperforables se utilizan cuando la zona inferior a la capa a fracturar no tiene interés geológico y se abandonará, al menos por un tiempo considerable. Los tapones recuperables deben poseer las mismas propiedades que los reperforables, pero

además deben ser fáciles de pescar y deben ser factibles de bajarse con el *packer* en conjunto para evitar una carrera adicional con el consiguiente ahorro de tiempo.

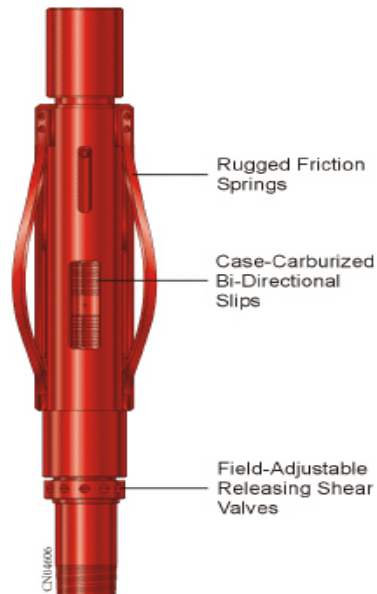
**Figura 122.** Retrievable Casing Packer Modelo “G”



**Fuente:** BJ Services Tool

La acción de los *packers* (empaque superior) es aislar hacia arriba la presión de trabajo durante la operación, evitando comunicación entre capas y a su vez evitando someter el *casing* a presiones que podrán afectarlo en su estructura, en las zonas sin protección con cemento. Para soportar la presión de fractura que empuja el packer hacia arriba, debe dársele peso suficiente que compense este efecto. Este peso debe ser mayor que la presión de fractura de fondo de pozo por el área de empuje y menor que el que soportará mecánicamente la tubería.

**Figura 123.** Ancla Hidráulica “GUIBERSON”



**Fuente:** Halliburton Services Tool

Generalmente, en el campo cuando en el pozo no hay perforaciones por encima del *packer*, el operador tiende inmediatamente a dar presión por entre columna. Este sistema ayudará al peso de la herramienta soportar la presión interna y a su vez (en los casos en que la presión de fractura se transmita por las formaciones o por detrás del cemento a la parte externa del *casing*), ayudará a evitar el colapso de la tubería. Con un cálculo sencillo puede evaluarse la necesidad de realizar esta operación, ya que en algunos casos no es necesario.

### 5.7.13. Normas de seguridad<sup>34</sup>

Como en toda actividad industrial, en los trabajos de fractura existen riesgos que se tratan de prevenir con normas de seguridad adecuadas. Generalmente, el personal de la industria petrolera es reacio a cumplir normas, ya que el mismo trabajo lo lleva a esfuerzos individuales muchas veces aislado, con lo que va perdiendo respeto por toda reglamentación que lo inhiba de su esfuerzo y creatividad. Por ello, es indispensable obligar al personal a respetar las normas y fundamentalmente debe

haber una tarea laboriosa con el personal para educarlos en la protección de las personas y equipos.

Existen normas generales en cuanto a vestimenta que son de uso diario y en operaciones (botas de seguridad, no usar prendas de vestir muy sueltas, casco de protección, guantes de seguridad, protección auditiva, gafas de seguridad, etc.) que los operadores cumplen a rigor ya que existen experiencias nefastas con pérdidas de vidas humanas.

En una operación de fractura a demás de las normas generales, el personal involucrado debe conocer detalladamente todos los elementos que actúan en ella y de esta forma, sabrá adelantarse a cualquier accidente y lo que es mejor, lo evitará.

En el bombeo de fluidos a alta presión en algunas operaciones, se siguen unas normas generales como se indican a continuación:

- Los equipos deben estar posicionados en sentido transversal al viento, o contra el viento.
- Todas las líneas y conexiones de alta presión (incluyendo BOP) deben ser ensayadas, por lo menos 1000 *psi* sobre la presión teórica del tratamiento.
- Por cada dos o tres equipos debe haber un equipo contra incendio, además de los extintores individuales que cada camión debe poseer.
- Debe haber una válvula de alta presión en cada línea y en la cabeza de pozo. A su vez es necesario la utilización de válvulas *check* en cada línea.
- Todos los accesorios (codos, uniones *chiksan*, etc) utilizados en las líneas de tratamiento deben estar en buenas condiciones y deben ser del rango de presión adecuado.
- Debe haber una distancia mínima entre el pozo y los equipos fracturadores.
- Debe evitarse líneas auxiliares innecesarias.

- Todo el personal debe estar alejado de las líneas de alta presión, de los *manifold* de descarga de fluido presurizado y de los camiones fracturadores (excepto el operador) antes de comenzar la operación.
- Al purgar las líneas debe observarse en todo momento las órdenes del supervisor a cargo de la operación. Estas se purgarán lentamente.
- Se deberá utilizar cadenas de seguridad en todas las líneas de descarga.
- Debe realizarse una reunión previa de seguridad que involucre al personal supervisor de la compañía operadora, del taladro o equipo de *workover* si es utilizado, y todo el personal de la compañía de servicio encargada de realizar la operación de fracturamiento, en donde se explicará toda la operación a realizar y las normas que lo regirán.
- Deberá hacerse entender que la falta de cautela, herramientas y equipos defectuosos, diseño falto de seguridad, disposición peligrosa, equipos de protección inadecuados, iluminación no apropiada e inadecuada, ventilación inapropiada, vestimenta inapropiada y manejo propio no adecuado, contribuirán a accidentes en donde estará involucrado el infractor, personal y equipos.
- Debe, fundamentalmente seguirse todas las instrucciones del supervisor que será responsable de la operación.
- Antes de actuar, si no se conoce, debe preguntar cualquier acción a seguirse al supervisor.

## 6. ASPECTOS DEL DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE SINCELEJOFAC 1.0

Luego de haber analizado los procedimientos y estudiado las diferentes ecuaciones y correlaciones que se involucran en el diseño de un fracturamiento hidráulico, se describen algunos aspectos y metodologías que se llevaron a cabo para la realización de la herramienta *software* SincelejoFrac 1.0.

### 6.1. SINCELEJOFAC 1.0

SincelejoFrac 1.0 es una herramienta *software* que permite diseñar y simular en 2D las distintas variables involucrados en una fractura hidráulica. Mediante la utilización de SincelejoFrac 1.0 se puede seleccionar los parámetros de tratamiento (proceso de bombeo, tipo de fluido fracturante, tipo y concentración de material de soporte, etc) en forma aleatoria hasta encontrar una combinación que proporcione una fractura con las características deseadas.

SincelejoFrac 1.0 está basado en un modelo bidimensional de propagación de la geometría de la fractura (PKN) y fue desarrollado en el lenguaje de programación Microsoft Visual Basic 6.0 por su fácil manejo y por ser una técnica de programación orientada a objetos, ya que esta es una alternativa que permite superar las dificultades asociadas con la programación de “macro” programas para solucionar problemas muy complejos y extensos. Este modelo 2D representa una opción previa a la utilización de modelos 3D en términos de precisión, costos y esfuerzos computacionales. El modelo asume que la fractura es de una sección transversal elíptica similar a los modelos 3D pero con una altura constante.

SincelejoFrac 1.0 resuelve acopladamente el problema del flujo de fluidos y de la deformación elástica de la roca, asociado con la propagación de una fractura vertical inducida hidráulicamente dentro de una formación (homogénea e isotrópica) compuesta de una capa (una zona productiva limitada por dos capas adyacentes) con diferentes esfuerzos *in situ*. En este análisis, el ancho de la fractura se obtiene

asumiendo un estado de esfuerzo plano (Módulo de Elasticidad de Young) y la altura es formulada basada en el criterio del factor de intensidad de esfuerzos crítico (Relación Poisson).

El flujo de fluidos se considera unidimensional (1D) en la dirección de la longitud, asumiendo un fluido fracturante no-Newtoniano, caracterizado por el modelo reológico de la ley de potencia (*Power Law*). El balance de masa en la fractura considera cambios en la sección transversal de la misma, así como pérdidas de fluido por filtración hacia la formación, despreciando el intercambio de calor. Además, SincelajoFrac 1.0 también incluye en el modelo bidimensional PKN la técnica *TSO* para separar el periodo de propagación lateral de la fractura del periodo de inflación de la fractura.

Por otra parte, SincelajoFrac 1.0 modela el transporte del material de soporte en el fluido (mezcla) y calcula la suspensión y deposición del mismo a lo largo de la fractura. Considera la inyección de múltiples etapas de concentraciones, a una tasa de inyección constante durante el tratamiento. Además, consta de una base de datos referente a las compañías fabricantes de materiales de soporte, en donde se puede consultar el desempeño de cada uno de sus productos a diferentes concentraciones y presiones de cierre.

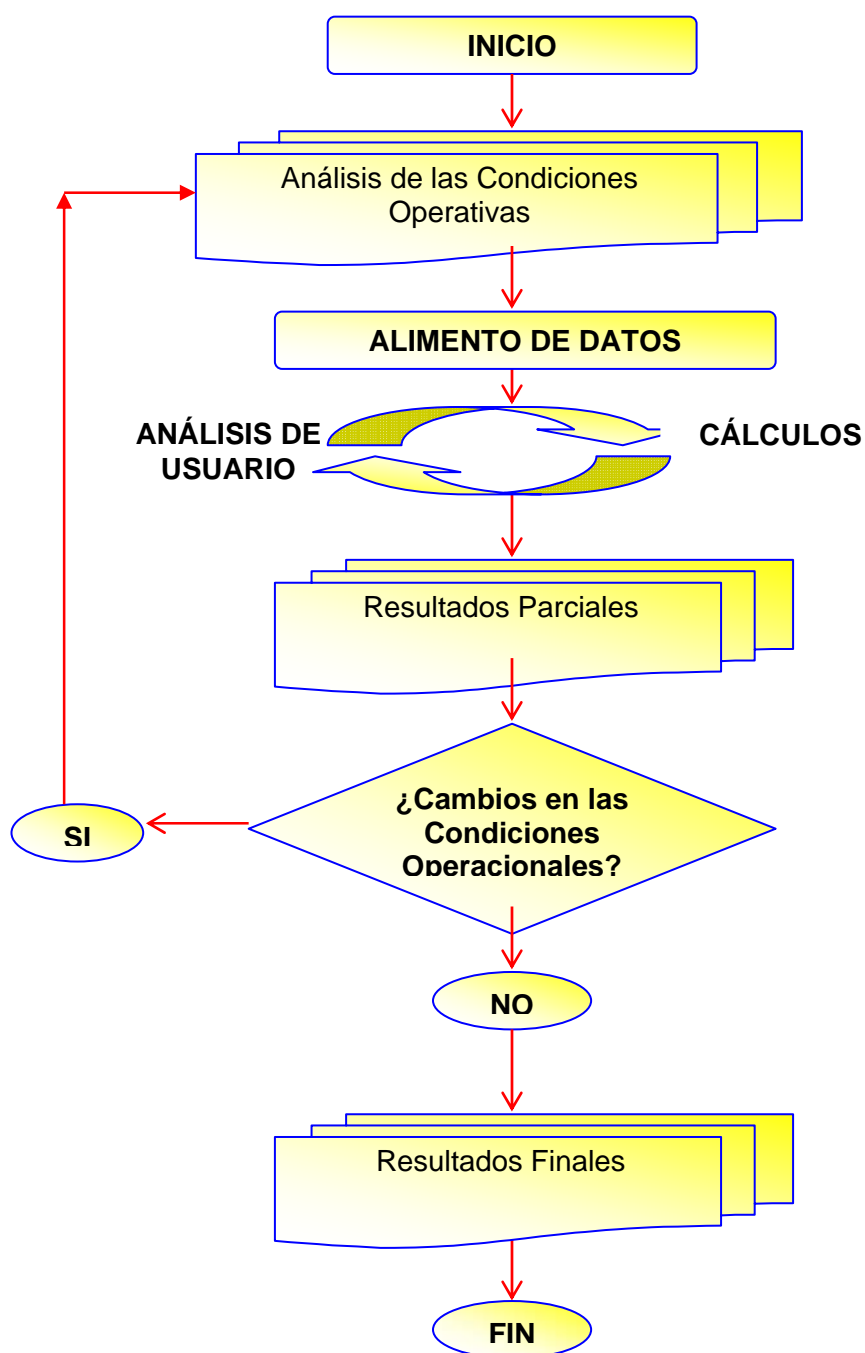
Las ecuaciones del modelo se resuelven de forma acoplada, discretizando la fractura en volúmenes de control de igual altura pero de longitud variable y calculando iterativamente la presión y tasa de flujo que cumplen con los principios de conservación (conservación de masa y cantidad de movimiento), establecidos a ciertas condiciones iniciales y de frontera. Adicionalmente, se dispone de un modelo hidráulico que permite estimar la potencia y presiones requeridas en superficie para desarrollar la operación de fractura.

SincelajoFrac 1.0 fue inicialmente validada con resultados reportados en la literatura. Posteriormente, se presentan dos casos de estudio para comparar el desempeño de la herramienta propuesta con soluciones obtenidas del simulador FracproPT 3D (características geométricas y de flujo de las fracturas producidas).

## 6.2. ALGORITMO PRINCIPAL PARA EL DISEÑO DE UNA FRACTURA HIDRÁULICA UTILIZANDO SINCELEJOFRAC 1.0

Luego de haber analizado los fundamentos teóricos y operativos en los que esta basado la herramienta SincelejoFrac 1.0 para el diseño de una fractura hidráulica, se presenta un esquema del diagrama de flujo que el usuario debe seguir para dimensionar un tratamiento. Ver figura 124.

**Figura 124.** Diagrama de flujo principal de SincelejoFrac 1.0



### 6.2.1. Principales parámetros de diseño requeridos por SincelajoFrac 1.0

La siguiente tabla contiene algunos comentarios de los principales parámetros de entrada involucrados en el diseño de una fractura hidráulica al utilizar la herramienta SincelajoFrac 1.0.

**Tabla 13.** Variables de diseño de la prueba

PARÁMETRO DE ENTRADA	COMENTARIO
Masa de material de soporte para dos alas de fractura, ( <i>lbm</i> )	Este valor es la decisión más importante en el procedimiento de diseño, debido a que el ingeniero es autónomo de decidir cuanta cantidad de material de soporte desea bombearle a la fractura.
Gravedad específica del material de soporte (Agua=1).	Depende de cada material, en el caso de la arena es 2.65.
Porosidad de empaquetamiento, ( <i>fracción</i> )	La porosidad de empaquetamiento puede variar con la presión de cierre, un valor típico es 0.3.
Permeabilidad de empaquetamiento, ( <i>md</i> )	Es la permeabilidad resultante en la fractura debido a la presión de cierre. Valores reales de permeabilidad de empaquetamiento están en el rango de 10,000 a 100,000 <i>md</i> para condiciones de flujo in situ.
Maximo diámetro de material de soporte ( <i>in</i> )	Para una malla de tamaño 20/40 el diámetro es de 0.035 <i>in</i> .
Permeabilidad de la formación ( <i>md</i> )	Es la permeabilidad efectiva de la formación.

**Tabla 13.** Variables de diseño de la prueba, continuación

PARÁMETRO DE ENTRADA	COMENTARIO
Espesor permeable productor, (ft)	Este parámetro se utiliza para calcular el índice de productividad dependiendo del coeficiente de <i>Leakoff</i> y <i>Spurt loss</i> .
Radio de drenaje, (ft)	Valor necesario para calcular el pseudo <i>skin</i> .
Radio efectivo del pozo,(ft)	Este valor es necesitado para realizar un óptimo diseño.
<i>Skin</i> inicial	Puede ser cero, pero afecta solo los cálculos del incremento de productividad.
Altura de la fractura, (ft)	Es uno de los parámetros más importante de diseño y puede ser usualmente mayor que el espesor permeable.
Módulo de Young, (psi)	Este valor esta relacionado con la evolución del ancho de la fractura. Para formaciones duras puede estar en el rango de $10^6$ psi y para formaciones blandas alrededor de $10^5$ psi o menos.
Tasa de inyección para dos alas de fractura (liquido + material de soporte), (bpm)	Se considera constante durante el tratamiento.

**Tabla 13.** Variables de diseño la prueba, continuación

PARÁMETRO DE ENTRADA	COMENTARIO
Reología, $K', (lbf/ft^2)^{*}s^n$	Es el índice de consistencia del fluido fracturante con respecto a la ley de potencia.
Reología, $n'$	Índice de comportamiento del fluido fracturante bajo la ley de la potencia.
Coeficiente de <i>Leakoff</i> en el espesor permeable, $(ft/min^{0.5})$	Se considera cero fuera del espesor permeable y depende de la altura de la fractura.
Coeficiente de <i>Spurt loss</i> $(gal/ft^2)$	Se considera cero fuera del espesor permeable y depende de la altura de la fractura.
Máxima concentración posible adicionada al fluido. $(ppg)$	Es la restricción más importante de los equipos. Algunos equipos en promedio pueden mezclar más de 15 <i>lbm/gal</i> de fluido. Frecuentemente no es necesario alcanzar durante la operación este máximo valor.
Factor de Longitud	Este valor por defecto puede ser uno, pero depende del radio de penetración de la fractura. Para longitudes de fractura pequeñas y anchos de fractura grandes, este valor puede ser mayor que la unidad. Pero si se tienen longitudes de fractura grandes y anchos de fractura pequeños, este valor es menor que la unidad.

### 6.2.2. Principales parámetros de diseño obtenidos por SincelajoFrac 1.0

Los resultados obtenidos por SincelajoFrac 1.0 contienen las dimensiones óptimas de la fractura según el criterio de Economides<sup>28</sup>, seguidos de las dimensiones dinámicas de fractura alcanzadas durante el tratamiento.

Las dimensiones de la fractura tales como longitud alcanzada, ancho promedio, concentración areal de material de soporte, etc, determinan el comportamiento de un pozo fracturado hidráulicamente. Este comportamiento se ve reflejado en el incremento del índice de productividad adimensional y en el daño alcanzado por el pozo después de la estimulación. Los requerimientos de fluido y material de soporte son dados en términos acumulativos, la tasa de inyección del fluido y la concentración de material de soporte adicionada son funciones del tiempo.

La tabla 14 contiene el resumen de algunos parámetros de salida del programa de bombeo elaborado por SincelajoFrac 1.0.

**Tabla 14.** Parámetros obtenidos por el programa de bombeo

PARÁMETRO DE ENTRADA	COMENTARIO
Tiempo ( <i>min</i> )	Tiempo alcanzado desde que inició el bombeo.
Caudal de inyección ( <i>bpm</i> )	Caudal de líquidos inyectados al pozo (en las dos alas de fractura).
Volumen acumulado ( <i>gal</i> )	Cantidad de líquido acumulado durante un tiempo <i>t</i> de inyección.
<i>Proppant</i> adicionado ( <i>lb/gal</i> )	Cantidad de material de soporte adicionado a un galón de líquido.
<i>Proppant</i> acumulado ( <i>lb</i> )	Cantidad de material de soporte acumulada durante un tiempo <i>t</i> de inyección.

**Tabla 14.** Parámetros obtenidos por el programa de bombeo, continuación

PARÁMETRO DE ENTRADA	COMENTARIO
Longitud de fractura dinámica ( <i>ft</i> )	Longitud de un ala de fractura alcanzada durante un tiempo <i>t</i> de inyección.
Ancho promedio dinámico ( <i>in</i> )	Ancho de la fractura alcanzado durante un tiempo <i>t</i> de inyección.
Ancho promedio dinámico/Diámetro máx. <i>Proppant</i>	Es la relación que existe entre el ancho dinámicamente alcanzado por la fractura y el máximo diámetro del material de soporte bombeado dentro de ella.
$W_{dry}/W_{wet}$	Es la relación entre el ancho seco y el ancho húmedo de la fractura. Durante el bombeo el ancho húmedo es mayor que el ancho seco.
Altura del banco ( <i>ft</i> )	Es la altura alcanzada por el material de soporte sedimentado en la fractura durante el bombeo.
Presión neta (psi)	Presión del fluido en la fractura menos la presión de cierre de la formación.

### 6.2.3. Modelado de gestión de datos de SincelajoFrac 1.0

La herramienta SincelajoFrac 1.0 se encuentra construida para la manipulación de información necesaria en el tratamiento de fracturas hidráulicas en un pozo. El modelo de flujo de información es igual al de cualquier aplicación, consta de un proceso de entrada, procesamiento de datos y salida de la información (Ver figuras 125-128). Dentro de la información necesaria para el diseño de la interfaz de usuario para el proceso de captura de información, se lista a continuación los diferentes parámetros empleados por la herramienta para el debido tratamiento en un pozo.

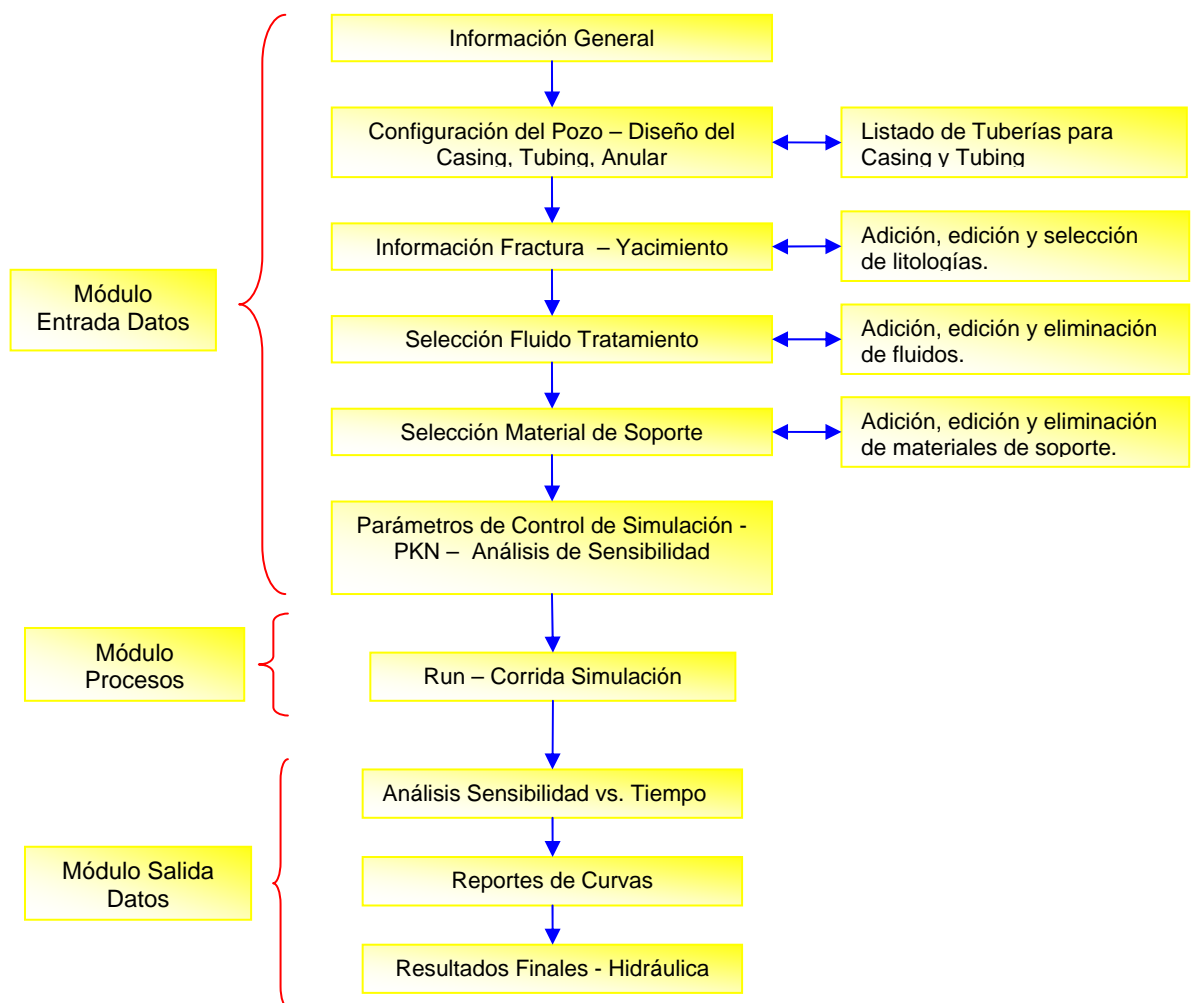
Información Necesaria para SincelajoFrac 1.0:

- **Información General:** Esta información es suministrada por el usuario y consta de datos específicos para el reconocimiento del pozo, con algunas descripciones del tipo de tratamiento aplicado al pozo. Para la toma de esta información el usuario tiene que digitarlos a través de la interfaz grafica que se encargara de capturar los respectivos datos.
- **Información para la Configuración del Pozo:** SincelejoFrac 1.0 esta en la capacidad de diseñar los diferentes tramos de tubería empleados para cada uno de los diferentes tipos de tratamiento en el pozo, tanto para el casing, tubing o anular. La aplicación desde un listado de diferentes tipos de tuberías para el casing y el tubing le permite al usuario la inserción de la información necesaria con las respectivas propiedades como grado, presión de colapso y otras importantes a nivel de ingeniería en el diseño de las diferentes secciones del pozo.
- **Información del Yacimiento y Fracturas:** Esta información es digitada por el usuario siendo necesaria en el cálculo de las ecuaciones para el tratamiento de los fluidos y en las ecuaciones de hidráulica.
- **Información de Fluidos de Tratamiento:** La herramienta esta en la capacidad de suministrar diferentes tipos de fluidos de distintas empresas que los venden, pero su interfaz es diseñada tanto para que puedan ser seleccionados desde este listado o ser introducidos por el usuario.
- **Material de Soporte:** La información del material de soporte es suministrada por la herramienta o puede ser introducida por el usuario, SincelejoFrac 1.0 posee un listado de diferentes empresas que venden estos tipos de materiales. Entre otras de las características de SincelejoFrac 1.0 en el proceso de hacer mas amigable e interactiva la entrada de datos al usuario, se dispone de una sección en la herramienta que le permite realizar análisis comparativos de los diferentes materiales de soporte, con el fin de poder suministrarle al ingeniero el mejor material que se ajuste a sus necesidades de tratamiento.
- **Parámetros de control de la simulación:** Estos parámetros incluyen la tasa de inyección, la cantidad de material de soporte, así como estar en la capacidad de

realizar sensibilidad a los resultados ocasionados por la alteración sobre algunos datos de entrada.

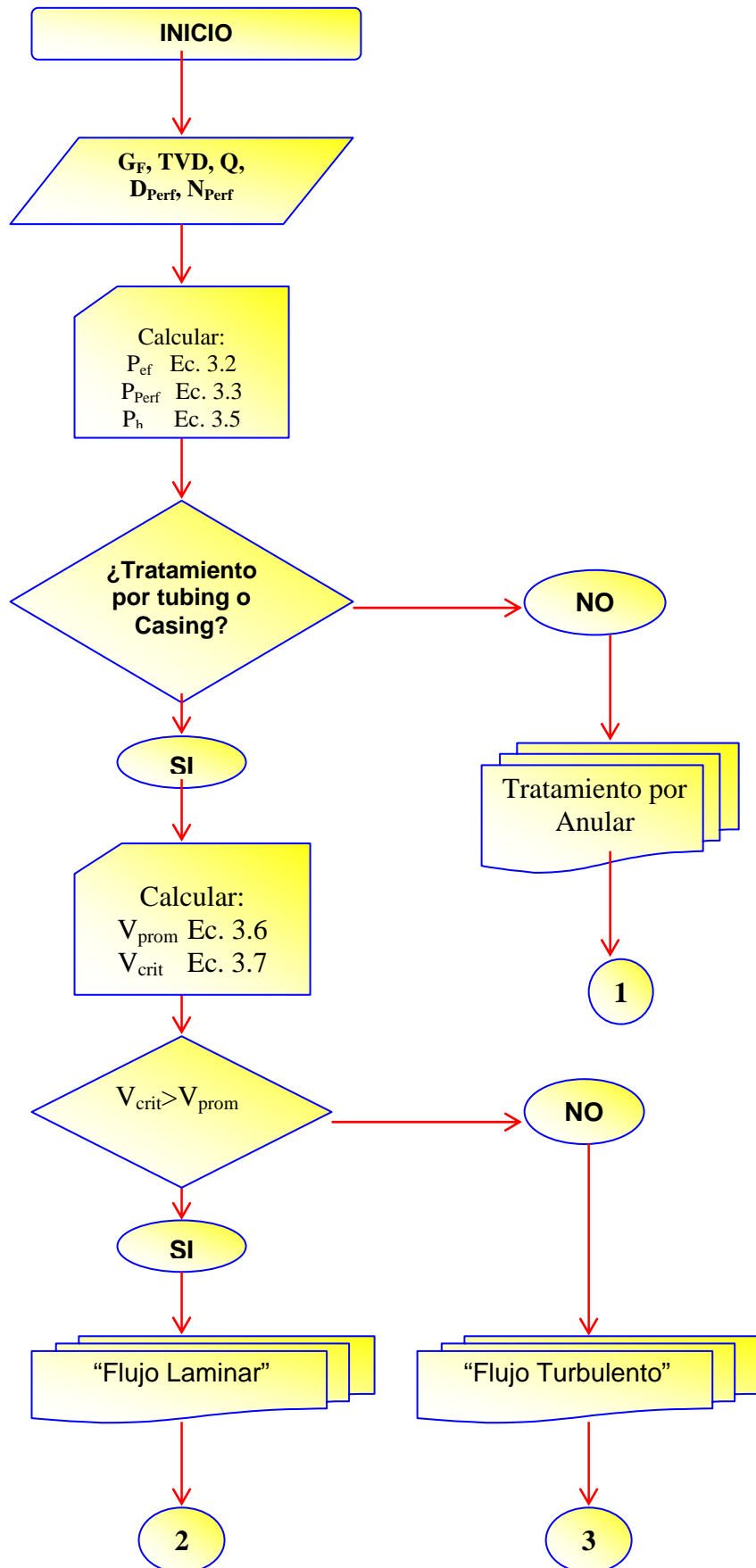
SincelejoFrac 1.0 genera información para interpretación de graficas, detalles del tratamiento a diferentes tiempos, y resultados finales para el ingeniero. Dentro de las graficas disponibles en SincelejoFrac 1.0 como resultado del proceso de tratamiento se encuentran desplegadas variando con el tiempo, el caudal inyectado, el caudal acumulado, el material de soporte que se adiciona, material de soporte que se acumula, así como el comportamiento del ancho y la longitud de la fractura.

**Figura 125.** Modelo del flujo de información en SincelejoFrac 1.0

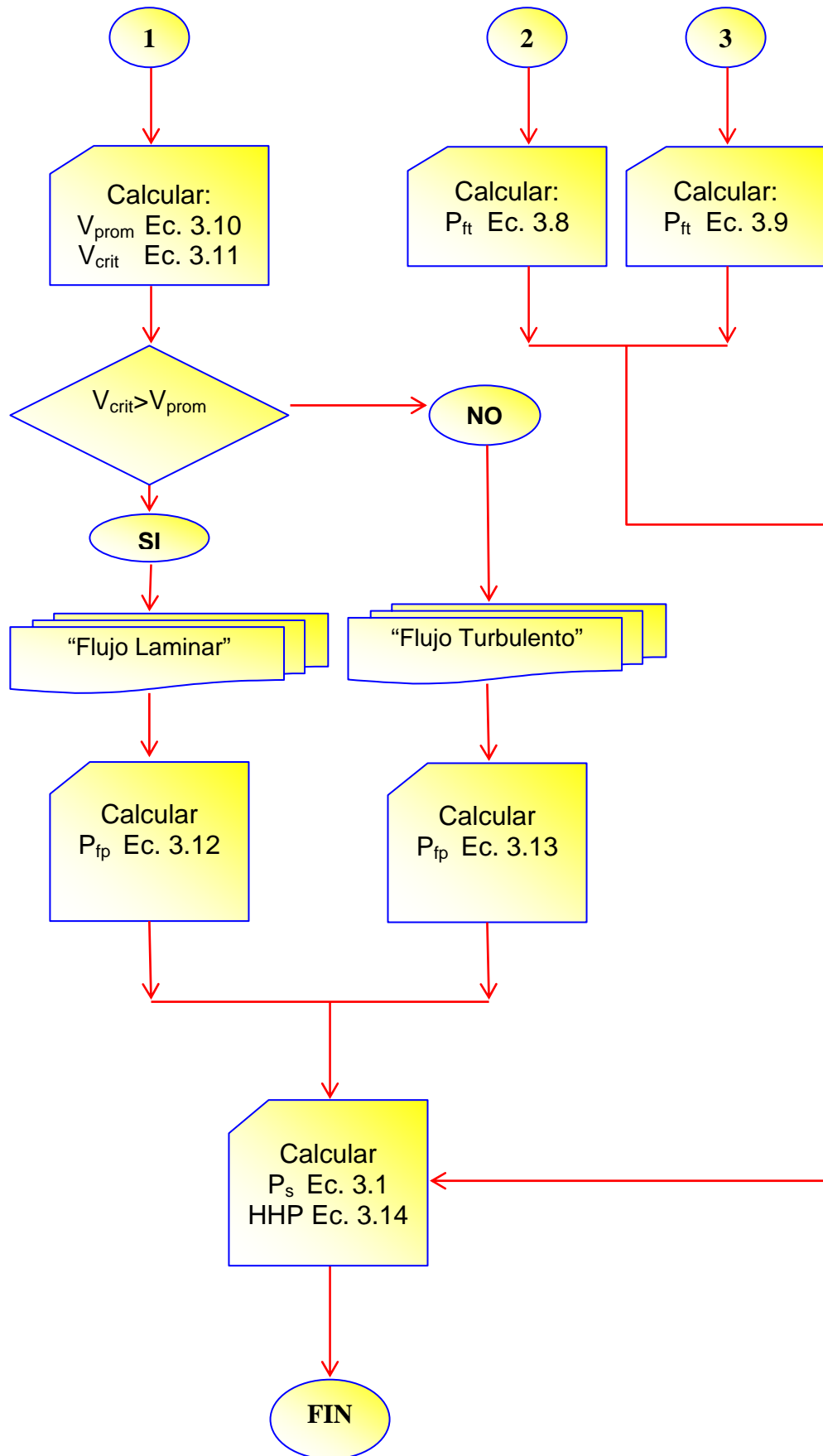


**Fuente:** Los Autores

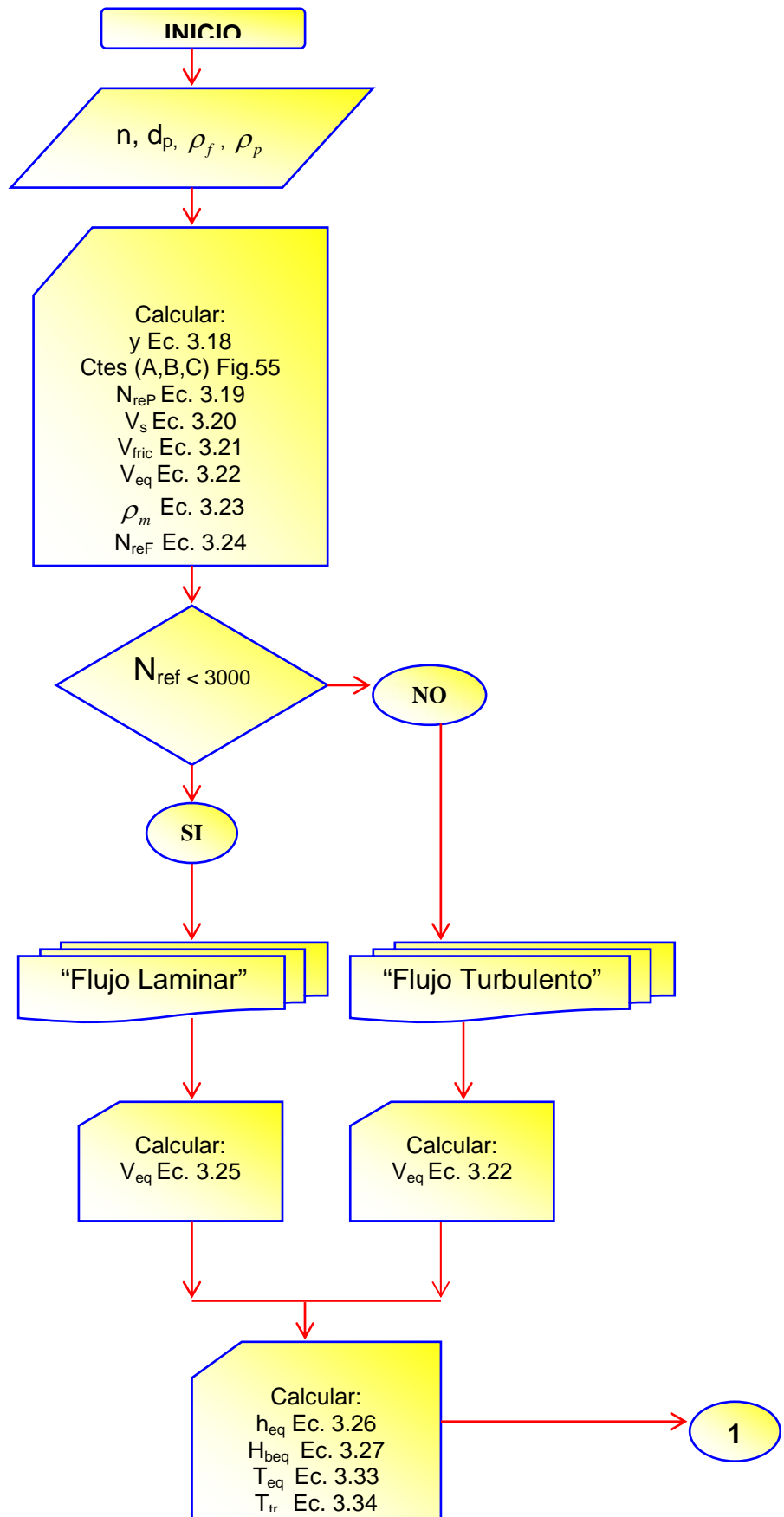
**Figura 126.** Diagrama de flujo del modulo de la hidráulica del fracturamiento en SincelejoFrac 1.0



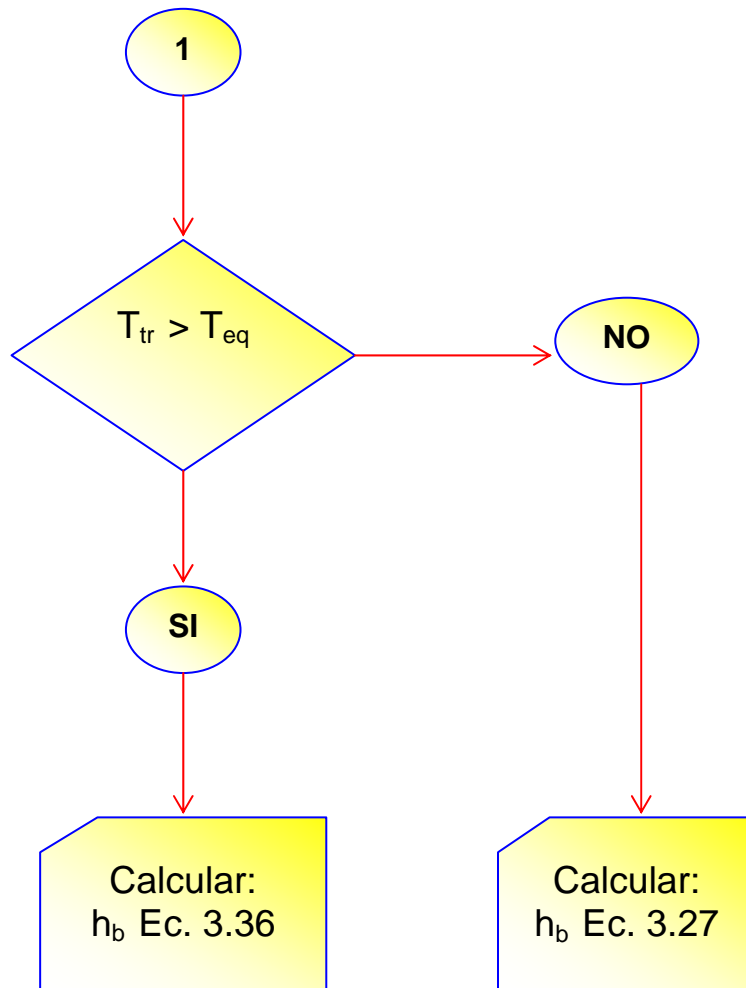
**Figura 126.** Diagrama de flujo del modulo de la hidráulica del fracturamiento en SincelajoFrac 1.0, Continuación



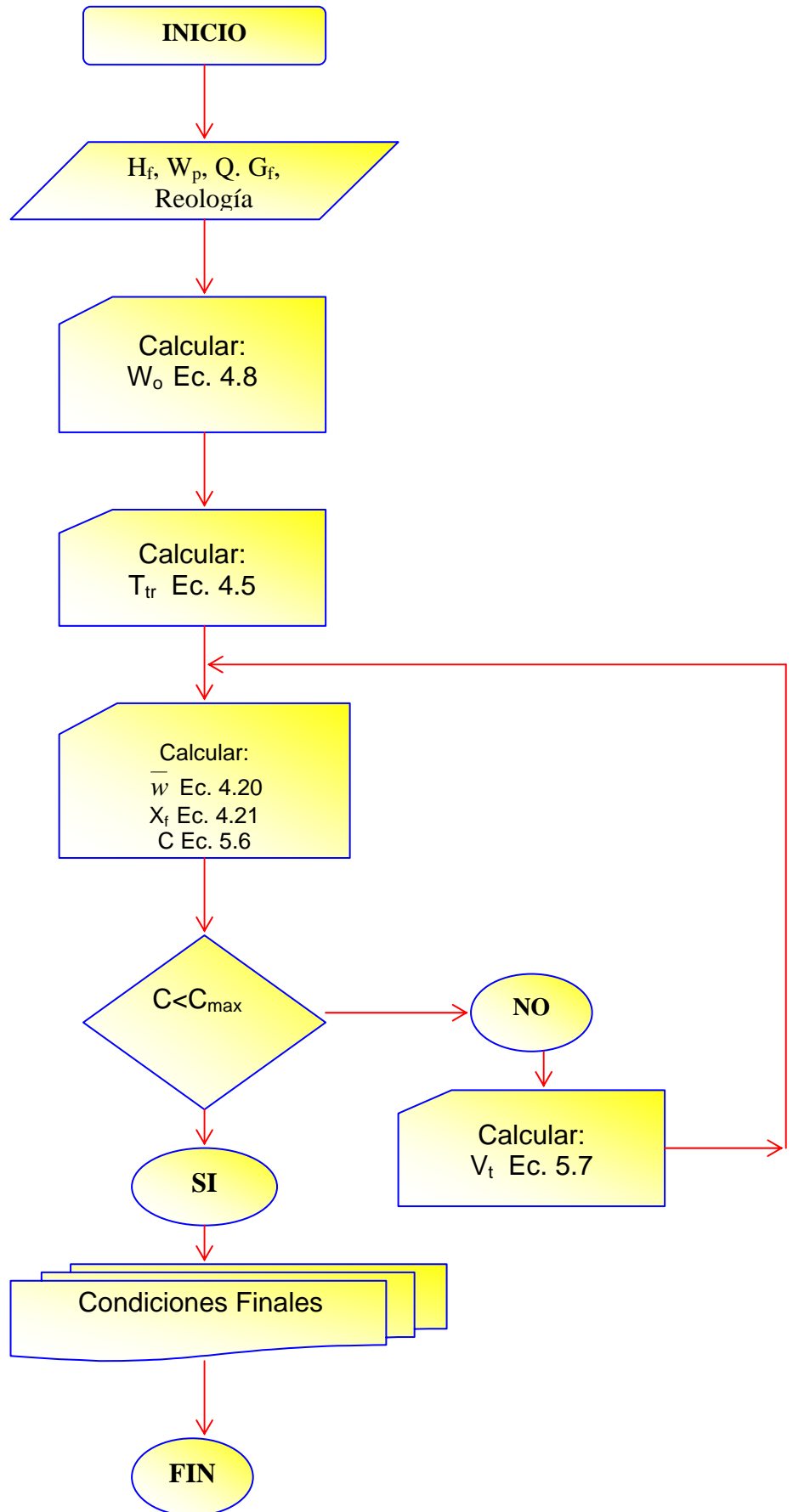
**Figura 127.** Diagrama de flujo del modulo de sedimentación de material de soporte en SincelajoFrac 1.0



**Figura 127.** Diagrama de flujo del modulo de sedimentación de material de soporte en SincelajoFrac 1.0, Continuación



**Figura 128.** Diagrama de flujo del modulo de volumen y tiempo de bombeo en SincelajoFrac 1.0



### 6.2.3.1. Diseño modular de la aplicación

La aplicación *SincelejoFrac 1.0* se elaboró con una interfaz capaz de controlar toda la información disponible con pocas ventanas de fácil acceso. Cada uno de los pasos mencionados en la figura 125 son encapsulados a través de una interfaz grafica que editan y capturan la información.

En el proceso DRA se crean *software* con lenguajes de programación de cuarta generación, para volver a utilizar componentes de programas ya existentes (cuando es posible) o a crear componentes reutilizables (cuando sea necesario). En todos los casos se utilizan herramientas automáticas para facilitar la construcción del *software*. Por lo tanto, una vez definidos los diseños de las interfaces necesarias para la captura y despliegue de los diferentes tipos de información de la aplicación, se procede a diseñar y codificar en el Lenguaje de Programación Visual Basic 6.0 las cajas de texto, etiquetas, botones y diferentes controles necesarios para el manejo de la información y sus respectivas funciones.

Para controlar todas las funciones de la aplicación se diseñó la ventana principal que contiene tanto los menús para la administración y creación de proyectos, ayuda, impresión y botón de lanzamiento de la corrida de simulación. Como se puede observar en la figura 129, la aplicación tiene asociada a cada icono presente una función, que se encarga de determinada tarea.

**Figura 129.** Barra de menús para el manejo de proyectos



**Fuente:** Los Autores

La subrutina ***mnu\_NewProy\_Click*** se encarga de crear un nuevo proyecto, reiniciando toda la interfaz y variables trabajadas a vacías, para así poder generar un nuevo tratamiento para un nuevo pozo.

La subrutina **Public Sub OpenFile(List As Control, Dir As String)** permite abrir un proyecto generado anteriormente con `SincelejoFrac`. Esta función se encarga de cargar desde un archivo de texto `.slj`, generado previamente por la aplicación, toda la información que el usuario este manejando para el tratamiento. `OpenFile` acepta como parámetros `List` necesario para cargar el archivo y la ruta `Dir` donde se encuentra almacenado. Esta subrutina dispone de otras rutinas declaradas en un módulo aparte, que son reutilizadas por diferentes aplicaciones, necesarias para la importación de la información en el archivo que son:

- **Public Sub ObtenerDirectorio():** Obtiene el directorio desde donde se esta ejecutando la aplicación `SincelejoFrac`.
- **Function ExtractCol(Col As Integer, linea As String, Sep As String):** Función que toma una línea de texto en formato de diferentes columnas, divididas por un carácter como separador, y extrae el dato del numero de la columna especificada.
- **Public Function FindWordRST(Word As String, Lst As Control):** Función que permite desde un conjunto de líneas, buscar un parámetro especial o *keyword* y devuelve la posición donde se encuentra, para iniciar una lectura de datos a partir de ese punto.

La subrutina **mnu\_SaveFile\_Click** permite generar un archivo en formato `.slj`, guardando toda la información trabajada en `SincelejoFrac`. Es rutina pregunta al usuario la ruta de localización donde será guardado el archivo. Dispone de tres rutinas más para su debido funcionamiento que son:

- **Public Sub ConfigListSave():** Configura y parametriza en diferentes *keywords* la información trabajada en `SincelejoFrac` para se guardada en un archivo `.slj`.
- **Sub CreateAfile(File As String, ListSave As Control):** Recibe como parámetros la configuración a guardar `ListSave` y ejecuta el comando de creación de archivo en la ruta suministrada por el parámetro `File`.

- **Function ExtractFilePath(Cad As String):** Extrae el nombre de la carpeta donde será guardado el archivo, sin incluir el nombre del archivo.

La subrutina ***mnu\_CerrarProy\_Click*** permite cerrar un proyecto y limpiar el contenido de todos los controles de la interfaz para ser utilizados nuevamente a través de un proyecto nuevo o abrir alguno ya existente.

La ventana **FmlImprimir.Show** permite la impresión de los datos a una impresora y reportes de salida del tratamiento en un pozo.

En la Figura 130 se muestra los iconos que me permiten lanzar una corrida simulación de tratamiento, ayuda, el *about* de toda aplicación y la opción de terminar la ejecución de *SincelejoFrac*.

El botón *Run* tiene asociada una rutina que me permite tanto validar la información necesaria para la corrida de simulación, como su lanzamiento. Esta rutina esta en la capacidad de lanzar una sola corrida o 3 corridas variando algún parámetro seleccionado por el usuario para realizar un estudio de sensibilidad de esa variable con respecto al tratamiento diseñado.

Los botones de *Ayuda*, *About* y *Salir* no tienen tanta relevancia, son funciones que ya se conocen, despliegan la ayuda, muestran la pantalla de *About* y la terminación de la aplicación.

**Figura 130.** Barra de Menú para lanzamiento de corrida de simulación, ayuda, *About* y finalización de *SincelejoFrac* 1.0

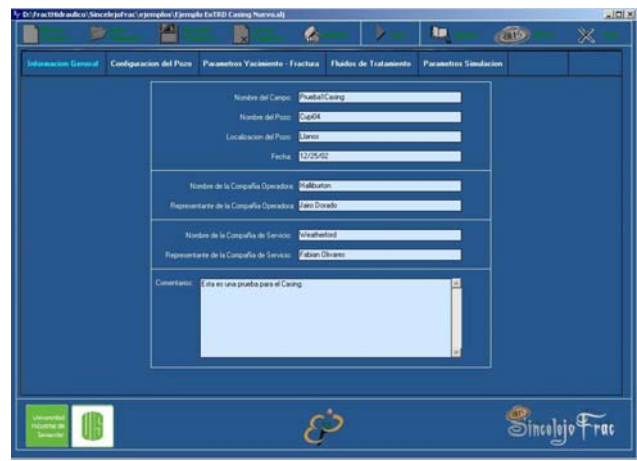


**Fuente:** los Autores

### 6.2.3.2. Encapsulamiento de datos para los módulos de entrada a través de la definición de la interfaz grafica

- Información general

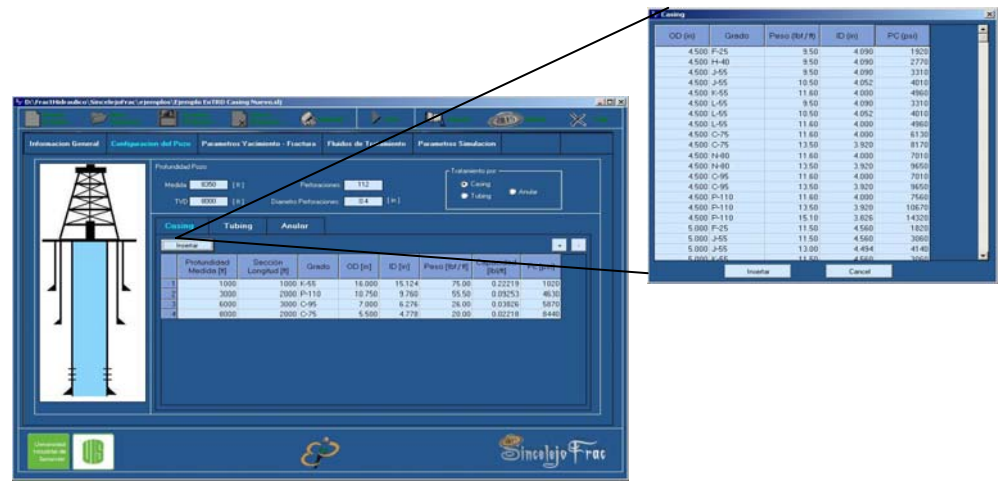
Figura 131. Interfaz para captura de la información general



Fuente: Los Autores

- Configuración del pozo

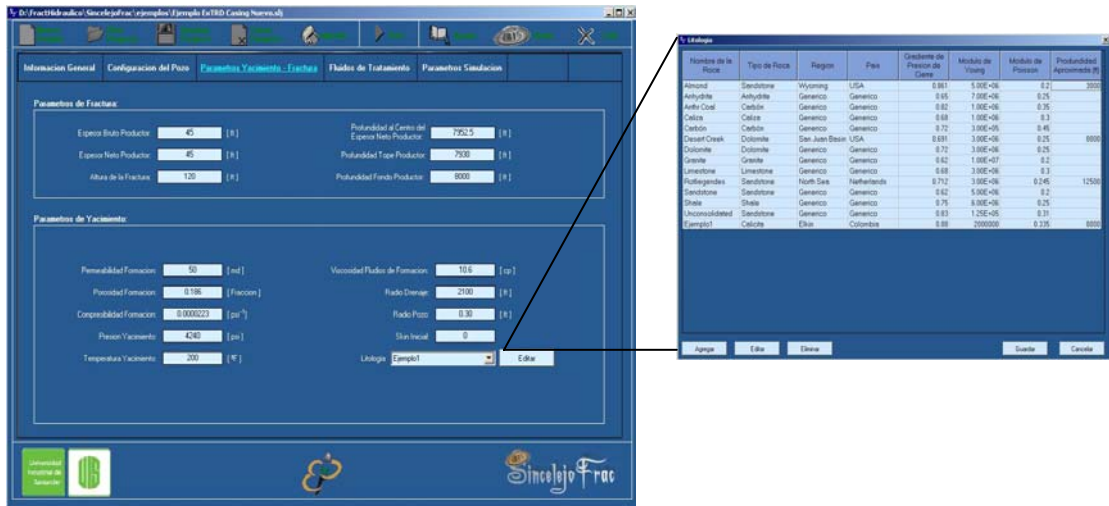
Figura 132. Interfaz para el diseño del Pozo



Fuente: Los Autores

- Configuración de los parámetros de yacimiento-fractura

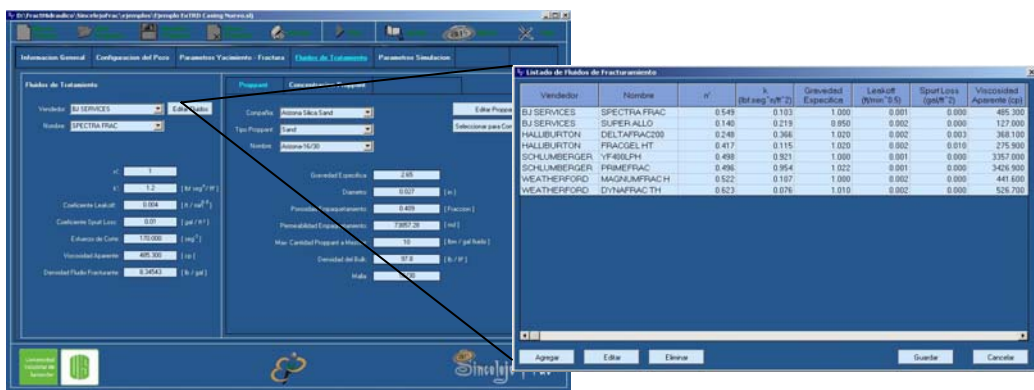
Figura 133. Interfaz para los parámetros de yacimiento – fractura



Fuente: Los Autores

- Interfaz para la selección del fluido de tratamiento

Figura 134. Interfaz para la selección del fluido de tratamiento



Fuente: Los Autores

- Interfaz para la selección del material de soporte

Figura 135. Interfaz para la selección del material de soporte

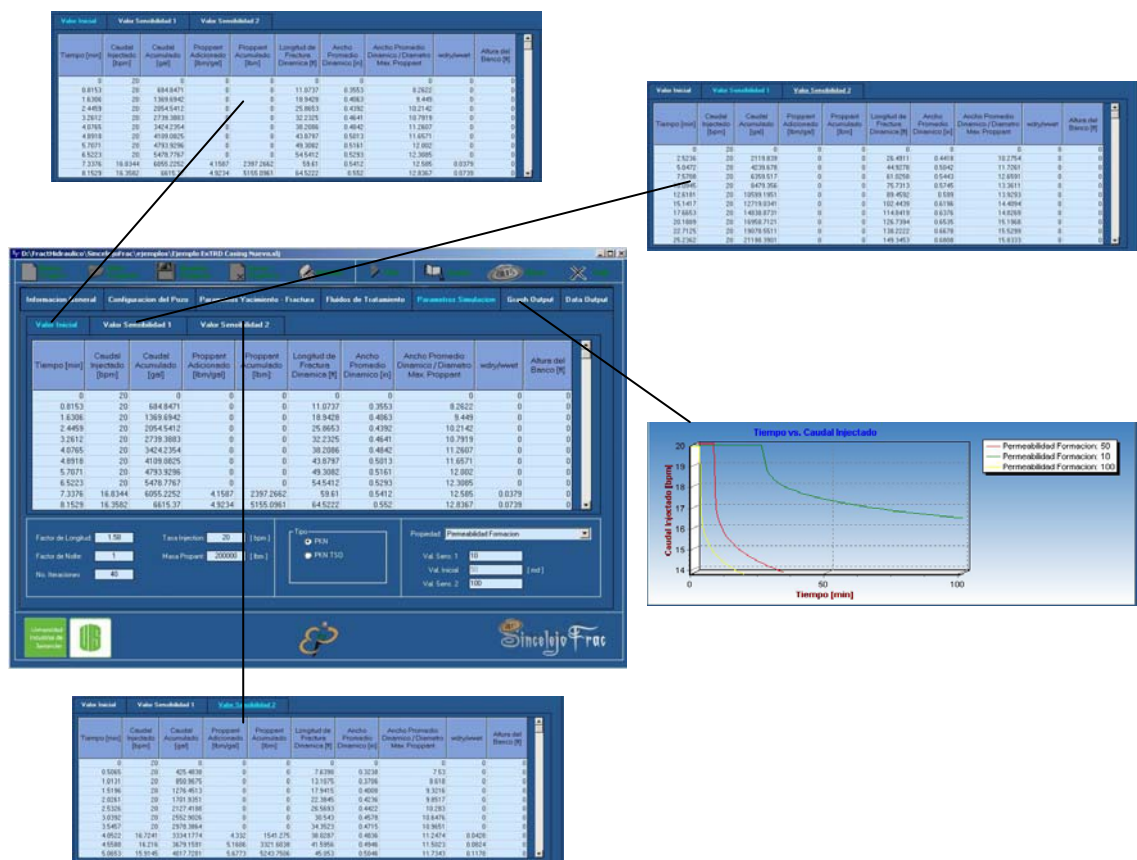


Fuente: Los Autores

### 6.2.3.3. Encapsulamiento de datos para los módulos de proceso y salida a través de la definición de la interfaz grafica

- Interfaz para el análisis de sensibilidad

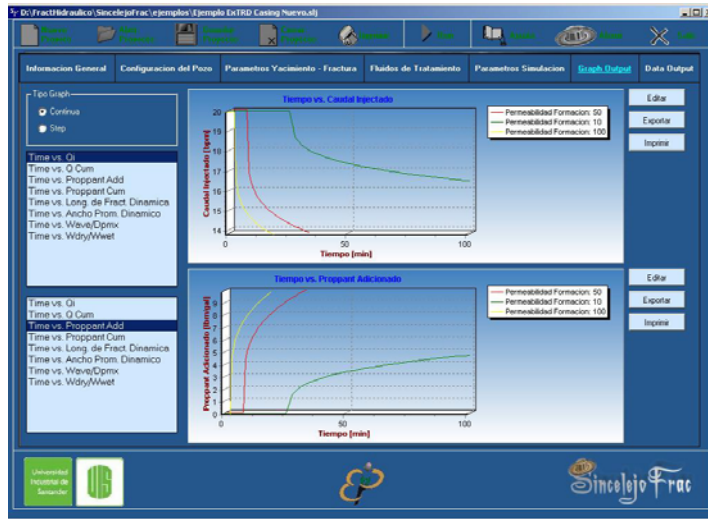
Figura 136. Interfaz para la corrida de datos y sensibilidad de variables



Fuente: Los Autores

- Interfaz para el análisis de resultados a través de curvas

Figura 137. Interfaz para la salida de resultados a través de la interpretación grafica



Fuente: Los Autores

- Interfaz para el análisis de resultados a través de reporte de datos

Figura 138. Interfaz para la salida de resultados a través de reporte de datos

	Permeabilidad Formación	Permeabilidad Formación	Permeabilidad Formación
<b>Asentamiento Óptimo</b>			
Índice de Productividad Adimensional	0.2083	0.3753	0.2521
Conductividad Adicional de la Fractura	1.6363	1.6363	1.6363
Longitud de un Ala de la Fractura [ft]	121.9675	272.728	86.2442
Ancho Empaquetado [in]	0.8372	0.3744	1.1839
Pseudo Skin [ft]	-4.6347	-5.4394	-4.2881
Incremento de Productividad Adimensional	2.3381	3.9417	2.1239
<b>Asentamiento Actual</b>			
Recomendación			
Masa de Material de Soporte (2 Alas [lb])	129486.656	200000	83321.1393
Índice de Productividad Adimensionales	0.2557	0.3611	0.2166
Conductividad Adicional de la Fractura	0.4211	0.6555	0.2731
Longitud de un Ala de la Fractura [ft]	192.7087	430.9103	136.2650
Ancho Empaquetado [in]	0.3464	0.3127	0.3122
Pseudo Skin [ft]	-4.1922	-5.3347	-3.4874
Incremento de Productividad Adimensional	2.0718	2.9266	1.7555
<b>Detalles del Tratamiento</b>			
Eficiencia del fluido [%]	68.1183	60.1744	71.0937
Tiempo Total de bombeo [min]	32.6117	100.9447	20.2611
Tiempo de bombeo del Pad [min]	6.1644	25.0980	3.4231
Exponente de Adición de Proppant	0.1896	0.2486	0.1899
Concentración Uniforme de Proppant [lbm/ft <sup>3</sup> ]	51.5125	29.3216	51.5125
Concentración Actual del Proppant al final del sistema [lbm/ft <sup>3</sup> ]	2.7263	1.3339	2.5426

Fuente: Los Autores

#### 6.2.3.4. Funciones reutilizables en SincelajoFrac 1.0

- **Public Function InterpolFX(X As Double, Fx0 As Double, Fx1 As Double, X0 As Double, x1 As Double):** Realiza interpolación de una tabla de datos.
- **Public Sub GetData():** Captura todos los datos de los controles a las variables asociadas.
- **Public Sub MouseDownGrid(Button As Integer, Shift As Integer, X As Single, y As Single, Grid As Object):** Permite realizar operaciones de copiado , cortado y pegado sobre las tablas de los datos al presionar el botón del *mouse*.
- **Public Sub MouseUpGrid(Button As Integer, Shift As Integer, X As Single, y As Single, Grid As Object):** Permite realizar operaciones de copiado , cortado y pegado sobre las tablas de los datos al soltar presionar el botón del *mouse*.
- **Public Sub ShowTabla(FileTabla As String, NumCols As Integer):** Presenta en una ventana un formato de tabla de datos guardado en un archivo de texto.
- **Public Sub SoloNum(KeyAscii As Integer):** Permite solamente entrar valores numéricos en las cajas de textos de la interfaz grafica.

Las siguientes funciones permiten la validación de la información para cada módulo de datos, si la información es incompleta la simulación del tratamiento no se podrá realizar.

***Public Function ValidarConfPozo()***

***Public Function ValidarFluidos()***

***Public Function ValidarInfoGene()***

***Public Function ValidarParSim()***

***Public Function ValidarParYaciFrac()***

- **Public Sub Hidraulica():** Corre el módulo de la realización de las operaciones de hidráulica en el pozo para cada una de las secciones de tubería.
- **Public Function BancoSoporte():** Calcula si se crea o no el banco de soporte en cada uno de los tiempos de la corrida de la simulación del tratamiento, reporta también la altura del banco si se forma.
- **Public Sub RunSim():** Ejecuta todo el proceso de simulación, esta rutina llama a todas las demás, es la principal en el proceso de calculo de resultados.

### 6.3. VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA SINCELEJOFAC 1.0

SincelejoFrac 1.0 fue evaluado a diferentes condiciones operacionales con ejercicios y datos reportados en la literatura<sup>31,54</sup> y operaciones de campo. Además, se cargaron los datos correspondientes a los ejemplos guías del simulador FracproPT de la compañía Pinnacle Technologies en SincelejoFrac 1.0, obteniendo en ambos casos resultados similares, pero dentro de un margen de error porcentual.

Con el fin de validar el desempeño y los resultados que se obtiene al utilizar SincelejoFrac 1.0 para diseñar una fractura hidráulica, se presenta a continuación los valores y comportamiento de las características geométricas y operacionales obtenidas al utilizar el simulador comercial FracproPT y la herramienta *software* SincelejoFrac 1.0 para el desarrollo de un tratamiento por el *tubing* y otro por el anular. La configuración del pozo por donde se realizara el tratamiento se puede apreciar en la tabla 15.

**Tabla 15.** Configuración del pozo

Tubería	Longitud (ft)	MD (ft)	TVD (ft)	OD (in)	ID (in)
Tubing	7800	7800	7800	2.375	2.159
Anular	8045	8045	8045	5.244	4.767

**Fuente:** Los Autores

Los datos de entrada para desarrollar la simulación del diseño de una fractura hidráulica corresponden al ejemplo guía 1 (*EXAMPLE*) del simulador FracproPT y se resumen en la tabla 16.

En la tabla 17 se presenta un comparativo de los resultados obtenidos por SincelejoFrac 1.0 y FracproPT para la inyección por el *tubing* de 111000 *lb* y 99000 *lb* por el *casing* de material de soporte. La cuarta columna de la tabla reporta el error porcentual de los resultados calculados por SincelejoFrac 1.0 tomando como “datos testigos” los resultados de FracproPT.

**Tabla 16.** Datos de entrada para la validación del diseño de una fractura hidráulica

PARÁMETRO DE ENTRADA	VALOR DE ENTRADA
Profundidad Medida	8045 <i>ft</i>
TVD	8045 <i>ft</i>
Número de Perforaciones	50
Diámetro perforaciones	0.334 <i>in</i>
Espesor Bruto Productor	100 <i>ft</i>
Espesor Neto Productor	100 <i>ft</i>
Profundidad al Centro del Espesor Productor	7995 <i>ft</i>
Altura de la Fractura	100 <i>ft</i>
Presión de Cierre en la Zona Productora	5000 <i>psi</i>
Módulo de Young	$1 \times 10^6$ <i>psi</i>
Módulo de Poisson	0.250
Coefficiente de <i>Leakoff</i>	$1 \times 10^{-3}$ <i>ft/min</i> <sup>0.5</sup>
Permeabilidad de la Formación	1 <i>md</i>
Porosidad de la Formación	0.050
Compresibilidad de la Formación	$3.11 \times 10^{-4}$ 1/ <i>psi</i>
Presión de yacimiento	3600 <i>psi</i>
Temperatura de Yacimiento	250 ° <i>F</i>
Viscosidad Fluido de Formación	0.030 <i>cp</i>
Radio de Drenaje	3733 <i>ft</i>
Radio Efectivo del Pozo	0.3 <i>ft</i>
<i>Skin Inicial</i>	0
Fluido de Tratamiento	Versagel (Halliburton)
<i>Proppant</i>	Sand Brady 20/40
Concentración de <i>Proppant</i>	2 <i>lb/ft</i> <sup>2</sup>
Máx. cantidad de <i>Proppant</i> adicionado	20 ( <i>lb/gal</i> )
Caudal de Inyección	20 <i>bpm</i>
Adicionalmente otros parámetros que no se encuentran en esta tabla fueron requeridos por el <i>software</i> FracproPT para realizar la simulación	

**Fuente:** FracproPT v. 10.3, Pinnacle Technologies

**Tabla 17.** Comparativo de los resultados obtenidos por SinceleroFrac 1.0 Vs. FracproPT

Parámetro de Diseño	SinceleroFrac 1.0		FracproPT		Porcentaje de Error (%)	
	Tubing (111klb)	Anular (99klb)	Tubing (111klb)	Anular (99klb)	Tubing	Anular
Longitud de fractura	510.516	509.595	553.5	610.8	7.766	16.57
Longitud de fractura empacquetada (ft)	510.516	509.595	477.0	501.9	7.04	1.533
Ancho dinámico (in)	0.2191	0.2190	0.485	0.425	55.65	48.4
Incremento de productividad (Adimensional)	3.322	3.3197	2.69	2.71	23.49	22.49
Conductividad de la fractura (adimensional)	1.6363	1.6363	4.06	1.71	59.69	4.31
Máx. concentración de proppant adicionada durante el bombeo (lb/gal)	10	10	7	6	42.85	66.66

**Fuente:** Los Autores

**Tabla 17.** Comparativo de los resultados obtenidos por SincelejoFrac 1.0 Vs. FracproPT, continuación

Parámetro de Diseño	SincelejoFrac 1.0		FracproPT		Porcentaje de Error (%)	
	Tubing (111klb)	Anular (99klb)	Tubing (111klb)	Anular (99klb)	Tubing	Anular
Concentración promedio del material de soporte en la fractura (lb/ft <sup>2</sup> )	0.9696	0.9714	1.1	1	11.85	2.86
Eficiencia del fluido en la fractura (%)	53.7179	53.7381	50.2	49	7.00	9.67
Tiempo del Pad (min)	9.3064	9.2728	11,90	11.90	21.80	22.07
Tiempo total de la operación (min)	30.9097	30.8256	42.87	42.23	27.89	27
Volumen del Pad (bb)	185.46	185	238.1	238,1	22.1	22.3
Volumen total inyectado sin flush (bb)	511.47	509.8	738.1	738.1	30.70	30.93

**Fuente:** Los Autores

#### 6.4. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Las desviaciones presentadas en los resultados obtenidos en SincelajoFrac 1.0 son atribuidas a las suposiciones operacionales y ajustes que fueron tomados para poder desarrollar y comparar a SincelajoFrac 1.0 con FracproPT. Generalmente, cuando se realizan simulaciones de trabajos de fracturamiento con diferentes *software* no son exactos los valores estimados en el programa de fractura y las dimensiones alcanzadas por la fractura. Por lo tanto, la efectividad de los resultados obtenidos se evalúa en definitiva con el reporte final de la operación.

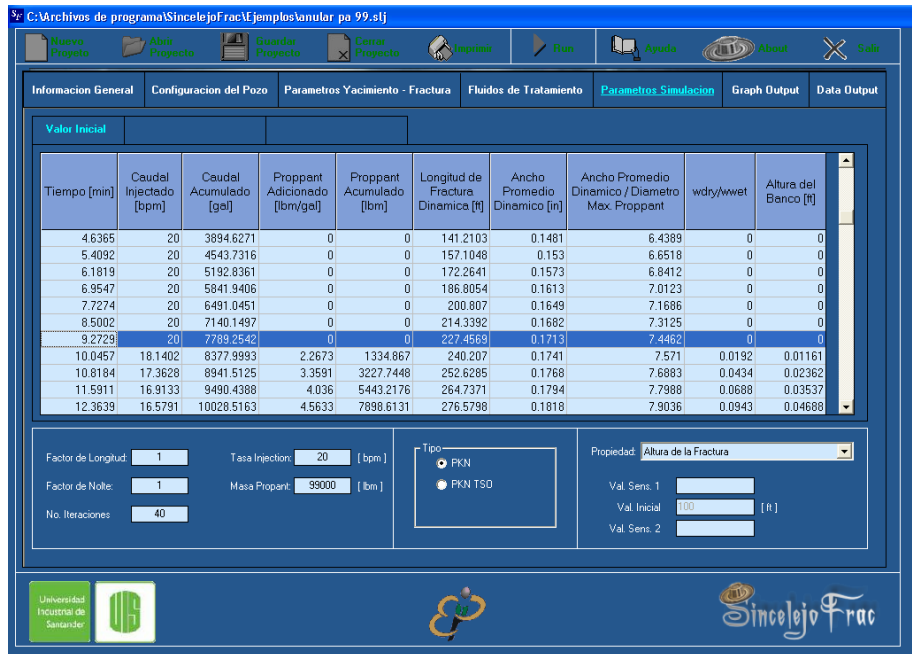
Analizando en la tabla los resultados obtenidos con SincelajoFrac 1.0, se puede visualizar que el tiempo de finalización del Pad y el tiempo total de la operación dependen de lo conservador del diseño. Esto se ve reflejado en la eficiencia del fluido fracturante calculada por SincelajoFrac 1.0, ya que a menor volumen de fluido fracturante destinado al Pad menor serán las pérdidas iniciales del fluido por *leakoff*. En consecuencia, se obtuvo con SincelajoFrac 1.0 una longitud de fractura menor y una longitud empaquetada mayor que la estimada por FracproPT.

Al contrario que SincelajoFrac 1.0, FracproPT considera los mecanismos de transferencia de calor entre el fluido fracturante y la formación, lo que trae como consecuencia que el fluido fracturante experimente una reducción de su viscosidad y aumenten sus pérdidas por filtrado (*Leakoff*). Esta reducción de viscosidad en el fluido de fractura hace que el material de soporte se sedimente a una menor longitud como lo estima FracproPT, produciendo una mayor concentración areal dentro la fractura y por ende un mayor ancho de esta.

En resumen, si deseamos aplicar el programa de bombeo sugerido por SincelajoFrac 1.0 obtendríamos una productividad mayor a la estimada por FracproPT, debido a que la longitud fractura (empaquetada) estimada por SincelajoFrac 1.0 penetra mayor área de drenaje del yacimiento.

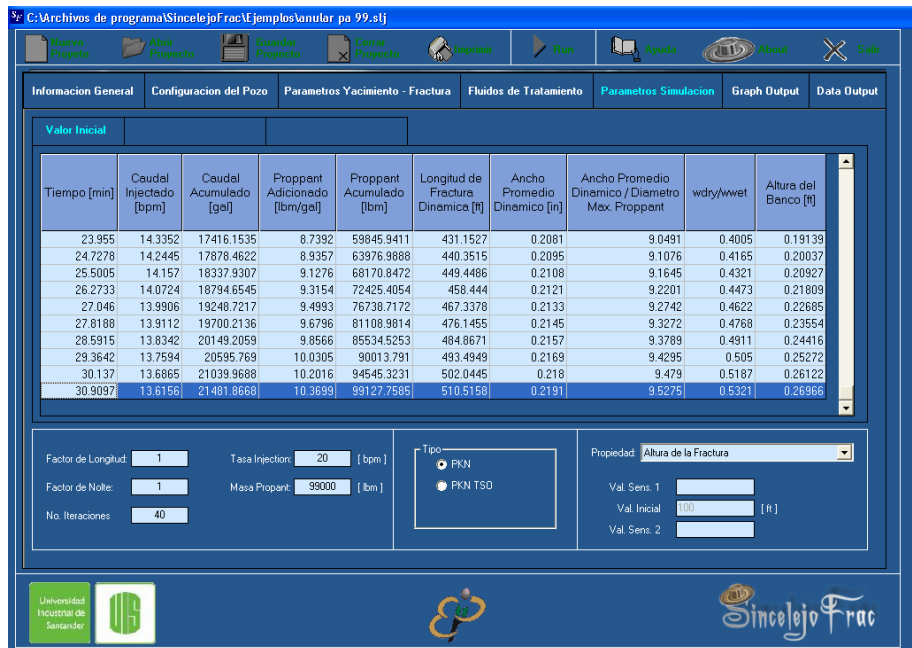
De la figura 138 a la figura 143 se pueden apreciar los resultados de la simulación del diseño de la fractura hidráulica utilizando SincelajoFrac 1.0 para el anular, y de la figura 144 a la figura 149 se pueden observar los resultados de la simulación del *software* FracproPT para el anular y para los mismos datos de entrada.

Figura 139. Programa de bombeo al tiempo del Pad



Fuente: Los Autores

Figura 140. Programa de bombeo al final del tratamiento



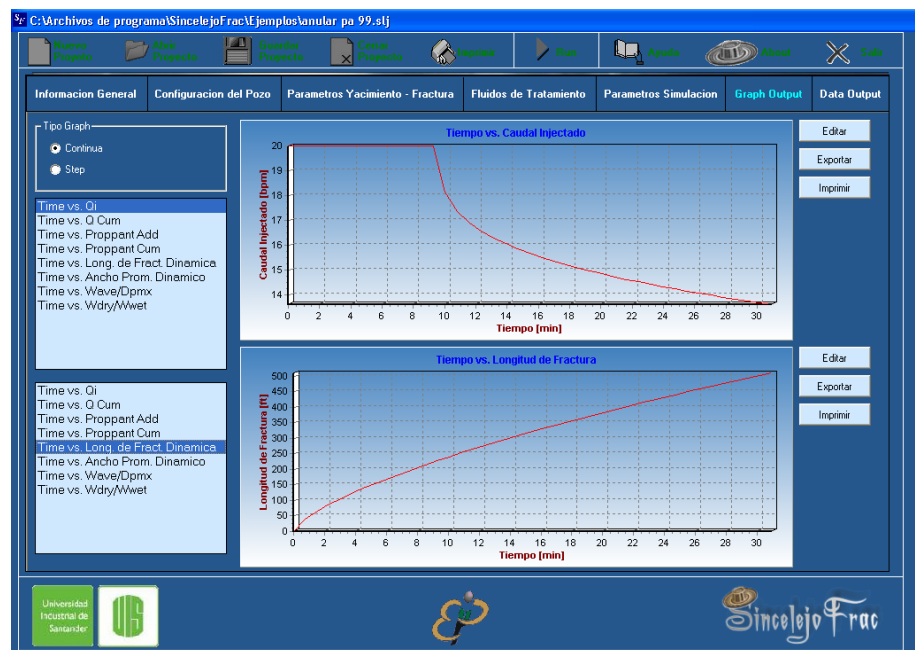
Fuente: Los Autores

Figura 141. Variación de la concentración y el ancho con el tiempo



Fuente: Los Autores

Figura 142. Variación del caudal de inyección y la longitud de fractura con el tiempo



Fuente: Los Autores

Figura 143. Resumen del programa de tratamiento

Output	Altura de la Fractura: 100
<b>Asentamiento Actual</b>	
Diseño Exitoso	
Mesa de Material de Soporte (2 Alas [lb])	99000
Indice de Productividad Adimensionales	0.3828
Conductividad Adicional de la Fractura	1.6363
Longitud de un Ala de la Fractura [ft]	510.5132
Ancho Empaquetado [in]	0.1164
Pseudo Skin [sf]	-6.0664
Incremento de Productividad Adimensional	3.322
<b>Detalles del Tratamiento</b>	
Eficiencia del fluido [%]	53.7179
Tiempo Total de bombeo [min]	30.9097
Tiempo de bombeo del Pad [min]	9.3064
Exponente de Adición de Proppant	0.3011
Concentración Uniforme de Proppant [lbm/ft <sup>3</sup> ]	53.0974
Concentración Areal del Proppant al final del cierre [lbm/ft <sup>2</sup> ]	0.9696
Máxima Concentración de Proppant Adicionada al Fino	10.4531
Presión Neta al final del bombeo [psi]	145.3902
Pérdida de Presión a través de las perforaciones [psi]	58.15036
Presión de Fractura [psi]	5470.6
Presión Hidrostática [psi]	5352.74664
Presión Máxima de Tratamiento de Superficie [psi]	8904.48407
Potencia Hidráulica Requerida [HHP]	4360.70394
Volumen Total de Desplazamiento [gal]	151.9638

Fuente: Los Autores

Figura 144. Selección de los parámetros de tratamiento para una inyección 99000 lb de material de soporte por el anular

	Fracture Half Length (ft)	PI Ratio Estimate	Fracture Height (ft)	Fracture Top (ft)	Fracture Bottom (ft)	Payzone Coverage Ratio (%)	Average Fracture Conductivity (mD-ft)	FcD	Average Proppant Conc (lb/ft <sup>3</sup> )	Slurry Volume (bbls)	Max Proppant Conc (ppg)	TSD Net Pressure Increase (psi)
41	410.0	2.53	100.0	8.000.0	8.100.0	100.00	453.04	2.75	0.38	420.0	4.00	0
42	420.0	2.55	100.0	8.000.0	8.100.0	100.00	455.20	2.76	0.38	440.0	4.00	0
43	430.0	2.57	100.0	8.000.0	8.100.0	100.00	455.20	2.70	0.38	440.0	4.00	0
44	440.0	2.59	100.0	8.000.0	8.100.0	100.00	457.24	2.71	0.38	460.0	4.00	0
45	450.0	2.61	100.0	8.000.0	8.100.0	100.00	459.17	2.71	0.38	480.0	4.00	0
46	460.0	2.63	100.0	8.000.0	8.100.0	100.00	459.17	2.65	0.38	480.0	4.00	0
47	470.0	2.65	100.0	8.000.0	8.100.0	100.00	461.00	2.65	0.38	500.0	4.00	0
48	480.0	2.67	100.0	8.000.0	8.100.0	100.00	462.74	2.65	0.38	520.0	4.00	0
49	490.0	2.69	100.0	8.000.0	8.100.0	100.00	464.39	2.65	0.39	540.0	4.00	0
50	500.0	2.71	100.0	8.000.0	8.100.0	100.00	464.39	2.60	0.39	540.0	4.00	0

Step 1 - Injection Rate Selector  
Injection Rate: 20.00 (bpm)  Suggest Limit Using Criterion: Max Surface Pressure < 5,000 (psi) Determine Rate

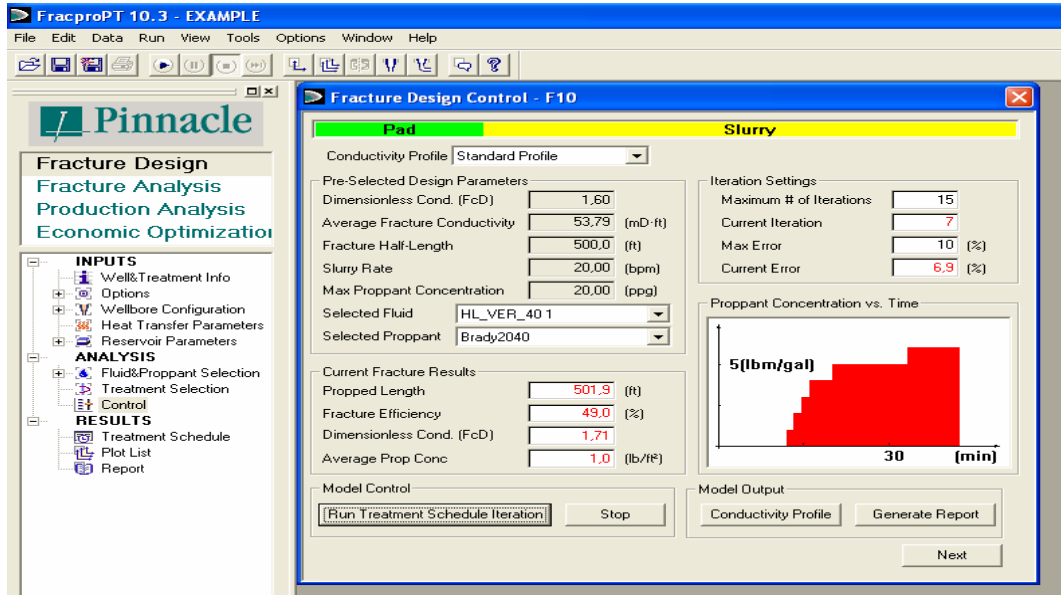
Step 2 - Obtain FcD goal for Every Treatment Size  
FcD Goal: 1.6  
Fracture Half-Length Increment: 10.0 (ft)  
Max TSD Net Pressure Increase: 1,000 (psi)  
Max Proppant Concentration: 20.00 (ppg)

Step 3 - Treatment Size Selector  
Select Size Using Criteria:  
Fracture Half Length: 500.0 (ft)  
Fracture Top Depth: 0.0 (ft)

Step 4 - Fracture Economics  
Press button to perform economic analysis for all fracture lengths  
Economic Analysis

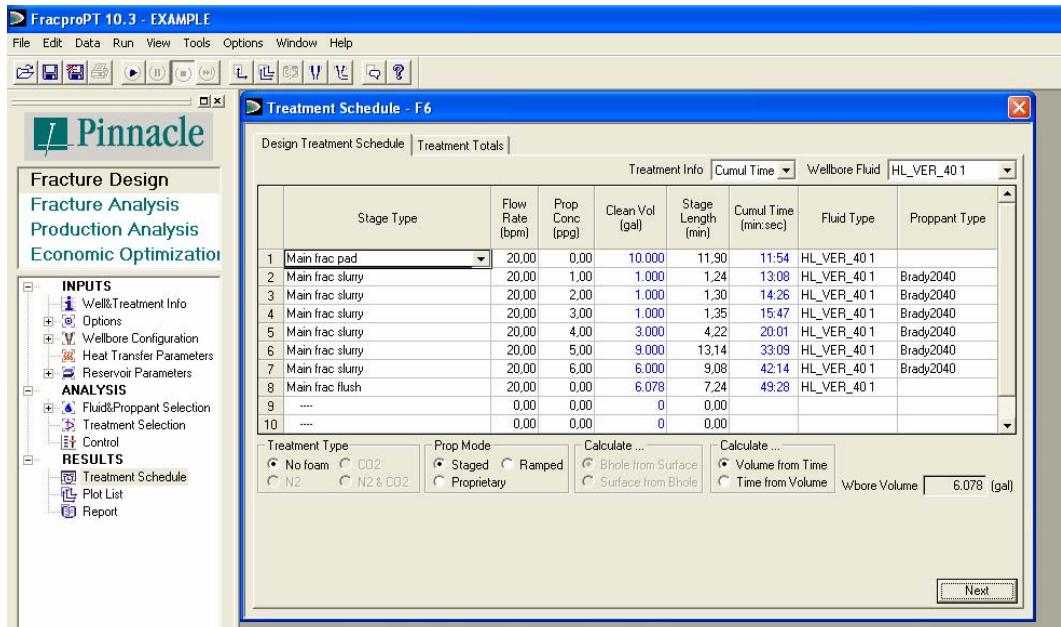
Fuente: FracproPT v. 10.3, Pinnacle Technologies

**Figura 145.** Control del diseño de la fractura para una inyección 99000 lb de material de soporte por el anular



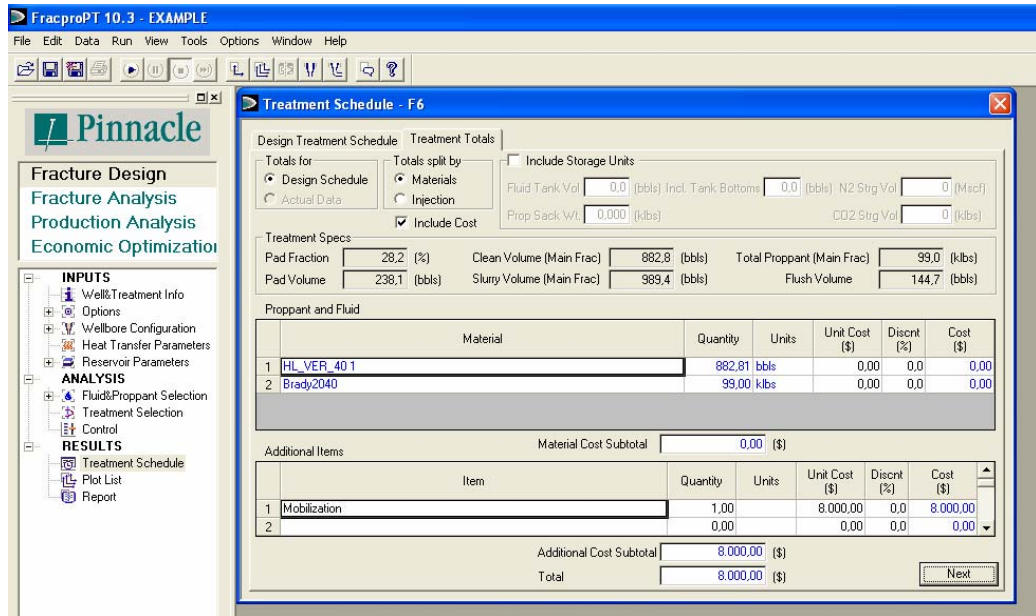
**Fuente:** FracproPT v. 10.3, Pinnacle Technologies

**Figura 146.** Programa del tratamiento para una inyección 99000 lb de material de soporte por el anular



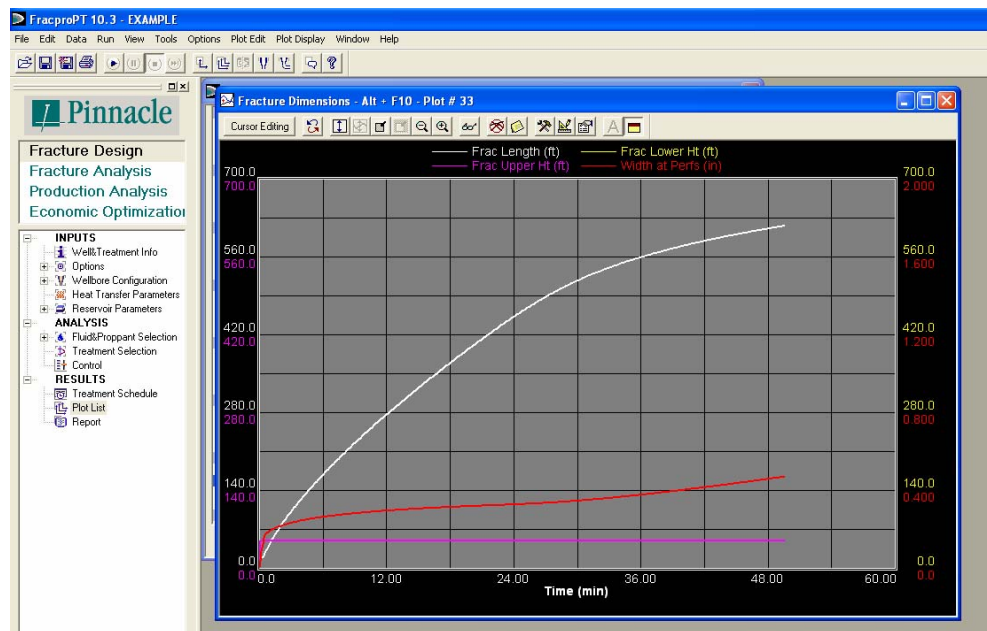
**Fuente:** FracproPT v. 10.3, Pinnacle Technologies

**Figura 147.** Resumen del programa de tratamiento para una inyección 99000 lb de material de soporte por el anular



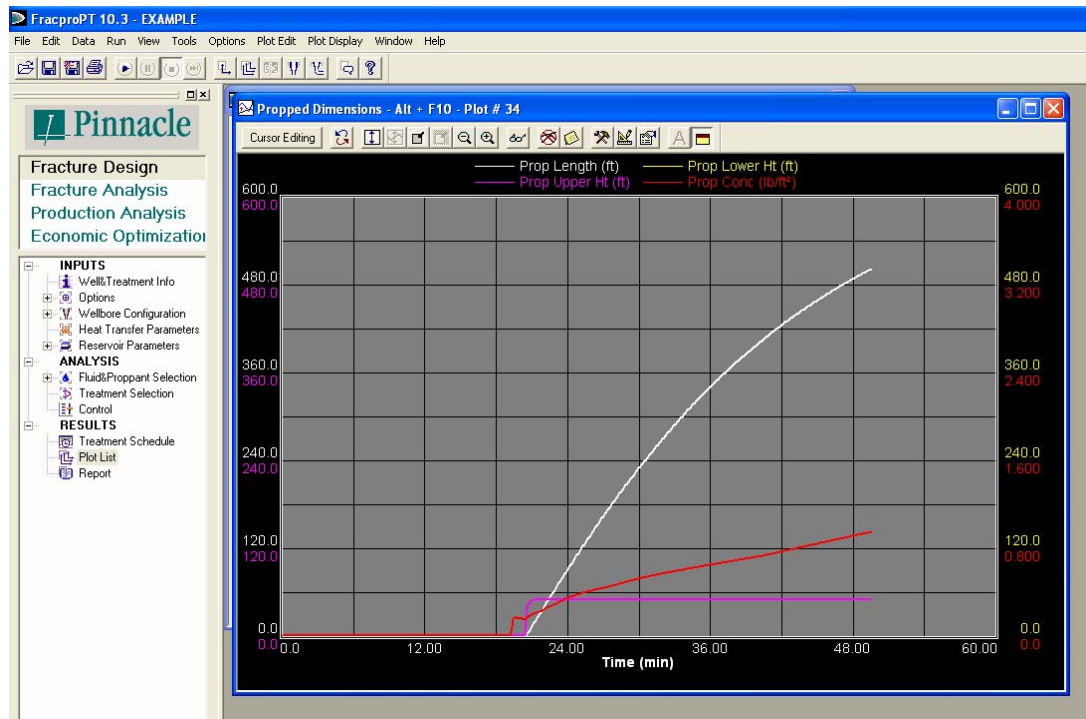
**Fuente:** FracproPT v. 10.3, Pinnacle Technologies

**Figura 148.** Dimensiones de la fractura para una inyección 99000 lb de material de soporte por el anular



**Fuente:** FracproPT v. 10.3, Pinnacle Technologies

**Figura 149.** Dimensiones de la fractura empaquetada para una inyección 99000 lb de material de soporte por el anular



**Fuente:** FracproPT v. 10.3, Pinnacle Technologies

## CONCLUSIONES

- Se desarrolló una herramienta software didáctica, de fácil uso y acceso a los estudiantes de ingeniería de petróleos, con la cual pueden simular y analizar el proceso de diseño de una fractura hidráulica.
- Se implementó una base de datos de las compañías fabricantes de materiales de soporte, la cual permite consultar y analizar información sobre las propiedades y especificaciones de los materiales de soporte que produce cada una de estas.
- Sincelejofrac 1.0 está basado en el modelo bidimensional de propagación de la geometría de fractura PKN, porque no requiere una definición rigurosa de las propiedades mecánicas de la formación.
- Las predicciones efectuadas por la herramienta SincelejoFrac 1.0 mostraron concordancia con los resultados obtenidos por el simulador FracproPT, y las desviaciones presentadas en los resultados son atribuidas a las suposiciones operacionales y ajustes que fueron tomados para poder desarrollar y comparar a SincelejoFrac 1.0 con FracproPT.
- Hay que tener muy claro lo importante que es la información completa del pozo para realizar el tratamiento de fractura: espesor de la formación, información de intervenciones previas, zonas aisladas, estado mecánico del pozo, historial de producción del pozo y de los equipos que lo rodean, ubicación de los contactos gas-petróleo y agua petróleo, etc. La confiabilidad de los datos resulta significativamente importante en las estimaciones del diseño de un tratamiento de fractura.
- La determinación precisa de los valores de la geometría de la fractura y programa de bombeo exigen tiempo, esfuerzos y tienen un costo. Cuando se dispone de valores dudosos es aconsejable estudiar la sensibilidad de los resultados, realizar estimaciones con el valor cuestionado, y además, con los valores máximos y mínimos que lleguen a ser correspondidos en las estimaciones.

- El análisis de todos los resultados orientará sobre la necesidad de realizar esfuerzos adicionales para precisar datos, y a su vez enriquecer los conocimientos y experiencias para mejorar el diseño de futuros tratamientos en el yacimiento.
- Se logró conseguir para la escuela de ingeniería de petróleos de la Universidad Industrial de Santander la licencia con fines académico del Simulador de Fractura Hidráulica 3D FracproPT de la compañía Pinnacle Technologies.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda integrar a SincelajoFrac 1.0 un modelo de análisis post-fractura que permita estimar el comportamiento de la difusión de la presión desde la fractura hacia la formación y que proporcione estimaciones de la producción futura para diversas longitudes y conductividades de fractura.
- Implementar en SincelajoFrac 1.0 un modelo económico para valorar la rentabilidad de la aplicación del tratamiento de fractura hidráulica en un pozo.
- Tener en cuenta los efectos de los mecanismos de transferencia de calor entre el fluido fracturante y la formación, ya que las propiedades reológicas del fluido fracturante se ven afectadas, trayendo como consecuencias pérdidas por *leakoff* y una geometría de fractura diferente a la propuesta.
- La mejor recomendación que se puede tomar para obtener éxito en el diseño de un tratamiento de estimulación es NO economizar en pruebas de pozo y pruebas de laboratorio que conduzcan a la optimización del diseño.
- Desarrollar proyectos de investigación en la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander sobre la aplicación de la técnica de fracturamiento hidráulico como mecanismo de estimulación de pozos, en donde se vincule el simulador FracproPT y SincelajoFrac 1.0 para establecer dimensiones de fractura y programa de bombeo.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Farris, R. F.: U. S. Patent Reissued Nov. 10, 1953, Re 23733.
2. Clark, J. B.: "A Hydraulic Process for Increasing the Productivity of Oil Wells" *Trans.*, AIME (1949) 186, 1-8.
3. Clark, R. C. *et al.*: "Application of Hydraulic Fracturing to the Stimulation of Oil and Gas Production" *Drill. & Prod. Prac.*, API (1953) 113-22.
4. Huitt, J. L. and McGlothlin, B. B. Jr.: "The Propping of Fractures in Formations Susceptible to Propping-Sand Embedment" *Drill. & Prod. Prac.*, API (1958) 115.
5. Huitt, J. L., McGlothlin, B. B. Jr., and McDonald, J. F.: "The Propping of Fractures in Formations in Which Propping Sand Crushes" *Drill. & Prod. Prac.*, API (1958) 115.
6. Huitt, J. L.: "Hydraulic Fracturing with Single Point Entry Technique" *JPT*, (March 1960) XII, No. 3, 11.
7. Hubbert, M. K. and Willis, D. G.: "Mechanics of Hydraulic Fracturing" *Trans.*, AIME (1957) 210, 153-66.
8. Anderson, T. O. and Stahl, E. J.: "A Study of Induced Fracturing Using an Instrumental Approach" *JPT* (Feb.1967) 261-67; *Trans.*, AIME, 240.
9. Howard G. C. and Fast, C. R.: "Optimum Fluid Characteristics for Fracture Extension" *Drill. & Prod. Prac.* ,API (1957) 261-70.
10. Tinsley, J. M. *et al.*: "Vertical Fracture Height--Its Effect on Steady-State Production Increase" *JPT* (May 1969) 633-38; *Trans.*, AIME, 246.
11. Nolte, K. G. and Smith, M. B.: "Interpretation of Fracturing Pressures" *JPT*, (Sept. 1981), 1767-75.

12. Britt, L. K.: "Optimized Oil Well Fracturing, Phase I Report," Amoco Production Company Report F84-P-23 (May 25, 1984).
13. Britt, L. K.: "Optimized Oil Well Fracturing, Phase II Report," Analysis of the Effects of Fracturing on the Secondary Recovery Process; Amoco Production Company Report F85-P-7 (Jan. 24, 1985).
14. Veatch, R. W. Jr.: "Overview of Current Hydraulic Fracturing Design and Treatment Technology--Part 1," JPT(April 1983) 677-87.
15. Veatch, R. W. Jr.: "Overview of Current Hydraulic Fracturing Design and Treatment Technology--Part 2," JPT(May 1983).
16. Veatch, Ralph W. Jr.: "Economics of Fracturing some Methods and Case Study Examples," Amoco Production Company Report F89-P-58 (Aug. 3, 1989).
17. Fjaer E., Holt R., Horsrud P., Raaen A. and Risnes R. "Petroleum Related Rock Mechanics". Elsevier Science B.V. (1996).
18. Watt, J.P., Davies, G.F., Douglas Mc Henry and Connel, R.J., 1976: "The Elastic Properties of Composite Materials. Reviews of Geophysics and Space Physics, 14, p. 541-563.
19. Timoshenko, S.P. and Goodier, J.N., 1970: "Theory of Elasticity". Third Edition, McGraw-Hill KoGakusha, Ltd, Tokyo.
20. Kirsch, G.: "Die Theorie der Elastizitat und die Bedurfnisse der Festigkeitslehre", Zeitschrift des Vereines Deutscher Ingenieure, (1898),42,797.
21. Salz, L.B.: "Relationship between Fracture Propagation Pressure and Pore Pressure". Paper SPE 6870.
22. Britt, L.K. and Hager C.J.:" Best Practices for Hydraulic Fracturing Wells in Naturally Fissured Reservoirs", Sep. 28,1995. F95-P-96.

23. American Petroleum Institute: "Norma API RP 39", Second Edition, January 1983; "Recommended Practices and Standard Procedures for the Evaluation of Hydraulic Fracturing Fluids".
24. Gardner, D.G. and Eikeers: "The Effect of Shear and Proppant on the Viscosity of Crosslinked Fracturing Fluids", SPE 14437, Sep. 1985.
25. Carboceramics Topical Reference.
26. American Petroleum Institute: "Norma API RP 56", First Edition, March de 1983; "Recommended Practices for Testing Sand Used in Hydraulic Fracturing Operations".
27. Babcock, Prokop and Kehle: "Distribution of Propping Agents in Vertical Fractures". Drilling and Production Practices, API 1965.
28. Economides Michael, Oligney Ronald, Valkó Peter: "Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice". Orsa Press Alvin, Texas 2002.
29. "User's Guide, Meyer Fracturing Simulators". Fourth Edition.
30. Hernandez Trejos Edelberto. "Fracturamiento Hidráulico Ácido", Universidad Industrial de Santander (UIS), 1993.
31. Craft, Holden and Grales. "Well Desing" Prentice Hall Hic, 1982.
32. Novotny, E.J.: "Proppant Transport", SPE 6813, SPE Reprint Series N°. 5a.
33. Subhash N. Shah, Halliburton Services: "Proppant-Settling Correlations for Non-Newtonian Fluids". SPE 13835.
34. BJ Services Company S.A. Handbook of Hydraulic Fracturing, 1986.
35. BP Exploration: "Hydraulic Fracturing Theory Manual", 1997.

36. Khristianovic, S. A. and Zheltov, Y. P.: "Formation of Vertical Fractures by Means of Highly Viscous Fluids" *Proc.*, Fourth World Pet. Cong., Rome (1955) II, 579.
37. Geertsma, J. and de Klerk, F.: "A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures" *JPT* (Dec. 1969) 1571-81; *Trans.*, AIME, 246.
38. Perkins, T. K. Jr. and Kern, L. R.: "Widths of Hydraulic Fractures" *JPT* (Sept. 1961) 937-49; *Trans.*, AIME, 222.
39. Nordgren, R. P.: "Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture" *SPEJ* (Aug. 1972) 306-14; *Trans.*, AIME, 253.
40. Lee, W. S.: "Pressure Decline Analysis with Khristianovic and Zeltov and Penny-Shaped Geometry Model of Fracturing, "Paper SPE 13872 presented at the 1985 SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium, Denver, May 19-22.
41. Nolte, K. G. and Smith, M. B.: "Interpretation of Fracturing Pressures" *JPT* (Sept. 1981) 1767-75.
42. Daneshy, A.A: "On the Design of Vertical Hydraulic Fractures", *J. Pet. Tech.* (Jan. 1973), 84-97.
43. C.N. Fredd<sup>43</sup>, SPE, S.B. McConnell, SPE, C.L. Boney, SPE, and K.W. England, Schlumberger Oilfield Services, "Experimental Study of Hydraulic Fracture Conductivity Demonstrates the Benefits of Using Proppants", SPE 60326.
44. M. Prats, Shell Development Co.: "The Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior - Incompressible Fluid Case", SPE 1575-G, *Journal Volume 1, Number 2*, June 1961.
45. Mcguire-Sikora: *The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity*, *Trans. AIME* (1960).
46. Cinco-Ley, H. and Samaniego, F.: "Transient Pressure Analysis: Finite Conductivity Fracture Cases Vs. Damage Fracture Case, "Paper SPE 10179, 1981.

47. R.G. Agarwal, RD Carter and C. B. Pollock.: "Type Curves for Evaluation and Performance Prediction of Low Permeability Gas Well Stimulated by Massive Hydraulic Fracturing, JPT May 1979.
48. Agarwal, Al-Hussainy R, and Ramey, Jr.: "An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady State Liquid Flow". SPEJ Sep. 1974.
49. Shepherd Don, Saudi Aranco and White Shelby, Ocean Energy. "Método combinado de estimulación y control de la producción de arena".otoño 2002.
50. Chevron Petroleum Technology Company, Drilling & Well Performance. Houston, Texas
51. Smith, M.: "Stimulation Design for Short Hydraulic Fractures - MHF"; SPE 10013 San Antonio 1981.
52. Nolte.: "Determination of Proppant and Fluid Schedule for Fracturing Pressure Decline" SPE, 1984.
53. Nolte, K.: "Fracture Design Consideration Based on Pressure Analysis; SPE 19011 (Tyler 1982).
54. A.S. Demarchos, A.S. Chomatas. University of Houston, M.J. Mach, D.S. Wolcott, Yukos.: "Pushing the Limits in Hydraulic Fracture Design". SPE 86483.

## BIBLIOGRAFÍA

American Petroleum Institute:” Norma API RP 39 “, Second Edition, January 1983; “Recommended Practices and Standard Procedures for the Evaluation of Hydraulic Fracturing Fluids”.

American Petroleum Institute:” Norma API RP 56 “, First Edition, March de 1983; “Recommended Practices for Testing Sand Used in Hydraulic Fracturing Operations”.

BJ Services Company S.A. Handbook of Hydraulic Fracturing, 1986.

BP Exploration: “Hydraulic Fracturing Theory Manual”, 1997.

Craft, Holden and Grales. “Well Desing” Prentice Hall Hic, 1982.

Economides Michael, Oligney Ronald, Valkó Peter: “Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice”. Orsa Press Alvin, Texas 2002.

ESCOBAR, FREDDY H, Análisis Moderno de Presiones de Pozos.

Fjaer E., Holt R., Horsrud P., Raaen A. and Risnes R. “Petroleum Related Rock Mechanics”. Elsevier Science B.V. (1996).

Geertsma, J. and de Klerk, F.: “A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures” JPT (Dec. 1969) 1571-81; Trans., AIME, 246.

Hernandez Trejos Edelberto. “Fracturamiento Hidráulico Ácido”, Universidad Industrial de Santander (UIS), 1993.

Howard G. C. and Fast, C. R.: “Optimum Fluid Characteristics for Fracture Extension” Drill. & Prod. Prac. ,API (1957) 261-70.

Khristianovic, S. A. and Zheltov, Y. P.: "Formation of Vertical Fractures by Means of Highly Viscous Fluids" *Proc.*, Fourth World Pet. Cong., Rome (1955) II, 579.

Lee, John. Well Testing. First Printing. SPE Textbook, 1982.

Lee, W. S.: "Pressure Decline Analysis with Khristianovic and Zeltov and Penny-Shaped Geometry Model of Fracturing," Paper SPE 13872 presented at the 1985 SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium, Denver, May 19-22.

Nolte, K. G. and Smith, M. B.: "Interpretation of Fracturing Pressures" JPT, (Sept. 1981), 1767-75.

Nordgren, R. P.: "Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture" SPEJ (Aug. 1972) 306-14; Trans., AIME, 253.

Orduz, Luis Humberto, Fracturamiento hidráulico, consideraciones teóricas y operacionales. 1985.

Perkins, T. K. Jr. and Kern, L. R.: "Widths of Hydraulic Fractures" JPT (Sept. 1961) 937-49; Trans., AIME, 222.

Rojas, Ana M. Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Hidráulicamente Fracturados. Universidad Industrial de Santander, 2000.

Salz, L.B.: "Relationship between Fracture Propagation Pressure and Pore Pressure". Paper SPE 6870.

User's Guide, Meyer Fracturing Simulators. Fourth Edition.

**ANEXO A**

**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA LA SIMULACIÓN DE  
UN DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.**

**SINCELEJOFAC 1.0  
MANUAL DE USUARIO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2006**

**SINCELEJOFAC 1.0  
MANUAL DE USUARIO**

**DESARROLLADO POR:  
JAIRO DAVID DORADO ZUBIRIA  
FABIAN ALFONSO OLIVARES MERCADO**

**DIRIGIDA POR:  
ING. EDELBERTO HERNANDEZ TREJOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2006**

## RESUMEN

SincelejoFrac 1.0 es una herramienta *software* que permite diseñar y simular en 2D las distintas variables involucradas en una fractura hidráulica. Mediante la utilización de SincelejoFrac se puede seleccionar los parámetros de tratamiento (proceso de bombeo, tipo de fluido fracturante, tipo y concentración de material de soporte, etc) en forma aleatoria hasta encontrar una combinación que proporcione una fractura con las características deseadas.

SincelejoFrac está basado en un modelo bidimensional de propagación de la geometría de la fractura (PKN). El modelo asume que la fractura es de una sección transversal elíptica similar a los modelos 3D pero con una altura constante.

Por otra parte, SincelejoFrac 1.0 modela el transporte del material de soporte en el fluido (mezcla) y calcula la suspensión y deposición del mismo a lo largo de la fractura. Considera la inyección de múltiples etapas de concentraciones, a una tasa de inyección constante durante el tratamiento. Además, consta de una base de datos referente a las compañías fabricantes de materiales de soporte, en donde se puede consultar el desempeño de cada uno de sus productos a diferentes concentraciones y presiones de cierre.

## 1. INTRODUCCIÓN

SincelejoFrac 1.0 resuelve acopladamente el problema del flujo de fluidos y de la deformación elástica de la roca, asociado con la propagación de una fractura vertical inducida hidráulicamente dentro de una formación (homogénea e isotrópica) compuesta de una capa (una zona productiva limitada por dos capas adyacentes) con diferentes esfuerzos *in situ*. En este análisis, el ancho de la fractura se obtiene asumiendo un estado de esfuerzo plano (Módulo de Elasticidad de Young) y la altura es formulada basada en el criterio del factor de intensidad de esfuerzos crítico (Relación Poisson).

El flujo de fluidos se considera unidimensional (1D) en la dirección de la longitud, asumiendo un fluido fracturante no-Newtoniano, caracterizado por el modelo reológico de la ley de potencia (*Power Law*). El balance de masa en la fractura considera cambios en la sección transversal de la misma, así como pérdidas de fluido por filtración hacia la formación, despreciando el intercambio de calor. Además, SincelejoFrac 1.0 también incluye en el modelo bidimensional PKN la técnica *TSO* para separar el periodo de propagación lateral de la fractura del periodo de inflación de la fractura.

Las ecuaciones del modelo utilizado en SincelejoFrac se resuelven de forma acoplada, discretizando la fractura en volúmenes de control de igual altura pero de longitud variable y calculando iterativamente la presión y tasa de flujo que cumplen con los principios de conservación (conservación de masa y cantidad de movimiento), establecidos a ciertas condiciones iniciales y de frontera. Adicionalmente, se dispone de un modelo hidráulico que permite estimar la potencia y presiones requeridas en superficie para desarrollar la operación de fractura.

## 2. INICIO DE SINCELEJOFRAC1.0

### 2.1. REQUISITOS DEL SISTEMA

Los requerimientos mínimos del sistema para ejecutar SincelejoFrac 1.0 en un computador personal son los siguientes: Computador - IBM PC/AT, PS-2, o compatible. Procesador: 1 GHz o superior. Memoria RAM: 256 MB o superior. Sistema operativo: Windows NT, Windows 98 o superior. Software: Microsoft Office 97 o superior.

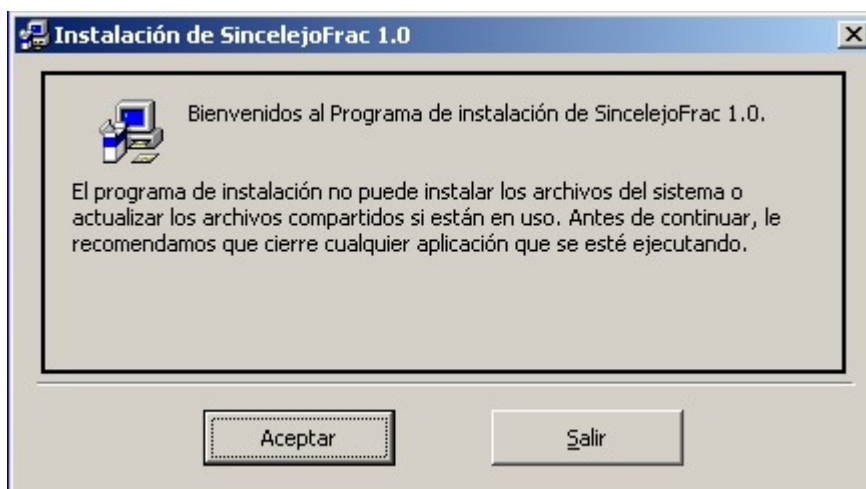
### 2.2. INSTALACIÓN DE SINCELEJOFRAC 1.0

Introduzca el CD instalador del software SincelejoFrac 1.0 en la unidad de CD\_ROM. Siga uno de estos procedimientos:

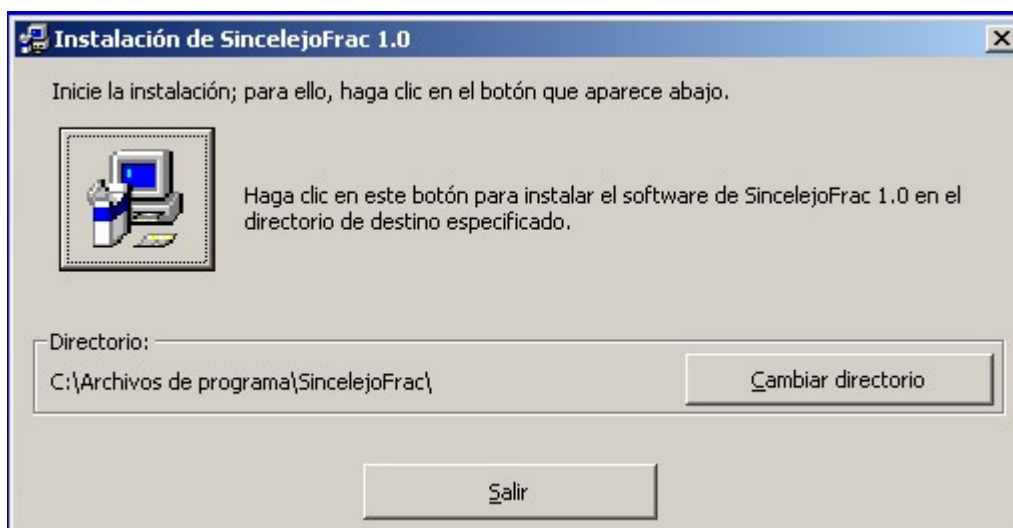
- Seleccione Inicio > Ejecutar. Haga clic en Examinar y elija el archivo Setup.exe en el CD de SincelejoFrac 1.0. Haga clic en Aceptar en el cuadro de diálogo Ejecutar.
- También puede abrir Mi PC o el Explorador de Windows y busque la unidad de lectura de CDs, y de un clic sobre ella, al tener acceso al contenido del CD instalador, haga clic en el archivo *SETUP.EXE*.
- Siga las instrucciones de la pantalla. El programa de instalación solicitará la información que necesite. Si el sistema se lo solicita, reinicie el ordenador.

A continuación se muestran las ventanas que se desplegarán en el proceso de instalación.

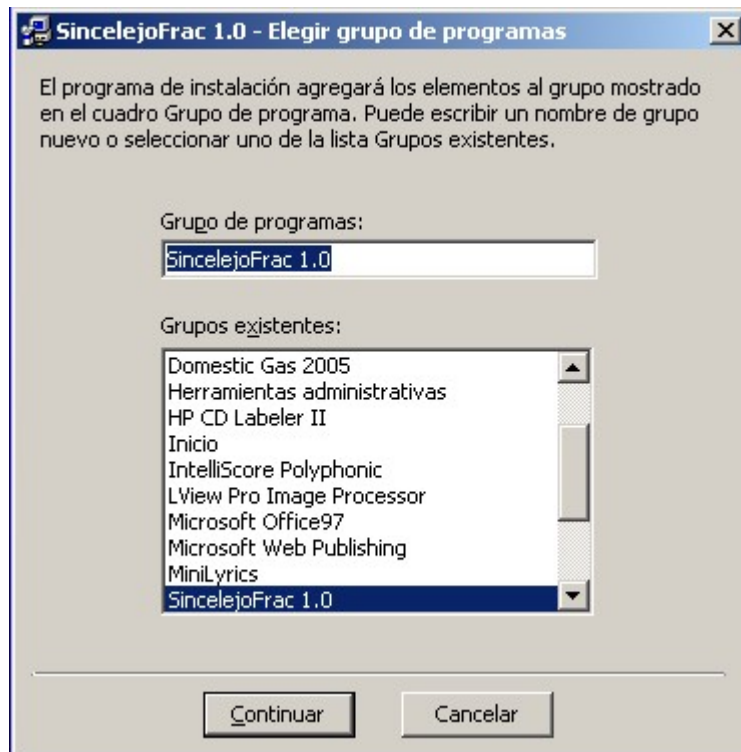
**Figura 1.** Ventana de Presentación



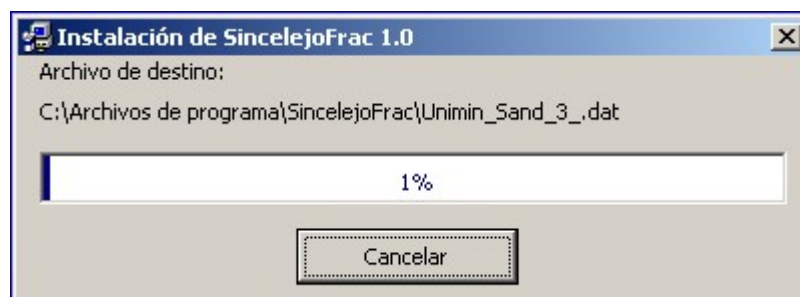
**Figura 2.** Ventana Selección Directorio de Instalación



**Figura 3.** Ventana Información Grupo de Programas



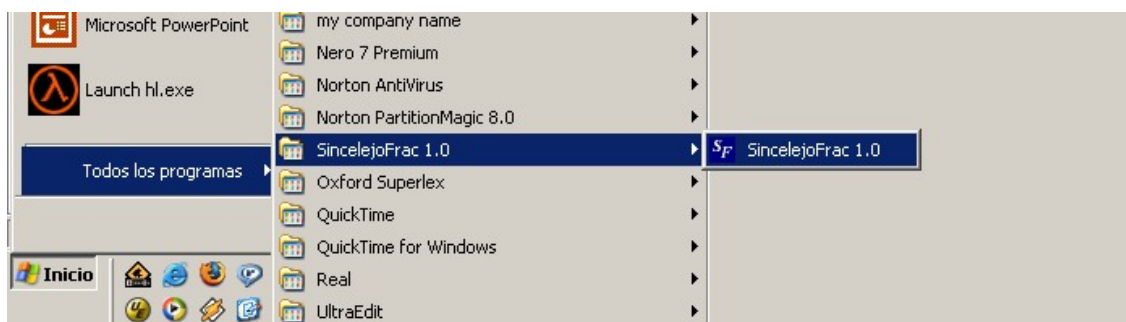
**Figura 4.** Ventana Progreso de Instalación



**Figura 5.** Ventana Confirmación Fin de la Instalación



**Figura 6.** Menú Inicio



### **3. DESCRIPCION DEL ENTORNO DE SINCELEJOFRAF 1.0**

#### **3.1. INICIALIZACION DE SINCELEJOFRAF 1.0**

Para inicializar la herramienta SincelejoFrac es necesario hacer clic en el menú Inicio->SincelejoFrac 1.0-> SincelejoFrac 1.0 e inmediatamente se desplegara la ventana de presentación del programa. Ver Figura 7.

**Figura 7.** Ventana de Bienvenida a la Aplicación



Inmediatamente la ventana de bienvenida haya sido mostrada se despliega la ventana principal de la herramienta donde se encuentran los diferentes accesos directos o iconos que le permitirán al usuario interactuar con cada una de las funciones de SincelajoFrac 1.0. Ver Figura 8

**Figura 8.** Ventana principal de SincelejoFrac 1.0



### 3.2 MENU PRINCIPAL










La barra de herramientas mostrada en la figura 9 muestra los botones utilizados para la creación, apertura y guardado de los proyectos manejados en SincelejoFrac 1.0.

**Figura 9.** Menú Principal



A continuación se describe cada uno de los botones mencionados anteriormente para mayor entendimiento del usuario.

**Tabla 1.** Descripción de iconos.

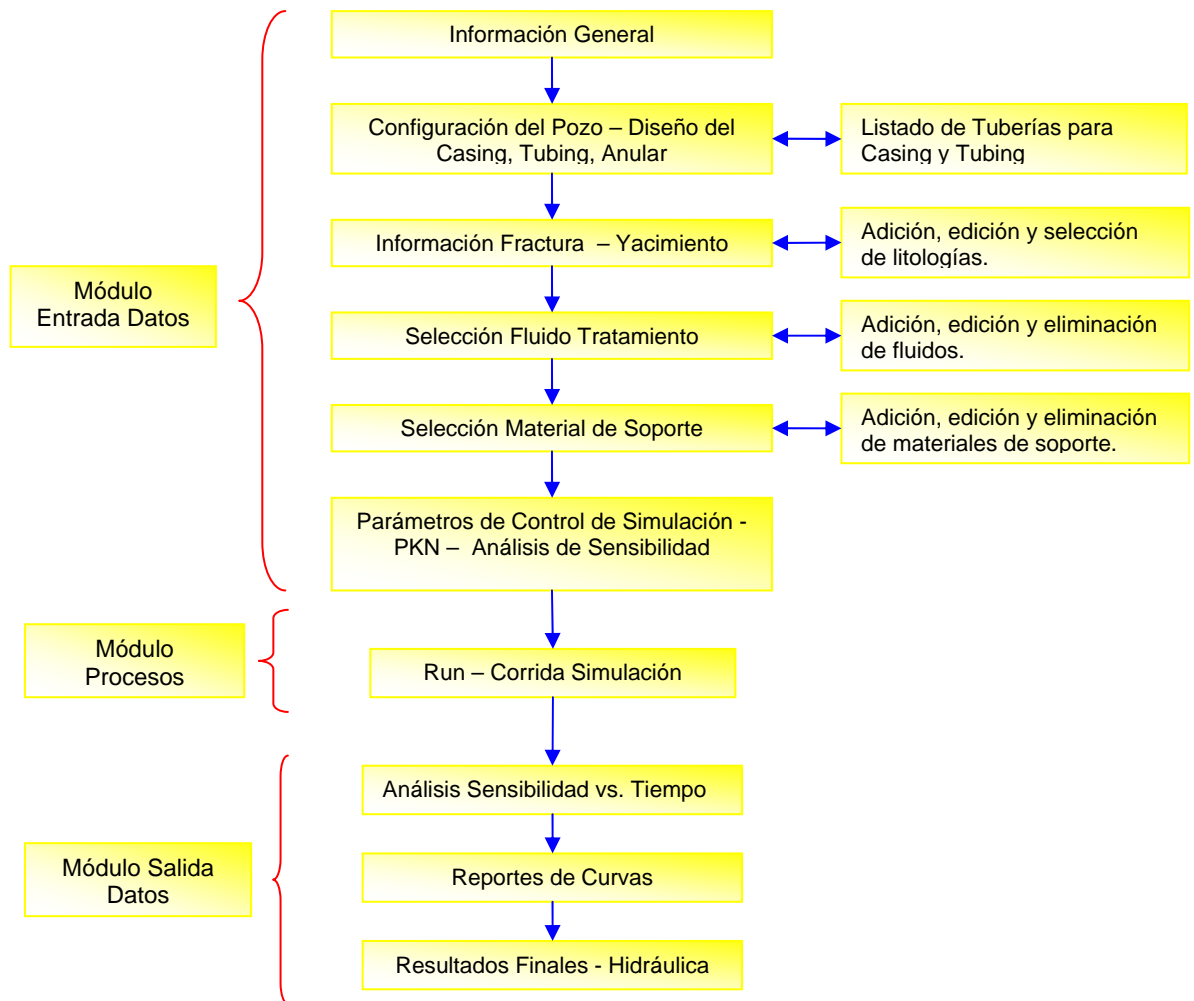
Icono	Descripción
	Este botón permite al usuario crear un nuevo proyecto de diseño. <i>(Nuevo Proyecto)</i>
	Este botón permite al usuario abrir un proyecto que anteriormente había guardado. <i>(Abrir Proyecto)</i>
	Este botón permite al usuario guardar el nuevo proyecto y cambios que usted haya realizado en el transcurso del diseño. <i>(Guardar Proyecto)</i>
	Este botón permite cerrar el proyecto, para poder introducir nuevos datos. <i>(Cerrar Proyecto)</i>
	Este botón permite al usuario imprimir un reporte de los datos del diseño que usted crea conveniente. <i>(Impresión)</i>
	Este botón permite que la herramienta realice sus cálculos internos, es decir, hace que la herramienta muestre los datos de salida. <i>(Run)</i>
	Este es un botón de ayuda que permite consultar el manual del usuario para descifrar algunas dudas. <i>(Ayuda)</i>
	Este botón accede a observar la información referente a los creadores de esta herramienta. <i>(About)</i>
	Este botón permite al usuario salir completamente del proyecto y no pregunta si usted quiere guardar cambios. <i>(Salir)</i>

### 3.3 AREAS DE TRABAJO EN SINCELEJOFAC 1.0

La herramienta SincelajoFrac 1.0 se encuentra dividida en tres áreas de trabajo las cuales son: barra de herramientas del menú principal, la barra de módulos de la aplicación y el área de visualización de la información, además es importante tener en

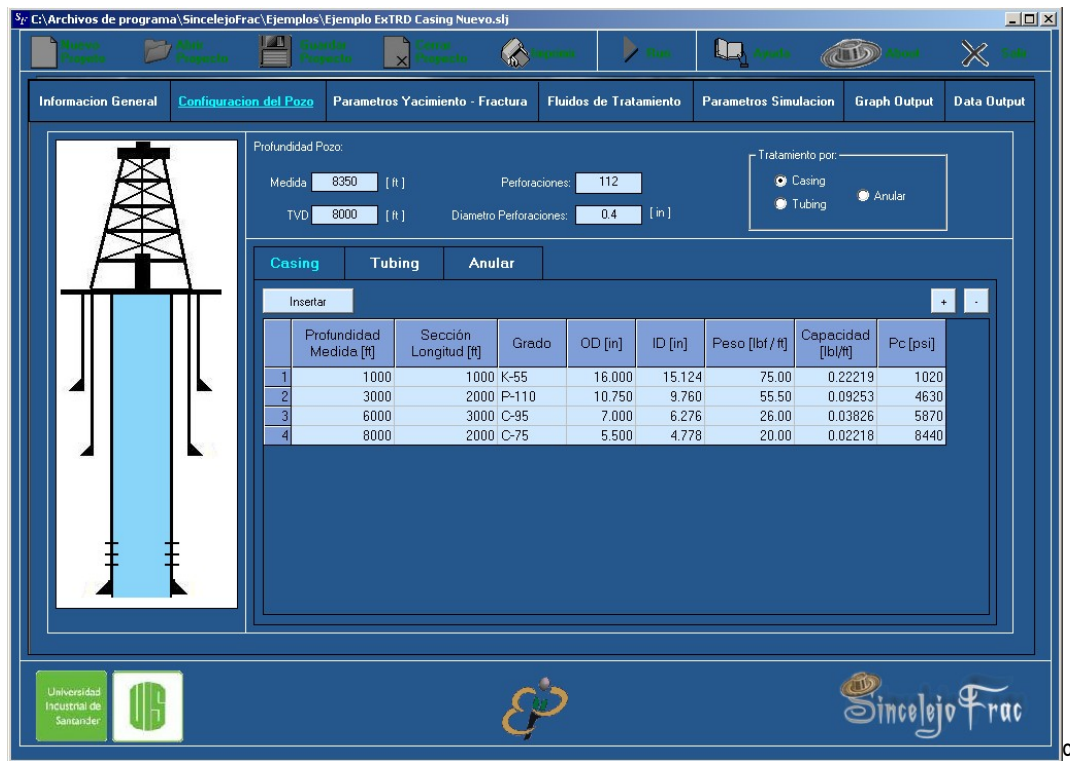
cuenta que es obligatorio cargar los datos de una manera lógica y ordenada, es decir, la herramienta no le permite acceder al siguiente módulo si la información en el modulo actual no esta completa, como se ilustra en la figura 10. En la figura 11 se observan las áreas de trabajo implementadas en SincelajoFrac 1.0.

**Figura 10.** Modelo del flujo de información en SincelajoFrac 1.0



**Fuente:** Los Autores

**Figura 11** Áreas de trabajo en SincelejoFrac



Para un mejor entendimiento del usuario a continuación se muestran las distintas áreas que hacen parte de SincelejoFrac 1.0 por separadas:

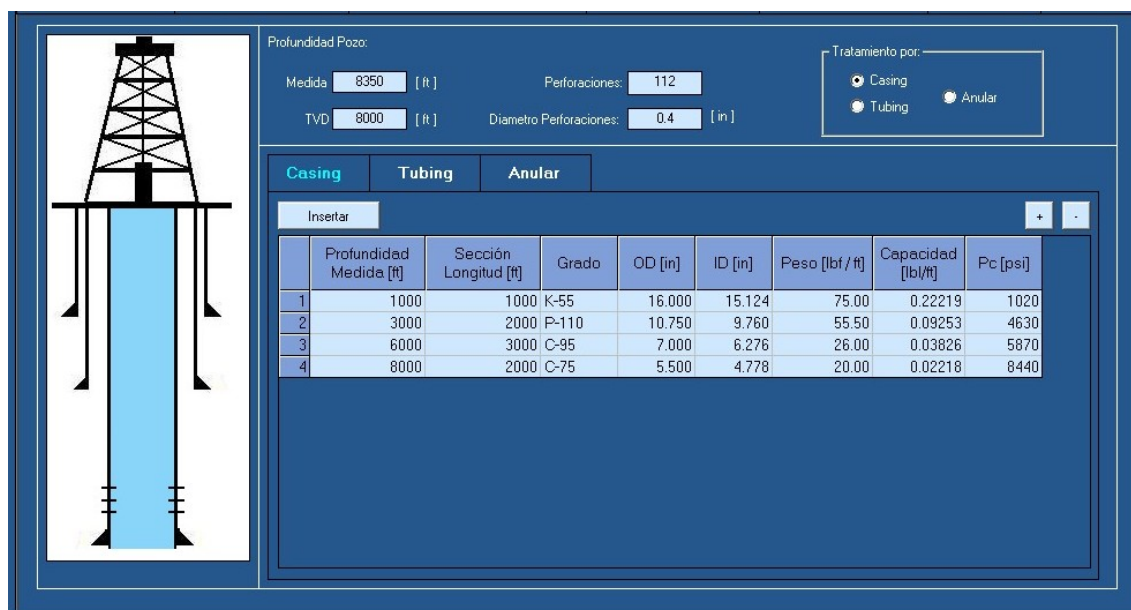
**Figura 12.** Barra de Herramientas del Menú Principal



**Figura 13.** Barra de Módulos de la Aplicación



**Figura 14.** Área de Visualización de la Información



### 3.4 DESCRIPCIÓN DE LOS MÓDULOS PARA LA ENTRADA Y SALIDA DE DATOS EN SINCELEJOFAC 1.0

El acceso a cada uno de los módulos se realiza a través de la barra de módulos de la aplicación que se encuentra debajo de la barra de herramientas. En estos módulos se pueden encontrar los distintos parámetros involucrados en el diseño de una fractura hidráulica. Es importante saber que hay que llenar toda la información solicitada, debido a que no se podrá tener acceso al siguiente módulo si esto no se cumple. Con esta secuencia en la introducción de los datos se busca que el usuario lleve un orden en el diseño de su fractura.

#### 3.4.1. Módulo Información General

En esta sección se introducen los datos generales correspondientes al entorno de la operación como lo son: nombre del campo, nombre del pozo, localización del pozo, fecha en la que se va a realizar la operación, nombre y representante de la compañía

de servicios y compañía operadora, así como algunos comentarios generales de la operación, como se puede observar en la figura 15.

**Figura 15.** Módulo de Información General

Informacion General	Configuracion del Pozo	Parametros Yacimiento - Fractura	Fluidos de Tratamiento	Parametros Simulacion
Nombre del Campo: Prueba1Casing				
Nombre del Pozo: Cupi04				
Localizacion del Pozo: Llanos				
Fecha: 12/25/02				
Nombre de la Compañia Operadora: Halliburton				
Representante de la Compañia Operadora: Jairo Dorado				
Nombre de la Compañia de Servicio: Weatherford				
Representante de la Compañia de Servicio: Fabian Olivares				
Comentarios: Esta es una prueba para el Casing.				

### 3.4.2. Módulo Configuración del Pozo

En este módulo se realiza la configuración del pozo al cual se le va a hacer el tratamiento. A través de este módulo se puede establecer la manera de cómo se desea ejecutar el tratamiento tanto para el *casing*, *el tubing* y el anular. Otros datos son requeridos por la aplicación: la profundidad total medida del pozo (*Medida*), el *TVD*, el número de perforaciones y el diámetro de cada una de ellas. Estos datos se pueden observar en la figura 16.

**Figura 16.** Configuración del Pozo

Profundidad Pozo:

Medida  [ ft ]      Perforaciones:

TVD  [ ft ]      Diametro Perforaciones:  [ in ]

Tratamiento por:

Casing     Tubing     Anular

**Casing**    **Tubing**    **Anular**

Insertar + -

	Profundidad Medida [ft]	Sección Longitud [ft]	Grado	OD [in]	ID [in]	Peso [lb/ft]	Capacidad [lb/ft]	Pc [psi]
1	1000	1000	K-55	16.000	15.124	75.00	0.22219	1020
2	3000	2000	P-110	10.750	9.760	55.50	0.09253	4630
3	6000	3000	C-95	7.000	6.276	26.00	0.03826	5870
4	8000	2000	C-75	5.500	4.778	20.00	0.02218	8440

En esta área se permite configurar el pozo dependiendo de las especificaciones de cada sección; el usuario puede configurar el *casing* y el *tubing*, y la herramienta calcula automáticamente los datos necesarios para la configuración del anular.

La herramienta dispone de un botón (insertar) que permite consultar un listado de diferentes especificaciones de tuberías tanto para el *casing* como para el *tubing* como se muestra en la figura 17. Además consta de dos botones (+) y (-) que permiten agregar o eliminar un tramo de la tubería en la lista dependiendo de las consideraciones de su diseño.

Figura 17. Listado de tubería para el Casing

OD (in)	Grado	Peso (lbf / ft)	ID (in)	PC (psi)
4.500	F-25	9.50	4.090	1920
4.500	H-40	9.50	4.090	2770
4.500	J-55	9.50	4.090	3310
4.500	J-55	10.50	4.052	4010
4.500	K-55	11.60	4.000	4960
4.500	L-55	9.50	4.090	3310
4.500	L-55	10.50	4.052	4010
4.500	L-55	11.60	4.000	4960
4.500	C-75	11.60	4.000	6130
4.500	C-75	13.50	3.920	8170
4.500	N-80	11.60	4.000	7010
4.500	N-80	13.50	3.920	9650
4.500	C-95	11.60	4.000	7010
4.500	C-95	13.50	3.920	9650
4.500	P-110	11.60	4.000	7560
4.500	P-110	13.50	3.920	10670
4.500	P-110	15.10	3.826	14320
5.000	F-25	11.50	4.560	1820
5.000	J-55	11.50	4.560	3060
5.000	J-55	13.00	4.494	4140
5.000	K-55	11.50	4.560	3060

Una vez configurado el pozo se procede a establecer por donde se desea hacer el tratamiento, ya sea por *tubing*, *casing* o el anular. Esta área se muestra en la figura 18.

Figura 18. Forma del tratamiento

Tratamiento por:

Casing

Tubing

Anular

### 3.4.3. Módulo Parámetros de Yacimiento-Fractura

En esta área se muestran los distintos parámetros de fractura y yacimiento que serán empleados en la simulación a realizar por SinceljoFrac 1.0. En los parámetros de fractura podemos ver datos como el espesor bruto productor, espesor neto productor altura de la fractura, espesor al centro productor, profundidad del tope y fondo productor. En los parámetros del yacimiento se muestran valores de permeabilidad, porosidad, compresibilidad, presión, temperatura de la formación, Así como la viscosidad del fluido del yacimiento. Ver figura 19.

Figura 19. Módulo Parámetros Yacimiento – Fractura

Informacion General	Configuracion del Pozo	Parámetros Yacimiento - Fractura	Fluidos de Tratamiento	Parámetros Simulacion
<b>Parámetros de Fractura:</b>				
Espesor Bruto Productor: <input type="text" value="45"/> [ ft ]		Profundidad al Centro del Espesor Neto Productor: <input type="text" value="7952.5"/> [ ft ]		
Espesor Neto Productor: <input type="text" value="45"/> [ ft ]		Profundidad Tope Productor: <input type="text" value="7930"/> [ ft ]		
Altura de la Fractura: <input type="text" value="120"/> [ ft ]		Profundidad Fondo Productor: <input type="text" value="8000"/> [ ft ]		
<b>Parámetros de Yacimiento:</b>				
Permeabilidad Formacion: <input type="text" value="50"/> [ md ]		Viscosidad Fluidos de Formacion: <input type="text" value="10.6"/> [ cp ]		
Porosidad Formacion: <input type="text" value="0.186"/> [ Fraccion ]		Radio Drenaje: <input type="text" value="2100"/> [ ft ]		
Compresibilidad Formacion: <input type="text" value="0.0000223"/> [ psi <sup>-1</sup> ]		Radio Pozo: <input type="text" value="0.30"/> [ ft ]		
Presion Yacimiento: <input type="text" value="4240"/> [ psi ]		Skin Inicial: <input type="text" value="0"/> [ ft ]		
Temperatura Yacimiento: <input type="text" value="200"/> [ °F ]		Litologia: <input type="text" value="Ejemplo1"/> <input type="button" value="Editar"/>		

Asimismo la herramienta SinceljoFrac permite al usuario consultar una variedad de litologías como dolomitas, shale, granito, areniscas entre otras. El botón editar le permite actualizar su listado al momento de usted introducir una nueva litología, así como eliminar la que usted desee. Esto se puede observar en la figura 20.

**Figura 20.** Ventana de Inclusión, Edición y Actualización de Litologías

Nombre de la Roca	Tipo de Roca	Region	Pais	Gradiente de Presion de Cierre	Modulo de Young	Modulo de Poisson	Produndidad Aproximada (ft)
Almond	Sandstone	Wyoming	USA	0.861	5.00E+06	0.2	3000
Anhydrite	Anhydrite	Generico	Generico	0.65	7.00E+06	0.25	
Anthr Coal	Carbón	Generico	Generico	0.82	1.00E+06	0.35	
Caliza	Caliza	Generico	Generico	0.68	1.00E+06	0.3	
Carbón	Carbón	Generico	Generico	0.72	3.00E+05	0.45	
Desert Creek	Dolomite	San Juan Basin	USA	0.691	3.00E+06	0.25	8000
Dolomite	Dolomite	Generico	Generico	0.72	3.00E+06	0.25	
Granite	Granite	Generico	Generico	0.62	1.00E+07	0.2	
Limestone	Limestone	Generico	Generico	0.68	3.00E+06	0.3	
Rotliegendes	Sandstone	North Sea	Netherlands	0.712	3.00E+06	0.245	12500
Sandstone	Sandstone	Generico	Generico	0.62	5.00E+06	0.2	
Shale	Shale	Generico	Generico	0.75	6.00E+06	0.25	
Unconsolidated	Sandstone	Generico	Generico	0.83	1.25E+05	0.31	
Ejemplo1	Calicita	Elkin	Colombia	0.88	2000000	0.335	8000

### 3.4.4. Módulo Fluidos de Tratamiento

Esta parte consta de dos secciones: fluidos de tratamiento y material de soporte (*Proppant*). A continuación se describe cada módulo.

#### 3.4.4.1 Módulo de fluidos fracturantes

En la sección de fluidos fracturantes la herramienta permite primero seleccionar una variedad de compañías vendedoras de fluidos de fracturamiento ó en caso que usted desee puede agregar su propio fluido de trabajo. También se le solicitan al usuario algunas propiedades del fluido fracturante: índice de comportamiento ( $n$ ), el índice de consistencia ( $k'$ ), el coeficiente de *Leakoff* y *Sport Loss*, esfuerzo de corte, viscosidad aparente y densidad del fluido fracturante. La figura 21 muestra la sección de fluidos fracturantes en Sincelajofrac 1.0.

**Figura 21.** Selección del fluido fracturante.

Fluidos de Tratamiento	
Vendedor:	BJ SERVICES
<input type="button" value="Editar Fluidos"/>	
Nombre:	SPECTRA FRAC
n:	1
k:	1.2 [ lbf seg <sup>n</sup> / ft <sup>2</sup> ]
Coeficiente Leakoff:	0.004 [ ft / min <sup>0.5</sup> ]
Coeficiente Spurt Loss:	0.01 [ gal / ft <sup>2</sup> ]
Esfuerzo de Corte:	170.000 [ seg <sup>-1</sup> ]
Viscosidad Aparente:	485.300 [ cp ]
Densidad Fluido Fracturante:	8.34543 [ lb / gal ]

#### 3.4.4.2 Módulo Material de Soporte (*Proppant*)

La herramienta cuenta con un listado de distintas compañías fabricantes de material de soporte con las características de cada uno de sus productos. Algunas características del material de soporte requeridas en la aplicación son gravedad específica, diámetro máximo, porosidad y permeabilidad de empaquetamiento, densidad del *Bulk* y tamaño de la malla. Ver figura 22.

SincelejoFrac 1.0 también permite realizar un análisis de los distintos materiales de soporte, variando la concentración superficial en un rango de 1 a 5  $lb/ft^2$  para observar el comportamiento de la conductividad, permeabilidad y el ancho promedio (antes y después del embebimiento) con respecto a la presión de cierre. Ver figura 23.

Figura 22. Módulo selección de Proppant

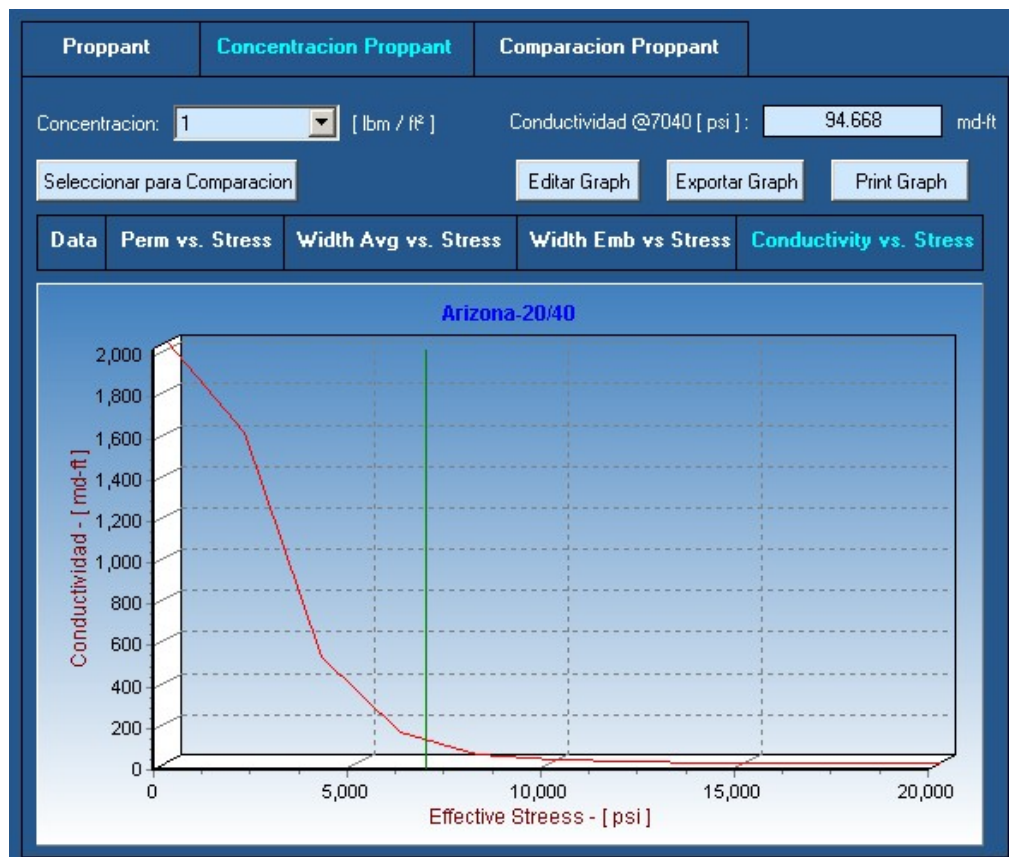
Proppant	Concentracion Proppant	
Compañía:	Arizona Silica Sand	<input type="button" value="Editar Proppant"/>
Tipo Proppant:	Sand	<input type="button" value="Seleccionar para Comparacion"/>
Nombre:	Arizona-16/30	
Gravedad Especifica:	2.65	
Diametro:	0.027 [ in ]	
Porosidad Empaquetamiento:	0.409 [ Fraccion ]	
Permeabilidad Empaquetamiento:	73857.28 [ md ]	
Max- Cantidad Proppant a Mezclar:	10 [ lbm / gal fluido ]	
Densidad del Bulk:	97.8 [ lb / ft³ ]	
Malla:	16/30	

Figura 23. Selección de la Concentración del Material de Soporte

Proppant	Concentracion Proppant	Comparacion Proppant		
Concentracion:	1 [ lbm / ft³ ]			
Seleccionar par:	<ul style="list-style-type: none"> <li>1</li> <li>2</li> <li>3</li> <li>4</li> <li>5</li> </ul>			
Data	Perm	h Avg vs. Stress	Width Emb vs Stress	Conductivity vs. Stress
Stress [psi]	Permeabilidad [D]	Width Avg [in]	Width Emb [in]	Conductivity [md-ft]
0	320.00	0.1203	0.0763	2035.8
2000	274.00	0.1139	0.07	1598
4000	100.00	0.1076	0.0636	516.6
6000	36.50	0.1012	0.0573	150.1
8000	13.32	0.0949	0.0509	43.5
10000	4.861	0.0885	0.0445	15.6
12000	1.774	0.0821	0.0382	5.4
14000	0.648	0.0758	0.0318	1.6
16000	0.236	0.0694	0.0255	0.5
18000	0.086	0.0631	0.0191	0.1
20000	0.031	0.0567	0.0127	0

A través de este módulo se pueden visualizar el comportamiento del material de soporte a cada una de las propiedades de interés para el ingeniero: conductividad, permeabilidad y ancho. Además le permite editar, exportar e imprimir las gráficas obtenidas. Ver figura 24.

**Figura 24.** Visualización del comportamiento del material de soporte con la conductividad

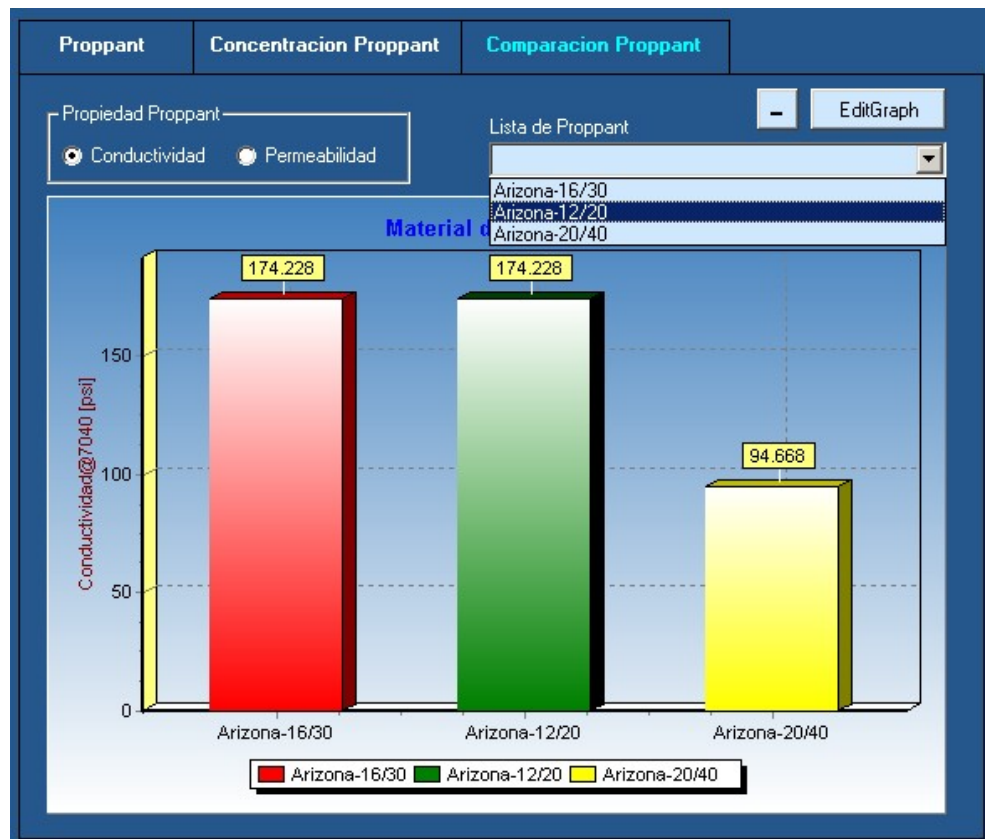


### 3.4.4.3 Módulo Comparación de Material de Soporte.

Una característica muy importante de SincelejoFrac es que permite al usuario comparar distintos materiales con respecto a la conductividad y permeabilidad. Es fácil la visualización del comportamiento de estas propiedades con la presión de cierre.

Además permite agregar o eliminar otros materiales de soporte a la lista de comparación. Ver figura 25.

**Figura 25.** Comparación de materiales de soporte



### 3.4.5 Módulo Parámetros de Simulación

En esta ventana establecemos la cantidad de material de soporte, la tasa de inyección del fluido que se desea bombear a la fractura y el número de iteraciones. De igual manera se muestran dos factores que permiten que el tratamiento sea más o menos conservativo, estos son el factor de longitud y el factor de Nolte. Asimismo permite seleccionar la manera de realizar el tratamiento ya sea un modelo PKN o un modelo PKN TSO. Ver figura 26.

También se puede hacer una sensibilidad de valores, es decir, se comparan los resultados obtenidos con un valor inicial (condición actual) y otros valores mayores y

menores que el valor inicial, para de esta manera visualizar de un mejor modo el tratamiento. Ver figura 26.

**Figura 26.** Módulo Parámetros simulación

The screenshot shows a software interface with a top navigation bar containing five tabs: 'Informacion General', 'Configuracion del Pozo', 'Parametros Yacimiento - Fractura', 'Fluidos de Tratamiento', and 'Parametros Simulacion'. The 'Parametros Simulacion' tab is active. Below the tabs is a large blue rectangular area. At the bottom of the interface, there is a control panel with several input fields and a dropdown menu. The fields include: 'Factor de Longitud:' with a value of 1.58; 'Tasa Inyeccion:' with a value of 20 [ bpm ]; 'Factor de Nolte:' with a value of 1; 'Masa Propant:' with a value of 200000 [ lbm ]; 'No. Iteraciones' with a value of 40; 'Tipo:' with radio buttons for 'PKN' (selected) and 'PKN TSO'; 'Propiedad:' with a dropdown menu; 'Val. Sens. 1' with an empty input field; 'Val. Inicial' with a value of 50; and 'Val. Sens. 2' with an empty input field.

**Figura 27.** Área de sensibilidad de parámetros

This close-up view shows the 'Propiedad:' dropdown menu set to 'Permeabilidad Formacion'. Below it, the 'Val. Inicial' field is highlighted with a red box and contains the value '50' followed by the unit '[ md ]'. The 'Val. Sens. 1' and 'Val. Sens. 2' fields are empty.

En la figura 28 se muestran los distintos valores alcanzados en la sensibilidad del tratamiento. Solo basta con dar clic en cada uno de las opciones (valor inicial,

sensibilidad1, sensibilidad 2) para visualizar los datos alcanzados por la herramienta SincelejoFrac 1.0 en cada instante de tiempo  $t$ .

**Figura 28.** Programa de tratamiento.

Informacion General		Configuracion del Pozo		Parametros Yacimiento - Fractura		Fluidos de Tratamiento		Parametros Simulacion		Graph Output	Data Output
Valor Inicial	Valor Sensibilidad 1		Valor Sensibilidad 2								
Tiempo [min]	Caudal Inyectado [bpm]	Caudal Acumulado [gal]	Proppant Adicionado [lbm/gal]	Proppant Acumulado [lbm]	Longitud de Fractura Dinamica [ft]	Ancho Promedio Dinamico [in]	Ancho Promedio Dinamico / Diametro Max. Proppant	wdry/wwet	Altura del Banco [ft]		
0	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.2506	20	210.5414	0	0	4.4015	0.2821	10.4479	0	0	0	0
0.5013	20	421.0829	0	0	7.5772	0.3231	11.9676	0	0	0	0
0.7519	20	631.6243	0	0	10.401	0.3498	12.9538	0	0	0	0
1.0026	20	842.1657	0	0	13.0058	0.3699	13.6982	0	0	0	0
1.2532	20	1052.7072	0	0	15.4541	0.3861	14.3018	0	0	0	0
1.5039	20	1263.2486	0	0	17.7929	0.4	14.8146	0	0	0	0
1.7545	16.3572	1435.4418	4.9252	848.083	20.0379	0.4121	15.2613	0.0543	0	0	0
2.0052	15.9097	1602.9245	5.6857	1800.3396	22.2046	0.4228	15.6581	0.1013	0	0	0
2.2558	15.6435	1767.6045	6.1588	2814.5788	24.3087	0.4324	16.0166	0.1415	0	0	0
2.5064	15.4495	1930.2422	6.5139	3873.9847	26.3581	0.4413	16.344	0.176	0	0	0

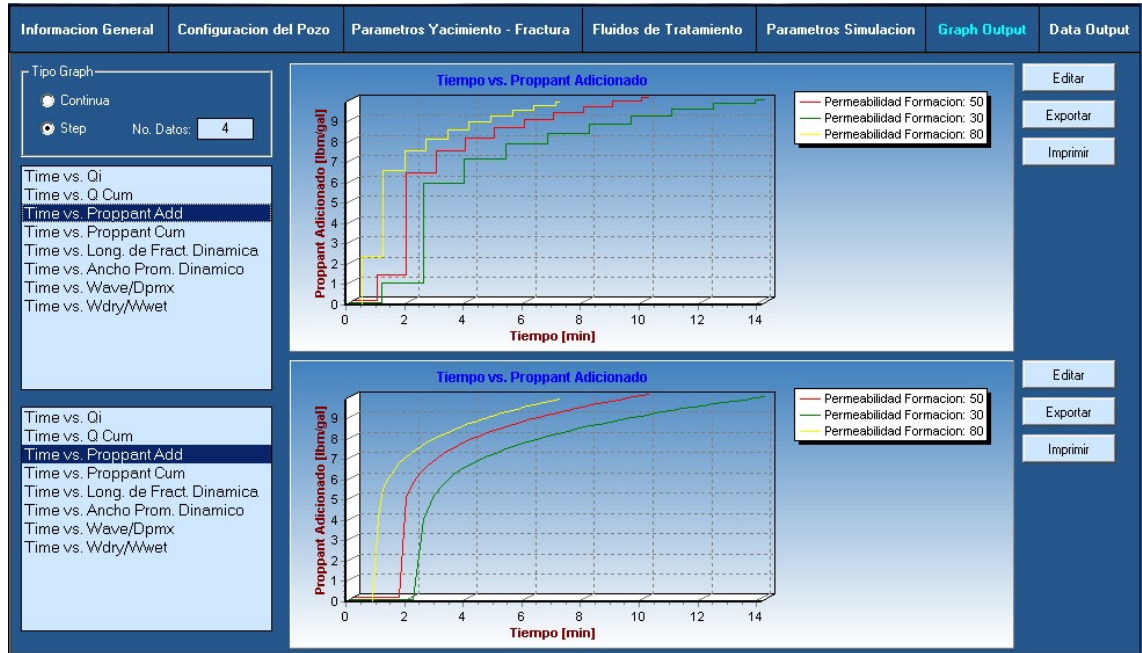
  

Factor de Longitud: <input type="text" value="1.58"/>	Tasa Inyeccion: <input type="text" value="20"/> [ bpm ]	Tipo: <input checked="" type="radio"/> PKN <input type="radio"/> PKN TSO	Propiedad: <input type="text" value="Permeabilidad Formacion"/>
Factor de Nolte: <input type="text" value="1"/>	Masa Proppant: <input type="text" value="200000"/> [ lbm ]		Val. Sens. 1 <input type="text" value="30"/>
No. Iteraciones <input type="text" value="40"/>			Val. Inicial <input type="text" value="50"/> [ md ]
			Val. Sens. 2 <input type="text" value="80"/>

### 3.4.6 Módulo Graph Output

En este módulo se pueden encontrar las distintas gráficas que se obtuvieron en el tratamiento. La herramienta permite visualizar el comportamiento del caudal inyectado, concentración de material de soporte, ancho y longitud de la fractura en función del tiempo. También proporciona la opción de un tratamiento *Step*, el cual hace referencia a la concentración de material de soporte a bombear. De otro lado la herramienta permite maximizar las gráficas, editarlas, exportarlas e imprimirlas ver figura 29.

**Figura 29. Gráficas Output**



### 3.5.7. Módulo *Data Output*

Este es posiblemente la ventana más importante de la herramienta ya que permite analizar los datos arrojados en la simulación. En la parte superior donde se localiza *Data Output* encontramos las distintas variables alcanzadas en la simulación tales como asentamiento óptimo, asentamiento actual, detalles del tratamiento y presiones y potencias requeridas en superficie. En la segunda columna se encuentran los resultados de la simulación con el valor actual del tratamiento en este caso permeabilidad de la formación 50 *md*. En la tercera y cuarta columna se observan los datos obtenidos en la sensibilidad del parámetro permeabilidad. Ver figura 30.

**Figura 30.**Módulo Data Output

Informacion General	Configuracion del Pozo	Parametros Yacimiento - Fractura	Fluidos de Tratamiento	Parametros Simulacion	Graph Output	Data Output
Output		Permeabilidad Formacion:	Permeabilidad Formacion:	Permeabilidad Formacion:		
<b>Asentamiento Optimo</b>						
	Indice de Productividad Adimensional	0.2307	0.2451	0.2188		
	Conductividad Adicional de la Fractura	1.6363	1.6363	1.6363		
	Longitud de un Ala de la Fractura [ft]	51.2963	66.2232	40.5533		
	Ancho Empaquetado [in]	2.0601	1.5958	2.6059		
	Pseudo Skin [sf]	-3.7686	-4.024	-3.5336		
	Incremento de Productividad Adimensional	1.8693	1.9864	1.7732		
<b>Asentamiento Actual</b>						
	Recomendacion	Masa de Material de Soport	Masa de Material de Soport	Masa de Material de Soport		
	Masa de Material de Soporte (2 Alas [lb])	43521.2168	59890.2031	32443.3623		
	Indice de Productividad Adimensionles	0.1756	0.1937	0.1617		
	Conductividad Adicional de la Fractura	0.1426	0.1963	0.1063		
	Longitud de un Ala de la Fractura [ft]	81.0482	104.6327	64.0742		
	Ancho Empaquetado [in]	0.2837	0.3024	0.2675		
	Pseudo Skin [sf]	-2.4083	-2.9401	-1.92		
	Incremento de Productividad Adimensional	1.4228	1.5694	1.3105		
<b>Detalles del Tratamiento</b>						
	Eficiencia del fluido [%]	75.0451	73.1783	76.6361		
	Tiempo Total de bombeo [min]	10.0258	14.1486	7.3187		
	Tiempo de bombeo del Pad [min]	1.4293	2.1913	0.9681		
	Exponente de Adicion de Proppant	0.1426	0.1549	0.1323		
	Concentracion Uniforme de Proppant [lbm/ft <sup>3</sup> ]	51.5125	51.5125	51.5125		
	Concentracion Areal del Proppant al final del cierre [lbr	2.2374	2.3849	2.1098		

Finalmente en la herramienta se encuentran algunos ejemplos guardados para que el usuario pueda observar los distintos aspectos que hay que tener en cuenta para el diseño de una fractura hidráulica.

En caso de tener alguna duda sobre este manual de usuario podrán contactar a los autores a la siguiente dirección electrónica:

[javid28@hotmail.com](mailto:javid28@hotmail.com)

[lpachu@hotmail.com](mailto:lpachu@hotmail.com)