

**DESARROLLO DE LA METODOLOGIA PARA ESTIMAR EL GRADIENTE DE  
FRACTURA DE LA FORMACION K1 DE UN CAMPO DE LA SUPERINTENDENCIA DE  
OPERACIONES APIAY**

**OSCAR MICHEL CONTRERAS PUERTO  
WILMAR ALEXANDRE RODRIGUEZ CARDENAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2008**

**DESARROLLO DE LA METODOLOGIA PARA ESTIMAR EL GRADIENTE DE  
FRACTURA DE LA FORMACION K1 DE UN CAMPO DE LA SUPERINTENDENCIA DE  
OPERACIONES APIAY**

**OSCAR MICHEL CONTRERAS PUERTO  
WILMAR ALEXANDRE RODRIGUEZ CARDENAS**

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

**Director**

**MSC. FERNANDO ENRIQUE CALVETE**

**Docente UIS**

**Codirectores**

**MSC. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO**

**Líder Proyecto Geomecánica y YNF (ICP)**

**MSC. NÉSTOR FERNANDO SAAVEDRA**

**Director ICP**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2008**

## **DEDICATORIA**

**A Dios, quien me ha colmado de sabiduría, bendiciones y luz en mi camino  
hacia el éxito.**

**A mis padres Oscar A. Contreras C. y Carmen E. Puerto O. por su apoyo  
incondicional, siempre estuvieron junto a mi cuando mas los necesitaba.**

**A mi Abuela Ubaldina Carrillo quien con sus oraciones y bendiciones me ha  
acompañado a lo largo de mi vida.**

**A mi hermano Satchel F. Contreras P. quien siempre me ha acompañado en  
este camino.**

**A todos mis familiares en general : tias, tios y primos; sé que siempre han  
creído en mi y me han acompañado con su voz de apoyo cuando mas lo he  
necesitado.**

**A mis compañeros y amigos, con los que cuento en todo momento.**

**OSCAR MICHEL CONTRERAS PUERTO**

## **AGRADECIMIENTOS**

- A Dios, por sus bendiciones, siempre has estado ahí conmigo.**
- A mis padres, estos lindos logros han sido gracias a su esfuerzo y sacrificio.**
- A la Universidad Industrial de Santander, que me formó a nivel profesional y humano.**
- Al Instituto Colombiano del Petróleo- Ecopetrol, por permitirme tener contacto con la industria y trabajar por el desarrollo de tecnologías en mi país.**
- A los ingenieros Reinel Corzo Rueda y José Humberto Cantillo del Instituto Colombiano del Petróleo por tantas enseñanzas, consejos y recomendaciones en el desarrollo de este proyecto. Siempre fueron guía en los momentos difíciles.**
- Al Ingeniero Néstor Fernando Saavedra y a la Ingeniera Zuly Calderón, directores del grupo de investigación de Estabilidad de Pozo, ellos permitieron dar mis primeros pasos en el ámbito de la Investigación.**
- A los integrantes del Grupo de Investigación de Estabilidad de Pozo, todos aportaron un granito de arena a la realización de este proyecto.**
- A mis amigos David Carrillo y Emilio Cárcamo, su soporte fue fundamental en el desarrollo de éste proyecto.**
- A mis amigos en general, con los que compartí esta hermosa etapa de mi vida, gracias.**

**OSCAR MICHEL CONTRERAS PUERTO**

## **DEDICATORIA**

**Al Señor Jesucristo por crearme y darme la lucidez mental  
para cumplir las labores que se me demanda en mi diario vivir.  
Señor eres mi Creador, Sustentador, Maestro, mejor Amigo y Unico  
Redentor.**

**A mi Madre por su gran amor, apoyo, exigencia y confianza en mi.**

**A mi Padre, pues su carácter me enseñó a ofrecer en vez de exigir.**

**A mi Familia, a los que creyeron en mi por su apoyo, y a los que en un  
momento no creyeron pues eso fue un estimulante para seguir adelante.**

**A mis amigos quienes estuvieron conmigo en mis tristezas.**

**A Herly, mi amorcito quien ha tenido y sigue teniendo la tolerancia de oírme  
y comprenderme, con eso me demuestras que me amas.**

**A la Iglesia que siempre ha orado por mi, seguro que Dios los escucha.**

**A Xime mi nena linda, yo espero mucho de ti.**

**A aquellas personas de las cuales aprendí mucho, Dios las puso para  
formarme.**

**WILMAR ALEXANDRE RODRIGUEZ CARDENAS**

## **AGRADECIMIENTOS**

**Gracias Mi Señor Jesús, no me cabe la menor duda que siempre estás conmigo, aunque yo sea imperfecto Tú me has guardado por que Tú eres Perfecto, todo esto es por Tí, gracias por salvarme y darme dones, están a tu servicio.**

**Gracias Mami por enseñarme el concepto de amar, seguro que lo aprendí, este logro es más tuyo que mio.**

**A mi Padre por su apoyo y enseñanzas.**

**Gracias a mis familiares.**

**Gracias a Herly mi novia, por su apoyo emocional y sentimental.**

**A la Universidad Industrial de Santander por la excelente formación académica.**

**A Reinel Corzo, por ser guía y timonel de este proyecto, además por su disponibilidad a todas las inquietudes.**

**A Nestor Saavedra y Jose Humberto Cantillo del ICP, por su interés y todas las enseñanzas que me brindaron.**

**WILMAR ALEXANDRE RODRIGUEZ CARDENAS**

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>PAG.</b>
<b>INTRODUCCION</b>	<b>28</b>
<b>1. GENERALIDADES DE LA OPERACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO</b>	<b>31</b>
<b>1.1 PRINCIPALES PARAMETROS CONSIDERADOS EN LA OPERACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO</b>	<b>34</b>
1.1.1 Orientación de la fractura	34
1.1.2 Fluidos de fracturamiento	37
1.1.3 Material de soporte	43
1.1.4 Conductividad de fractura	45
<b>1.2 HIDRAULICA DE LA OPERACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO</b>	<b>47</b>
1.2.1 Presión de tratamiento	48
1.2.2 Presión en fondo	49
1.2.3 Pérdidas de presión a través de las perforaciones	50
1.2.4 Pérdidas de presión por tortuosidad	50
1.2.5 Presión hidrostática	51
1.2.6 Pérdidas de presión por fricción en tubería	52
1.2.7 Potencia hidráulica	54
<b>1.3 CUANDO SE DEBE FRACTURAR</b>	<b>56</b>
<b>1.4 ASPECTOS OPERATIVOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO</b>	<b>58</b>
1.4.1 Tanques de almacenamiento	58
1.4.2 Unidades de hidratación	59
1.4.3 Manifolds de succión	59
1.4.4 Blender	59
1.4.5 Fracturadores o bombeadores	60
1.4.6 Líneas de alta presión y cabezales de pozo	60
<b>2 ASPECTOS GEOMECANICOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO</b>	<b>62</b>
<b>2.1 IMPORTANCIA DE LA GEOMECANICA EN EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO</b>	<b>62</b>

<b>2.2 GENERALIDADES DE LA MECANICA DE ROCAS</b>	<b>63</b>
2.2.1    Parámetros elásticos	64
2.2.2    Elasticidad lineal y no lineal	65
2.2.3    Definición de esfuerzo	67
2.2.4    Definición de deformación	69
2.2.5    Módulos elásticos	71
2.2.6    Propiedades mecánicas a partir de pruebas de laboratorio	76
2.2.7    Criterio de falla Mohr – Coulomb	80
<b>2.3 PARAMETROS GEOMECANICOS CONSIDERADOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO</b>	<b>83</b>
2.3.1    Esfuerzos principales	83
2.3.2    Esfuerzo Efectivo	84
2.3.3    Esfuerzos in-situ	84
2.3.4    Esfuerzos en la cara del pozo	87
2.3.5    Presión de poro	91
2.3.6    Gradiente de fractura	95
2.3.7    Resistencia a la tensión ó resistencia a la tensión inducida (To)	95
2.3.8    Tortuosidad	95
<b>3 GRADIENTE DE FRACTURA</b>	<b>97</b>
<b>3.1 DEFINICION</b>	<b>97</b>
<b>3.2 ESTADO DEL ARTE DE ALGUNOS DE LOS METODOS UTILIZADOS PARA EL CALCULO DE GRADIENTE DE FRACTURA</b>	<b>98</b>
3.2.1    Mecanismo de fracturamiento en la formación	99
3.2.2    Método de Hubbert y Willis (1957)	100
3.2.3    Método de Matthews y Kelly	103
3.2.4    Método de Eaton (1969)	105
3.2.5    Método de Anderson (1973)	105
<b>3.3 CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA EN FUNCION DE LOS ESFUERZOS IN-SITU, CRITERIO DE FALLA POR TENSION</b>	<b>106</b>
3.3.1    Modo de falla por tensión de fracturamiento hidráulico	107
3.3.2    Gradiente de fractura a partir del criterio de falla por tensión para fracturas verticales	108
<b>3.4 CALCULO DE ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO Y PRESION DE FRACTURA MEDIANTE PRUEBAS REALIZADAS EN CAMPO.</b>	<b>109</b>
3.4.1    Pruebas Formation Integrity (FIT)	109
3.4.2    Pruebas Leak-Off (LOT)	110
3.4.3    Operación de Minifrac	114

<b>4. VARIABLES QUE INFLUYEN EN EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO</b>	<b>120</b>
<b>4.1 TORTUOSIDAD</b>	<b>120</b>
<b>4.2 ANGULO DE ATAQUE</b>	<b>124</b>
4.2.1    Efecto en la producción post-fractura.	127
4.2.2    Efecto durante el bombeo	129
4.2.3    Efecto en la ISIP	130
4.2.4    Ancho de fractura en la cercanía del wellbore	133
<b>4.3 DIFERENCIA DE LA MAGNITUD DE LOS ESFUERZOS DE LA ZONA DE INTERES Y FORMACIONES ADYACENTES</b>	<b>135</b>
<b>4.4 PERDIDA DEL FLUIDO FRACTURANTE HACIA LA FORMACION</b>	<b>138</b>
4.4.1    Distribución de esfuerzos en hueco abierto sin el efecto de la penetración del fluido	140
4.4.2    Efecto de la penetración del fluido	142
<b>4.6 ISOTROPIA DE ESFUERZOS</b>	<b>148</b>
<b>5. DESCRIPCIÓN GEOLOGICA Y GEOMECÁNICA DE LOS CAMPOS PERENEICIENTES A LA SOA</b>	<b>150</b>
<b>5.1 DESCRIPCION GEOLOGICA</b>	<b>150</b>
5.1.1    Localización geográfica	150
5.1.2    Localización geológica de la cuenca	151
5.1.3    Estratigrafía	151
5.1.4    Geología estructural	157
5.1.5    Caracterización del yacimiento K1 inferior	159
<b>5.2 DETERMINACION DE LAS PROPIEDADES GEOMECANICAS</b>	<b>160</b>
5.2.1    Esfuerzo vertical	161
5.2.2    Presión de poro y Esfuerzo horizontal mínimo	163
5.2.3    Esfuerzo máximo horizontal	166
5.2.4    Orientación de esfuerzos	167
5.2.5    Propiedades mecánicas de la roca	169
<b>5.3 MODELO GEOMETRICO DE FRACTURA</b>	<b>176</b>
<b>6. DESARROLLO DE LA METODOLOGIA PARA ESTIMAR EL GRADIENTE DE FRACTURA DE LA FORMACIÓN K1 DE UN CAMPO DE LA SOA</b>	<b>182</b>

<b>6.1 DESARROLLO DE LA CORRELACIÓN PARA CALCULAR GRADIENTE DE FRACTURA A PARTIR DEL ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO UTILIZANDO LA PRUEBA LOT.</b>	<b>183</b>
<b>6.2 METODO PARA EL CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA UTILIZANDO PARÁMETROS GEOMECÁNICOS, CORRELACION PROPUESTA POR BJ SERVICES COMPANY</b>	<b>183</b>
<b>6.3 METODO DEL ESFUERZO DE PSEUDO-OVERBURDEN PARA EL CÁLCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA</b>	<b>186</b>
6.3.1 Descripción del Método del Esfuerzo de Pseudo-Overburden	186
6.3.2 Metodología para el cálculo del gradiente de fractura a partir del Método del Esfuerzo de Pseudo-Overburden.	190
<b>6.4 METODO DE LOS ESFUERZOS EFECTIVOS PARA EL CÁLCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA</b>	<b>198</b>
6.4.1 Descripción del Método de los Esfuerzos Efectivos para el cálculo de gradiente de fractura.	198
6.4.2 Metodología para el cálculo del gradiente de fractura a partir del Método de los Esfuerzos Efectivos.	201
<b>6.5 ANALISIS DE LOS GRADIENTES DE FRACTURA OBTENIDOS A PARTIR DE LOS TRES MÉTODOS DE CÁLCULO PRESENTADOS.</b>	<b>206</b>
<b>7. VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA PLANTEADA PARA LA ESTIMACIÓN DE GRADIENTE DE FRACTURA EN UN CAMPO DEL PIEDEMONTE COLOMBIANO</b>	<b>207</b>
<b>7.1 CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA A PARTIR DE PARAMETROS GEOMECÁNICOS, CORRELACION PROPUESTA POR BJ SERVICES COMPANY</b>	<b>207</b>
7.1.1 Aplicación en la formación Mirador Superior	207
7.1.2 Aplicación en la formación Mirador Inferior	208
7.1.3 Aplicación en la formación Barco	209
7.1.4 Comparación de los gradientes de fractura obtenidos a partir de la metodología y los obtenidos de pruebas Minifrac.	209
<b>7.2 CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA A PARTIR DEL METODO DE ESFUERZO DE PSEUDO-OVERBURDEN</b>	<b>210</b>
7.2.1 Comparación de los gradientes de fractura obtenidos a partir de la metodología y los obtenidos de pruebas Minifrac.	220
<b>7.3 CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA A PARTIR DEL METODO DE LOS ESFUERZOS EFECTIVOS</b>	<b>221</b>
7.3.1 Comparación de los gradientes de fractura obtenidos a partir de la metodología y los obtenidos de pruebas Minifrac.	231

<b>8. CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA PARA LA FORMACIÓN K1 DE UN CAMPO DE LA SOA A PARTIR DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA</b>	<b>233</b>
8.1 DESARROLLO DE LA CORRELACION PARA CALCULAR GRADIENTE DE FRACTURA A PARTIR DEL ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO UTILIZANDO LA PRUEBA LOT.	233
8.2 CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA A PARTIR DEL METODO QUE INVOLUCRA PARAMETROS GEOMECÁNICOS, CORRELACION PROPUESTA POR BJ COMPANY SERVICES	235
8.3 CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA A PARTIR DEL METODO DE ESFUERZO DE PSEUDO-OVERBURDEN	237
8.4 CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA A PARTIR DEL METODO DE LOS ESFUERZOS EFECTIVOS	243
8.5 ANALISIS DE LOS GRADIENTES DE FRACTURA OBTENIDOS A PARTIR DE LOS TRES MÉTODOS DE CÁLCULO DESARROLLADOS	250
<b>9. COMPARACIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA OBTENIDO A PARTIR DE LA METODOLOGIA Y EL OBTENIDO MEDIANTE INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS REALIZADAS EN CAMPO</b>	<b>253</b>
9.1 DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES LLEVADAS A CABO EN CAMPO LA FORMACION K1	253
9.2 CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA A PARTIR DE LAS OPERACIONES REALIZADAS EN CAMPO PARA EL POZO FH 4	257
9.3 CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA A PARTIR DEL CRITERIO DE FALLA POR TENSIÓN PARA EL POZO FH 40	259
9.4 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA, OBTENIDOS A PARTIR DE PRUEBAS REALIZADAS EN CAMPO Y CRITERIO DE FALLA POR TENSION PARA LA FORMACIÓN K1.	259
<b>10. REALIZACIÓN DE UN PROGRAMA DE FRACTURAMIENTO PARA LA DETERMINACION DE LA POTENCIA HIDRAULICA REQUERIDA POR EL POZO FH 4.</b>	<b>262</b>
10.1 DESARROLLO DEL PROGRAMA DE FRACTURAMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA HIDRÁULICA REQUERIDA POR EL POZO FH 4 PARA LLEVAR A CABO LA OPERACIÓN	264

<b>10.2 DETERMINACION DEL ARREGLO DE EQUIPOS EN SUPERFICIE PARA LLEVAR A CABO LA OPERACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL POZO FH 4 UTILIZANDO LOS RESULTADOS OBTENIDOS POR CADA MÉTODO DE CALCULO.</b>	<b>267</b>
10.2.1 Arreglo en superficie basado en los resultados obtenidos de la aplicación del Método de esfuerzo de Pseudo-Overburden	267
10.2.2 Arreglo en superficie basado en los resultados obtenidos de la aplicación Método de los Esfuerzos efectivos	268
10.2.3 Arreglo en superficie basado en el análisis de la prueba Step Rate Test.	269
<b>11. CONCLUSIONES</b>	<b>270</b>
<b>12. RECOMENDACIONES</b>	<b>273</b>
<b>13. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS</b>	<b>274</b>
<b>ANEXO: NOMENCLATURA</b>	<b>279</b>

## LISTA DE FIGURAS

	<b>PAG.</b>
Figura 1. Representación de la operación de fracturamiento hidráulico.	32
Figura 2. Equipo moderno de fracturamiento hidráulico.	33
Figura 3. Fractura Vertical.	35
Figura 4. Fractura Horizontal.	36
Figura 5. Fractura Inclinada	37
Figura 6. Fluidos de fracturamiento (PAD).	38
Figura 7. Fractura vertical en donde se indica alto, ancho y longitud de fractura.	46
Figura 8. Prueba Step Down Test en donde se indican las pérdidas de presión por tortuosidad (línea azul).	51
Figura 9. Relaciones esfuerzo – deformación para: a) Material elástico lineal, b) Material perfectamente elástico, c) Material elástico con histéresis, d) Material que ha sufrido deformación permanente.	66
Figura 10. Definición de esfuerzo.	68
Figura 11. Deformación longitudinal.	70
Figura 12. Deformación de cizalladura.	71
Figura 13. Aplicación para el módulo de Young y la relación de Poisson.	73
Figura 14. Métodos para calcular módulo de Young y relación de Poisson.	74
Figura 15. Método para calcular módulo de Bulk o volumétrico.	75

Figura 16. Efecto de la relación longitud/diámetro en el cálculo de la resistencia a la compresión uniaxial de la roca.	78
Figura 17. Tipos de pruebas de compresión en rocas.	79
Figura 18. Criterio de Mohr-Coulomb en el plano de los esfuerzos de corte y normal.	81
Figura 19. Criterio de Mohr-Coulomb en el plano de los esfuerzos de corte y normal.	82
Figura 20. Acción de los esfuerzos in-situ en el subsuelo.	85
Figura 21. Esquema representativo de los esfuerzos en un régimen normal.	86
Figura 22. Esquema representativo de los esfuerzos en un régimen inverso.	86
Figura 23. Esquema representativo de los esfuerzos en un régimen Rumbo-Deslizante.	87
Figura 24. Variación de los esfuerzos desde la cara del pozo.	88
Figura 25. Extensión de las Ecuaciones de Equilibrio de Esfuerzos a Coordenadas Radiales.	89
Figura 26. Efecto de la tortuosidad en el wellbore.	96
Figura 27. Representación del criterio de falla por tensión en el círculo de Mohr.	106
Figura 28. Fracturamiento Hidráulico. a) Fractura Horizontal. b) Fractura Vertical.	107
Figura 29. Comportamiento típico de una prueba FIT.	110
Figura 30. Comportamiento típico de una prueba LOT.	112
Figura 31. Diagrama típico de una prueba ELOT.	113
Figura 32. Tasa de inyección contra tiempo en una prueba Step Rate Test.	115
Figura 33. Tasa Comportamiento ideal de presión contra tiempo en una prueba Step Rate Test.	115

Figura 34. Comportamiento ideal de presión contra caudal en una prueba Step Rate Test.	116
Figura 35. Comportamiento real de presión contra caudal en una prueba Step Rate Test.	117
Figura 36. Prueba Step Rate Test real.	118
Figura 37. Prueba Minifrac pozo X1.	119
Figura 38. Prueba Minifrac pozo X2.	119
Figura 39. Esquema simple de una geometría de fractura reorientada a su plano preferencial.	120
Figura 40. Representación gráfica de la tortuosidad cerca al pozo.	121
Figura 41. Grafica donde se muestra los ángulos de desviación de pozo.	124
Figura 42. Representación de los cuatro posibles arreglos wellbore-fractura negativos.	125
Figura 43. Gráfica de incremento de producción post-fractura contra ángulo de desviación de pozo.	128
Figura 44. Curva de parejas de datos ( $\alpha, \beta$ ) que hacen que el comportamiento sea crítico en un campo del Mar del Norte.	129
Figura 45. Gráfica de ISIP vs. tiempo y ISIP esperada.	131
Figura 46. Gráfica representativa de la variación de la ISIP con respecto a la desviación del pozo.	131
Figura 47. Presión en el tope de perforación contra Tiempo.	132
Figura 48. Representación gráfica de la variación del ancho de fractura entre la parte cercana al pozo y el cuerpo principal de fractura.	133
Figura 49. Representación gráfica de los esfuerzos actuantes en la fractura.	134
Figura 50. Ilustración de una formación arenosa rodeada de arcillas y sus respectivos esfuerzos actuantes.	136

Figura 51. Crecimiento de la fractura y presión de tratamiento con respecto al tiempo.	136
Figura 52. Distribución de esfuerzos en la cercanía del pozo.	139
Figura 53. Orientación de esfuerzos.	141
Figura 54. Comparación de valores de presión de fractura para los casos de penetración de fluido y sin penetración de fluido.	145
Figura 55. Gráfica de comportamiento de la altura de la fractura con respecto al modulo de Young.	146
Figura 56. Gráfica de volumen de lechada con respecto al modulo de Young.	147
Figura 57. Variación de la presión de tratamiento y máximo ancho de fractura con respecto al modulo de Young.	148
Figura 58. Mapa de localización de los Campos de la SOA.	151
Figura 59. Mapa estructural Campo Apiay.	158
Figura 60. Mapa estructural de un campo de la SOA.	159
Figura 61. Perfil de esfuerzos vertical para pozos FH 28 (izquierda), FH 29 (centro) y FH 18 (derecha).	162
Figura 62. Resultados MDT – FH 18	164
Figura 63. Perfil de presión de poro – FH 18	164
Figura 64. Dirección esfuerzo máximo horizontal - SOA.	169
Figura 65. Registro de descripción sedimentológica Unidad K1	171
Figura 66. Ventana geomecánica – pozo FH 18	172
Figura 67. Perfil UCS pozo FH 28 calibrado con datos de laboratorio.	174
Figura 68. Perfil modulo de Young pozo FH 28 calibrado con dato de laboratorio.	175
Figura 69. Perfil relación de Poisson pozo FH 28 calibrado con datos de laboratorio.	176

Figura 70. Comportamiento fluido de inyección.	178
Figura 71. Cálculo de presión neta.	180
Figura 72. Geometría de fractura.	180
Figura 73. Metodología para el cálculo del gradiente de fractura a partir de parámetros geomecánicos, correlación propuesta por BJ Services Company.	185
Figura 74. Metodología para el cálculo del gradiente de fractura a partir del Método del Esfuerzo de Pseudo-Overburden.	190
Figura 75. Continuación. Metodología para el cálculo del gradiente de fractura a partir del Método del Esfuerzo de Pseudo-Overburden.	191
Figura 76. Subprocesos utilizados para el cálculo del gradiente de fractura utilizando el Método del Esfuerzo de Pseudo-Overburden.	192
Figura 77. Continuación. Subprocesos utilizados para el cálculo del gradiente de fractura utilizando el Método del Esfuerzo de Pseudo-Overburden.	193
Figura 78. Metodología para el cálculo del gradiente de fractura a partir del Método de los Esfuerzos Efectivos.	201
Figura 79. Continuación. Metodología para el cálculo del gradiente de fractura a partir del Método de los Esfuerzos Efectivos.	202
Figura 80. Subprocesos utilizados para el cálculo del gradiente de fractura utilizando el Método de los Esfuerzos Efectivos.	203
Figura 81. Esfuerzo de fractura contra profundidad para los pozos de calibración de la formación Mirador Superior.	214
Figura 82. Esfuerzo de fractura contra profundidad para los pozos de calibración de la formación Mirador Inferior.	214
Figura 83. Esfuerzo de fractura contra profundidad para los pozos de calibración de la formación Mirador Inferior.	215
Figura 84. Constante de relación de esfuerzos en profundidad para los pozos de calibración de la formación Mirador Superior.	226

Figura 85. Constante de relación de esfuerzos en profundidad para los pozos de calibración de la formación Mirador Inferior.	226
Figura 86. Constante de relación de esfuerzos en profundidad para los pozos de calibración de la formación Barco.	227
Figura 87. Tendencia del gradiente de esfuerzo horizontal efectivo contra gradiente de esfuerzo vertical efectivo de la formación Mirador Superior.	228
Figura 88. Tendencia del gradiente de esfuerzo horizontal efectivo contra gradiente de esfuerzo vertical efectivo de la formación Mirador Inferior.	228
Figura 89. Tendencia del gradiente de esfuerzo horizontal efectivo contra gradiente de esfuerzo vertical efectivo de la formación Barco.	229
Figura 90. LOT para el Pozo FH 30. Presión en superficie contra tiempo.	234
Figura 91. LOT para el Pozo FH 30. Presión en fondo contra tiempo.	234
Figura 92. Esfuerzo mínimo horizontal en profundidad para los pozos de calibración.	239
Figura 93. Esfuerzo mínimo horizontal contra profundidad para los pozos de calibración y pozo de predicción.	241
Figura 94. Esfuerzo mínimo horizontal contra profundidad para los pozos de calibración y pozo de predicción con línea de tendencia.	242
Figura 95. Constante de relación de esfuerzos en profundidad para los pozos de calibración.	246
Figura 96. Tendencia del gradiente de esfuerzo horizontal efectivo contra gradiente de esfuerzo vertical efectivo.	246
Figura 97. Esfuerzo mínimo horizontal contra profundidad para los pozos de calibración y pozo de predicción.	248
Figura 98. Esfuerzo mínimo horizontal contra profundidad para los pozos de calibración y pozo de predicción con línea de tendencia.	249
Figura 99. Prueba STR realizada en el pozo FH 4.	253
Figura 100. Segunda prueba SRT realizada al pozo FH 4.	254

Figura 101. Análisis Step Down Test para el pozo FH 4.	255
Figura 102. Prueba STR realizada en el pozo FH 40.	256
Figura 103. Segunda prueba SRT realizada al pozo FH 4 utilizada en el modelo geomecánico.	257
Figura 104. Programa de fracturamiento para la determinación de la potencia hidráulica requerida por el pozo FH 4.	262
Figura 105. Arreglo en superficie para el pozo FH 4 utilizando el método de Esfuerzo de Pseudo-Overburden.	268
Figura 106. Arreglo en superficie para el pozo FH 4 utilizando el método de los Esfuerzos Efectivos.	268
Figura 107. Arreglo en superficie para el pozo FH 4 utilizando el análisis de la prueba Step Rate Test.	269

## LISTA DE TABLAS

	<b>PAG.</b>
Tabla 1. Máxima presión de confinamiento soportada por algunos materiales de soporte.	44
Tabla 2. Relación entre los módulos E, G, K, $\lambda$ y $\nu$ de un sólido isotrópico.	76
Tabla 3. Columna estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales.	156
Tabla 4. Características del yacimiento K1 inferior, Campo Apiay, Suria y Libertad Reforma.	160
Tabla 5. Gradiente de esfuerzo mínimo horizontal.	166
Tabla 6. Gradiente de esfuerzo máximo horizontal.	167
Tabla 7. Propiedades mecánicas estimadas según sedimentología.	172
Tabla 8. Resultados de pruebas de laboratorio para el pozo FH 28	173
Tabla 9. Datos de entrada modelo geométrico de fractura – FH 18.	179
Tabla 10. Resultados modelo geométrico de fractura – FH 18	181
Tabla 11. Comparación de los gradientes de fractura obtenidos a partir del Método propuesto por la compañía BJ y la prueba Minifrac para los pozos FHC 7, FHC 11 y FHC 9L.	210
Tabla 12. Densidad de grano, esfuerzo vertical y densidad del fluido de la formación para los pozos de calibración y el de predicción de la formación Mirador Superior.	211

Tabla 13. Densidad de grano, esfuerzo vertical y densidad del fluido de la formación para los pozos de calibración y de predicción de la formación Mirador Inferior.	212
Tabla 14. Densidad de grano, esfuerzo vertical y densidad del fluido de la formación para los pozos de calibración y de predicción de la formación Barco.	212
Tabla 15. Esfuerzo de fractura para los pozos de calibración de la formación Mirador Superior.	213
Tabla 16. Esfuerzo de fractura para los pozos de calibración de la formación Mirador Superior.	213
Tabla 17. Esfuerzo de fractura para los pozos de calibración de la formación Barco.	213
Tabla 18. Valores utilizados para el cálculo del esfuerzo de Pseudo-Overburden del pozo FHC 7.	218
Tabla 19. Valores utilizados para el cálculo del esfuerzo de Pseudo-Overburden del pozo FHC 11.	218
Tabla 20. Valores utilizados para el cálculo del esfuerzo de Pseudo-Overburden del pozo FHC 9L.	219
Tabla 21. Comparación de los gradientes de fractura obtenidos a partir del Método de Esfuerzo de Pseudo-Overburden y la prueba Minifrac para los pozos FHC 7, FHC 11 y FHC 9L.	220
Tabla 22. Gradiente de presión de poro y gradiente de esfuerzo de esfuerzo vertical para los pozos de calibración y predicción de la Formación Mirador Superior.	221
Tabla 23. Gradiente de presión de poro y gradiente de esfuerzo de esfuerzo vertical para los pozos de calibración y predicción de la Formación Mirador Inferior.	222
Tabla 24. Gradiente de presión de poro y gradiente de esfuerzo de esfuerzo vertical para los pozos de calibración y predicción de la Formación Barco.	222

Tabla 25. Esfuerzo de fractura y gradiente de fractura para los pozos de calibración de la formación Mirador Superior.	223
Tabla 26. Esfuerzo de fractura y gradiente de fractura para los pozos de calibración de la formación Mirador Inferior.	223
Tabla 27. Esfuerzo de fractura y gradiente de fractura para los pozos de calibración de la formación Barco.	223
Tabla 28. Gradiente de fractura efectivo y gradiente de esfuerzo vertical efectivo para la formación Mirador Superior.	224
Tabla 29. Gradiente de fractura efectivo y gradiente de esfuerzo vertical efectivo para la formación Mirador Inferior.	224
Tabla 30. Gradiente de fractura efectivo y gradiente de esfuerzo vertical efectivo para la formación Barco.	224
Tabla 31. Constante de relación de esfuerzos para los pozos de calibración de la formación Mirador Superior.	225
Tabla 32. Constante de relación de esfuerzos para los pozos de calibración de la formación Mirador Inferior.	225
Tabla 33. Constante de relación de esfuerzos para los pozos de calibración de la formación Barco.	225
Tabla 34. Gradiente de presión de poro y esfuerzo vertical efectivo para el pozo FHC 7.	230
Tabla 35. Gradiente de presión de poro y esfuerzo vertical efectivo para el pozo FHC 11.	231
Tabla 36. Gradiente de presión de poro y esfuerzo vertical efectivo para el pozo FHC 9L.	231
Tabla 37. Comparación de los gradientes de fractura obtenidos a partir del Método de los Esfuerzos Efectivos y la prueba Minifrac para los pozos FHC 7, FHC 11 y FHC 9L.	232
Tabla 38. Densidad de grano, esfuerzo vertical y densidad del fluido de la formación para los pozos de calibración y el de predicción.	237

Tabla 39. Resultados de pruebas FIT realizadas en los pozos de calibración en unidades de esfuerzo y de gradiente de esfuerzo.	238
Tabla 40. Valores utilizados para el cálculo del esfuerzo de Pseudo-Overburden del pozo FH 4.	240
Tabla 41. Gradiente de presión de poro y gradiente de esfuerzo de esfuerzo vertical para los pozos de calibración y el pozo de predicción.	244
Tabla 42. Gradientes de esfuerzos efectivos horizontal y vertical.	245
Tabla 43. Constante de relación de esfuerzos para los pozos de calibración.	245
Tabla 44. Gradiente de presión de poro y esfuerzo vertical efectivo para el pozo FH 4.	247
Tabla 45. Gradientes de fractura para el pozo FH 4 obtenidos a partir de tres diferentes métodos.	250
Tabla 46. Gradientes de fractura obtenidos para la formación K1 a partir de los métodos de cálculo aplicados y la prueba Step Rate Test.	259
Tabla 47. Profundidad del tratamiento, densidad del fluido inyectado y tasa de bombeo utilizados en el programa de fracturamiento.	264
Tabla 48. Gradientes de fractura utilizados en el programa de fracturamiento.	264
Tabla 49. Pérdidas de presión por fricción en el pozo FH 4.	265
Tabla 50. Presión hidrostática para el pozo FH 4.	265
Tabla 51. Presión de tratamiento del pozo FH 4 para cada uno de los métodos de cálculo.	265
Tabla 52. Potencia hidráulica requerida por el pozo FH 4 para cada uno de los métodos de predicción.	266
Tabla 53. Potencia hidráulica corregida requerida por el pozo FH 4 para cada uno de los métodos de predicción.	266
Tabla 54. Potencia hidráulica para la selección del arreglo de equipos en superficie para cada uno de los métodos de cálculo.	267

**TITULO: DESARROLLO DE LA METODOLOGIA PARA ESTIMAR EL GRADIENTE DE FRACTURA DE LA FORMACION K1 DE UN CAMPO DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES APIAY\*.**

**AUTORES: OSCAR MICHEL CONTRERAS PUERTO\*\***

**WILMAR ALEXANDRE RODRIGUEZ CARDENAS\*\***

**PALABRAS CLAVES:** FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, GEOMECAÁNICA, GRADIENTE DE FRACTURA, ESFUERZO DE PSEUDO-OVERBURDEN, ESFUERZOS EFECTIVOS, SOA.

### **RESUMEN**

Debido a la creciente demanda de hidrocarburos en el mundo, diferentes técnicas de estimulación se han desarrollado e implementado con el fin de incrementar la producción de los campos. El fracturamiento hidráulico es una de las técnicas más efectivas para incrementar la productividad de un pozo, su objetivo consiste en fracturar la formación de interés y de ésta manera facilitar el flujo de hidrocarburos hacia la cara del pozo. Para la determinación de la presión necesaria para fracturar la formación se hace uso del gradiente de fractura; de allí la importancia de éste parámetro. En éste trabajo se inicia presentando las generalidades de la operación de fracturamiento hidráulico y aspectos geomecánicos en el fracturamiento hidráulico, seguidamente se presenta un análisis del gradiente de fractura como parámetro fundamental en la operación. Además se presentan algunas de las importantes variables que influyen en la operación de fracturamiento hidráulico. Posteriormente se presenta una metodología para el cálculo del gradiente de fractura que consiste en la aplicación de tres diferentes métodos: Método propuesto por la Compañía de Servicios BJ, Método del Esfuerzo de Pseudo-Overburden y Método de los Esfuerzos Efectivos. Esta metodología es validada en un campo del Piedemonte Colombiano y posteriormente aplicada en la formación K1 de un campo de la SOA (Superintendencia de Operaciones Apiay). Los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología en la SOA son comparados con los valores obtenidos de pruebas de campo y el criterio de falla por tensión. Finalmente se presenta un programa de fracturamiento en donde paso a paso se explica cómo calcular la potencia hidráulica requerida para llevar a cabo la operación a partir del valor de gradiente de fractura.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingeniería Físico – Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Fernando E. Calvete G.

**TITLE: DEVELOPMENT OF THE METHODOLOGY TO ESTIMATE THE FRACTURE GRADIENT OF THE K1 FORMATION OF ONE SUPERINTENDENCE OF OPERATIONS APIAY'S FIELD\***

**AUTHORS: OSCAR MICHEL CONTRERAS PUERTO\*\***

**WILMAR ALEXANDRE RODRIGUEZ CARDENAS\*\***

**KEYWORDS:** HYDRAULIC FRACTURING, GEOMECHANICS, FRACTURE GRADIENT, PSEUDO-OVERBURDEN STRESS, EFFECTIVE STRESSES, SOA.

### **ABSTRACT**

Due to increase of hydrocarbon demand in the world, different stimulation techniques have been development and applied in order to increment the production of the fields. The hydraulic fracturing is one of the most efficient techniques to increase the production of a well, its objective is to fracture the interest formation in order to facilitate the hydrocarbons flow to the wellbore. To determinate the necessary pressure to fracture the formation the fracture gradient is used, the reason whereby this parameter it is important. This Project starts presenting the general terms of the hydraulic fracturing operation and geomechanical aspects in the hydraulic fracturing, then it's presented a fracture gradient analysis as fundamental parameter in the operation. In addition it's presented some of the important variables which have influence in the hydraulic fracturing operation. Subsequently it's presented a methodology to calculate the fracture gradient which consists in the application of three different methods: Method suggested by BJ Services Company, Pseudo-Overburden Stress Method and Effective Stresses Method. This methodology is validated in a Colombian Foothill field and subsequently applied in K1 formation of a SOA's (Superintendence of Operations Apiay) field. The obtained results by application of the methodology in the SOA are compared with obtained values from field tests and tensile failure criterion. Finally it's presented a fracturing program which explains step by step how to calculate the hydraulic power required for accomplishing the operation using the fracture gradient value.

---

\* Work of degree.

\*\* Faculty of Physic-Chemical Engineerings, Petroleum Engineering School, Fernando E. Calvete G

## INTRODUCCION

Debido a la gran demanda energética mundial en los últimos años, se ha hecho necesario aumentar la producción de hidrocarburos en todo el mundo.

Diferentes estrategias se han implementado para aumentar la producción de los yacimientos, y como una de las más efectivas desarrolladas se encuentra el fracturamiento hidráulico.

El fracturamiento hidráulico se presenta como un método de estimulación que busca fracturar la formación de interés mediante un fluido inyectado a presión y de ésta manera incrementar la facilidad del flujo del hidrocarburo hacia la cara del pozo, la fractura creada será mantenida en el tiempo con la utilización de un material de soporte. Este método de estimulación es aplicado en su mayoría a aquellos pozos en donde su zona de interés se encuentra dañada (presencia de factor Skin positivo).

En la actualidad, existen casos donde más de 15000 hp han sido requeridos para realizar trabajos de fracturas hidráulicas en formaciones que parecían infracturables, lo que contrasta con los primeros trabajos donde sólo 10 a 15 hp fueron requeridos. Inicialmente los trabajos fueron llevados a cabo a tasas de 2 a 3 barriles por minuto (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 se incrementan, también los costos de tratamiento de incrementan, y pueden alcanzar valores menores a los US 10000 o por encima de 1000000 de dólares.

El fracturamiento de la formación está relacionado directamente con la mecánica de rocas y parámetros geomecánicos entre los que se encuentran: esfuerzos principales, esfuerzos efectivos, esfuerzos in-situ, esfuerzos en la cara del pozo, presión de poro, gradiente de fractura, resistencia a la tensión y tortuosidad. En donde el gradiente de fractura juega un papel fundamental por que determina la presión necesaria para fracturar la formación. Adicional a esto, hay diferentes variables que influyen en la operación de fracturamiento hidráulico entre las cuales se encuentran: ángulo de ataque, diferencia de la magnitud de los esfuerzos en la zona de interés y formaciones adyacentes, pérdida de fluido fracturante hacia la formación, módulo de Young e intercalaciones de arcilla e isotropía de esfuerzos.

Existen diversas formas de cálculo del gradiente de fractura, desde correlaciones en donde se relacionan parámetros geomecánicos hasta pruebas realizadas en campo: prueba Step Rate Test, prueba Leak Off y prueba Minifrac. En donde los valores obtenidos de las pruebas realizadas en campo ofrecen la mayor confiabilidad.

Conociendo la importancia que tiene el gradiente de fractura cuando se piensa en estimular una formación por fracturamiento hidráulico, en este trabajo se presentará una metodología para el cálculo de ésta propiedad que consiste en la aplicación de tres diferentes métodos en donde cada uno de ellos realiza diferentes consideraciones, estos son: Método propuesto por la compañía de servicios BJ, Método del Esfuerzo de Pseudo-Overburden y Método de los esfuerzos efectivos.

La metodología propuesta será validada en un campo de Piedemonte Colombiano y posteriormente será aplicada a un campo de la Superintendencia de Operaciones Apiay (SOA). La aplicación en la SOA es con el objetivo de

caracterizar esta zona en la cual recientemente se ha realizado estimulación por fracturamiento hidráulico tipo convencional en la arena K1 de la formación Guadalupe para mejorar la productividad del Yacimiento.

## 1. GENERALIDADES DE LA OPERACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

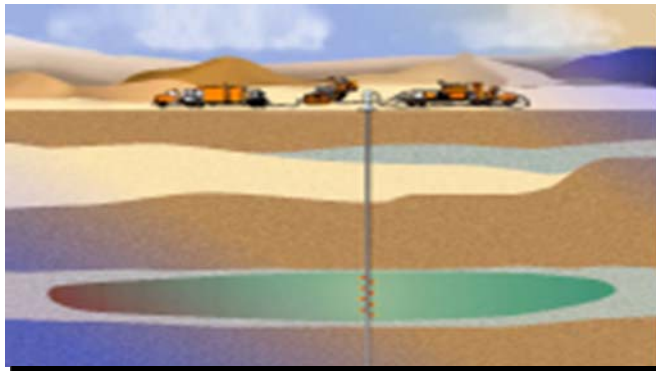
El fracturamiento hidráulico ha hecho contribuciones significativas a la industria del petróleo y gas por ser un método utilizado para incrementar las reservas y tasas de producción de un campo. Desde que esta técnica fue introducida por Stanolind<sup>1</sup> (Amoco) en 1947, alrededor de un millón de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

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.

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 operación de fracturamiento hidráulico consiste en inyectar un fluido fracturante (PAD) a presión en la formación de interés para lograr crear una fractura, seguidamente se deposita el material de soporte (PROPPANT) que cumple la función de mantener en todo momento la fractura abierta, y así de ésta manera lograr que el fluido se transporte hacia la cara de la formación con una mayor facilidad. En la figura 1 se representa el esquema general de la operación de fracturamiento hidráulico.

**Figura 1. Representación de la operación de fracturamiento hidráulico.**



**Fuente: Curso de fracturamiento hidráulico, Diego Soler, Schlumberger.**

En el desarrollo de la operación, el material de soporte y el fluido fracturante son mezclados en un equipo llamado *blender*. Durante los primeros años, la arena se adicionaba al fluido fracturante al vuelo en el interior de un tanque que contenía un mezclador tipo yet 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 éste sea más sofisticado y que reúna las capacidades 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 material de soporte requeridos en tratamientos de gran tamaño, se han construido facilidades especiales para el almacenamiento y moviendo del material 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 en procedimientos como el Step Rate Test ó en forma de rampa. Necesariamente la mezcla de fluidos de fractura y agentes de soporte se realizan mediante métodos que mantienen uniforme la viscosidad aparente de 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. En la figura 2 se ilustra un equipo moderno de fracturamiento hidráulico.

**Figura 2. Equipo moderno de fracturamiento hidráulico.**



**Fuente: BJ Services Company.**

## **1.1 PRINCIPALES PARAMETROS CONSIDERADOS EN LA OPERACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO**

### **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 era horizontal. La teoría que dio origen a éste pensamiento, consistía en que el Overburden fue levantado, ocasionando que la fractura se insertara en un plano horizontal. Clark et al.<sup>3</sup>

Hubbert y Willis<sup>4</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 crearon eran verticales; creando así mayor controversia en el tema. A pesar de esto, sólo a mediados de la década de 1960, la industria aceptó la teoría de que prácticamente todas las fracturas eran verticales y que sólo un poco de éstas eran horizontales. Antes de éste tiempo las teorías publicadas fueron avanzando en que todas las fracturas que se generaban con un gradiente alrededor de 0.8 ó 0.9 psi/ft eran verticales y para gradientes de fractura menores que éstos valores eran horizontales.

Experimentalmente se ha comprobado que la forma de la fractura cuando se le permite crecer libremente puede ser vertical, horizontal u oblicua. Con respecto a la propagación en sentido vertical de la fractura, puede ocurrir que existan niveles en la formación que presenten propiedades distintas, produciendo una contención vertical de la fractura.

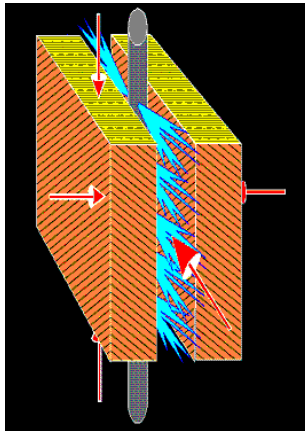
- **Fractura Vertical**

La verdadera fractura vertical es aquella donde el pozo yace en el plano de fractura.

El término “Verdadera vertical” se usa para distinguirlas de aquellas fracturas que parecen axiales alrededor del pozo pero que cambian de dirección al alejarse de él.

En un medio isotrópico, fracturas axiales son generadas solamente cuando uno de los tres esfuerzos principales (Pero no el más pequeño) es paralelo al pozo. Como se muestra en la figura 3.

**Figura 3. Fractura Vertical.**



**Fuente: BJ Services Company.**

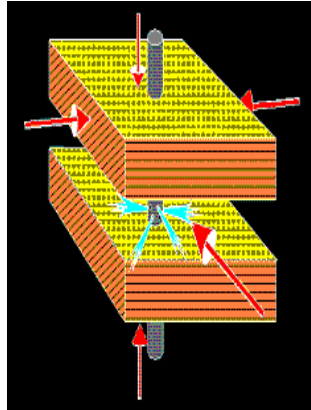
Si la fractura vertical se inicia en un hueco abierto, esta se extendería hasta la región presurizada por el fluido de tratamiento. En hueco con revestimiento es posible crear varias fracturas axiales al mismo tiempo pero separadas por una barrera; al continuar actuando la causa del fracturamiento, esas fracturas axiales se anotan en un solo plano de fractura.

- **Fractura Horizontal**

Si el menor esfuerzo principal in situ es paralelo al eje del pozo, entonces la fractura creada es horizontal (Fig. 4). La iniciación de este tipo de fractura es más complicada que la axial.

En hueco abierto, la fractura iniciada en la pared del hueco es vertical; una vez la fractura se extiende y sale de la influencia del pozo, el plano de fractura cambia y continua horizontal

**Figura 4. Fractura Horizontal.**



**Fuente: BJ Services Company.**

En el caso de fracturas a través de perforaciones la situación cambia ligeramente; la posibilidad de iniciación de fracturas axiales es menor que en un hueco abierto (debido a la influencia de las perforaciones); se pueden causar fracturas normales ya sea por reorientación de las fracturas axiales o por la iniciación de varias fracturas normales en las perforaciones; la segunda posibilidad ocurre solamente cuando la presión de tratamiento en el fondo del pozo es menor que la presión de rotura.

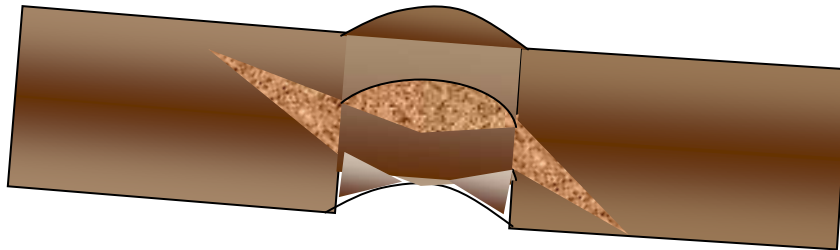
- **Fracturas Inclinas**

Son creadas cuando ninguno de los tres esfuerzos principales in situ es paralelo al eje del hueco; aunque la fractura sea perpendicular al menor esfuerzo principal, respecto al pozo, la fractura aparecería inclinada (Fig. 5).

Con frecuencia tales fracturas aparecen respecto al pozo como verticales lo cual hace difícil distinguirlas de las verdaderas fracturas verticales.

En hueco abierto la fractura se inicia y se reorienta perpendicular al menor esfuerzo principal. En huecos revestidos, la probabilidad de iniciación y extensión de la fractura inclinada es mayor que en huecos abiertos. En ambos casos es posible crear varias fracturas paralelas inclinadas.

**Figura 5. Fractura Inclinada**



**Fuente: Dorado J., Mercado F., 2006.**

Una manera de eliminar la posibilidad de fracturas múltiples es la reducción de fuentes a través de las cuales la fractura se inicia; en hueco abierto implicaría reducir la longitud de la región presurizada; en huecos con perforaciones se lograra por la reducción de la longitud del hueco presurizado o perforado solamente en una pequeña longitud.

### **1.1.2 Fluidos de fracturamiento <sup>5, 6</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 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 la figura 6 se presentan dos diferentes tipos de fluidos de fracturamiento:

**Figura 6. Fluidos de fracturamiento (PAD).**



**Fuente: Schulmberger**

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.

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.

- **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.

- **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, sobre todo 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.

- **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 sí. 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.

- 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.

- 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.

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.

### **1.1.3 Material 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.

- **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.

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.

En la tabla que se presenta a continuación, se establece la máxima presión de confinamiento soportada por algunos agentes de soporte:

**Tabla 1. Máxima presión de confinamiento soportada por algunos materiales de soporte.**

Material de Soporte	Presión de confinamiento (psi)
Arena	Hasta 5000
Arena recubierta de resina	Hasta 8000
Bauxita	Hasta 17000
Cerámicos	Hasta 19000

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

#### 1.1.4 Conductividad de fractura <sup>7</sup>

La conductividad de la fractura o la capacidad de flujo de la fractura, se puede definir como la habilidad de la fractura de permitir el paso de los fluidos provenientes de la formación, desde la cara de la fractura hasta el pozo.

La conductividad de la fractura depende de dos factores, el ancho de la misma y de la permeabilidad que el agente sustentador le imprima a la fractura. El ancho de la fractura a su vez depende del tamaño del agente sustentador, de la presión de confinamiento, de la dureza de la formación y de la resistencia a la ruptura del sustentador. La permeabilidad de la fractura se ve afectada por la porosidad de la fractura, es decir, por la relación de volumen vacío a volumen total, que a su vez depende de la concentración, angulosidad y distribución del sustentador dentro de la fractura.

Según la experiencia alcanzada en fracturamiento hidráulico, se tiene que en la mayoría de estos trabajos las fracturas resultantes son fracturas verticales de tipo indeformable, que penetra la formación una longitud  $L_f$ ; y que además, tiene un ancho  $W$ , una porosidad  $\phi_f$  y una permeabilidad  $K_f$  dadas por el agente sustentador, un espesor  $h$ , y una compresibilidad total de la fractura  $C_{ft}$ . Este tipo de fractura se presenta en la figura 7.

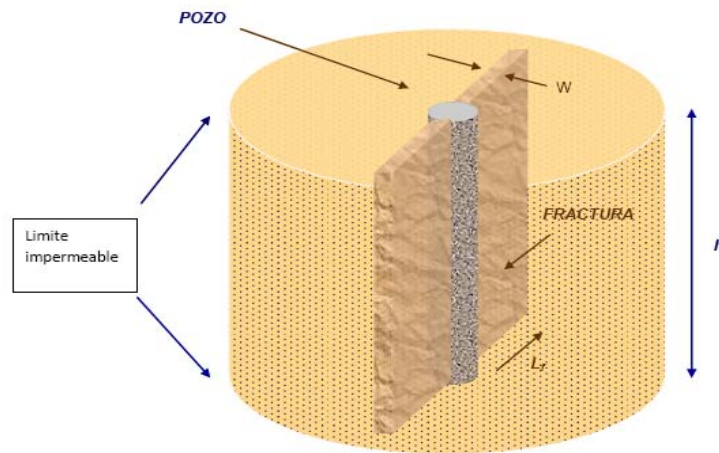
$$\text{Conductividad de la fractura} = C = W * K_f \quad (1)$$

Donde

$W$ : Ancho de la fractura (pies)

$K_f$ : Permeabilidad de la fractura en (md)

**Figura 7. Fractura vertical en donde se indica alto, ancho y longitud de fractura.**



**Fuente: Rojas, A., 2000<sup>7</sup>.**

- **Conductividad Adimensional de la Fractura**

Se define la conductividad adimensional de la fractura  $C_r$ , como la relación existente entre la capacidad de flujo de la fractura o conductividad de la fractura y la permeabilidad de la formación.

$$C_r = \frac{wk_f}{\pi kL_f} \quad (2)$$

Sus valores oscilan en rangos de 0.1 a 500. Se debe notar que obtener valores altos de conductividad puede significar que se tienen capacidades de flujo de fractura altas, pero puede ser que se tenga una baja permeabilidad en la formación fracturada o una longitud de fractura reducida.

- **Conductividad Infinita**

Se han estudiado las dos condiciones límites en el plano de la fractura. La primera corresponde a la solución de conductividad infinita donde se asume que a través del plano de la fractura la caída de presión es mínima, o no existe para cualquier instante de tiempo.

- **Conductividad Finita**

La segunda solución llamada solución de flujo uniforme, asume que el fluido que entra a la fractura lo hace a una tasa de flujo uniforme por unida de área en la cara de la fractura, pueden tener la apariencia de una conductividad alta pero no infinita, lo cual indica que la presión varía a lo largo del eje de la fractura.

Ambas soluciones se basaron en la suposición de que la fractura corta transversalmente la sección de interés por completo y que se extiende a ambos lados del pozo.

Cuando se han aplicado estas soluciones a datos de campo, se ha encontrado que la solución de flujo uniforme se ajusta mejor al comportamiento de presión en pozos interceptados por fracturas naturales, que a pozos interceptados por fracturas hidráulicas.

La solución de conductividad infinita se ajusta excelentemente a datos de presión provenientes de pozos hidráulicamente fracturados.

## **1.2 HIDRAULICA DE LA OPERACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

El objetivo del cálculo de la hidráulica del fracturamiento<sup>8</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.

### 1.2.1 Presión de tratamiento

La presión de tratamiento corresponde a la presión necesaria aplicar en superficie para lograr fracturar la formación. Matemáticamente se expresa como:

$$P_s = P_{fondo} + P_{ft} - P_h \quad (3)$$

En donde:

$P_s$ : Presión de tratamiento (psi)

$P_{fondo}$ : Presión en fondo (necesaria aplicar en el fondo del pozo para fracturar la formación) (psi)

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

$P_h$ : Presión hidrostática (psi)

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

### 1.2.2 Presión en fondo

La presión de fondo corresponde al valor de presión necesario aplicar en el fondo del pozo para fracturar la formación, se expresa como:

$$P_{fondo} = P_{breakdown} + P_{tortuosidad} + P_{perf} \quad (4)$$

En donde,

$P_{breakdown}$ : presión para fracturar la formación obtenida a partir del gradiente de fractura (psi)

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

$P_{perf}$ : pérdidas de presión a través de las perforaciones (psi)

La presión de breakdown, es la presión para fracturar la formación que se obtiene a partir del gradiente de fractura como se muestra a continuación:

$$P_{breakdown} = g_f * D \quad (5)$$

En donde,

$g_f$ : gradiente de fractura (psi/pie)

$D$ : profundidad de la zona de interés (pies)

De esta manera, la presión de tratamiento se puede expresar como:

$$P_s = g_f * D + P_{tortuosidad} + P_{perf} + P_{ft} - P_h \quad (6)$$

### 1.2.3 Pérdidas de presión a través de las perforaciones

Las pérdidas 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 pérdidas de presión a través de las perforaciones y por lo tanto en la literatura se considera a veces despreciables<sup>9</sup>. Es posible cuantificarlas a partir de la prueba Step Down Test ó de manera analítica como se presenta a continuación:

$$P_{perf} = \left( \frac{\rho_m}{8090} \right) \left( \frac{Q}{A_t} \right)^2 \quad (7)$$

$$A_t = \frac{\pi * d_{perf} * N_{perf}}{4} \quad (8)$$

En donde,

$P_{perf}$ : Pérdidas de presión a través de las perforaciones (psi)

Q: Caudal total (gal/min)

$\rho_m$ : Densidad de la mezcla (lb/gal)

$A_t$ : Drea total de las perforaciones (pulg<sup>2</sup>)

$d_{perf}$ : Diámetro de las perforaciones (pulg)

$N_{perf}$ : Número de perforaciones (adimensional)

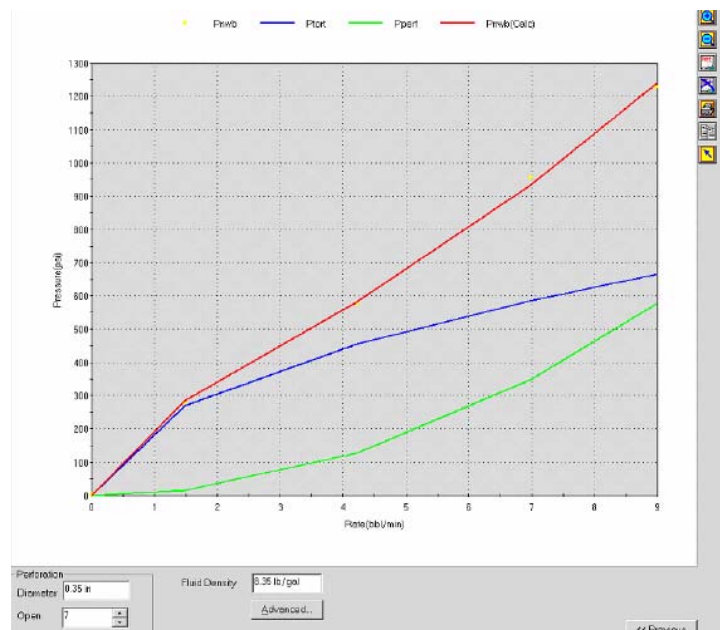
### 1.2.4 Pérdidas de presión por tortuosidad <sup>10</sup>

Las pérdidas de presión por tortuosidad ocurren cuando las perforaciones a través de la cuales sale el fluido, no se encuentra orientado en dirección del plano preferencial de formación de la fractura (dirección del esfuerzo máximo). Por esta razón el fluido que sale del pozo describe una trayectoria muy interrumpida en donde se presenta una caída de presión hasta llegar al cuerpo principal de la

fractura. La forma más utilizada en la industria para cuantificar las pérdidas de presión por tortuosidad se realizan a partir de la prueba Step Down Test.

En la figura 8 se presenta una prueba Step Down Test, en donde la línea azul representa las pérdidas de presión ocasionadas por la tortuosidad.

**Figura 8. Prueba Step Down Test en donde se indican las pérdidas de presión por tortuosidad (línea azul).**



**Fuente: ECOPEPETROL S.A.**

### 1.2.5 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. La presión hidrostática se define como:

$$P_h = 0.052 * \rho_m * D \quad (9)$$

En donde,

$\rho_m$ : Densidad de la mezcla (lb/gal)

D: Profundidad de la zona de interés (pies)

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.

### **1.2.6 Pérdidas de presión por fricción en 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>11</sup>. En la industria es comúnmente utilizada la prueba Step Down Test para cuantificar estas pérdidas. 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-3923* describe un método (Bowen-Malton) que utiliza un viscosímetro especial.

Uno de los métodos más utilizados en la industria es el método de Babcock<sup>12</sup> y se expondrá brevemente a continuación. 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>12</sup> se estiman mediante las siguientes condiciones:

- Sí la velocidad crítica es mayor que la velocidad promedio, corresponde a régimen laminar.
- Sí la velocidad crítica es menor que la velocidad promedio, corresponde a régimen turbulento.

- Circulación a través del caising o tubing

$$V_{prom} = \frac{24.5 * Q}{d_{int}^2} \quad (10)$$

$$V_{crit} = 1.969 \left[ \frac{5 * (3470 - 1370 * n) * k'}{\rho_m} \right]^{\frac{1}{2-n}} * \left[ \frac{3 * n + 1}{1.27 * d_{int} * n} \right]^{\frac{n}{2-n}} \quad (11)$$

- Para flujo laminar:

$$P_{ft} = \left( \frac{k' * L}{300 * d_{int}} \right) * \left( \frac{0.4 * V_{prom}}{d_{int}} * \frac{3 * n + 1}{n} \right)^n \quad (12)$$

- Para flujo turbulento:

$$P_{ft} = \left( \frac{(\log n + 2.5) * \rho_m * V_{prom} * L}{4645029 * d_{int}} \right) * \left( \frac{19.36 * k' * \left( \frac{0.4 * V_{prom}}{d_{int}} * \frac{3 * n + 1}{n} \right)^{\frac{1.4 - \log n}{7}}}{\rho_m * V_{prom}^2} \right) \quad (13)$$

En donde,

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

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

$V_{crit}$ : Velocidad crítica (ft/min)

L: Longitud de la tubería (ft)

Q: Caudal total (gal/min)

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

n: Índice de comportamiento del fluido (adimensional)

$k'$ : Índice de consistencia del fluido (lbf.seg/100ft<sup>2</sup>)

$\rho_m$ : Densidad de la mezcla (lb/ft<sup>3</sup>)

### 1.2.7 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. Este parámetro depende de la tasa de bombeo y la presión de tratamiento en superficie como se presenta a continuación:

$$HHP = \frac{P_s * Q}{40.8} \quad (14)$$

En donde,

HHP= Potencia hidráulica (hp)

$P_s$ : Presión de tratamiento (psi)

Q: Tasa de inyección (bbl/min)

Como factor de seguridad en la determinación de la potencia requerida en la operación es necesario realizar dos correcciones al valor obtenido con la ecuación (14) debido a la eficiencia de la bomba y bombas de respaldo.

- Eficiencia de las bombas

Las bombas son equipos que no tienen eficiencia del 100%. La eficiencia de las bombas en operaciones de fracturamiento hidráulico se considera por el orden del 75%, de ésta manera la potencia hidráulica corregida se expresa de la forma:

$$(HHP)_e = 1.25 * HHP \quad (15)$$

En donde,

$(HHP)_e$ : Potencia hidráulica considerando eficiencia de la bomba (hp)

$HHP$ : Potencia hidráulica (hp)

- Bombas de respaldo

La corrección por bombas de respaldo tiene como objetivo considerar el caso que alguna de las bombas que se encuentre operando sufra algún tipo de daño que ocasione el retiro del equipo de la operación y por ello sea necesario tener una de respaldo. La corrección se expresa a continuación:

$$(HHP)_b = 1.15 * HHP \quad (16)$$

En donde,

$(HHP)_b$ : P potencia hidráulica considerando bombas de respaldo (hp)

$HHP$ : Potencia hidráulica (hp)

Considerando las dos correcciones,

$$(HHP)_{e,b} = 1.4 * HHP \quad (17)$$

$(HHP)_{b,e}$  : potencia hidráulica considerando eficiencia de la bomba y bombas de respaldo (hp)

*HHP*: Potencia hidráulica (hp)

## 1.2 CUANDO SE DEBE FRACTURAR

El momento de fracturar es un factor muy importante para obtener el total beneficio de este tratamiento. Fracturar mientras el pozo produce lo suficiente es antieconómico. Hasta tanto el pozo no decline su producción por debajo de valores aceptables, la fractura no ayudara a recuperar la inversión. Por otra parte, cuanto más tiempo se espere para fracturar después de que un pozo ha declinado su producción, mayor será el tiempo no rentable. Fracturar en el momento que comienza el declive, generalmente resulta en una mayor producción de hidrocarburos antes de llegar a su límite económico.

En general se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

1. Pozos Marginales.
2. Zonas de Poco Espesor.
3. Distribución de los Pozos.
4. Tiempo de Retorno de la Inversión.

Bajo ciertas condiciones, el fracturamiento de pozos marginales puede llegar a ser provechoso. Las estadísticas señalan que responden a la estimulación en un 50 a un 75% de las veces. Si el pozo está produciendo cantidades considerables de agua, deben examinarse cuidadosamente los costos de la fractura. Mientras que la fractura pueda incrementar la producción de petróleo, el agua extra producida va a alargar el tiempo de recuperación económica.

Generalmente, los pozos marginales con formaciones de baja permeabilidad, responden mejor a los tratamientos de fracturas. Comúnmente se encuentra cierta presión en la formación, y aunque los niveles más permeables puedan estar agotados, las fracturas pueden incrementar la producción apreciablemente, abriendo las secciones anteriormente cerradas.

El cálculo del espesor de la zona es solamente una manera de expresar el hidrocarburo recuperable, se considera que un espesor de 5 pies es el mínimo rentable. Al considerar zonas delgadas, debe recordarse que el régimen de producción no depende del espesor de la zona únicamente, sino de la recuperación final y de los gastos de tratamiento. El fracturamiento de zonas delgadas; sin embargo, puede ser extremadamente beneficioso cuando el espesor de la formación no es uniforme, es decir, donde las secciones productoras de petróleo se ensanchan o donde no están bien definidas.

La separación entre pozos influye en la cantidad de petróleo que puede ser producido por un solo pozo. Donde los pozos están muy cerca unos de otros, el tratamiento aumenta los costos y disminuye el rendimiento de recuperación. Las fracturas pueden ser especialmente productivas en pozos viejos que fueron perforados siguiendo líneas límites o de otra forma siguiendo trazos irregulares. En tales yacimientos, el factor de drenaje no es uniforme y las fracturas pueden ayudar a producir las áreas no drenadas.

El tiempo de rendimiento económico depende de la producción del pozo al momento de fracturar y del tamaño de la fractura. Los trabajos más exitosos generalmente se pagan entre tres y seis meses; algunos en pocas semanas. Ya que el costo del tratamiento es relativamente pequeño en comparación al de

perforar pozos más profundos, o comparado con el ingreso derivado de un incremento de producción, el periodo de tiempo de rendimiento económico puede no ser la consideración primordial de la fractura. Mientras que un tratamiento masivo incrementa los costos de estimulación y el tiempo de rendimiento económico, también puede recuperarse más petróleo y obtener mayor ganancia final.

#### **1.4 ASPECTOS OPERATIVOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO** <sup>13, 14,15</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.
- Fracturadores o Bombeadores.
- Líneas de alta presión y cabezales de pozo.

##### **1.4.1 Tanques de almacenamiento**

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 bbl.

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).

#### **1.4.2 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.

#### **1.4.3 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.

#### **1.4.4 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.

#### **1.4.5 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.

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.

#### **1.4.6 Líneas de alta presión y cabezales de pozo**

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.

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.

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.

## **2 ASPECTOS GEOMECANICOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO**

La geomecánica de yacimientos es una ciencia que estudia la respuesta mecánica de los materiales geológicos ante cambios del entorno físico entre los que se encuentran los esfuerzos, las presiones y la temperatura que influyen en la exploración, desarrollo, producción y estimulación en un campo petrolero. La geomecánica nos ayuda a comprender los diversos problemas asociados con la deformación de la roca por producción de fluidos, el fenómeno de fracturamiento, lutitas problemáticas, compactación y subsidencia<sup>16</sup>. Es por esta razón que en miras a llevar a cabo una operación de fracturamiento hidráulico exitosa es necesario realizar un modelo geomecánico en donde se determine las propiedades mecánicas de la roca, esfuerzos in-situ y se analicen otros parámetros geomecánicos.

### **2.1 IMPORTANCIA DE LA GEOMECANICA EN EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO**

La operación de fracturamiento hidráulico consiste en crear una fractura en la zona de interés para de esta manera facilitar al fluido de la formación su transporte hacia la cara del pozo. El fracturamiento de la formación está relacionado directamente a la mecánica de rocas y a diferentes parámetros geomecánicos entre los cuales se encuentran:

- Esfuerzos Principales
- Esfuerzo efectivo
- Esfuerzos in-situ
- Esfuerzos en la cara del pozo
- Presión de poro

- Gradiente de fractura
- Resistencia a la tensión
- Tortuosidad

Estos parámetros establecen las condiciones necesarias para llevar a cabo el fracturamiento de la formación.

Además del fracturamiento de la formación, en la evolución de la fractura, también se encuentran involucrados parámetros geomecánicos los cuales definen la geometría de la fractura creada en la zona de interés y si es posible que la fractura se extienda más allá de los límites de dicha zona o la generación de múltiples fracturas.

Es por esto el gran interés del estudio de los aspectos geomecánicos del fracturamiento hidráulico, pues mediante ellos se asegura un muy poco margen de error en las consideraciones para realización de la operación, además de la optimización de tiempo y costos.

## **2.2 GENERALIDADES DE LA MECANICA DE ROCAS**

La geomecánica tiene como objetivo la comprensión del comportamiento esfuerzo-deformación de las rocas y el manejo de teorías para determinar su influencia en los diferentes procesos abarcados por la industria petrolera. En este capítulo se introducen los conceptos básicos de las teorías utilizadas para modelar el comportamiento mecánico de las rocas como elasticidad, plasticidad, mecánica de fracturas y poroelasticidad. Además se describen pruebas de laboratorio usadas en la industria para determinar propiedades mecánicas estáticas.

El objetivo de aplicar el conocimiento de la mecánica de rocas a los problemas ingenieriles de la estabilidad de pozos es el de predecir la respuesta de la roca a las cargas impuestas en ella, de tal forma que la roca puede tener resistencia en tensión, compresión y cizalladura. La respuesta de la roca tiene importantes implicaciones en el diseño de la perforación de un pozo petrolero así como su manejo en la etapa de producción.

Según Fjaer<sup>17</sup> los parámetros mecánicos de una formación pueden ser divididos en tres principales grupos:

- Parámetros elásticos
- Parámetros de resistencia (dependientes del nivel de esfuerzos)
- Esfuerzos in-situ: técnicamente los esfuerzos in-situ no son propiedades mecánicas de las rocas de las formaciones del subsuelo pero influyen tanto en los parámetros elásticos como en los parámetros de resistencia.

### **2.2.1 Parámetros elásticos**

Muchos materiales tienen la habilidad para resistir y recuperarse de las deformaciones producidas por fuerzas externas. Esta propiedad es llamada elasticidad y es el principio inicial bajo el cual se estudia las propiedades mecánicas de las rocas. Muchas veces la teoría elástica para materiales sólidos no es capaz de describir completamente el comportamiento de las rocas haciendo necesario incluir el concepto de poro-elasticidad.

Las deformaciones elásticas que un material puede soportar antes de que ocurra la deformación plástica y la subsecuente fractura del material son descritas en el presente capítulo.

## 2.2.2 Elasticidad lineal y no lineal

Una roca al ser sometida a un campo de esfuerzos experimenta cambios en su estructura. Esos cambios han sido estudiados cuidadosamente con el fin de conocer cuál es la reacción o comportamiento de la muestra a diferentes valores de esfuerzos viéndose reflejados en teorías como la elasticidad lineal y no lineal.

- **Teoría de la Elasticidad Lineal**

Es el tipo de respuesta más simple de un material, donde existe una relación lineal entre las fuerzas externas y las deformaciones correspondientes. Este comportamiento se da generalmente cuando los cambios en las fuerzas son pequeños. Esta teoría fue introducida por Robert Hooke, quien en 1676 estableció que la fuerza aplicada a cualquier cuerpo elástico es proporcional a la deformación, es decir:

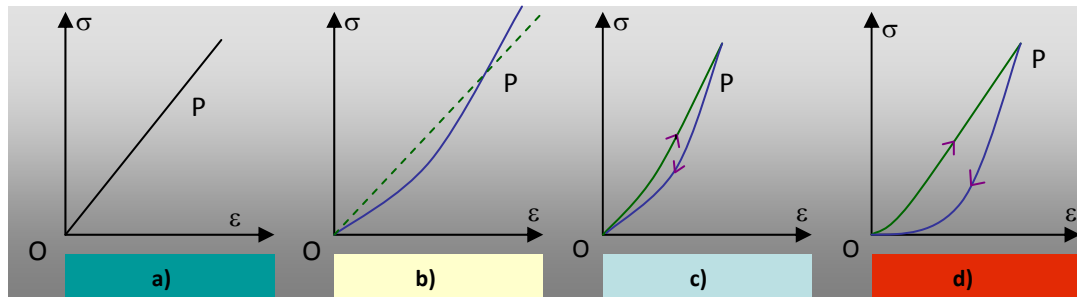
$$\sigma = E\varepsilon \quad (18)$$

Donde,  $\sigma$  es el esfuerzo aplicado,  $E$  es el módulo de Young y  $\varepsilon$  es la deformación producida.

- **Teoría de elasticidad no lineal**

Para un material elástico lineal siempre se tendrá una relación constante entre el esfuerzo aplicado y la deformación resultante, sin tener en cuenta la magnitud del esfuerzo y la deformación, por lo tanto la relación esfuerzo - deformación para cualquier material será una línea recta como se muestra en la figura 9a.

**Figura 9. Relaciones esfuerzo – deformación para: a) Material elástico lineal, b) Material perfectamente elástico, c) Material elástico con histéresis, d) Material que ha sufrido deformación permanente.**



**Fuente: Fjaer, 1996.**

Si el material no obedece a una línea recta en la relación esfuerzo – deformación su comportamiento será de una manera no lineal. Para un material elástico no lineal, la relación esfuerzo – deformación puede ser escrita como:

$$\sigma = E_1 \epsilon + E_2 \epsilon^2 + E_3 \epsilon^3 + \dots \quad (19)$$

Recordando que  $\sigma$  y  $\epsilon$  generalmente son tensores, es claro que un comportamiento elástico no lineal puede ser muy complicado analizarlo matemáticamente.

El comportamiento no lineal puede tener varias causas y al parecer en diferentes formas. Por ejemplo, la figura 9b es idéntica para el proceso de carga y descarga; por lo tanto de tal material se dice que es perfectamente elástico y como se muestra el módulo relacionado al punto  $P$  en la curva puede ser identificado por la inclinación de la línea  $OP$  (módulo secante), o por la inclinación de la tangente  $PT$  (módulo tangente). Si la definición correcta para el módulo es usada, según la ley de Hooke puede ser escrita como:

$$\sigma = E_{\text{sec}}(\varepsilon)\varepsilon \quad (20)$$

En una forma alternativa, la ecuación (20) puede ser escrita de una manera diferencial como:

$$\Delta\sigma = E_{\text{tan}}(\varepsilon)\Delta\varepsilon \quad (21)$$

Donde  $E_{\text{sec}}(\varepsilon)$  y  $E_{\text{tan}}(\varepsilon)$  dependen de la deformación  $\varepsilon$ , lo cual complica el uso de las ecuaciones (20) y (21). Por comparación entre estas ecuaciones se puede observar que la relación entre los módulos secante y tangente es:

$$E_{\text{sec}}(\varepsilon) = \frac{1}{\varepsilon} \int_0^{\varepsilon} E_{\text{tan}}(\varepsilon') d\varepsilon' \quad (22)$$

La relación esfuerzo - deformación observada en la figura 9c (material elástico) es observada comúnmente en las rocas. La ruta de carga es diferente a la ruta de descarga, este efecto es llamado histéresis; esto quiere decir que el trabajo hecho durante el proceso de carga no es completamente liberado durante la descarga, de tal forma que parte de la energía de deformación se disipa en el material. El módulo elástico relacionado con la etapa de descarga es llamado módulo de descarga. Ya en la figura 9d el material ha sufrido una deformación permanente durante el ciclo carga / descarga (Material dúctil).

### 2.2.3 Definición de esfuerzo

El esfuerzo es definido por una fuerza y una sección transversal o superficie a través del cual una fuerza está actuando. En mecánica de rocas la convención de signos establece que los esfuerzos compresivos son positivos; la razón histórica para esto es que los esfuerzos relacionados en geología son en su mayoría compresivos. En la figura 10, se puede ver que las fuerzas que se están

aplicando a lo largo del eje del material son iguales. Ahora si se calculan los esfuerzos existentes en cada sección (a), (b) y (c) se puede ver que son diferentes.

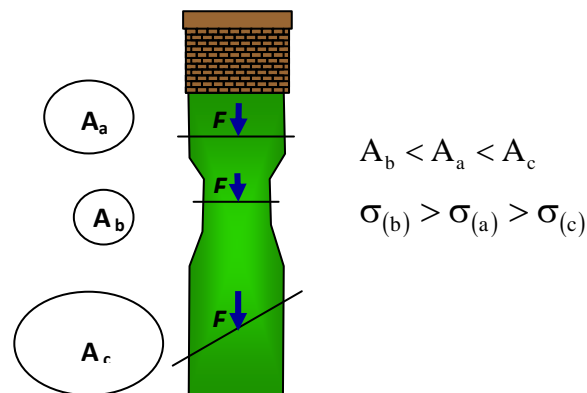
El esfuerzo en la sección o superficie (a) es:

$$\sigma_a = \frac{F}{A_a} \quad (23)$$

Ahora considerando la superficie (b) se tiene: (despreciando la fuerza del cuerpo (peso) del pilar)

$$\sigma_b = \frac{F}{A_b} \quad (24)$$

**Figura 10. Definición de esfuerzo.**



**Fuente: Fjaer., 1996.**

La fuerza actuando a través de la sección transversal  $A_b$  es igual a la fuerza actuando a través de la sección transversal  $A_a$  (despreciando el peso del pilar), donde el área  $A_b$  es más pequeña que  $A_a$ , de tal forma que el esfuerzo en (b) es más grande que el esfuerzo en (a). Resumiendo se puede concluir que el esfuerzo depende de la posición dentro del elemento cargado.

La orientación de la fuerza relativa a la sección transversal es también muy importante. Por ejemplo: si se considera la sección transversal en (c) con un área  $A_c$  donde la fuerza no es normal a dicha sección; se puede descomponer la fuerza  $F$  en una componente Normal  $F_N$  y una componente paralela  $F_P$  a la sección, definiendo:

$$\sigma_N = \frac{F_N}{A} \quad (25)$$

$$\tau_s = \frac{F_P}{A} \quad (26)$$

Donde  $\sigma_N$  es el esfuerzo normal y  $\tau_s$  es el esfuerzo de corte. Por lo tanto, hay dos tipos de esfuerzos que pueden actuar a través de una superficie donde la magnitud de cada uno depende de la orientación de la superficie. Los esfuerzos normales tienden a cambiar el volumen del material (por ejemplo la presión hidrostática) y son soportados por el módulo de bulk el cual a su vez depende del módulo de Young y la relación de Poisson; mientras que los esfuerzos de corte tienden a deformar el material pero sin cambiar su volumen y están soportados por el módulo de corte.

#### **2.2.4 Definición de deformación**

Es la compresión o extensión de un cuerpo que resulta de la aplicación de fuerzas externas. La cantidad de deformación se incrementa con la magnitud de los esfuerzos y también con el tiempo<sup>16</sup>.

La deformación longitudinal (elongación) se define como el límite de la elongación cuando la longitud  $L$  tiende a cero.

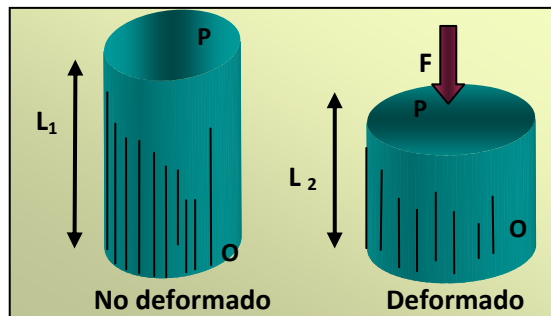
$$\varepsilon = \lim_{L \rightarrow 0} \frac{\Delta L}{L} \quad (27)$$

Las figuras 9 y 10 muestra un ejemplo de una muestra deformada, donde los desplazamientos en relación a las posiciones O y P no son iguales. La cantidad definida como:

$$\varepsilon = (L_i - L_f) / L_i \quad (28)$$

Es llamada la elongación correspondiente al punto en la dirección OP donde la fuerza aplicada fue por compresión. Para estar de acuerdo con la convención de signos para los esfuerzos, se requiere que la elongación se tome como positiva cuando la deformación es el resultado de la aplicación de una fuerza compresiva o se tome como negativa cuando la deformación es a partir de una fuerza tensiva.

**Figura 11. Deformación longitudinal.**

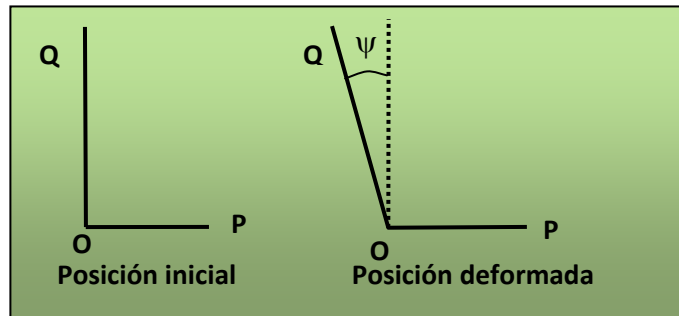


Fuente: Cabrera, 2003.

- **Deformación de cizalladura (cambio angular)**

Es expresada por el cambio ( $\Psi$ ) del ángulo entre dos direcciones inicialmente ortogonales como se muestra en la figura 12.

**Figura 12. Deformación de cizalladura.**



**Fuente: Fjaer, 1996.**

Donde la cantidad:

$$\Gamma = (1/2)\Psi \quad (29)$$

Es llamado el esfuerzo de corte correspondiente al punto O en la dirección OP. La deformación por cizalladura es positiva cuando es el resultado de una fuerza compresiva (ángulo  $\psi$  aumenta); y es negativa cuando resulta a partir de una fuerza tensiva (ángulo  $\psi$  disminuye).

### **2.2.5 Módulos elásticos**

La mayoría de las rocas tienen un comportamiento no lineal cuando están sujetas a grandes esfuerzos, pero su comportamiento puede ser descrito normalmente por relaciones lineales para cambios en los esfuerzos suficientemente pequeños<sup>17</sup>.

- **Modulo de Young (E)**

Es la capacidad que tiene un material de deformarse bajo esfuerzos (rigidez del material). Considere la muestra de longitud L y área de sección transversal  $A=D^2$  como se observa en la figura 13. Cuando una fuerza F es aplicada, la longitud de

la muestra es reducida a  $L_f$ . Por lo tanto, el esfuerzo aplicado y su correspondiente elongación son:

$$\sigma_x = F/A \quad (30)$$

$$\varepsilon_x = (L_i - L_f)/L_i \quad (31)$$

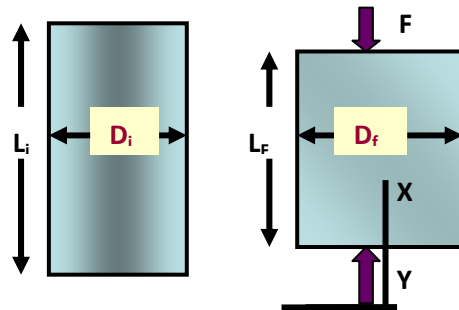
Si la muestra se deforma uniformemente, hay una relación lineal entre  $\sigma_x$  y  $\varepsilon_x$  que puede ser escrita así:

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} \sigma_x \Rightarrow E = \frac{\sigma_x}{\varepsilon_x} \quad (32)$$

El modulo de Young puede ser calculado de diversas maneras, y las más comunes son<sup>18</sup>: (Fig. 13)

- Modulo tangente de Young,  $E_T$ : es la inclinación de la curva esfuerzo-axial/deformación-axial a algún porcentaje fijo, generalmente 50% del pico de la resistencia en una prueba de compresión uniaxial.
- Modulo de Young promedio,  $EP$ : es el promedio de inclinación de la porción aproximadamente lineal de la curva esfuerzo-axial / deformación-axial.
- Modulo de Young secante,  $ES$ : inclinación de la línea que une el origen de la curva esfuerzo-axial / deformación-axial al punto en la curva de algún porcentaje fijo de la resistencia pico.

Figura 13. Aplicación para el módulo de Young y la relación de Poisson.



Fuente: Fjaer, 1996.

- **Relación de Poisson ( $\nu$ )**

Es la capacidad que tiene un material de expandirse lateralmente bajo esfuerzos efectivos. Si  $\nu = 0$  quiere decir que no hay expansión en el material, mientras un máximo valor de Poisson oscila en 0.5 (expansión completa). Valores típicos de  $\nu$  para rocas de yacimiento está entre  $0.15 \leq \nu \leq 0.25$ . Al aplicar el esfuerzo  $\sigma_x$  en la figura 19 hay un incremento en el ancho  $D$  de la muestra; así que la elongación lateral es<sup>8</sup>:

$$\varepsilon_y = \varepsilon_z = (D - D') / D \quad (33)$$

Donde  $D' > D$ , así que  $\varepsilon_y$  y  $\varepsilon_z$  se vuelven negativos. La relación experimental de proporcionalidad entre  $\varepsilon_y$  y  $\varepsilon_x$  es definida como:

$$\nu = \frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \quad (34)$$

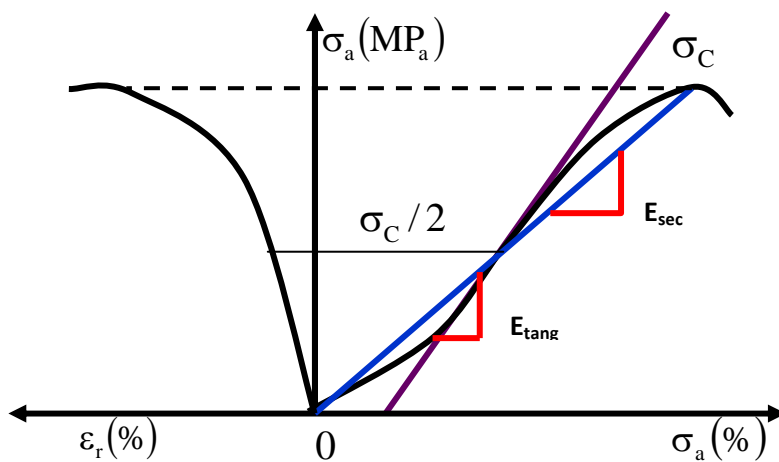
- **Métodos para calcular el módulo de Young y la Relación de Poisson**

Si el material es linealmente elástico, la curva esfuerzo contra deformación (Fig. 14) es una línea recta donde<sup>19</sup>:

$$E_{\text{tang}} = E_{\text{sec}} = E_{\text{promed}} = \frac{\Delta\sigma_a}{\Delta\varepsilon_a} \quad (35)$$

$$\nu = -\frac{\varepsilon_r}{\varepsilon_a} \quad (36)$$

**Figura 14. Métodos para calcular módulo de Young y relación de Poisson.**



**Fuente: Cabrera. “Aplicaciones Prácticas de la Geomecánica en la Industria Petrolera y Gasífera”, 2003.**

- **Módulo elástico de Bulk (volumétrico)**

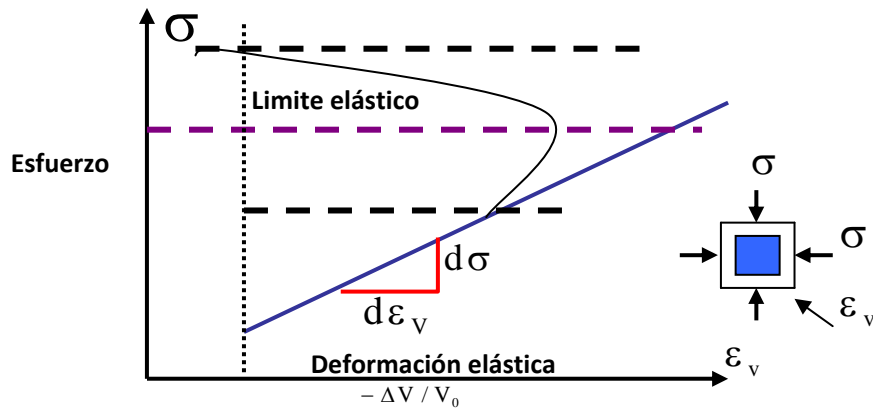
Es la relación del esfuerzo hidrostático  $\sigma_p$  relativo a la deformación volumétrica  $\varepsilon_v$ . (Fig. 15), donde<sup>20</sup>:

$$K = \frac{d\sigma}{d\varepsilon_v} \quad (37)$$

O en términos de los módulos elásticos sería:

$$K = \frac{E}{3(1-2\nu)} \quad (38)$$

**Figura 15. Método para calcular módulo de Bulk o volumétrico.**



**Fuente: Cabrera. "Aplicaciones Prácticas de la Geomecánica en la Industria Petrolera y Gasífera", 2003.**

**Tabla 2. Relación entre los módulos E, G, K,  $\lambda$  y  $\nu$  de un sólido isotrópico.**

	E, $\nu$	G, $\nu$	K, $\nu$	$\lambda$ , $\nu$	E, G	E, K	G, K	G, $\lambda$	K, $\lambda$
E	-	$2G(1+\nu)$	$3K(1-2\nu)$	$\lambda \frac{(1+\nu)(1-2\nu)}{\nu}$	-	-	$\frac{9GK}{G+3K}$	$\frac{G(3\lambda+2G)}{\lambda+G}$	$\frac{9K(K-\lambda)}{3K-\lambda}$
G	$\frac{E}{2(1+\nu)}$	-	$K \frac{3(1-2\nu)}{2(1+\nu)}$	$\lambda \frac{1-2\nu}{2\nu}$	-	$\frac{3KE}{9K-E}$	-	-	$\frac{3}{2}(K-\lambda)$
K	$\frac{E}{3(1-2\nu)}$	$G \frac{2(1+\nu)}{3(1-2\nu)}$	-	$\lambda \frac{1+\nu}{3\nu}$	$\frac{GE}{3(3G-E)}$	-	-	$\lambda + \frac{2}{3}G$	-
$\lambda$	$\frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)}$	$\frac{2G\nu}{1-2\nu}$	$\frac{3K\nu}{1+\nu}$	-	$\frac{G(E-2G)}{3G-E}$	$\frac{3K(3K-E)}{9K-E}$	$K - \frac{2}{3}G$	-	-
$\nu$	-	-	-	-	$\frac{E}{2G} - 1$	$\frac{1}{2} - \frac{E}{6K}$	$\frac{3K-2G}{2(3K+G)}$	$\frac{\lambda}{2(\lambda+G)}$	$\frac{\lambda}{3K-\lambda}$

### 2.2.6 Propiedades mecánicas a partir de pruebas de laboratorio

El primer congreso internacional en presiones de rocas y soporte de la tierra fue realizado en 1951 en Liege, Bélgica<sup>21</sup>. En 1966 se creó la sociedad internacional de mecánica de rocas ISRM, la cual bajo sus parámetros se han establecido muchas normas en la industria las cuales han sido un marco de referencia para la estandarización de pruebas de laboratorio y procedimientos operacionales en la industria petrolera, manejo y preparación de pruebas, manipulación de corazones. Un número variado de pruebas de laboratorio se han desarrollado para determinar la resistencia de las formaciones rocosas. El tipo de prueba seleccionada para medir una característica particular de la roca deberá simular lo más cerca posible las condiciones encontradas en el campo.

Las pruebas de laboratorio usualmente consisten en experimentos simples apropiados para la naturaleza de la roca en el cual importantes cantidades, a

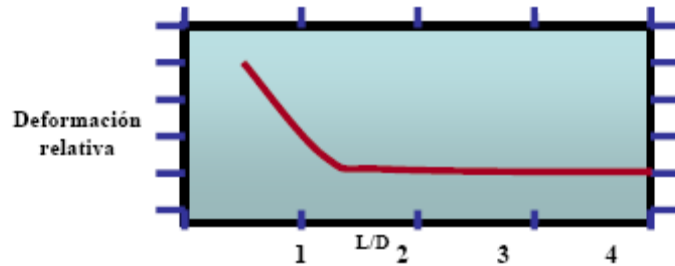
menudo esfuerzos y deformaciones, son determinados. Las relaciones generales entre estas cantidades emergen como resultado de hipótesis y de la experiencia. Estas cantidades son luego expresadas en una forma matemática idealizada, sobre la base de que estas pueden ser extendidas para cubrir situaciones más complicadas que aquellas de los experimentos.

Cuando una muestra de roca sólida es sometida a grandes esfuerzos lo más seguro es que una falla ocurrirá; esa falla dependerá del estado de esfuerzos, del tipo del material y de la geometría de la muestra. También, la historia de los esfuerzos del espécimen puede ser de gran importancia. Una falla debido a fatiga puede ocurrir muy por debajo del nivel de esfuerzos al cual un espécimen fresco falla. Las técnicas sugeridas para determinar la deformabilidad, resistencia y las constantes elásticas son dadas por la ISRM (Sociedad Internacional de Mecánica de Rocas)

Una muestra de prueba típica según los parámetros estándar de la ISRM establecen que los especímenes dirigidos para pruebas estándar de mecánica de rocas deben ser rectos, cilindros circulares y con una relación de longitud a diámetro entre 2 y 3. En la figura 16 se observa el efecto de la relación longitud/diámetro en el cálculo de la resistencia a la compresión no confinada (UCS) de la roca.

Las propiedades mecánicas a partir de análisis de laboratorio de corazones hace parte de la evaluación integrada ISMS; donde los datos de corazones partir de pruebas de campo y registros son aplicados para evaluar el comportamiento mecánico de la roca in-situ. Es así como los corazones nos proporcionan la posibilidad de las mediciones directas de los parámetros de resistencia y las propiedades elásticas estáticas.

**Figura 16. Efecto de la relación longitud/diámetro en el cálculo de la resistencia a la compresión uniaxial de la roca.**



**Fuente: Fjaer, 1996.**

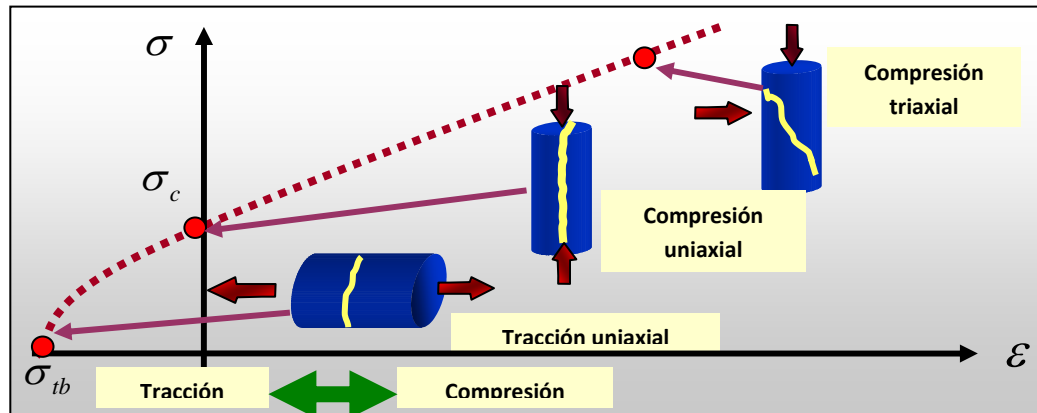
- **Tipos de pruebas de laboratorio**

Aunque algunas propiedades del material pueden ser obtenidas a partir de consideraciones básicas de la naturaleza atómica de los materiales, se confían en los experimentos para determinar las propiedades que controlan la deformación y resistencia de la roca. Para estas pruebas de laboratorio (Fig. 17) es necesario hacer una serie de suposiciones con respecto a la condición ideal de la roca; esto es, que sean homogéneas, continuas, isotrópicas (propiedades no direccionales) y elásticas<sup>20</sup>.

- **Pruebas de resistencia a la compresión**

La respuesta mecánica de las rocas se debe conocer al afrontar un problema en el cual se involucran parámetros de deformación bajo carga. Los ensayos de compresión se desarrollan para dar parámetros de resistencia y deformabilidad que de forma teórica se ajusten a un modelo de falla. En el presente estudio se consideran dos tipos de pruebas para calcular la resistencia a la compresión<sup>17</sup> uniaxial (no confinada) y triaxial.

Figura 17. Tipos de pruebas de compresión en rocas.



Fuente: Cabrera, 2003.

#### • Pruebas de resistencia a la tensión

Es muy importante conocer la resistencia a la tensión de una roca puesto que la falla a menudo ocurre en este modo. En general, las rocas son mucho más débiles en tensión que en compresión. A pesar de la importancia de la resistencia a la tensión de la roca, en la práctica y su conexión con las teorías de falla, mediciones directas de la resistencia a la tensión son difíciles y comúnmente no son hechas esto debido a los problemas asociados al agarre de la muestra, como:

- Se debe agarrar la muestra sin dañar su superficie.
- La carga debe ser aplicada paralela al eje del espécimen, ya que de otra forma el pandeo puede ocurrir.

La resistencia a la tensión de la roca es más variable y más influenciada por la forma del espécimen que cualquier otra propiedad mecánica de la roca. Pruebas indirectas para determinar la resistencia a la tensión de la roca son más comunes que la prueba de tensión uniaxial.

### 2.2.7 Criterio de falla Mohr – Coulomb

La aplicación del criterio de Mohr-Coulomb en la predicción de fallas de corte en la estabilidad de pozo proporciona resultados bastantes conservativos; lo que junto con su facilidad para aplicarlo lo han convertido en el criterio más popular. Es la unión de dos teorías, la de Coulomb y la de Mohr.

El criterio de Coulomb que fue introducido por Coulomb en 1773 y luego retomado por Mohr en 1900 en su forma elemental está representado por la ecuación (39) y basa su hipótesis en que la cedencia y/o falla debe ocurrir cuando el esfuerzo de corte exceda la suma de la resistencia cohesiva del material ( $S_o$ ) y la resistencia friccional de los planos de deslizamiento:

$$\tau = S_o + \mu\sigma_n \quad (39)$$

Donde  $\tau$  es el esfuerzo de corte,  $\sigma$  es el esfuerzo normal,  $S_o$  es la resistencia cohesiva de la roca, físicamente, es el esfuerzo de cizalla necesario para romper una roca por un plano en el cual el esfuerzo normal es cero ( $\sigma = 0$ ) y  $\mu$  es el coeficiente de fricción ó coeficiente de rozamiento interno, el cual al ser multiplicado por el esfuerzo normal da el esfuerzo de rozamiento que hay que superar para producir deslizamiento<sup>22</sup>. (Para rocas no consolidadas o poco cementadas  $S_o = 0$ ). El significado del criterio es el siguiente: si en el plano de una roca el esfuerzo de cizalla supera la resistencia que la roca opone a la ruptura, debida a la cohesión entre las partículas que la componen y además, es capaz de vencer la fuerza de rozamiento que se opone al deslizamiento de los dos bloques de roca a ambos lados de dicho plano, la roca se romperá por él. La ecuación es la de una recta, llamada línea de fracturación y representada por la ecuación (39).

Esta fórmula planteada tuvo su origen en las observaciones de Amonton cuando sometía las muestras de rocas a compresión, y las fallas, que por lo general éstas presentaban, eran análogas a la situación donde un bloque está en estado de movimiento inminente en un plano inclinado, a partir de esto define el coeficiente

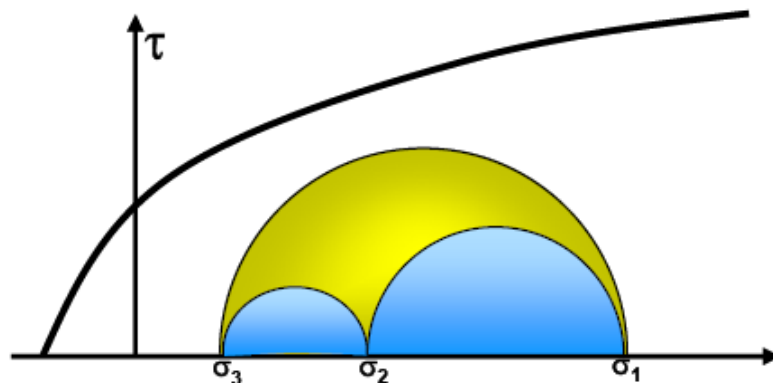
de fricción  $\mu$ , entre el bloque y el plano, y lo relacionó con el ángulo del mismo ( $\phi$ ), al cual llamó ángulo de fricción.

$$\tau = S_o + \sigma \tan \phi \quad (40)$$

El criterio de Coulomb o Hipótesis de Mohr es una línea recta en el plano  $\tau - \sigma$ , cuyo intercepto es  $S_o$  y la pendiente es la tangente de  $\phi$ . La línea o envoltura divide el plano  $\tau - \sigma$  en dos regiones una estable por debajo de ésta y una región de falla por encima de ella misma.

El círculo de Mohr, permite representar el estado de esfuerzos principales en el mismo plano ( $\tau - \sigma$ ) donde se gráfica la envoltura del criterio de Mohr-Coulomb. El criterio de Mohr-Coulomb no tiene en cuenta el esfuerzo principal intermedio debido que la falla ocurrirá en el momento en que el círculo toque la envoltura; y como se aprecia en la figura 18 cualquier cambio del esfuerzo principal intermedio ( $\sigma_2$ ) no modifica el círculo externo (más grande); en otras palabras bajo la hipótesis de Mohr-Coulomb sólo los esfuerzos principales máximo y mínimo ( $\sigma_1$  y  $\sigma_3$  respectivamente) intervendrán en el momento de la falla (debido a que un cambio en  $\sigma_1$  o en  $\sigma_3$  cambiará el círculo externo acercándolo luego a la envoltura).

**Figura 18. Criterio de Mohr-Coulomb en el plano de los esfuerzos de corte y normal.**



**Fuente: Mora, 2005.**

En el momento particular de la falla; se interceptan la envolvente y el círculo de Mohr en un punto del plano  $\tau - \sigma$  (Fig. 19). Se define  $\beta$  como el ángulo de falla, rescribiendo luego las ecuaciones de esfuerzo de cizalla y esfuerzo normal en función de este ángulo y de los esfuerzos principales tenemos:

**Figura 19. Criterio de Mohr-Coulomb en el plano de los esfuerzos de corte y normal.**



**Fuente: Mora, 2005.**

$$|\tau| = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{sen}2\beta \quad (41)$$

$$\sigma = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{cos}2\beta \quad (42)$$

En el punto de intersección por geometría se puede establecer una relación entre el ángulo de falla,  $\beta$  y la pendiente de la envolvente,  $\phi$  (ángulo de fricción).

$$\phi + \frac{\pi}{2} = 2\beta \quad (43)$$

Tal que:

$$\beta = \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \quad (44)$$

El ángulo de fricción interna,  $\phi$  puede tomar valores en el rango de 0 a 90° pero en la práctica el rango se centra aproximadamente en 30°, por otro lado el ángulo  $\beta$  varía entre 45° y 90°. Este ángulo representa la inclinación del plano de falla y está dado únicamente por el ángulo de fricción interna  $\phi$ , de tal manera que la orientación del plano de falla es independiente del esfuerzo máximo.

### **2.3 PARAMETROS GEOMECHANICOS CONSIDERADOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO**

Para llevar a cabo una operación de fracturamiento hidráulico exitosa es necesario estudiar diversos parámetros geomecánicos, debido a que ellos son los encargados de establecer condiciones operacionales, y caracterizar el sistema objeto de estudio.

#### **2.3.1 Esfuerzos principales**

Para una orientación del sistema de coordenadas el tensor de esfuerzos, presenta una condición particular; sus componentes de corte desaparecen, es decir; se hacen iguales a cero. Este sistema coordinado se conoce como sistemas de ejes principales y las componentes de esfuerzos normales se denominan esfuerzos principales, expresados generalmente por  $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$  ó  $S_1, S_2, S_3$ ; los cuales expresados en forma matricial se presentan a continuación:

$$\sigma = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_{22} & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_{33} \end{bmatrix} \quad (45)$$

### 2.3.2 Esfuerzo Efectivo

En 1923, Terzagui fue el primero en introducir el concepto de esfuerzo efectivo para la consolidación en una dimensión y propuso la siguiente relación:

$$\sigma' = \sigma - p \quad (46)$$

Donde  $\sigma$  es el esfuerzo total aplicado,  $\sigma'$  es el esfuerzo efectivo que gobierna la consolidación del material y  $P$  es la presión de poro. Sin embargo, Biot (1941,1956) propuso una teoría consistente para explicar los procesos de difusión/deformación que son observados en materiales elásticos. Este fuerte acople es debido al hecho que cualquier cambio en la presión del poro está acompañado por la variación en el volumen del poro, por tanto, esto afecta por completo la respuesta mecánica de la roca. Este comportamiento del material poroelástico es similar al de un sólido elástico cuando los esfuerzos son reemplazados por el siguiente esfuerzo efectivo:

$$\sigma' = \sigma - \alpha p \quad (47)$$

$\alpha$  es la constante de Biot, varía en el rango de 0 a 1 y describe la eficiencia de la presión del fluido en contrarrestar el esfuerzo total aplicado.<sup>23</sup>

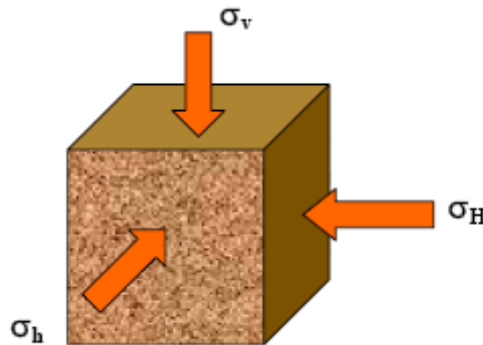
Si  $\alpha = 1$  esto significa que el fluido en el poro tiene una eficiencia máxima en contrarrestar el esfuerzo total del overburden y además implica que el esfuerzo efectivo de la roca es bajo, una pesimista condición para la falla de la roca. Si  $\alpha < 1$  esto significa que la presión del fluido en el poro es menos eficiente en contrarrestar el esfuerzo total del overburden y el esfuerzo efectivo de la roca es mayor o casi igual.

### 2.3.3 Esfuerzos in-situ

Las formaciones de roca en el subsuelo se encuentran bajo la acción de esfuerzos compresivos y/o de tensión. Estos esfuerzos se denominan esfuerzos *in situ* y generalmente pueden ser descompuestos en tres componentes llamados esfuerzo

vertical, horizontal máximo y horizontal mínimo  $\sigma_v$ ,  $\sigma_H$ , y  $\sigma_h$  respectivamente los cuales son perpendiculares entre sí, como se presentan esquemáticamente en la figura 20.

**Figura 20. Acción de los esfuerzos in-situ en el subsuelo.**



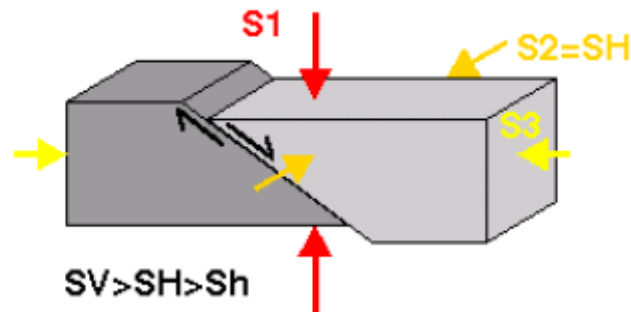
**Fuente: Rock Mechanics Self Learning Package, Sugar Land Learning Center.**

Dependiendo de las magnitudes relativas de estos tres esfuerzos se han determinado varios regímenes de esfuerzos. Anderson (1951), a partir de las magnitudes relativas entre los esfuerzos *in situ* describió los posibles regímenes de esfuerzos *in situ* que pueden encontrarse en una formación en el subsuelo:

- **Régimen extensional o de falla normal (NF)**

Este régimen se caracteriza por que las magnitudes de los esfuerzos *in situ* presentan la siguiente configuración  $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$ , este régimen es el más conocido y encontrado por lo general en las cuencas denominadas pasivas.

Figura 21. Esquema representativo de los esfuerzos en un régimen normal.

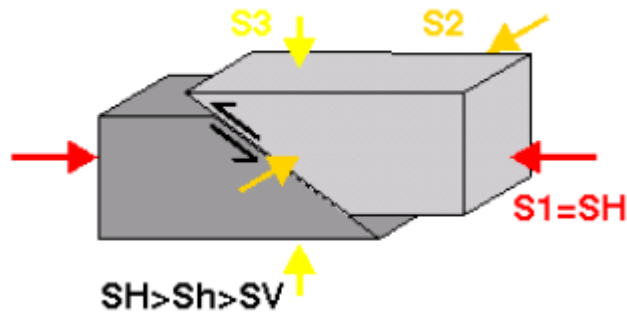


Fuente: <URL: <http://www-wsm.physik.uni-karlsruhe.de> >

- Régimen inverso o compresivo (RF)

Este se presenta cuando las magnitudes de los esfuerzos presentan la configuración  $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$ .

Figura 22. Esquema representativo de los esfuerzos en un régimen inverso.

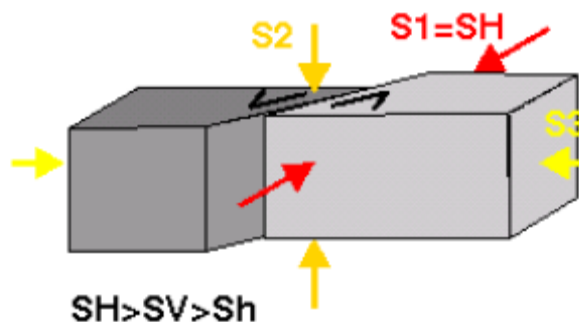


Fuente: <URL: <http://www-wsm.physik.uni-karlsruhe.de> >

- Régimen de rumbo o Strike-Slip (SS)

Presenta una configuración de esfuerzos dada por  $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$ . Este régimen actuante en gran parte del Piedemonte llanero colombiano.

**Figura 23. Esquema representativo de los esfuerzos en un régimen Rumbo-Deslizante.**



Fuente: Available from internet: <URL: <http://www-wsm.physik.uni-karlsruhe.de> >

#### **2.3.4 Esfuerzos en la cara del pozo**

Antes de la roca ser perforada se encuentra en un estado de equilibrio<sup>23</sup>, éste estado es llamado “Estado de Inicial”. Los esfuerzos que están presentes bajo estas condiciones se denominan esfuerzos in-situ y se representan de la siguiente manera:  $\sigma_H, \sigma_h, \sigma_v$ .

Cuando un pozo es perforado se induce una perturbación en el estado de esfuerzos inicial, esta perturbación causa un nuevo arreglo en los esfuerzos, originando los conocidos “esfuerzos de la cara del pozo” o *esfuerzos del wellbore*, que actúan en la interface lodo-formación. Los esfuerzos in-situ son por lo tanto alterados, cerca de la cara del pozo debido a la masa de roca removida que es sustituida por el fluido de perforación durante la operación de perforación. Los esfuerzos del wellbore son presentados a continuación:

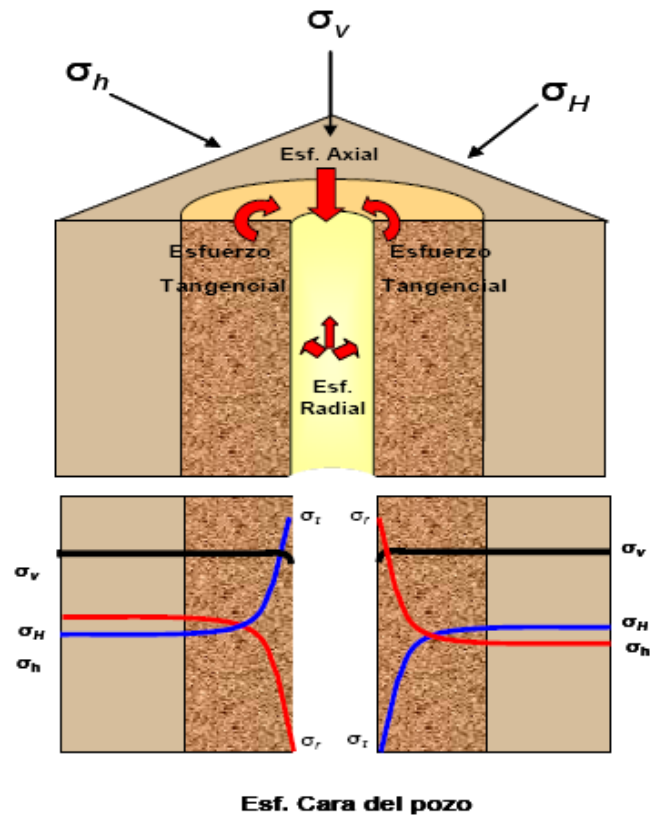
$\sigma_r$ : esfuerzo radial

$\sigma_t = \sigma_\theta$ : esfuerzo tangencial

$\sigma_z = \sigma_a$ : esfuerzo axial

La figura 24 muestra estos tres esfuerzos, además de indicar cómo estos esfuerzos varían con la distancia a partir de la cara del pozo.

**Figura 24. Variación de los esfuerzos desde la cara del pozo.**

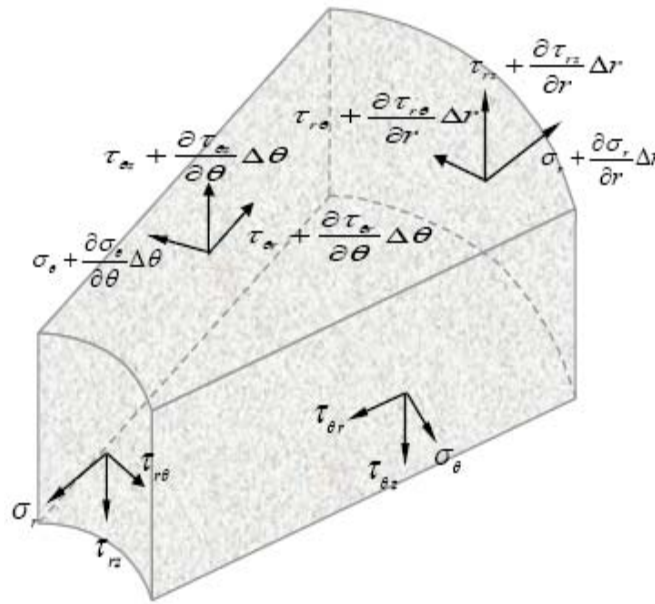


**Fuente: Sugar Land learned Center. Rock Mechanics Self Learning Package.**

Allí es posible observar que los esfuerzos del wellbore disminuyen rápidamente a partir de la cara del pozo hasta llegar a los valores de los esfuerzos in-situ, esto debido a que lejos del pozo el estado de esfuerzos no es aún perturbado. En la figura 24 también es posible observar que  $\sigma_r$  tiende a  $\sigma_h$ , y  $\sigma_t$  tiende a  $\sigma_H$  a grandes distancias de la cara del pozo.

Para poder cuantificar los valores de estos esfuerzos del wellbore, es necesario realizar un balance de esfuerzos sobre un elemento diferencial de forma cilíndrica como se muestra a continuación:

**Figura 25. Extensión de las Ecuaciones de Equilibrio de Esfuerzos a Coordenadas Radiales.**



**Fuente: Osorio, Gildardo. Aspectos geomecánicos de F.H. Ecuaciones de equilibrio de esfuerzos, Marzo 2006.**

Si se realiza un balance de esfuerzos en las direcciones r, t y z se obtienen las siguientes expresiones<sup>24</sup>:

Dirección r:

$$\frac{\partial \sigma_r}{\partial r} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial \tau_{\theta r}}{\partial \theta} + \frac{\partial \tau_{zr}}{\partial z} + \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} = 0 \quad (48)$$

Dirección t:

$$\frac{1}{r} \cdot \frac{\partial \sigma_t}{\partial \theta} + \frac{\partial \tau_{rt}}{\partial r} + \frac{\partial \tau_{zt}}{\partial z} + \frac{2\tau_{rt}}{r} = 0 \quad (49)$$

Dirección z:

$$\frac{\partial \sigma_z}{\partial z} + \frac{\partial \tau_{rz}}{\partial r} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial \tau_{\theta z}}{\partial \theta} + \frac{\tau_{rz}}{r} = 0 \quad (50)$$

Considerando un pozo vertical en un campo anisotrópico de esfuerzos ( $\sigma_h \neq \sigma_H$ ), se obtiene la siguiente solución para los esfuerzos del wellbore:

Dirección r:

$$\sigma_r = \frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h) \left\{ 1 + \frac{r_w^2}{r^2} \right\} - \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) \left\{ 1 + 3 \frac{r_w^4}{r^4} \right\} \cos 2\theta - p_w \frac{r_w^2}{r^2} \quad (51)$$

Dirección t:

$$\sigma_t = \frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h) \left\{ 1 - \frac{r_w^2}{r^2} \right\} + \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) \left\{ 1 + 3 \frac{r_w^4}{r^4} - 4 \frac{r_w^2}{r^2} \right\} \cos 2\theta + p_w \frac{r_w^2}{r^2} \quad (52)$$

Dirección z:

$$\sigma_z = \sigma_v - \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) \left( 4 \frac{r_w^2}{r^2} \right) \cos 2\theta \quad (53)$$

Donde,

$\sigma_r$  : Esfuerzo radial

$\sigma_t, \sigma_\theta$  : Esfuerzo tangencial

$\sigma_z, \sigma_a$ : Esfuerzo axial

$\sigma_h$  : Esfuerzo mínimo horizontal

$\sigma_H$ : Esfuerzo máximo horizontal

$\sigma_v$ : Esfuerzo vertical

$r_w$  : Radio del wellbore

$\theta$ : Angulo entre un punto de la circunferencia del wellbore y la dirección del máximo esfuerzo horizontal.

$p_w$  : Presión del fluido en el wellbore.

Si se aplica la solución de esfuerzos del wellbore a casos específicos:

- En la cara del pozo  $r = r_w$  y  $r_w/r = 1$  :

$$\sigma_r = p_w \quad (54)$$

$$\sigma_t = (\sigma_H + \sigma_h) - 2(\sigma_H - \sigma_h)\cos 2\theta - p_w \quad (55)$$

$$\sigma_z = \sigma_v - 2(\sigma_H - \sigma_h)v \cos 2\theta \quad (56)$$

- Lejos de la cara del pozo  $r \rightarrow \infty$  y  $r_w/r \rightarrow 0$  :

$$\sigma_r = \frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h) + \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h)\cos 2\theta \quad (57)$$

$$\sigma_t = \frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h) - \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h)\cos 2\theta \quad (58)$$

$$\sigma_z = \sigma_v \quad (59)$$

### 2.3.5 Presión de poro

La presión de poro es la presión que normalmente ejercen los fluidos que se encuentran en los poros de las rocas. Mientras el incremento en la carga del overburden por la depositación de sedimentos no exceda la tasa a la cual el fluido puede escapar del poro, existirá una conexión de los fluidos desde superficie hasta la profundidad de interés. La presión de poros es entonces igual a la presión hidrostática del agua de formación (presión normal).

La presión normal de la formación es la presión del agua de formación a una profundidad vertical de interés. Si los fluidos de los poros no pueden escapar, la presión comienza a incrementarse a una tasa mayor a la normal (presión anormal).

Para la determinación de la presión de poro se utilizó el método de Eaton, el cual está basado en la premisa de que cuando valores acústicos o de resistividad eléctrica de shales se leen directamente de registros de pozo y se grafican como función de la profundidad en un papel semilog, existe una línea de tendencia

normal a través de una sección que está normalmente presurizada. Una desviación de los valores del registro de ésta línea de tendencia normal indica una presión de poro anormal (Eaton, 1975).

Eaton usó una base de datos para desarrollar una serie de ecuaciones, las cuales relacionan directamente la presión de poro con la relación de desviaciones entre los valores del registro observado y los valores obtenidos de la línea de tendencia normal.

La simplicidad de la ecuación de Eaton permitió que éste método sea usado en la mayoría de las aplicaciones alrededor del mundo.

La ecuación de Eaton está definida como:

$$\frac{p}{D} = \frac{s}{D} - \left[ \frac{s}{D} - \frac{P_n}{D} \right] * f^\alpha \quad (60)$$

Donde,

$\frac{p}{D}$  : gradiente de presión de poro (psi/pie)

$\frac{s}{D}$  : gradiente de presión de sobrecarga (psi/pie)

$\frac{P_n}{D}$  : gradiente normal de presión de poro (psi/pie)

$f^\alpha$  : parámetro de ajuste

Los pasos a seguir para estimar la presión de poros a partir del método de Eaton son (Uribe y Solano, 2005):

1. Obtener tanta información de pozos offset o pozos aledaños como sea posible. Información como registros sínicos, gamma ray y densidad, pruebas de presión, topes de formaciones, etc.

2. A partir del registro gamma ray se discrimina la litología grano-soportada, de la arcillo-soportada generando un volumen de arcillas ( $V_{Clay}$ ), tomando un cutoff de 0,35 como valor discriminante, para obtener de esta forma un valor de presión de poro más confiable a partir de este método.
3. Conocer el valor de la presión de sobrecarga (S) para el pozo donde se ha de perforar el pozo. Esta presión es calculada a partir del registro de densidad. Sería ideal si existe un registro de densidad a lo largo del overburden, si no, a partir de un registro VSP o un sónico se puede inferir o generar un perfil sintético de densidad.
4. Tener muy presente que las profundidades para realizar los cálculos deben estar en TVD (True Vertical Depth).
5. El gradiente hidrostático normal para la zona es de 0,449 psi/ft.
6. Posteriormente se grafica en una escala semilog en el eje (x) el DT compresional contra la profundidad (TVD). De esta forma se tiene el perfil de DT normal (DTN) para lo cual se trazarán las Líneas de Compactación Normal LCN.
7. Las LCN deben tener un criterio de selección, es decir, si se evidencia algún evento notorio de la perforación o de la geología, ejemplo, alguna discordancia, edad geológica, unidad litológica, cambio de broca, asentamiento de casing, etc. Esta información debe graficarse cerca del perfil de presión de tal forma que estos eventos puedan relacionarse con el comportamiento de la presión y pueda ser modificado con el progreso de la perforación.
8. Determinar la presión de la formación. Para ello se utiliza un exponente de ajuste que varía de 1.0 a 1.2, en la zona de estudio.

9. Se recomienda que la presión se dé en (lb/gal) o darse como gradiente (psi/pie).
  
10. En la gráfica final se hace indispensable también graficar el peso de lodo, con el fin de visualizar como fue el comportamiento de la presión ante el peso de lodo aplicado y conocer si se presentaron problemas como amagos de reventón o influjos.
  - a. La presión hidrostática de la columna de lodo durante la perforación, debe ser mayor que la presión de formación para mantener los fluidos de la formación confinados en los poros.
  - b. La presión hidrostática deber ser menor que la presión de sobrecarga, de lo contrario fracturará la formación.
  - c. La presión de formación debe ser menor que la presión de sobrecarga para poder mantener los fluidos dentro de los poros de la formación.
  
11. Si existen pruebas directas de formación (RFT, MDT), se marcan esos datos sobre la gráfica. Usando esta información, se podría “ajustar” el perfil de presión, de poro, aunque se debe resaltar que el método se aplica solo para shales y estas pruebas solo se hacen en arenas, por lo tanto, el perfil en ocasiones nunca se ajusta a esas pruebas directas.
  
12. Todas estas gráficas deben ser trazadas a la misma escala de profundidad para una fácil correlación. Con esta información se puede suministrar un conocimiento local suficiente para formular una buena estimación de las presiones de formación.

### 2.3.6 Gradiente de fractura

El gradiente de fractura es el parámetro geomecánico más importante a considerar en la operación de fracturamiento hidráulico, pues es encargado de establecer que presión es necesaria para fracturar la formación, y de ésta manera crear la fractura que facilitará el flujo del fluido desde la formación productora hasta la cara del pozo, se expresa en unidades de (psi/pie). En el capítulo siguiente se estudia de manera más detallada este importante parámetro.

### 2.3.7 Resistencia a la tensión ó resistencia a la tensión inducida (To)

La resistencia a la tensión es una propiedad de la roca, la cual indica la magnitud del esfuerzo necesario aplicar a la masa rocosa para generar una grieta (fracturarla).

Su formulación matemática se presenta a continuación:

$$T_o = \frac{K_{IC}}{\sqrt{\pi a_c}} \quad (61)$$

En donde,

$T_o$ : resistencia a la tensión de la roca

$a_c$ : tamaño del defecto en la masa rocosa

$K_{IC}$ : tenacidad a la fractura (propia de cada material)

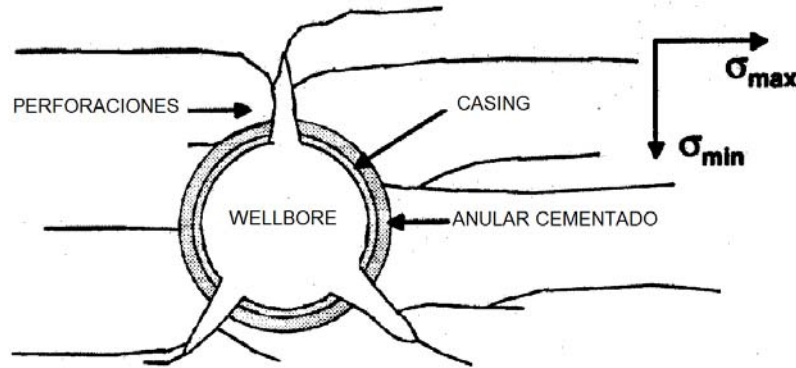
Para areniscas el valor de  $K_{IC}$  se encuentra normalmente en el rango de 400 - 600  $psi\sqrt{in}$ .

### 2.3.8 Tortuosidad<sup>25</sup>

La tortuosidad es aquel recorrido enroscado que realiza el fluido desde el wellbore hacia el cuerpo principal de la fractura. Esto ocurre debido a que las perforaciones por donde sale el fluido hacia la formación no se encuentran alineadas con el

esfuerzo horizontal máximo (plano preferencial de formación de la fractura). Este fenómeno es representado en la figura 26:

**Figura 26. Efecto de la tortuosidad en el wellbore.**



**Fuente: GRI – AST, Abril 1996.**

Este fenómeno puede ocasionar altas caídas de presión en la cara del pozo y como se ilustra en la figura 26, puede generar múltiples fracturas en la formación. Diversas son las causas que facilitan la ocurrencia éste fenómeno, entre las más importantes se encuentran: pozos que se desvían del plano preferencial de la formación de la fractura, largos intervalos perforados en el casing y formaciones naturalmente fracturadas.

### 3 GRADIENTE DE FRACTURA

Como se mencionó en el capítulo anterior en la operación de fracturamiento hidráulico es necesario considerar diferentes parámetros geomecánicos, entre los cuales el gradiente de fractura es el más importante porque es uno de los encargados de realizar el dimensionamiento del equipo a utilizar. Un análisis más completo de este parámetro se presenta a continuación mostrando el estado del arte de su cálculo, además de su obtención a partir del criterio de falla ténsil y mediante pruebas realizadas en campo.

#### 3.1 DEFINICION

El gradiente de fractura es un parámetro geomecánico que determina que presión es necesaria aplicar a la formación para fracturarla dividida entre la profundidad. Matemáticamente se expresa como:

$$g_f = \frac{P_f}{D} \quad (62)$$

Donde,

$g_f$ : Gradiente de fractura (psi/pie)

$P_f$ : Presión de fractura de la formación (psi)

$D$ : Profundidad de la formación (pies)

Como se puede observar en la expresión matemática, está directamente ligado con la presión de fractura y por ende con la magnitud de los esfuerzos que actúan en la cara del pozo. Con respecto a su dependencia con la profundidad, a mayor profundidad es de esperarse un valor mayor de gradiente de fractura para un mismo pozo objeto de estudio<sup>17</sup>. En la perforación de pozos es común considerar

para fines prácticos que el valor de presión de fractura es igual al valor de esfuerzo mínimo<sup>17</sup>, aunque bajo esa consideración se puede generar un gran margen de error con respecto al verdadero valor de gradiente de fractura.

Como se mostró en el estudio de la hidráulica de la operación de fracturamiento hidráulico, el valor del gradiente de fractura junto con las pérdidas por fricción y presión hidrostática son las encargadas de definir la presión de tratamiento en superficie, y por ende la potencia hidráulica requerida.

### **3.2 ESTADO DEL ARTE DE ALGUNOS DE LOS METODOS UTILIZADOS PARA EL CALCULO DE GRADIENTE DE FRACTURA<sup>26</sup>**

La mayoría de los ingenieros de petróleos aceptan que el gradiente de presión de fractura es uno de los más importantes ítems para ser considerados en el momento del diseño o perforación de un pozo.

La percepción de la importancia del gradiente de presión de fractura proviene de los resultados muchas pérdidas económicas que la industria petrolera ha tenido en relación con los problemas relacionados de circulación.

Es bien conocido que una correcta predicción del gradiente de fractura minimiza los problemas de perforación. Sin embargo los métodos usados por la industria a fin de realizar esta tarea son generalmente basados en ecuaciones o metodologías que dan resultados muy cuestionables y poco concuerdan con los datos actuales de campo

### **3.2.1 Mecanismo de fracturamiento en la formación**

En una formación se puede crear una fractura por medio de la aplicación de un fluido a presión para superar la menor línea de resistencia. Normalmente las fracturas sin propagadas en dirección perpendicular al esfuerzo principal mínimo, este esfuerzo es el mínimo de los tres esfuerzos in-situ.

Para iniciar la fractura el fluido fracturante debe ser transmitido a través de la formación y para propagar la misma, la presión se debe mantener en un valor mayor que el del esfuerzo principal mínimo.

Si el lodo es usado, entonces el fluido fracturante debe superar la torta depositada en las paredes del pozo más la presión a la cual la formación fractura. Por lo anterior es preferible usar un fluido con baja viscosidad para determinar el gradiente de breakdown o de rompimiento en la formación.

En la práctica los gradientes de breakdown para la formación son determinados realizando la prueba de Leak off (LOT), esta prueba es normalmente hecha después de la perforación a través del zapato del casing para determinar el máximo gradiente de lodo aceptable para la siguiente sección de hueco abierto. El procedimiento habitual es descrito a continuación.

- 1- Perforar a través del zapato del casing en una nueva formación a una profundidad de 15 a 20 pies, después se cierra la preventora de blowout.
- 2- Levantar la presión de superficie en incrementos hasta la presión de “bleed off”. Además bombeando se puede mantener una rata baja hasta el “bleed off”.

Durante esta prueba no es normal que la roca se fracture, pero si se presentan discontinuidades naturales (junturas, separaciones, etc.) las cuales son generalmente sostenidas por el esfuerzo compresivo en la formación.

Los autores Terzagui y Peck (1948) establecieron que:

$$\sigma = \sigma' + p \quad (63)$$

Donde:

$\sigma$ : Esfuerzo de overburden.

$\sigma'$ : Esfuerzo de matriz o efectivo.

$p$ : Presión de poro o de yacimiento.

Como antes se menciona los esfuerzos in-situ son tres, estos son desiguales y mutuamente perpendiculares entre sí.

El más grande en magnitud suele ser  $\sigma_v$  aunque el esfuerzo mínimo principal  $\sigma_h$  es el de más grande interés pues indica la resistencia de la roca a lo largo del plano más débil de esta.

### 3.2.2 Método de Hubbert y Willis (1957)

Hubbert y Willis condujeron algunos experimentos de laboratorios en corazones simples y derivaron en las siguientes relaciones

Esfuerzo para iniciar la fractura:

$$\sigma'_h = \frac{1}{2} \sigma'_v \quad (64)$$

Esfuerzo para extender la fractura:

$$\sigma'_h = \frac{1}{3} \sigma'_v \quad (65)$$

Entonces:

$$\frac{1}{3} \sigma'_v < \sigma_h < \frac{1}{2} \sigma'_v \quad (66)$$

O también:

$$\frac{1}{3}(\sigma - p) < \sigma_h < \frac{1}{2}(\sigma - p) \quad (67)$$

Entonces, para inducir la fractura:

$$P_f = p + \frac{1}{2}(\sigma - p) \quad (68)$$

Mientras que para extenderla:

$$P_f = p + \frac{1}{3}(\sigma - p) \quad (69)$$

Por consiguiente para fracturar una formación se debe superar la presión de poro y el esfuerzo horizontal de matriz de la roca.

Los valores de (1/3) y (1/2) son estimados. El verdadero valor depende de al litología y del grado de compactación de los sedimentos. Para tomar cuenta de esto la relación de Poisson fue introducida.

- **Relación de Poisson**

De la ley de Young:

$$\frac{\sigma_h}{\sigma_v} = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)^n \quad (70)$$

Donde,

$$n = 1$$

$\nu$ : Relación de Poisson

Hubbert y Willis estimaron el valor de  $\nu$  entre 0.33 y 0.25

$$\frac{0.33}{1-0.33} = \frac{1}{2} \quad \text{Mientras} \quad \frac{0.25}{1-0.25} = \frac{1}{3}$$

La relación de Poisson es una propiedad la cual describe el comportamiento de los esfuerzos de la roca en dirección del esfuerzo mínimo principal.

Las pruebas de campo han mostrado que  $\mu$  toma valores entre 0.25 y 0.5, sobre este último valor la roca llega a ser plástica. La relación de Poisson varía con el tipo de roca y el grado de compactación y nunca excederá el valor de 0.5 cada roca tiene su propia relación de Poisson característica de ella misma.

Se debe aclarar que en arcillas poco consolidadas a distancias poco profundas en pozos del mar del Norte, en las cuales se pueden presentar presiones de fracturas altas anormales. Las arcillas se pueden comportar plásticamente y la relación de Poisson para ellas puede tomar valores cercanos de 0.5 debido al agua y al agua adsorbida que rodea las plaquetas, estas plaquetas no estarán en contacto la una

con la otra, es por esta razón que estas arcillas tienen una muy baja resistencia. Así el agua del poro estaría soportando el peso de los sedimentos y la presión de poro debe ser casi igual a la presión de overburden. Como resultado, la presión hidráulica es más grande que la presión de overburden necesaria para fracturar la formación. Bajo estas condiciones una fractura horizontal se formaría levantando el overburden.

Con el aumento de la profundidad, la compactación apretará algo de agua de poro, y permitirá que las plaquetas de arcilla entren en contacto. Entonces estas plaquetas son capaces de soportar un esfuerzo horizontal sobrepuesto y la relación de Poisson será similar al caso en que las arcillas estuvieran más compactas.

Para construir una gráfica de gradiente de fractura para cualquier pozo, la presión de fractura debe ser calculada a cada tiempo por litología o cuando se note un cambio en la presión de poro. Este método toma vital importancia cuando se perfora en arenas o en zonas de gradiente de presión de poro decreciente el cual puede ser menor que en la formación en el zapato.

### **3.2.3 Método de Matthews y Kelly**

Para shales compactados se muestra que el esfuerzo de overburden ( $\sigma$ ) es la suma de de la presión del fluido de formación ( $p$ ) y de la resistencia de la matriz.

$$\sigma = \sigma' + p \tag{63}$$

El término  $\sigma'$  de la ecuación que es el esfuerzo de la matriz depende del grado de compactación de la roca. Hubbert y Rubey afirmaron que “La medida del grado de compactación de una arcilla es su porosidad”. Pero esto puede ser inferido que para cualquier arcilla dada para cada valor de porosidad hay un mínimo valor de

esfuerzo de matriz que la cual la arcilla puede soportar sin una compactación adicional. La porosidad en una profundidad dada es dependiente de la presión del fluido ( $p$ ). Así si la presión del fluido es anormalmente alta (más alta que la hidrostática) la porosidad será también anormalmente alta, y por lo tanto el esfuerzo de matriz sería anormalmente bajo.

Se asume que siempre que una formación es fracturada horizontalmente la presión de fractura es muy similar al esfuerzo de overburden. Sin embargo, para el caso de una fractura vertical, el esfuerzo requerido puede ser mucho menos que el esfuerzo de overburden en la profundidad donde se crea la fractura. No obstante en ambos casos (fractura horizontal y vertical) se puede llegar a asegurar que la fractura no se iniciará hasta que la presión aplicada sea por lo menos igual a la presión del fluido de formación. Si este es el caso, entonces cualquier presión adicional requerida puede ser relacionada al esfuerzo de matriz y solo variará con el grado de compactación. La fórmula mostrada a continuación ha sido desarrollada para calcular el gradiente de fractura en formaciones sedimentarias.

$$F = \frac{p}{D} + \chi \frac{\sigma'}{D} \quad (71)$$

Donde:

$p$ : Presión del fluido de formación (psi) a la profundidad de interés  $D$ .

$\sigma'$ : Esfuerzo de matriz (psi).

$\chi$ : Coeficiente de esfuerzo de matriz para la profundidad a la cual el valor de  $\sigma'$  sería el esfuerzo normal de matriz.

$F$ : Gradiente de fractura (psi/ft)

### 3.2.4 Método de Eaton (1969)

Eaton estableció gradientes de overburden variables de densidades bulk y calculó la relación de Poisson de datos empíricos.

$$\frac{P_f}{D} = \left( \frac{\sigma}{D} - \frac{p}{D} \right) \left( \frac{\nu}{1-\nu} \right) + \frac{p}{D} \quad (72)$$

Donde:

$\sigma/D$ : Se determina de registros de densidad.

$p/D$ : Actual presión de poro.

$\nu$ : Se determina de datos empíricos.

### 3.2.5 Método de Anderson (1973)

Este autor tomando conceptos como la compresibilidad intrínseca de la roca y de cortes de perforación llegó a una expresión final:

$$P_f = \frac{2\nu}{1-\nu} \frac{\sigma}{D} \quad (73)$$

Esta parte consta de los títulos y subtítulos correspondientes al tema tratado en frases coherentes y que tengan una secuencia lógica. Si el desarrollo del trabajo está fundamentado en bases teóricas o desarrollos matemáticos, se debe citar dentro del cuerpo del trabajo al autor de dicho trabajo como pie de página

### 3.3 CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA EN FUNCION DE LOS ESFUERZOS IN-SITU, CRITERIO DE FALLA POR TENSION<sup>23</sup>

El criterio de falla por tensión en términos generales establece lo siguiente:

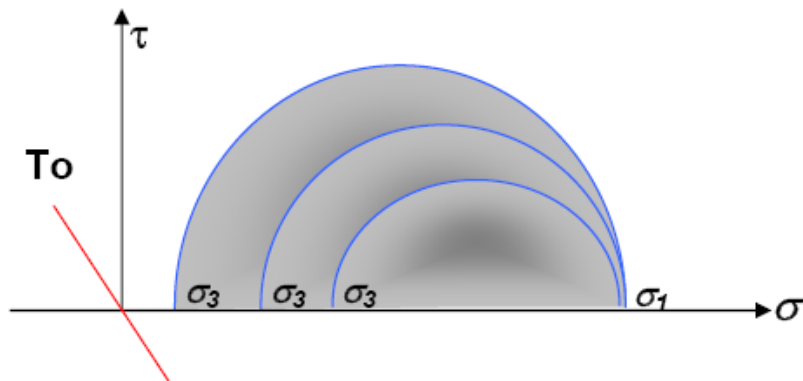
Si el esfuerzo mínimo principal efectivo es menor que la resistencia a la tensión de la roca, se genera una falla por tensión.

$$\sigma_3 \leq -T_o \quad (74)$$

En la Figura 27 se observa la representación del criterio de falla por tensión en el círculo de Mohr, cuando el esfuerzo efectivo principal menor  $\sigma_3$  disminuye, el círculo crece hacia la izquierda, y en un momento determinado toca la línea de tensión  $T_o$ , en este momento ocurre la falla por tensión.

Cuando la formación se encuentra sometida a esfuerzos de tensión, la orientación de la falla que se puede presentar dependerá de la dirección del esfuerzo mínimo principal efectivo.

**Figura 27. Representación del criterio de falla por tensión en el círculo de Mohr.**

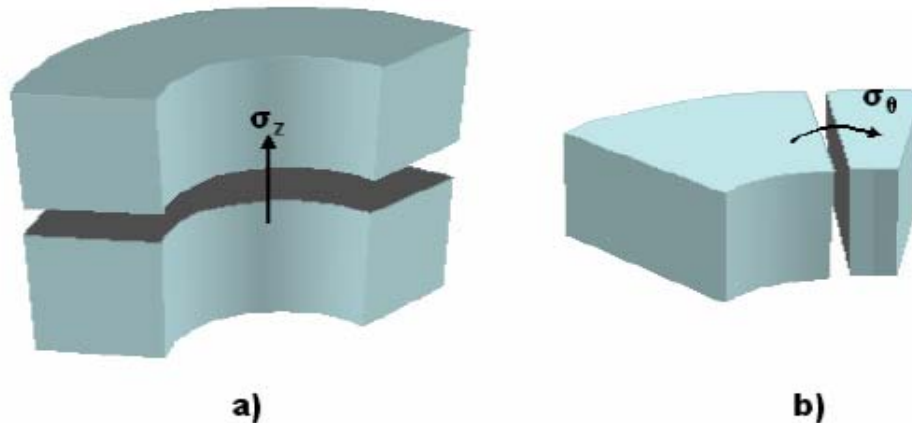


**Fuente: Sugar Land learned Center. Rock Mechanics Self Learning Package.**

### 3.3.1 Modo de falla por tensión de fracturamiento hidráulico

Ocurre bajo la configuración del siguiente régimen de esfuerzos  $\sigma_r > \sigma_z > \sigma_t$  y  $(\sigma_t - p) = -T_o$  (fractura vertical) y  $\sigma_r > \sigma_t > \sigma_z$  y  $\sigma_z - p = -T_o$  (fractura horizontal), en donde se considera la presión de poro  $p$ , para expresar las ecuaciones en función de esfuerzos efectivos. Cuando el lodo de perforación vence la resistencia a la tensión. Las fallas de tensión de fracturamiento hidráulico se reconocen por las pérdidas de circulación y pueden ser verticales u horizontales (tomando como referencia un pozo vertical) la figura 28 es de suma importancia señalar que mientras para la condición de pared impermeable sólo se presentan fallas de fracturamiento vertical para la condición de pared permeable se requiere la consideración de falla de fracturamiento horizontal; lo cual se debe a que el esfuerzo axial efectivo es función de la presión del fluido en el wellbore,  $p_w$ .

**Figura 28. Fracturamiento Hidráulico. a) Fractura Horizontal. b) Fractura Vertical.**



**Fuente: Sugar Land learned Center. Rock Mechanics Self Learning Package.**

En las operaciones de fracturamiento hidráulico llevadas a cabo en Colombia casi el 100% de las fracturas han sido verticales, por esta razón, a continuación se definirá el gradiente de fractura por el modo de falla por tensión de fracturamiento hidráulico para fracturas verticales.

### 3.3.2 Gradiente de fractura a partir del criterio de falla por tensión para fracturas verticales

Como se mencionó anteriormente el modo de falla por tensión para fracturas verticales establece:

$$\sigma_t - p = -T_o \quad (75)$$

Reemplazando el valor del esfuerzo tangencial presentado en la ecuación (55), en la ecuación (75) se obtiene la siguiente expresión:

$$(\sigma_H + \sigma_h) - 2(\sigma_H - \sigma_h)\cos 2\theta - p_w - p = -T_o \quad (76)$$

Si tomamos  $\theta = 0^\circ$  (dirección del esfuerzo horizontal máximo), se obtiene el menor valor de esfuerzo tangencial efectivo la ecuación (76) queda de la siguiente manera:

$$3\sigma_h - \sigma_H - p_w - p = -T_o \quad (77)$$

Resolviendo para la presión del fluido en el wellbore,

$$p_w = 3\sigma_h - \sigma_H - p + T_o \quad (78)$$

De esta manera si se cumple la ecuación 78, se generará una fractura vertical en dirección del esfuerzo máximo. Hubbert y Willis (1957) denominaron a esta presión  $p_w$  como *breakdown pressure*:  $p_f$ .

Una vez definida la breakdown pressure, el gradiente de fractura a partir del criterio de falla por tensión se define como:

$$(g_f)_{CT} = \frac{p_f}{D} \quad (79)$$

En donde D es la profundidad.

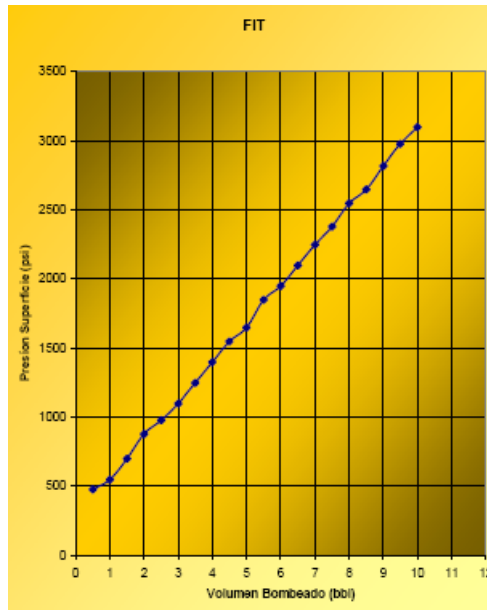
### **3.4 CALCULO DE ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO Y PRESION DE FRACTURA MEDIANTE PRUEBAS REALIZADAS EN CAMPO.**

Diferentes pruebas son realizadas con el fin de obtener una caracterización total de las propiedades del pozo. El esfuerzo horizontal mínimo y la presión de fractura son dos parámetros fundamentales y necesarios conocer tanto en la operación de perforación como en las operaciones de estimulación. Por esto se realizan diferentes pruebas en campo entre las cuales se encuentran las pruebas FIT, LOT y ELOT para la determinación de estos importantes parámetros. Una descripción de cada una de estas pruebas se presenta a continuación.<sup>27,28,29,30</sup>

#### **3.4.1 Pruebas Formation Integrity (FIT)**

Es una prueba de formación integral realizada cuando no es recomendable fracturar la formación, en tales casos el operador tiene buenos datos concernientes a la resistencia de la formación y no se espera que se aproxime a la presión de fractura. En la prueba FIT el pozo es presionado a una determinada densidad de lodo y si la formación puede soportar la presión aplicada la prueba ha sido exitosa. Por lo tanto en la prueba FIT, la formación no es fracturada y la máxima presión que la formación acepta antes de que empiece a absorber fluido no es determinada, porque lo principal de la prueba es saber si el zapato resiste el máximo peso previsto de lodo que se diseñó para la siguiente sección de tubería. En general estas pruebas solamente proveen información del límite inferior del gradiente de fractura de la formación, el cual es un indicativo del esfuerzo horizontal mínimo. El comportamiento típico de una prueba FIT se presenta a continuación:

**Figura 29. Comportamiento típico de una prueba FIT.**



**Fuente: ECOPETROL S.A.**

### **3.4.2 Pruebas Leak-Off (LOT)**

Las pruebas LOT han sido utilizadas en la industria petrolera por la necesidad de información acerca de los esfuerzos en el planeamiento de trabajos de exploración y perforación, incluyendo la capacidad sellante de las fallas, diseño del peso del lodo, estimación del gradiente de fractura, estabilidad del pozo, planeamiento del pozo y el desarrollo de yacimientos fracturados. Los esfuerzos obtenidos a partir de esta prueba no han sido los más confiables, por lo tanto se ha promovido el uso de pruebas más refinadas, las cuales logran los objetivos de la LOT pero tienen una mejor precisión y confiabilidad para ser usados como métodos de estimación de esfuerzos. Esta prueba es llamada la prueba de Leak-Off Extendida, ELOT o XLOT la cual toma cerca de una hora en realizarse y comprende presurizaciones repetidas de la formación.

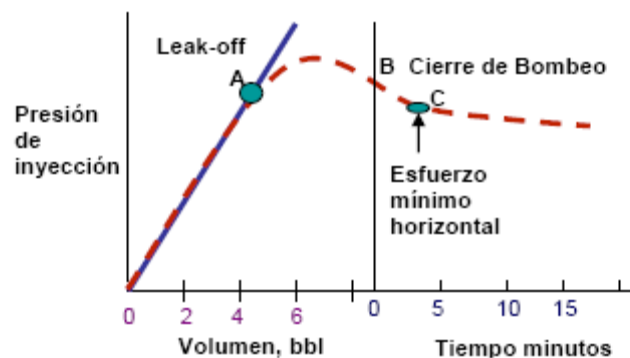
- **Prueba Leak-off estándar**

Las pruebas leak-off convencionales son realizadas rutinariamente para estimar la máxima presión o el máximo peso de lodo que la formación puede soportar antes de que ocurra la fractura, además de generar información acerca de la integridad formación / casing (chequear el sello del cemento entre el casing y la formación). Hoy en día los datos LOT son comúnmente usados más allá de este propósito original, para la estimación de los esfuerzos en exploración y perforación. Pero como el principal objetivo es evaluar la integridad del cemento en la parte inferior del casing obliga a que los datos de esfuerzos sean interpolados o extrapolados sobre largos intervalos de hueco abierto. Para solucionar estos problemas ha tomado gran fuerza el uso de un empaque inflable para aislar el fondo del pozo en una forma efectiva con el fin de obtener resultados más puntuales. Se asume que la presión de leak-off indica que una fractura es formada y que dará una aproximación del  $\sigma_h$ . La relación que existe entre la presión de LOT y el  $\sigma_h$  ha sido investigada por Breckels & Van Eekelen (1982). Los resultado que analizaron mostraron que los valores de LOT generalmente son un 10% más grandes que los esfuerzos in-situ correspondientes,<sup>27, 28, 30</sup>. Después de cementar cada sarta de casing, generalmente una LOT es corrida para verificar que el asiento del casing pueda soportar la presión de pozo requerida para perforar de una manera segura hasta la próxima profundidad de ubicación del casing. La presión de fractura determinada a partir de esta prueba es usada como la máxima presión que puede ser impuesta a esta formación. Decisiones de perforación críticas para las profundidades subsecuentes de colocación de casing son basadas en los resultados LOT. Aunque una LOT es una prueba simple y no costosa, su interpretación es a veces difícil, particularmente en formaciones que dan unas relaciones no lineales entre el volumen bombeado y la presión de bombeo observada. Idealmente, una línea recta es obtenida, la cual refleja la compresibilidad total del sistema (es decir, el fluido de perforación, la expansión del casing, y la expansión del pozo). Un comportamiento no lineal LOT se piensa

que es causado por gas en el sistema, por falla en el pozo, o por fuga de fluido de perforación dentro del casing cementado/ anular del hueco.

No hay sin embargo un modelo matemático que explique el comportamiento no lineal LOT. Una grafica típica LOT para un pozo con una pequeña sección de hueco abierto es mostrada en la figura 30.

**Figura 30. Comportamiento típico de una prueba LOT.**



**Fuente: Corzo, R., 2004.**

Los datos de la prueba tempranos caen en la línea relativamente recta, resultando un incremento de presión constante para un bombeo incremental de fluido de perforación. La tendencia de la línea recta continúa hasta el punto A donde los granos de la formación empiezan a perder integridad y permiten que el lodo entre en la formación. La presión en el punto A es la presión de leak-off y es usada para calcular el gradiente de fractura de la formación. Sin embargo, en algunos casos, el bombeo es continuado hasta que una presión de prueba máxima es observada. El bombeo es parado luego en el punto B y el pozo es cerrado para observar la declinación de la presión causada por la pérdida del lodo o pérdida del filtrado del lodo.

Algunos de los principales factores que influyen la LOT son las fallas y grietas preexistentes, canales de cemento, comportamiento plástico de las formaciones, expansión del casing, el equipo de prueba, aparatos de medición de presión, ratas

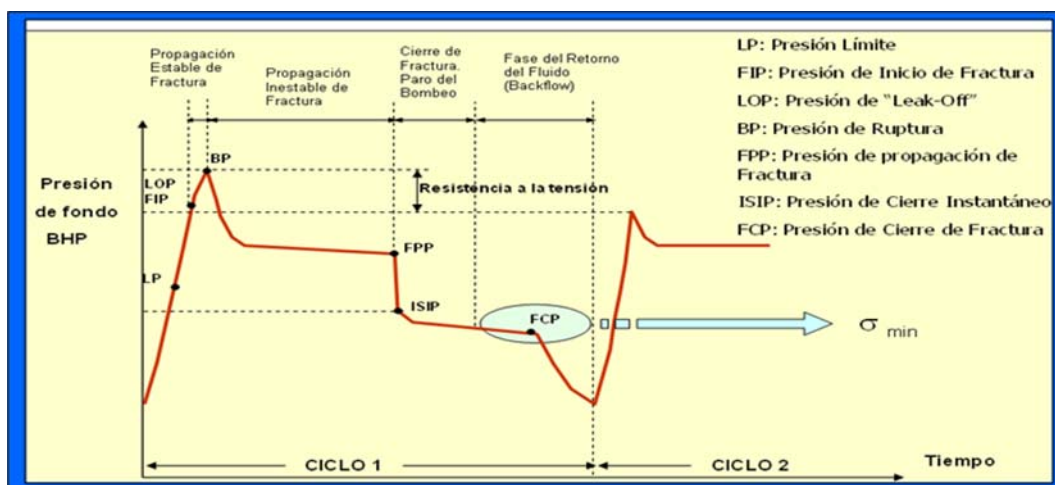
de inyección, y eficiencia del bombeo. El comportamiento LOT es examinado e interpretado basado en la experiencia, así que este no proporciona un modelo analítico numérico para soportar estas interpretaciones.

- **Prueba extendida Leak-Off (ELOT)**

La ELOT ha sido usada por la industria en los últimos 8 años, como método para vencer muchas de las limitaciones del procedimiento estándar LOT sin tomar mucho tiempo significativo. La ELOT se aproxima a una prueba de fracturamiento hidráulico, el cual es considerado como el método más apropiado para determinar los esfuerzos en una roca.

Las ELOT son realizadas de una forma similar a las estándar LOT, pero toman prestado de las metodologías de fracturamiento hidráulico la repetición de los ciclos de presurización (Fig. 31), lo cual resulta en un mejoramiento en la estimación de los esfuerzos. El término prueba de leak-off extendida o XLOT fue escogido para describir el procedimiento resultante para obtener datos de alta calidad de los esfuerzos horizontales por la aplicación de modificaciones fácilmente implementadas de la prueba estándar de leak-off.

**Figura 31. Diagrama típico de una prueba ELOT.**



Fuente: Cabrera, 2003.

La interrupción en la curva de declinación de presión indica el cierre del bombeo (Fig. 31). Esto produce la primera estimación de la magnitud del  $\sigma_h$ . Un ciclo o más son realizados para vencer la resistencia a la tensión de la formación y la concentración de esfuerzos alrededor del pozo. En el segundo ciclo, una cresta a presión constante es registrada: la presión de propagación de la fractura. La segunda presión de cierre de fractura usualmente da las mejores estimaciones de la magnitud del esfuerzo mínimo.

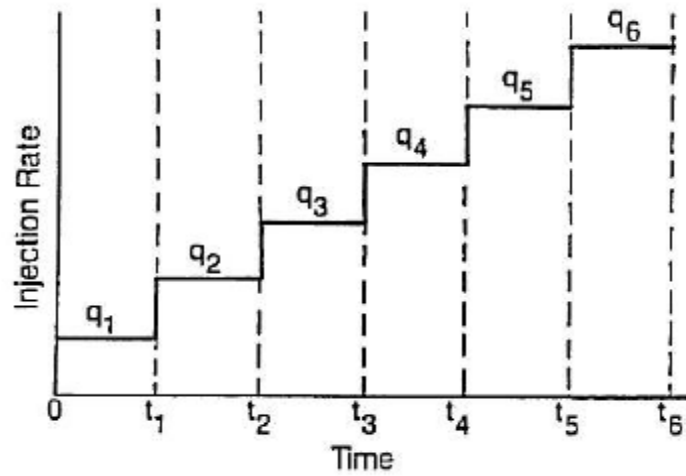
### **3.4.3 Operación de Minifrac**

La operación de Minifrac se lleva a cabo antes de realizar la operación de fracturamiento hidráulico (construcción total de la fractura) para obtener importantes parámetros que se utilizarán posteriormente en la operación de estimulación. Esta operación puede consistir principalmente de dos pruebas: prueba Step Rate Test y prueba Minifrac.

- **Prueba Step Rate Test<sup>31</sup>**

La prueba Step Rate Test consiste en la inyección de de tasas constantes de fluido, las cuales se van incrementando a medida que transcurre el tiempo como lo muestra la figura 32. Cada tasa es inyectada normalmente en un mismo periodo de tiempo denominado  $\Delta t$ . El principal objetivo de la prueba Step Rate Test es estimar el valor de gradiente de fractura.

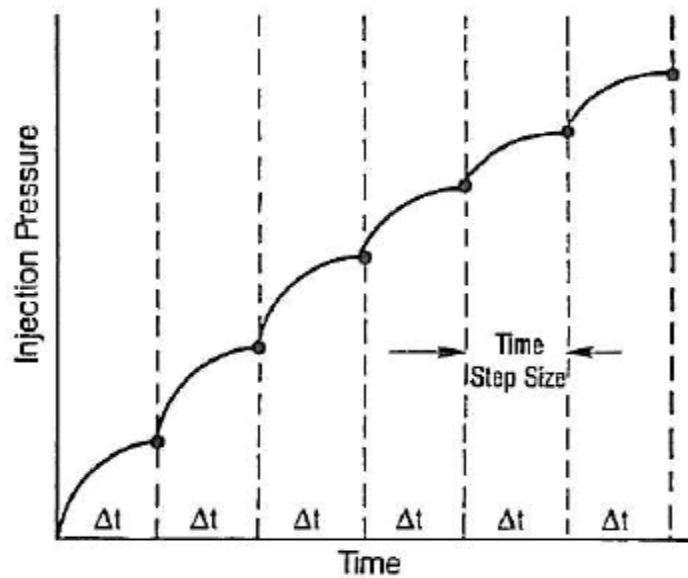
Figura 32. Tasa de inyección contra tiempo en una prueba Step Rate Test.



Fuente: SPE 16798.

El comportamiento idealizado de la presión contra tiempo en una prueba Step Rate Test se presenta a continuación:

Figura 33. Tasa Comportamiento ideal de presión contra tiempo en una prueba Step Rate Test.

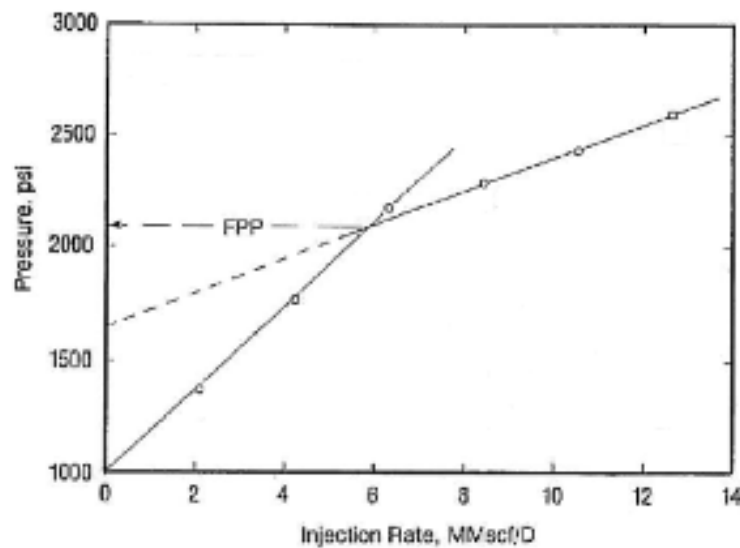


Fuente: SPE 16798

El método convencional de análisis de la prueba asume estado estacionario de flujo Darcy en el pozo, es por esto que se encuentra una relación lineal entre la presión alcanzada al final de la inyección de cada tasa y el correspondiente valor de tasa de inyección.

Una curva de presión contra caudal de una prueba Step Rate Test idealizada se presenta a continuación, en donde se indica que al alcanzar el punto FPP (fracture parting pressure ó presión de fractura) la curva experimenta un cambio significativo en el valor de la pendiente, y a partir de éste punto, se inicia la extensión de la fractura.

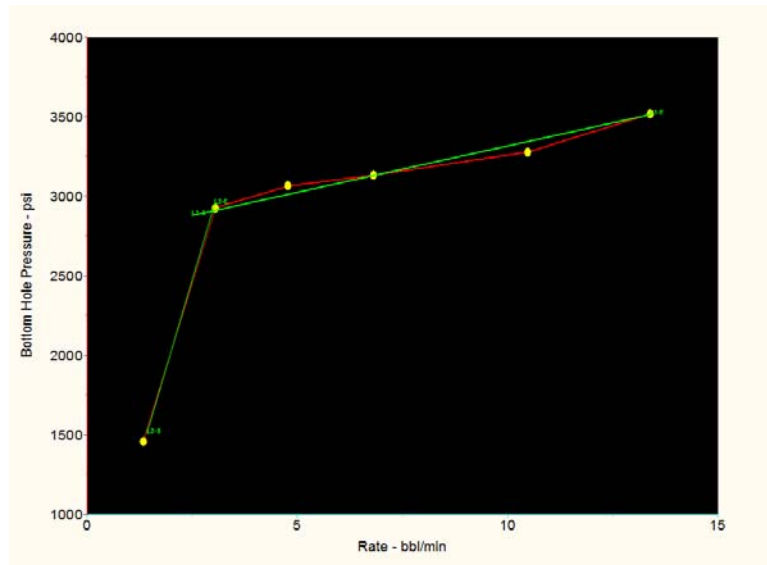
**Figura 34. Comportamiento ideal de presión contra caudal en una prueba Step Rate Test.**



**Fuente: SPE 16798**

Un caso real de la curva presión contra caudal se presenta a continuación en donde se puede observar un cambio significativo en el valor de la pendiente al alcanzar la presión de fractura.

**Figura 35. Comportamiento real de presión contra caudal en una prueba Step Rate Test.**

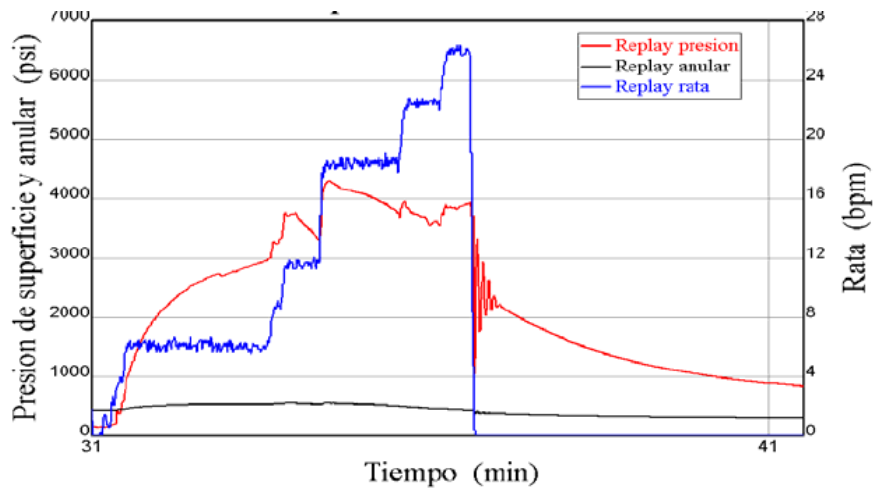


**Fuente: ECOPETROL S. A.**

Otro parámetro importante obtenido a partir de la prueba Step Rate Test es la eficiencia del fluido.

A continuación, en la figura 36 se presenta una prueba Step Rate Test real, en donde se puede observar que la tasa de flujo (línea azul) se incrementa de manera periódica pero no con los mismos pasos de tiempo.

**Figura 36. Prueba Step Rate Test real.**



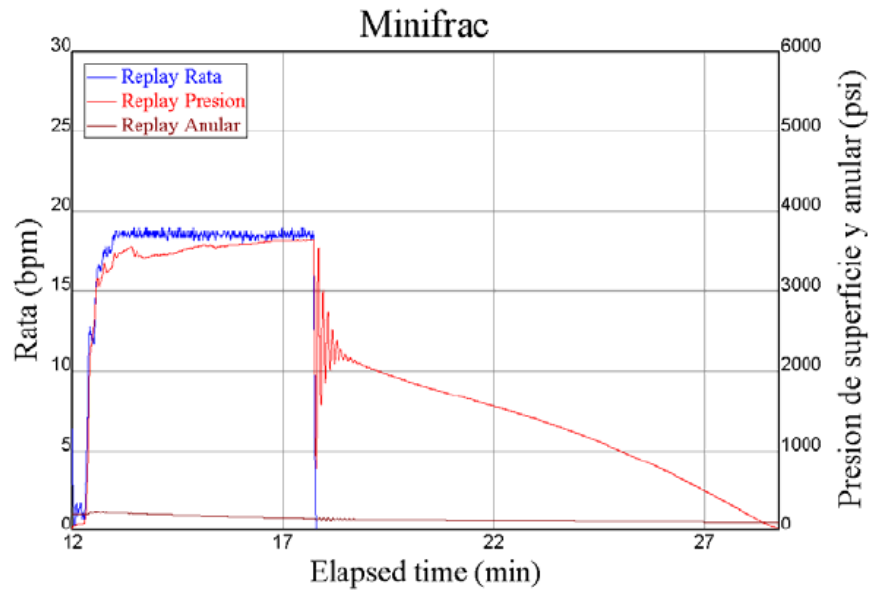
**Fuente: ECOPETROL S.A**

- **Prueba Minifrac**

La prueba Minifrac tiene el mismo objetivo principal que la prueba Step Rate Test, la determinación del gradiente de fractura de la formación. A diferencia de la prueba SRT, la prueba Minifrac consiste en la inyección de fluido a tasa incremental y luego se estabiliza. La estabilización de la tasa de inyección está regida por el comportamiento de la presión.

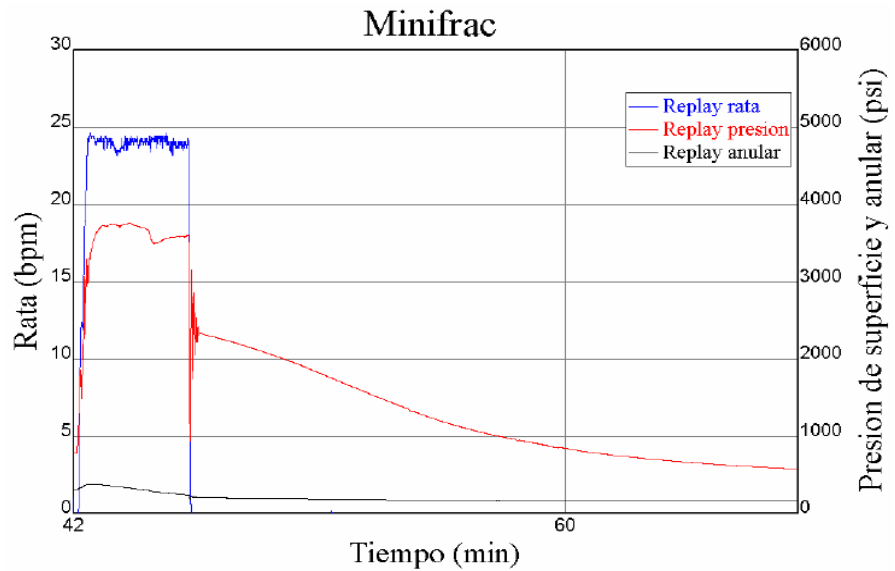
La presión de fractura está determinada por el valor máximo de presión alcanzado en la prueba. Las figuras que se presentan a continuación muestran dos pruebas Minifrac realizadas en el Magdalena Medio Colombiano, en donde se indica la tasa de flujo (línea azul), presión en superficie (línea roja) y presión en el anular (línea vino tinto):

Figura 37. Prueba Minifrac pozo X1.



Fuente: ECOPETROL S.A

Figura 38. Prueba Minifrac pozo X2.



Fuente: ECOPETROL S.A

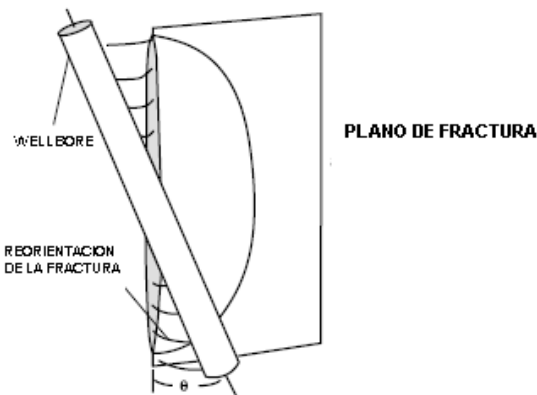
## 4. VARIABLES QUE INFLUYEN EN EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Como se ha mencionado anteriormente la técnica de fracturamiento hidráulico tiene una fuerte relación con ciertas propiedades de la roca y otros factores que pueden influir al momento del diseño de la operación. Estos factores pueden afectar positiva ó negativamente la operación tanto en el momento del bombeo del fluido fracturante como también en la producción post-fractura. A continuación se presentarán algunas de estas variables y su efecto en la operación.

### 4.1 TORTUOSIDAD<sup>25, 32</sup>

La tortuosidad es aquel recorrido enroscado que realiza el fluido desde el wellbore hacia el cuerpo principal de la fractura. Varios estudios han identificado la tortuosidad como un fenómeno importante la cual podría afectar la eventual iniciación de una fractura, el esquema simple de la geometría de la fractura en la figura 39 muestra cómo una fractura puede girar para encuadrarse en el plano de la fractura preferido.

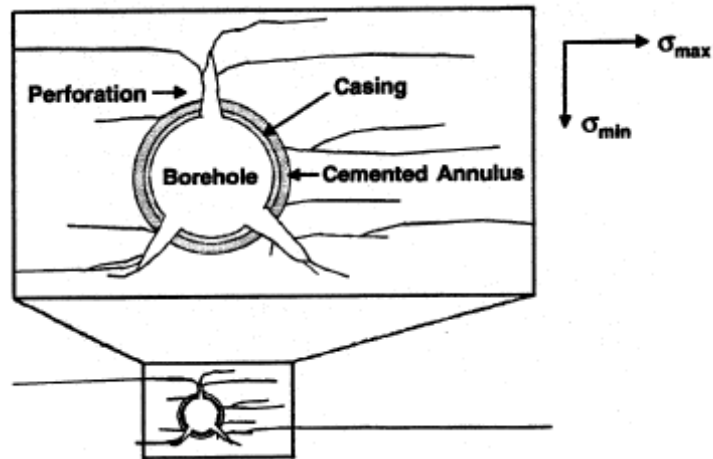
**Figura 39. Esquema simple de una geometría de fractura reorientada a su plano preferencial.**



Fuente: Curso NSI FRAC, Canadá 2007.

Cuando aparece la tortuosidad, se presenta una dificultad, pues la fractura necesita buscar la dirección del esfuerzo máximo porque como se observa en la figura 40, la fractura inicialmente se genera en cualquier dirección que puede ser diferente a la dirección del esfuerzo máximo.

**Figura 40. Representación gráfica de la tortuosidad cerca al pozo.**



Fuente: GRI - AST Abril 1996.

- **Cuando puede ocurrir la tortuosidad en la cercanía al wellbore?**
  - Áreas con altas diferencias de esfuerzos.
  - Pozos desviados del plano de fractura preferencial.
  - Formaciones naturalmente fracturadas.

La tortuosidad es difícil de predecir pero fácil de estimar, usando cambios en la rata de flujo.

## • Consecuencias de la tortuosidad

- Screen-outs prematuros.
- Incapaz de bombear un tratamiento de fractura en algunos pozos.
- Fracturas re-orientadas.
- Múltiples fracturas.
- Cementación pobre.
- Wellbore desviados.

El ancho de la fractura es proporcional a la diferencia entre la presión en la fractura y los esfuerzos que operan en contra de la apertura de la fractura. Cuando la fractura se está abriendo en contra de un esfuerzo superior al esfuerzo mínimo in-situ, el ancho de fractura se ve claramente reducido en relación al caso de que la fractura no realice ese giro. Si la proporción entre el esfuerzo que se opone a la apertura de la fractura y el esfuerzo mínimo in-situ es mayor de 1.5, la boca de la fractura actúa como una boquilla permitiendo que el fluido entre, pero con una caída de presión grande asociada con el pellizco del ancho de la fractura al pozo. Este proceso de reducción del ancho de fractura a lo largo del camino de reorientación de fractura restringe el flujo y podría causar screenouts en la cercanía al wellbore.

El radio de curvatura  $R$  del camino de reorientación puede determinarse para un fluido newtoniano como:

$$R = \lambda \sqrt{\frac{E^3 \mu q}{h_f}} \left( \frac{1}{\sigma_h (k-1)} \right)^2 \quad (80)$$

Donde  $\lambda$  es un coeficiente experimental,  $q$  es la tasa de flujo,  $\sigma_h$  es el esfuerzo mínimo horizontal, y  $k$  es la relación entre el esfuerzo que se opone a la apertura de la fractura y el esfuerzo mínimo. El coeficiente  $\lambda$  es obtenido a partir de datos

experimentales o datos de campo y puede ser considerado como un parámetro de encaje.

Los simuladores de fractura tales como el “planar” ó simuladores de P3D representan el comportamiento del cuerpo principal de la fractura, pero un componente adicional es requerido para representar la tortuosidad. Un modelo de la vía de reorientación o de la curva es unido al cuerpo principal de la fractura. La ecuación (80) es usada para definir la forma de dicha vía y condiciones límite exteriores, como lo son la presión y el ancho en el final de la región tortuosa que son condiciones en el wellbore obtenidas en el simulador sin la tortuosidad. Aunque la presión calculada en el pozo puede ser mayor que la predicha cuando no se tiene en cuenta el efecto de la tortuosidad, el ancho puede ser más pequeño porque el esfuerzo que se opone cuando la fractura se está abriendo es mayor.

Esto puede ocasionar screenouts causados por el puenteo en la cercanía del wellbore, el cual se puede considerar en el modelo previniendo que la entrada del propante en el ancho es muy pequeño.

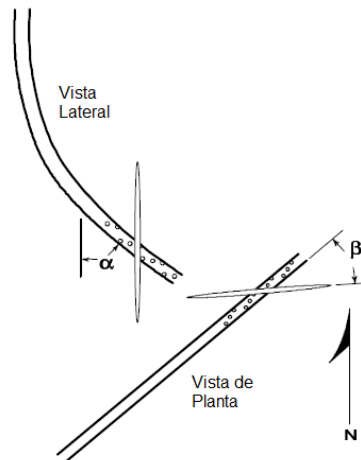
El efecto de la tortuosidad es muy grande cuando se comienza el tratamiento. Esto ocurre a causa de un incremento en el esfuerzo de cierre, relativo sobre un plano de la fractura, y tiene un efecto absoluto ( $\Delta w$ ) en el ancho  $w$ .

Sin embargo la caída de presión es inversamente proporcional al ancho, así que un cambio en ancho tiene un mayor efecto cuando el ancho es pequeño. El modelo además presenta que la caída de presión causada por la tortuosidad puede ser reducida por un incremento en la viscosidad del fluido, el cual ha sido reportado en la práctica con un significado apreciable en la prevención de screenouts en la cercanía al wellbore. El aumento en el tiempo de bombeo antes de la introducción del propante junto con un incremento en la viscosidad pueden reducir los screenouts cerca al wellbore, pues estos causan que el ancho de fractura en la región tortuosa sea mayor que de lo que habría sido.

## 4.2 ANGULO DE ATAQUE<sup>32</sup>

El fracturamiento hidráulico se ha efectuado históricamente en pozos verticales, esto genera una directa y completa comunicación tanto del pozo a la fractura en el bombeo como de la fractura al pozo en la producción post-fractura. Pero esta comunicación perfecta no ocurre cuando se tiene un pozo desviado, y esto puede tener profundos e intensos efectos durante el bombeo y en el comportamiento post-fractura. Es claro que estos efectos pueden ser relacionados a dos ángulos: 1) la desviación del pozo con respecto a la vertical  $\alpha$  (asumiendo una fractura vertical) y 2) la diferencia en dirección entre el wellbore y el azimut preferido por la fractura,  $\beta$ , esto es ilustrado en la figura 41.<sup>33</sup>

**Figura 41. Grafica donde se muestra los ángulos de desviación de pozo.**



**Fuente: Curso NSI FRAC, Canadá 2007.**

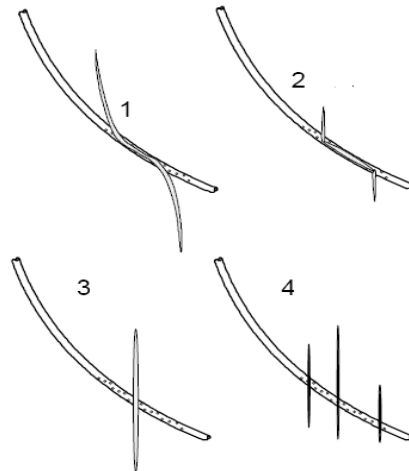
Esta pobre comunicación es frecuentemente llamada “tortuosidad”. Para pozos desviados la tortuosidad puede llegar a generar serios problemas en:

1. Análisis de Minifrac.
2. Tratamiento de fractura (Bombeo del fluido fracturante).
3. Producción post-fractura.

Aunque la producción de un pozo desviado se incrementa con el fracturamiento, el efecto de esta desviación influye negativamente en el proceso del fracturamiento.

Básicamente hay cinco posibles modelos de comunicación de wellbore/fractura que pueden ocurrir en pozos desviados (y fracturas verticales). Primero, si el wellbore es paralelo a la dirección del máximo esfuerzo horizontal y paralelo al azimut preferido de la fractura, entonces la dirección de fractura seguirá la trayectoria del pozo y para propósitos prácticos, el comportamiento de la fractura será similar o idéntico al comportamiento de pozos verticales. Los otros cuatro posibles modelos son ilustrados en la figura 42, estos se presentan en orden de decrecimiento de buena comunicación wellbore/fractura.

**Figura 42. Representación de los cuatro posibles arreglos wellbore-fractura negativos.**



**Fuente: Curso NSI FRAC, Canadá 2007.**

Estos modelos son:

1. Una fractura simple a lo largo con el wellbore, la cual se inclina gradualmente a la orientación preferida.
2. Una fractura simple paralela con el pozo, la cual se torna a la dirección preferida de forma brusca.

3. Una fractura simple que corta el pozo
4. Múltiples fracturas cortando el pozo.

El comportamiento “4”, que hace alusión a múltiples fracturas cortando el pozo, creando una situación de múltiples y muy estrechas fracturas. Este comportamiento puede incrementar sustancialmente las pérdidas de fluido y que algunas de las fracturas se cierren con el tiempo lo cual hace que el diseño del tratamiento sea casi imposible.

El modelo “3” es preferible y más controlable que el “4”, más sin embargo este implica pérdidas de presión significantes (por fricción y tortuosidad) y claramente implica una comunicación muy restringida en el wellbore para la producción postfractura.

En el modelo “2” la fractura que se inclina en la dirección preferencial de forma brusca genera dos problemas. Primero, esa ruda inclinación creará restricciones en el ancho de fractura, los cuales pueden causar problemas en el bombeo, como largas acumulaciones de propante en la fractura. Además la fractura a lo largo del wellbore toma una dirección inadecuada, tal que el esfuerzo de cierre que actúa en la cercanía del pozo y fractura es mayor que el actual esfuerzo de cierre en la formación actuando en el cuerpo de la fractura. Esto permite que la fractura tenga un ancho menor que el esperado y causará problemas en el bombeo y una limitada producción post-fractura. Pueden ocurrir problemas similares para el caso “1” aunque las restricciones del ancho de fractura asociadas con la rudeza del cambio del ángulo presentado en el modelo “2” son eliminadas. Pero estos dos comportamientos de fractura pueden además causar problemas con la interpretación del Minifrac. Cuando el bombeo se detiene, la fractura cercana al pozo se cierra inmediatamente aislando el wellbore (donde se realizan todas las mediciones de presión) del comportamiento de declinación de la presión que ocurre en la fractura. Ahora se presentará detalles de los efectos de la desviación del pozo.

#### 4.2.1 Efecto en la producción post-fractura.

En el peor de los modelos, donde una fractura corta un pozo desviado, la altura de comunicación entre el wellbore y la fractura está dada por:

$$h_c = \frac{d}{\sin(\alpha)\sin(\beta)} \quad (81)$$

d: Diámetro del wellbore.

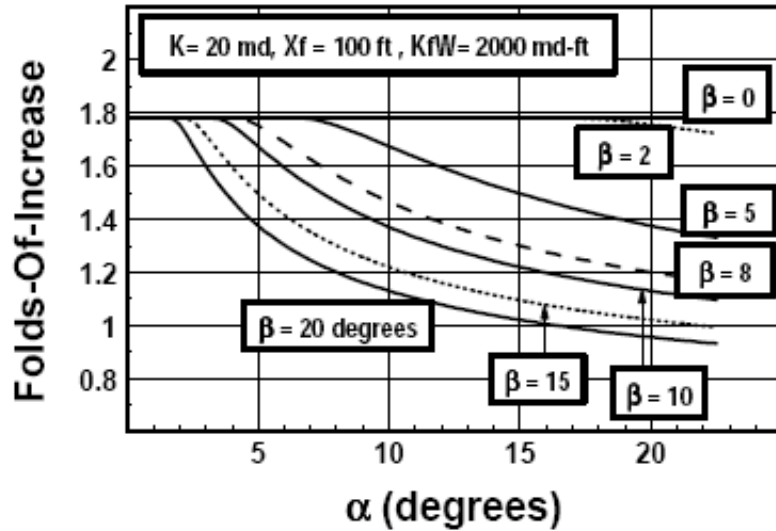
$\alpha$ : Desviación del pozo con respecto a la vertical.

$\beta$ : Angulo entre la dirección del pozo y el azimut de la fractura hidráulica vertical.

Esta altura de comunicación puede ser usada para medir el efecto de la parcial comunicación en el comportamiento post-fractura.<sup>34</sup>

Asumiendo un valor nominal de 1 pie de diámetro de wellbore, el efecto de la desviación en el incremento de la producción es visto en la figura 43, allí se muestra que a medida que aumenta la desviación se nota una clara reducción de la producción esperada después de la fractura. Esta gráfica presenta el efecto de la desviación del pozo  $\alpha$ , y la diferencia en dirección,  $\beta$ , en la producción post-fractura. Se puede observar además que para desviaciones mayores a 10 ó 15 grados el efecto es severo, prácticamente suprimiendo la influencia positiva del fracturamiento. Aunque esta grafica muestra la importancia extrema de la desviación del pozo en la estimulación, también sirve para hacer un énfasis para ángulos pequeños.

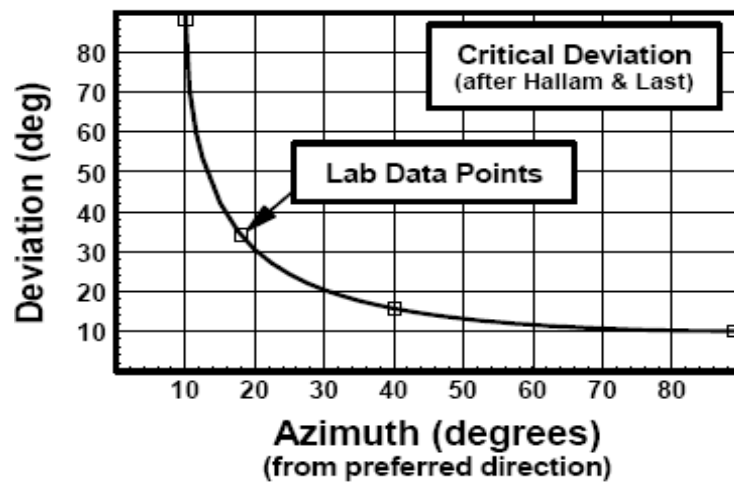
**Figura 43. Gráfica de incremento de producción post-fractura contra ángulo de desviación de pozo.**



**Fuente: Curso NSI FRAC, Canadá 2007.**

Haciendo énfasis para pequeñas desviaciones con respecto a la vertical (o para pequeñas diferencias entre la dirección del wellbore y el azimut de fractura), la fractura puede estar inclinada ligeramente en la cercanía del pozo y así lograr una plena comunicación con el pozo. Sin embargo, para cada formación existe una desviación crítica, donde se verá altamente afectado el comportamiento post-fractura. Desafortunadamente este punto crítico está relacionado a la desviación de pozo, la diferencia de dirección  $\beta$ , la diferencia entre el esfuerzo de cierre y esfuerzo de overburden. Esta desviación crítica existe pero no es esencialmente conocida en función de resultados de campo. En la figura 44 se muestra una curva de parejas de datos ( $\alpha, \beta$ ) que hacen que el comportamiento sea crítico en un campo del Mar del Norte.

Figura 44. Curva de parejas de datos (□□ que hacen que el comportamiento sea crítico en un campo del Mar del Norte.



Fuente: Curso NSI FRAC, Canadá, 2007.

Lo anterior no quiere decir que el fracturamiento no se pueda realizar en el comportamiento crítico sino que se reduce el efecto de la fractura y a veces ocasiona que el bombeo presente dificultad.<sup>35</sup>

#### 4.2.2 Efecto durante el bombeo

Los efectos que produce la desviación del pozo durante el bombeo se pueden agrupar ampliamente en dos categorías:

- 1) La creación de múltiples fracturas
- 2) Una desfavorable orientación de fractura en la cercanía de la región del wellbore, ocasionando ciertas restricciones en el ancho de fractura en esa área.

El resultado final en ambos casos es el mismo. Para múltiples fracturas el ancho de cada fractura será mucho menor en comparación al caso de una fractura simple. Esto reduce la conductividad de fractura y la comunicación wellbore-fractura. Este efecto se puede acentuarse en el caso de que por ser el ancho de

fractura tan pequeño, no admita propante y pueda ocurrir lo que se conoce como “screenout”.

La desviación del pozo puede forzar a la fractura cercana al pozo a que no sea perpendicular al esfuerzo mínimo *in-situ*, esto ocasiona que la presión de cierre de fractura que está actuando en la cercanía del pozo en la entrada de la fractura sea mayor que el esfuerzo de cierre que normalmente actúa en la formación. Este desequilibrio en el esfuerzo de cierre genera que el ancho de fractura sea disminuido, por eso se dice que dependiendo de cuanto sea la desviación del pozo y de las diferencias de los esfuerzos *in-situ*, el ancho de fractura puede ser muy pequeño para admitir propante, esto afecta fuertemente el bombeo pues no se podría adicionar volúmenes y concentraciones deseados de propante.

Algunas experiencias de campo han mostrado que ángulos de desviación relativos al azimut de fractura de 10 o 15° son aceptables, pero cuando se acerca a los 40° los problemas mencionados anteriormente aparecen en escena, se reitera que todo esto también tiene dependencia de las diferencias de los tres esfuerzos principales *in-situ*.

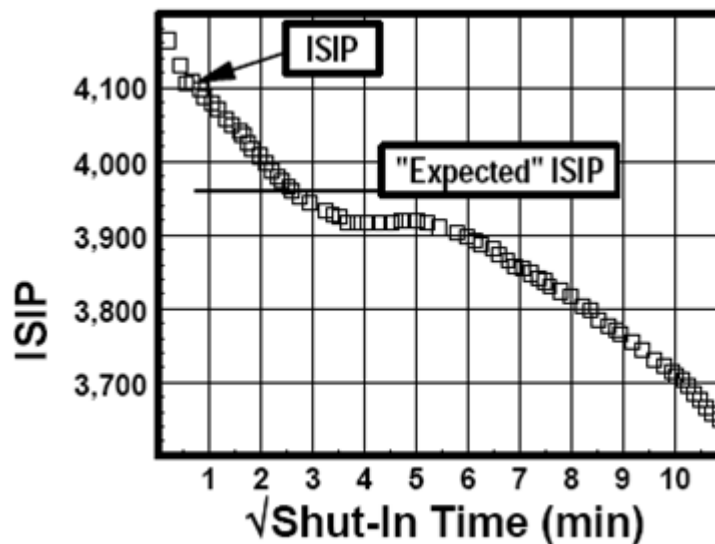
#### **4.2.3 Efecto en la ISIP**

Otra manifestación de la tortuosidad puede ser en una anormal presión instantánea de cierre considerando los casos “3” y “4” de la figura 42. En estos casos, el esfuerzo de cierre de fractura que actúa en la cercanía del pozo es mucho mayor que el esfuerzo de cierre “real” que actúa en el cuerpo principal de fractura, esto puede ocasionar un cierre de fractura instantáneo en la prueba mini-frac, donde el propante no ha sido bombeado.

Dependiendo de la permeabilidad de la formación, el wellbore (donde la presión es monitoreada) puede ser completamente aislado del comportamiento de declinación de la presión de fractura como se puede observar en la figura 45, la

cual muestra un comportamiento de un pozo desviado en  $50^\circ$  ( $\alpha$ ) después de un Minifrac, en esta figura se muestra que la ISIP es aproximadamente 4100 psi (más alta que la esperada), también que después de un descenso de cuatro minutos se mantiene constante por casi dos minutos, lo cual es inusual para un Minifrac convencional.

**Figura 45. Gráfica de ISIP vs. tiempo y ISIP esperada.**



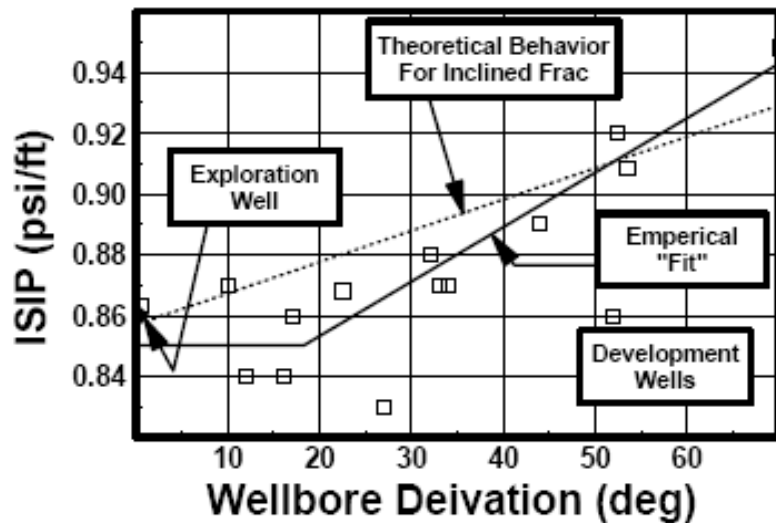
**Fuente: Curso NSI FRAC, Canadá 2007.**

En la figura 46 se muestra más ampliamente como aumenta la ISIP estimada en relación al aumento de la desviación del pozo.

Una posible manifestación final de la tortuosidad relacionada a las fracturas que se abren a lo largo del wellbore y después se tornan en otra dirección (esto por la desviación del pozo del azimut preferido de fractura, ver casos 1 y 2 de la figura 42) es un extraño comportamiento de declinación de la presión. Uno ejemplo claro de esto fue en un pozo del Mar del Norte el cual estaba desviado en 29 grados (Ver figura 47). Para la prueba de Minifrac representada en esta figura se

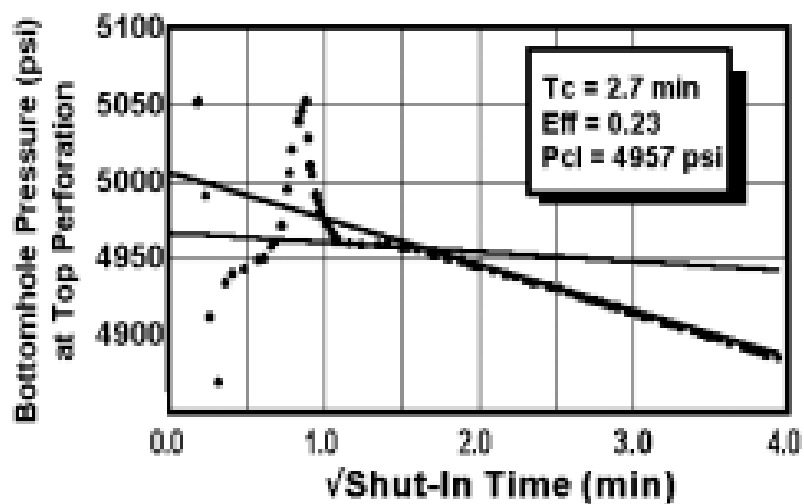
esperaba que el cierre de fractura ocurriera a los 2 ó 3 minutos en esta formación de alta permeabilidad. Sin embargo el extraño comportamiento (La sombra de puntos) hace que esto sea cuestionable.

Figura 46. Gráfica representativa de la variación de la ISIP con respecto a la desviación del pozo.



Fuente: Curso NSI FRAC, Canadá, 2007.

Figura 47. Presión en el tope de perforación contra Tiempo.



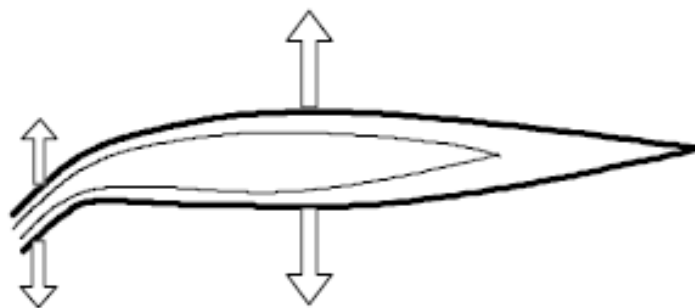
Fuente: Curso NSI FRAC, Canadá 2007.

#### 4.2.4 Ancho de fractura en la cercanía del wellbore

Como se ha expuesto y como se representa en la figura 48, el ancho de fractura se ve claramente afectado en la cercanía del pozo, haciendo que en esta zona la fractura sea más angosta que en el cuerpo principal de ella. Los aspectos relacionados a lo mencionado anteriormente son:

- Un esfuerzo de cierre de fractura mayor actuando cerca al wellbore.
- Como la fractura presenta un cambio de orientación entre la cercanía al wellbore y el cuerpo principal de la misma, estas dos partes de la fractura interaccionan con la zona de cambio de orientación, por esto se ve disminuido el ancho de fractura especialmente en la vecindad del giro de la fractura.
- En casos extremos, el arreglo de fractura puede consistir en un conjunto de múltiples fracturas, lo cual conlleva a un muy limitado ancho de fractura en estas.

**Figura 48. Representación gráfica de la variación del ancho de fractura entre la parte cercana al pozo y el cuerpo principal de fractura.**



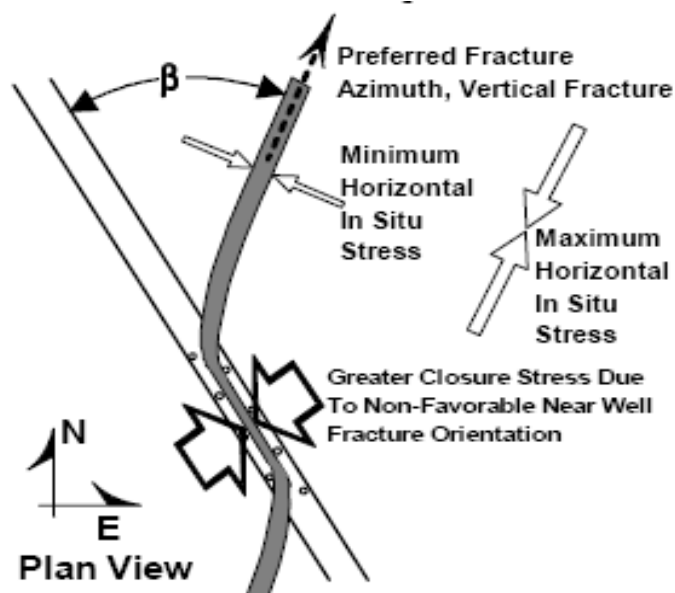
**Fuente: Curso NSI FRAC, Canadá 2007.**

- **Presión de cierre cerca al pozo**

Un arreglo común de fractura lo presenta la figura 42, en sus casos 1 y 2. Estos ejemplos básicamente representan la eventual fractura que se inicia a lo largo del wellbore y que toma la dirección de azimut. Esto crea una situación en donde el esfuerzo de cierre de fractura que actúa en la cercanía del pozo es mayor que el que actúa en el resto de la fractura, así que por esto el ancho de fractura se ve reducido por esta fuerza mayor intentando cerrar la fractura, como se ilustra en la figura 49. Este incremento en el esfuerzo de cierre se ve relacionado por la diferencia entre los esfuerzos in-situ horizontales ( $\sigma_H - \sigma_h$ ) y el azimut del wellbore, acerca de esto el autor Olson a partir de las relaciones entre esfuerzos llegó a una expresión en la cual el esfuerzo de cierre cerca al pozo esta dado por:

$$\sigma_{clw} = \sigma_{cl} + (\sigma_H - \sigma_{cl}) \sin^2(\beta) \quad (82)$$

**Figura 49. Representación gráfica de los esfuerzos actuantes en la fractura.**



Fuente: Curso NSI FRAC, Canadá 2007.

Esta ecuación es para una fractura vertical cambiando de orientación. Sin embargo esto depende del esfuerzo máximo horizontal. Si el esfuerzo vertical es menor que el esfuerzo horizontal máximo y mayor que el esfuerzo horizontal mínimo entonces la fractura puede iniciarse sub-horizontalmente y luego cambia de dirección para tomar su orientación vertical preferida

En este caso la ecuación cambiaría a la siguiente expresión:

$$\sigma_{clw} = \sigma_{cl} + (\sigma_v - \sigma_{cl}) \sin^2(\alpha) \quad (83)$$

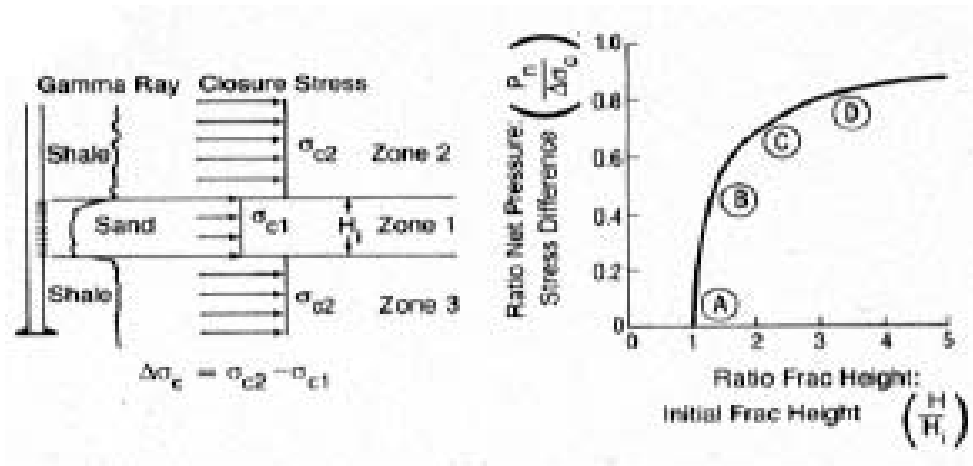
Donde el esfuerzo vertical y la desviación del pozo ( $\alpha$ ) serían variables críticas.

#### **4.3 DIFERENCIA DE LA MAGNITUD DE LOS ESFUERZOS DE LA ZONA DE INTERES Y FORMACIONES ADYACENTES<sup>32</sup>**

Una variación en el esfuerzo de cierre de fractura entre dos zonas es el parámetro dominante que controla la altura de la fractura. Normalmente, variaciones en litología o presión de poro son requeridas antes que se puedan esperar tales diferencias en esfuerzos de cierre. Existen registros donde se observan grandes diferencias entre esfuerzos existentes en dos zonas diferentes.

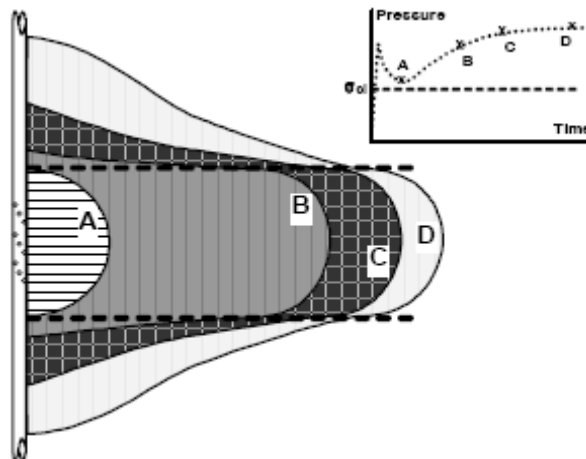
El efecto sobre la altura de fractura en formaciones con diferentes esfuerzos de cierre es mostrado en la figura 50. Allí se muestra un caso ideal de una arena rodeada por capas de arcillas infinitas con altos esfuerzos. Cuando una fractura es iniciada en una arenisca, ésta crece rápidamente con forma “penny” como se ve en la parte “A” de la figura 51. Como el bombeo continua, la longitud de fractura se empieza a incrementar, subsecuentemente las capas de shale con esfuerzos más altos proveen una barrera de crecimiento vertical. La presión neta de tratamiento ( $P_{net} = \text{Presión de tratamiento del “bottomhole”} - \sigma_{cl}$ ) se incrementará a “B” como se presenta en la figura 51.

Figura 50. Ilustración de una formación arenosa rodeada de arcillas y sus respectivos esfuerzos actuantes.



Fuente: Curso NSI FRAC, Canadá 2007.

Figura 51. Crecimiento de la fractura y presión de tratamiento con respecto al tiempo.



Fuente: Curso NSI FRAC, Canadá 2007.

Como la  $P_{net}$  aumenta, el crecimiento de la altura de fractura es acorde a la relación presión-altura tal como se ve en las figura 50 y 51. Para la geometría ideal 3 capas-2 esfuerzos de la figura 51, esta relación presión-altura es:

$$P_{net} = P - \sigma_{cl} = \frac{K_{Ic}}{\sqrt{\pi H_c}} \left[ \frac{1}{H/H_o} - 1 \right] + \frac{2\Delta\sigma_{cl}}{\pi} \times \cos^{-1} \left[ \frac{1}{H/H_o} \right] \quad (84)$$

Donde  $K_{Ic}$  es el factor de intensidad de esfuerzo crítico ó fuerza de fractura para las rocas y  $\Delta\sigma_{cl}$  es la diferencia entre los esfuerzos de cierre. Un típico valor del factor de intensidad de esfuerzos es de 1000 psi\*pulg<sup>1/2</sup>. Sin embargo, en general, el segundo término de esta ecuación domina, y la relación de presión-altura puede ser escrita así:

$$P_{net} = P - \sigma_{cl} = \frac{2\Delta\sigma_{cl}}{\pi} \times \cos^{-1} \left[ \frac{1}{H/H_o} \right] \quad (85)$$

Así como la longitud de fractura se incrementa, la presión neta aumentará, y la altura de la fractura también incrementará hasta que la presión neta iguale el 75-80% de la diferencia de esfuerzos (ver punto “C” en la figura 51). Los incrementos en presión sobre este resultado en aumentos largos en la altura de la fractura y la rata de crecimiento de longitud bajará lentamente ó posiblemente se detendrá completamente como se ve en la parte “D”. Cuando la presión neta alcanza este nivel, la altura crece incontrolablemente fuera de la zona.

Ahora se asume en el “tiempo A” que la presión neta es 500 psi (o  $P_{net}/\Delta\sigma_{cl} = 0.5$ ). En ese tiempo, la altura de fractura se incrementará cerca del 20% de la altura base, 10% arriba y 10% abajo como es ilustrado. Como el bombeo continua, la longitud de fractura se incrementa y la presión continua subiendo hasta el “tiempo B”, en donde  $P_{net}$  puede ser 700 psi (ó  $P_{net}/\Delta\sigma_{cl} = 0.7$ ). Esto debe casi duplicar la altura de fractura, 50% arriba del espesor de la zona base y 50% abajo, con la

altura total de fractura ahora dos veces mayor que el espesor de la zona. Sin embargo, el volumen de este crecimiento de la altura ocurre cerca al pozo; además, el ancho de fractura en la capa de arriba y debajo de arcilla es realmente pequeño, así la mayor parte del fluido bombeado va al cuerpo principal de la fractura, y para propósitos de balance de materia y diseño de fractura, esto es todavía un caso de buen confinamiento de altura de fractura.

Finalmente, después del bombeo continuo, la fractura crece hasta alcanzar el “tiempo D”. En ese punto la presión neta puede ser igual 800 psi ( $P_{net}/\Delta\sigma_{cl} = 0.8$ ), y ahora la altura de la fractura se triplica, 100% arriba del espesor de zona y el otro 100% abajo. Más precisamente la relación presión/altura se hace más simple, y un crecimiento adicional y extensivo de la altura continúa con tan solo un aumento despreciable de la presión neta. Además la geometría de la fractura sufre un cambio trascendental. Esta se comporta similar a una fractura radial.

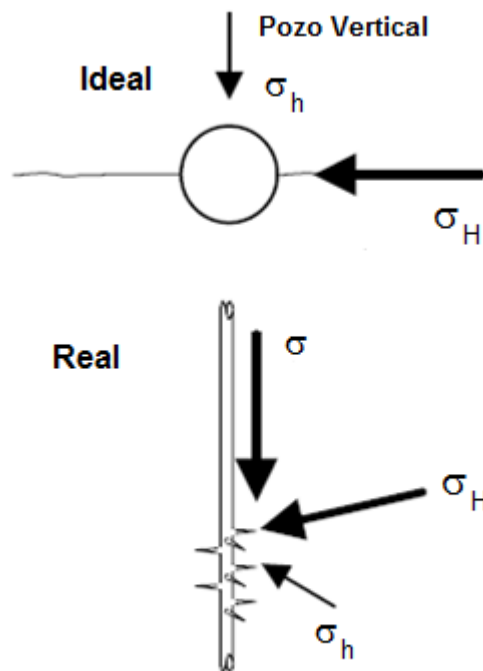
Para saber si una fractura continuará confinada en una formación particular, se requiere tener alguna idea de los esfuerzos de cierre de las formaciones. Si la diferencia de esfuerzos esta en el rango de 500-600 psi, entonces el crecimiento incontrolado de la altura de fractura comenzara a ocurrir para presiones netas de tratamiento cercanas a 450 psi.

#### **4.4 PERDIDA DEL FLUIDO FRACTURANTE HACIA LA FORMACION<sup>32</sup>**

Una vez hecho el fracturamiento hidráulico, el rol de los esfuerzos de cierre es simple. Sin embargo, el proceso de iniciación de fractura que precede puede ir de ser muy sencillo a muy complejo. Esta discusión se examinará para una situación simple como lo es un pozo vertical. Más precisamente, la discusión aquí aplica para pozos donde el wellbore es paralelo a uno de los esfuerzos principales *in-situ*. Así esta discusión también se puede aplicar para pozos horizontales si el wellbore es paralelo al máximo ó mínimo esfuerzo horizontal *in-situ*.

Para situaciones de esfuerzos simples, el breakdown (ó rompimiento) que ocurre en el wellbore es determinado en términos del comportamiento del pozo abierto y ese precedente es señalado aquí. Para tales casos, la distribución de esfuerzos en la cercanía al pozo está gobernado por dos esfuerzos actuando de forma perpendicular al pozo (ver figura 52). Sin embargo, como también se incluye en la figura, la situación real normalmente incluye túneles de perforación, así que los valores de presión de ruptura calculados teniendo en cuenta la suposición de pozo abierto solo deben tenerse en cuenta como pautas e indicadores del comportamiento general. Dicha situación es mucho más compleja que la comentada por el autor Warpinski<sup>36</sup>. Esto es por supuesto, aún más complejo para el caso de un pozo desviado<sup>37</sup>, y puede ser más complicado por cualquier pequeña fractura natural ó inducida por la perforación.

**Figura 52. Distribución de esfuerzos en la cercanía del pozo.**



**Fuente: Curso NSI FRAC, Canadá 2007.**

#### 4.4.1 Distribución de esfuerzos en hueco abierto sin el efecto de la penetración del fluido

Para casos ideales, la distribución de esfuerzos alrededor del wellbore (en los casos de penetración de fluido y sin penetración de éste en la formación) lo discute el autor Haimson<sup>38</sup>. Los esfuerzos in-situ ( $\sigma_H$  y  $\sigma_h$ ) junto con la presión del yacimiento crean una concentración de esfuerzos compresivos alrededor del wellbore. Estos son los esfuerzos “hoop” ó circunferenciales intentando prevenir la iniciación de fractura que es usualmente más grande que el  $\sigma_h$ . En la pared del wellbore los esfuerzos hoop son dados así:

$$\sigma_\theta = \sigma'_\theta + p = \frac{\sigma_H + \sigma_h - 2p}{2} \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2}\right) - \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left(1 + \frac{3r_w^4}{r^4}\right) \cos 2\theta + p \quad (86)$$

$$\sigma_\theta = \frac{\sigma'_H + \sigma'_h}{2} \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2}\right) - \frac{\sigma'_H - \sigma'_h}{2} \left(1 + \frac{3r_w^4}{r^4}\right) \cos 2\theta + p \quad (87)$$

Donde,

$\sigma_\theta$ : esfuerzo tangencial en función de los esfuerzos in-situ.

$\sigma'_\theta$ : esfuerzo tangencial efectivo, usualmente actúa en la matriz de la roca y es igual a  $\sigma_\theta - p$ .

$p$ : presión de poro.

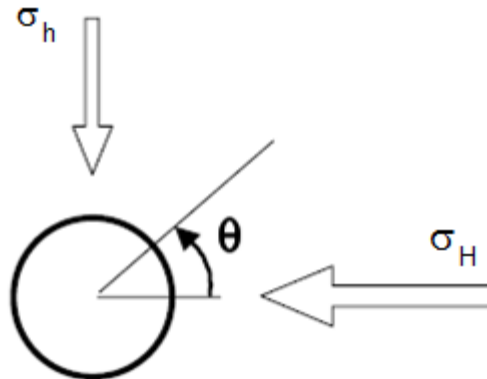
Expresando los esfuerzos in-situ en forma de esfuerzos in-situ efectivos:

$$\sigma'_H = \sigma_H - p \quad (88)$$

$$\sigma'_h = \sigma_h - p \quad (89)$$

El ángulo  $\theta$  es definido en la figura 53,  $p$  es la presión del yacimiento y el esfuerzo compresivo es tratado como “positivo”.

**Figura 53. Orientación de esfuerzos.**



**Fuente: Curso NSI FRAC, Canadá 2007.**

La presión interna del wellbore  $p_w$  crea un esfuerzo hoop de tensión total alrededor del wellbore dado por:

$$\sigma_{\theta} = -\frac{r_w^2 r_e^2}{r^2 (r_e^2 - r_w^2)} (p_w - p) - \frac{r_w^2}{r_e^2 - r_w^2} (p_w - p) \quad (90)$$

Esta ecuación para largos  $r_e$  ( $r_e > 10 r_w$ ), sería:

$$\sigma_{\theta} = -\frac{r_w^2}{r^2} (p_w - p) \quad (91)$$

Estos dos términos expresados en las ecuaciones sumados expresan el esfuerzo total final (sin penetración de fluido a la formación):

$$\sigma_{\theta} = -\frac{r_w^2}{r^2}(p_w - p) + \frac{\sigma'_H + \sigma'_h}{2} \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2}\right) - \frac{\sigma'_H - \sigma'_h}{2} \left(1 + \frac{3r_w^4}{r^4}\right) \cos 2\theta + p \quad (92)$$

Y el esfuerzo efectivo actuando sobre la roca es dado por:

$$\sigma'_{\theta} = \sigma_{\theta} - p = -\frac{r_w^2}{r^2}(p_w - p) + \frac{\sigma'_H + \sigma'_h}{2} \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2}\right) - \frac{\sigma'_H - \sigma'_h}{2} \left(1 + \frac{3r_w^4}{r^4}\right) \cos 2\theta \quad (93)$$

Una fractura eventualmente se iniciará cuando el esfuerzo efectivo iguale al negativo de la resistencia a la tensión de la roca ( $-T_o$ ). Este primero ocurrirá en una orientación perpendicular al esfuerzo mínimo.

$$\sigma'_{\theta} = 3\sigma'_h - \sigma'_H - p_w + p = -T_o \quad (94)$$

Y la presión de ruptura es dada por:

$$p_w = (3\sigma'_h - \sigma'_H) + p + T_o \quad (95)$$

Como se puede observar, cuando no hay penetración de fluidos, la presión de ruptura obtenida (Ec. 95) es similar a la obtenida a partir del criterio de falla por tensión (Ec. 78), la única diferencia entre estas dos expresiones es que en la ecuación (95) se presentan los esfuerzos in-situ como esfuerzos in-situ efectivos.

#### 4.4.2 Efecto de la penetración del fluido

El caso visto anteriormente asume una presión de yacimiento constante  $p$  en todas partes, pues se asume que no hay penetración del fluido a la formación. Si la inyección del fluido puede penetrar una formación permeable, esta inyección tiende a incrementar la presión de poro alrededor del pozo al mismo tiempo que el wellbore está siendo “presurizado”. Este incremento local en la presión de poro tenderá a contraatacar la alta concentración de esfuerzos totales compresivos

creado por los esfuerzos in-situ “lejanos” ( $\sigma_H$  y  $\sigma_h$ ). En efecto, este incremento en la presión local crea un esfuerzo por tensión dado por:

$$\sigma_{\theta} = -\frac{\alpha(1-2\nu)}{1-\nu} \frac{1}{r^2} \left[ \frac{r^2 + r_w^2}{r_e^2 - r_w^2} \int_{r_w}^{r_e} \Delta p(r) r dr + \int_{r_w}^r \Delta p(r) r dr - \Delta p(r) r^2 \right] \quad (96)$$

Asumiendo que  $r_e$  es grande en comparación con  $r_w$ , y revisando los esfuerzos en el wellbore ( $r=r_w$ ) la expresión antes mencionada se reduce a:

$$\sigma_{\theta} = \frac{\alpha(1-2\nu)}{1-\nu} \Delta p(r) = \frac{\alpha(1-2\nu)}{1-\nu} (p_w - p) \quad (97)$$

En estas relaciones  $\Delta p(r) = p(r) - p$ , la relación de Poisson está entre 0 y 0.5, y  $\alpha$  es la constante poroelástica, la cual se puede determinar así:

$$\alpha = 1 - \frac{C_R}{C_B} \quad (98)$$

Donde  $C_R$  es la compresibilidad de la matriz de la roca y  $C_B$  es la compresibilidad “bulk”, para la mayoría de las formaciones esta relación de compresibilidades es muy pequeña debido a que  $C_R$  es muy pequeño en comparación a  $C_B$ , esto hace que  $\alpha$  se aproxime a 1. Físicamente,  $\phi < \alpha < 1$ , donde  $\phi$  es la porosidad de la formación. Para las formaciones de baja porosidad tal como la cuarzoarenita,  $\alpha$  puede ser mucho menor que 1, posiblemente puede entrar en el rango de 0.2 a 0.3.

Combinando las ecuaciones (92) y (96) (para  $r = r_w$ ,  $\theta = 0$  y  $r_e = 10r_w$ ) se expresa de esta forma el esfuerzo hoop total en la cara de la formación como:

$$\sigma_{\theta} = -(p_w - p) + 3\sigma'_h - \sigma'_H + p + \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} (p_w - p) \quad (99)$$

En la cara de la formación, el esfuerzo hoop efectivo entonces es dado por:

$$\sigma'_{\theta} = \sigma_{\theta} - p_w = -(p_w - p) + 3\sigma'_{h'} - \sigma'_{H'} + p + \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} (p_w - p) - p_w \quad (100)$$

Y la fractura entonces se iniciará cuando  $\sigma'_{\theta}$  iguale la resistencia a la tensión de la formación.

$$\sigma'_{\theta} = -T_o = 3\sigma'_{h'} - \sigma'_{H'} - \left(2 - \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu}\right) (p_w - p) \quad (101)$$

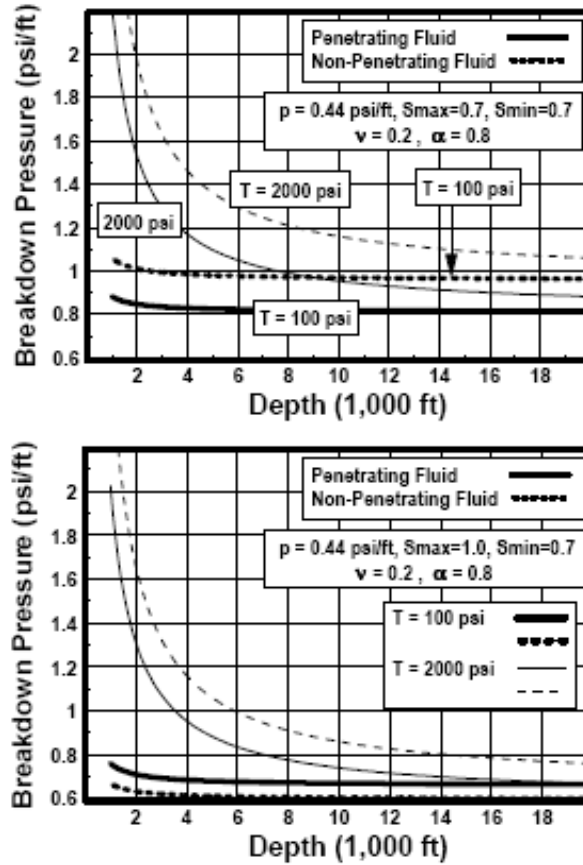
ó

$$p_w = \frac{3\sigma'_{h'} - \sigma'_{H'} + T_o}{\left(2 - \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu}\right)} + p \quad (102)$$

Esta es la ecuación para determinar la presión de fractura cuando hay penetración de fluido. En general, esto significa que la presión requerida para romper la roca cuando existe penetración de fluido es menor que cuando no la hay. La razón más probable de lo antes mencionado, puede ser que un pequeño volumen de ácido ayuda rompiendo cierta parte problemática de la formación. Los ácidos contenidos en el fluido de penetración ayudan a limpiar la formación de los residuos de perforación y mejora la comunicación entre el wellbore y la formación por esta razón en el caso de que haya penetración de fluido puede la presión de fractura reducirse considerablemente.

En la figura 54 se muestran algunos valores de presión de fractura cuando existe penetración del fluido. En estas gráficas se comparan valores de presión de fractura para penetración de fluido y cuando no hay, Las gráficas corroboran lo antes mencionado mostrando una reducción substancial en la presión para fracturar una formación con penetración de fluido.

Figura 54. Comparación de valores de presión de fractura para los casos de penetración de fluido y sin penetración de fluido.



Fuente: Curso NSI FRAC, Canadá 2007.

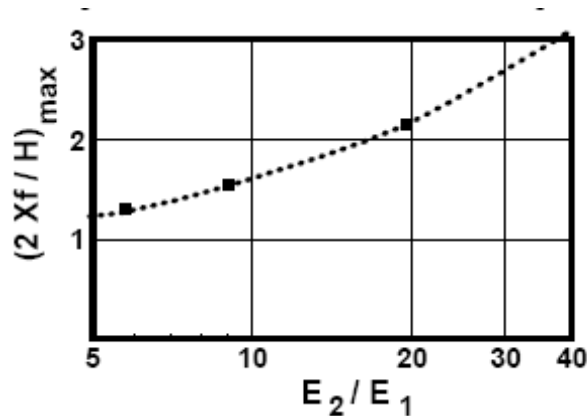
#### 4.5 MODULO DE YOUNG E INTERCALACIONES DE ARCILLA<sup>32</sup>

En general la presión real de tratamiento requerida para crear la longitud de fractura deseada, las diferencias de esfuerzos entre varias formaciones y el espesor de la formación son parámetros que controlan la altura de la fractura. Sin embargo, existen otras propiedades que en ciertos casos ocasionan algún efecto sobre la altura de la fractura.

Una de estas propiedades es el modulo de Young, este modulo puede influir en el crecimiento de la altura de la fractura. Si las formaciones adedañas tienen un modulo de Young alto, entonces estas inhibirán el crecimiento de la fractura.

Los cálculos presentados por Van Eekelen<sup>39</sup> (Fig. 55) muestran el grado de confinamiento de altura debido a la relación del modulo de Young, en donde  $E_1$  es el modulo de Young de la formación de interés y  $E_2$  es el modulo de Young de la formación adyacente.

**Figura 55. Gráfica de comportamiento de la altura de la fractura con respecto al modulo de Young.**

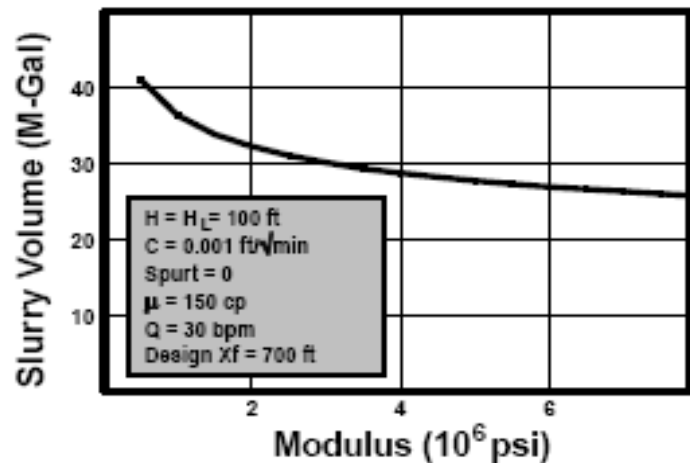


**Fuente: Curso NSI FRAC, Canadá, 2007.**

Aunque el modulo de Young es una de las propiedades más importantes de la roca para un diseño de fracturamiento hidráulico, su importancia es generalmente indirecta, esto se puede observar en la figura 56, donde se muestra el volumen de lechada requerida para crear una fractura de 700 ft de longitud con una altura constante de 100 ft y variando el modulo de Young, allí se puede observar que excepto para un modulo muy pequeño ( $<1 \cdot 10^6$  psi), el volumen de la lechada es cercano a 30000 galones. Así se muestra un punto importante concerniente al modulo de Young, "Excepto para casos especiales de formaciones con un modulo de Young pequeño, el valor del modulo de Young no es crítico para el diseño de

fractura si la altura de la fractura es conocida y determinada.” Sin embargo, con el aumento del modulo de Young, la presión de tratamiento se incrementará y habrá la oportunidad de que crezca más rápido la altura de la fractura. Este crecimiento de la altura de la fractura es un parámetro crítico para el diseño de la operación y como este tiene dependencia en el modulo de Young, este también será crítico.

**Figura 56. Gráfica de volumen de lechada con respecto al modulo de Young.**



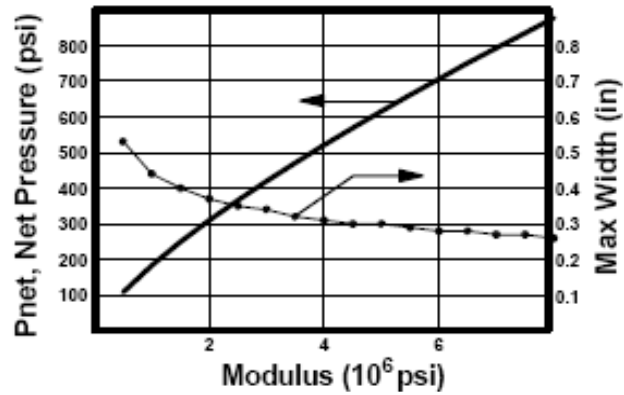
**Fuente: Curso NSI FRAC, Canadá 2007.**

El modulo de Young es siempre crítico para análisis de presión en el fracturamiento, esto es ilustrado en la figura 57 en donde se observa la presión de tratamiento para crear una fractura de 700 ft de longitud. Esta figura además muestra como el ancho de fractura máximo decrece con el aumento del valor del modulo de Young. También se observa que la presión neta de tratamiento se incrementa de forma casi lineal con el incremento del modulo de Young, y la presión de tratamiento mayor haría menos probable el confinamiento de la altura de la fractura.

Para módulos de Young del orden de  $1 \cdot 10^6$  psi y una presión neta de 200 psi, una arcilla pequeña puede ser suficiente para contener una fractura. La importancia del

modulo entonces es su efecto sobre la presión de tratamiento produciendo así un control indirecto sobre la altura de la fractura.

**Figura 57. Variación de la presión de tratamiento y máximo ancho de fractura con respecto al modulo de Young.**



Fuente: Curso NSI FRAC, Canadá 2007.

#### 4.6 ISOTROPIA DE ESFUERZOS

Mediante el criterio de falla por tensión se estableció el gradiente de fractura en función del esfuerzo máximo horizontal, mínimo horizontal, resistencia a la tensión, presión de poro y profundidad en un campo anisotrópico de esfuerzos:

$$(g_f)_{CT} = \frac{3\sigma_h - \sigma_H - p + T_o}{D} \quad (79)$$

Para casos en los que hay isotropía de esfuerzos (magnitud del esfuerzo mínimo horizontal igual a la magnitud del esfuerzo máximo horizontal,  $\sigma_h = \sigma_H$ ), el gradiente de fractura según el criterio de falla por tensión se expresa:

$$(g_f)_{ISOTROPÍA} = \frac{2\sigma_h - p + T_o}{D} \quad (103)$$

Para cualquier caso en particular, se cumple que:

$$\sigma_h \leq \sigma_H \quad (104)$$

La ecuación (104) establece que el esfuerzo mínimo horizontal es menor o cuando mucho igual al esfuerzo máximo horizontal.

Según este planteamiento, se puede establecer que:

$$\frac{3\sigma_h - \sigma_H - p + T_o}{D} \leq \frac{2\sigma_h - p + T_o}{D} \quad (105)$$

Expresado en función de gradientes:

$$(g_f)_{\text{ISOTROPIA}} \geq (g_f)_{\text{CT}} \quad (106)$$

La ecuación 104 indica que en un campo isotrópico de esfuerzos ( $\sigma_h = \sigma_H$ ) el valor del gradiente de fractura siempre será mayor que el caso en que bajo el mismos valores de  $\sigma_h$ ,  $T_o$ ,  $p$  y  $D$  se tuviera que  $\sigma_H \geq \sigma_h$ .

## **5. DESCRIPCIÓN GEOLOGICA Y GEOMECÁNICA DE LOS CAMPOS PERENEICIENTES A LA SOA<sup>40</sup>**

Para llevar a cabo una investigación de caracterización de un campo perteneciente a la Superintendencia de Operaciones Apiay (SOA), es necesario realizar un estudio geomecánico de dichos campos. Este capítulo muestra en el estudio geomecánico en términos generales realizado a los campos de la SOA, en donde se presenta una descripción geológica, caracterización del yacimiento y un estudio de los parámetros geomecánicos, útiles en el diseño de un fracturamiento hidráulico.

### **5.1 DESCRIPCION GEOLOGICA**

La primera etapa de un estudio geomecánico consiste en la descripción geológica del campo objeto de estudio, que de manera sistemática se presenta a continuación.

#### **5.1.1 Localización geográfica**

Los campos que pertenecen a la Superintendencia de Operaciones Apiay – SOA, se dividen por áreas de producción de la siguiente manera:

- **Campos Área Apiay-Ariari.**

Los campos que pertenecen al área Apiay-Ariari son Apiay, Suria y Libertad-Reforma localizados al oriente del Departamento del Meta (Colombia), con un área aproximada de 30.000 Km<sup>2</sup>. La vía principal de acceso es la carretera Villavicencio Puerto López (ver figura 58).

## • Campos Área Castilla

La Superintendencia de operaciones Apiay también es responsable de la operación de los campos del área Castilla, la cual está conformada por los campos Castilla y Chichimene. Estos están localizados al sur de Villavicencio, aproximadamente a 30 Km., en jurisdicción del municipio de Acacias; Departamento del Meta, cercano a la población de Castilla La Nueva.

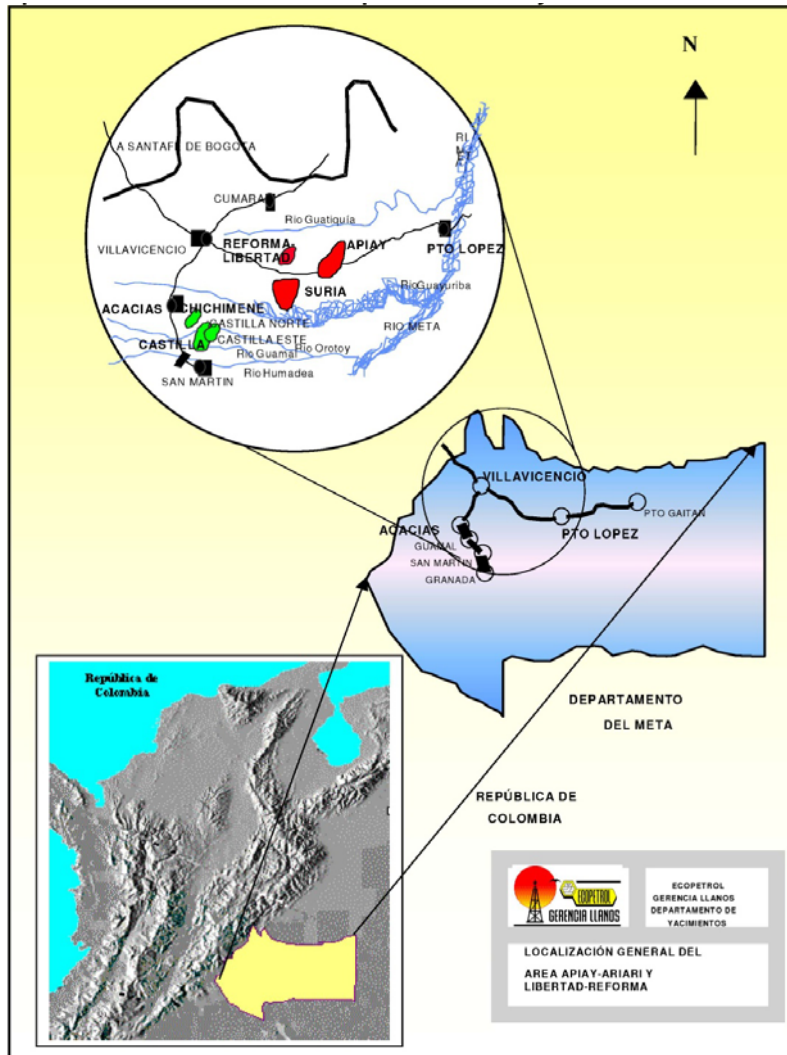
### 5.1.2 Localización geológica de la cuenca<sup>41</sup>

La subcuenca Apiay – Ariari se localiza al suroccidente de la cuenca de los Llanos Orientales en la cual se encuentran ubicados los campos de Castilla, Chichimene, Libertad -Reforma, Suria y Apiay. Fisiográficamente es un área plana con alturas sobre el nivel del mar entre 180 y 350 metros, está limitada por El Piedemonte Llanero y el sistema de fallas Upía-Guicaramo al oeste; el paleoalto de Cumaral al norte, y la Serranía de la Macarena al sur. Está caracterizada por una tectónica intensa manifestada en fallas inversas, fallas de distensión y pliegues asociados.

### 5.1.3 Estratigrafía

Las rocas del Precámbrico conformadas por rocas ígneas y metamórficas de alto grado afloran en los costados oriental y occidental de la cuenca, formando el escudo Guayanés y constituyen el basamento relativamente rígido sobre el cual se ha depositado toda la columna sedimentaria.

**Figura 58. Mapa de localización de los Campos de la SOA.**



**Fuente: Alternativas Técnico económicas de Perforación para el Futuro Desarrollo de Los Campos de la Superintendencia de Operaciones Apiay.**

Las rocas sedimentarias de mayor edad (Paleozoico Temprano), contienen en su parte inferior, esquistos, calizas dolomitizadas, lavas almohadilladas, shales, intrusiones diabásicas, granitos y conglomerados y en la parte superior, shales, arcillolitas y areniscas arcósicas de ambientes marinos someros.

Sobre estos sedimentos, rocas ígneas y metamórficas del Paleozoico, descansan discordantemente sedimentos del Cretáceo tardío representando el principal aporte de sedimentos Mesozoicos; en el área de Arauca, al norte de la falla de Caño Limón solamente han sido reportados depósitos aislados de sedimentos Triásicos y Jurásicos.

Las unidades operacionales de los campos Apiay – Suria, comprenden en el área de estudio la secuencia del Cretáceo superior, y se divide en las Unidades Operacionales K2 de edad Coniaciano y la unidad Operacional K1 que comprende desde el Santoniano hasta el Eoceno inferior. La unidad K1 normalmente se divide en K1 Superior, K1 Medio y K1 Inferior.

El primer estado de esta megasecuencia está ausente en la cuenca y representa la depositación de las rocas más prolíficas en generación en las Cuencas Piedemonte, del Alto y Medio Magdalena (formaciones La Luna, Villeta y Gachetá, respectivamente). El segundo pulso de sedimentación reinició en el Paleoceno con la depositación de las formaciones Barco y Los Cuervos en la parte noroccidental de la cuenca de los Llanos. Posteriormente, la cuenca experimentó un hiatus de aproximadamente 16 millones de años. La depositación se reinició en el Eoceno Tardío con la depositación de la formación Mirador, caracterizada por areniscas de grano fino a grueso con esporádicos conglomerados e intercalaciones limosas y arcillosas.

En el área de Apiay-Ariari la correspondiente unidad T2, se deposita en un sistema fluvial de corrientes entrelazadas. Durante el Oligoceno y el Mioceno Temprano, la depositación de la formación Carbonera compuesta de shales, limos y arcillas con escasas capas de areniscas y capas de carbón al tope, refleja cuatro ciclos de influencia marina en depósitos de planicie deltáica. Hacia el tope se encuentra un marcador ampliamente correlacionable (Lutita E) compuesta de arcillolitas gris-azulosas.

La formación León compuesta de arcillolitas verdes y grises depositada bajo ambiente marino somero, sobreyace concordantemente a esta secuencia, manteniendo el registro de una elevación global del nivel del mar y el levantamiento y deformación de la Cordillera Oriental, lo que generó el aislamiento de la cuenca de los Llanos y del Valle Medio del Magdalena. Finalmente, se presenta la depositación de areniscas de grano grueso y conglomerados con esporádicos shales y capas de lignitos correspondientes a la formación Guayabo-Necesidad.

La Unidad operacional K2 ha sido objetivo principal de producción en los campos de la Superintendencia. Su mecanismo de producción es por empuje de agua activo, lo cual ha permitido un mantenimiento natural de la presión de yacimiento, pero también de su alto drenaje y altos cortes de agua y en aumento. En la Tabla 3 se muestra la columna estratigráfica de la cuenca de los Llanos Orientales.

- **Unidad Operacional K1 (Formación Chipaque)**

La Unidad K1 de sedimentos Paleozoicos es correlacionable con la formación Chipaque y el grupo Guadalupe. La Unidad Operacional K1 representa depósitos durante el periodo de máxima trasgresión cretácea, consiste de seis unidades genéticas bien diferenciadas donde las dos unidades inferiores (K1L2, K1L1) de constitución arcillosa, litológicamente se componen de shales negros, limosos, masivos, con módulos de pirita.

Las unidades del K1 medio (K1M3, K1M2, K1M1) presentan intercalaciones de areniscas bioturbadas de grano fino, localmente carbonosa y shale negro, corresponden a depósitos de frente costero mesomareal en su parte inferior y superior, mientras en su desarrollo medio corresponde a evoluciones tipo delta de dominio fluvial.

La unidad genética superior (K1U1) formada por areniscas de grano medio a grueso, con estratificación cruzada tabular de gran escala y lentes carbonosos, representa depósitos de corrientes fluviales entrelazadas durante el Eoceno representando una clara disconformidad estratigráfica en esta secuencia.

La Unidad K1 se encuentra suprayacente en forma paralela a la Unidad K2. En el estudio “Modelamiento Estructural, Estratigráfico y de propiedades petrofísicas de la unidad K1 Inferior, Bloque Apiay - Ariari”<sup>42</sup> la nomenclatura mencionada anteriormente para las diferentes unidades ha sido cambiada.

Para el caso de la unidad K1 inferior, ha sido dividida en cinco unidades, comenzando por la unidad 1 en la parte superior, y la 5 en la parte inferior. La unidad inferior (unidad 5), ha sido denominada “Tope Hidráulico”, por considerar que tiene comunicación Hidráulica con la unidad K2, teniendo por lo tanto influencia del mismo Acuífero Activo de la unidad K2.

En las cinco unidades mencionadas anteriormente, la base de la superior, corresponde al tope de la inferior, las cuales han sido denominadas de la siguiente manera:

<b>Unidad 1</b>	Tope MFS5	Base SB4
<b>Unidad 2</b>	Tope SB4	Base MFS3
<b>Unidad 3</b>	Tope MFS3	Base MFS3-2
<b>Unidad 4</b>	Tope MFS3-2	Base Tope Hidráulico
<b>Unidad 5</b>	Tope Hidráulico	Base Tope K2

**Tabla 3. Columna estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales.**

ERA	PERIODO	EPOCA	EDAD	FORMACIONES		
CENOZOICO	Cuaternario	Pleistoceno	Tardío	Guayabo		
		Plioceno	Temprano			
	TERCIARIO	Mioceno		Tardío Medio	Shale León	
			Oligoceno	Temprano Tardío	F. Carbonera	Areniscas Superiores
		Lutita E				
		Unidad C1				
		Areniscas Carbonera				
Unidad C2						
	Lutita E3					
	Unidad T1					
	Unidad E4					
	Eoceno Tardío	Temprano Tardío	F. Mirador	Unidad T2		
MESOZOICO	CRETACEO	Paleoceno	Priaboniano	Hiato		
		Tardío	Mastrichtiano	F. Guadalupe	K1	
			Campaniano			
Santoniano						
Coniaciano						
Turoniano						
Cenomamiano	K2					
Temprano	Albiano Aptiano	Hiato				

**Fuente: ECOPETROL S.A.**

El mecanismo de producción básico de la unidad K1 Inferior se estima que es por gas en solución y empuje parcial de agua exceptuando la unidad 5, la cual tiene empuje hidráulico activo.

#### **5.1.4 Geología estructural**

- **Campo Apiay-Guaticuía-Gaván**

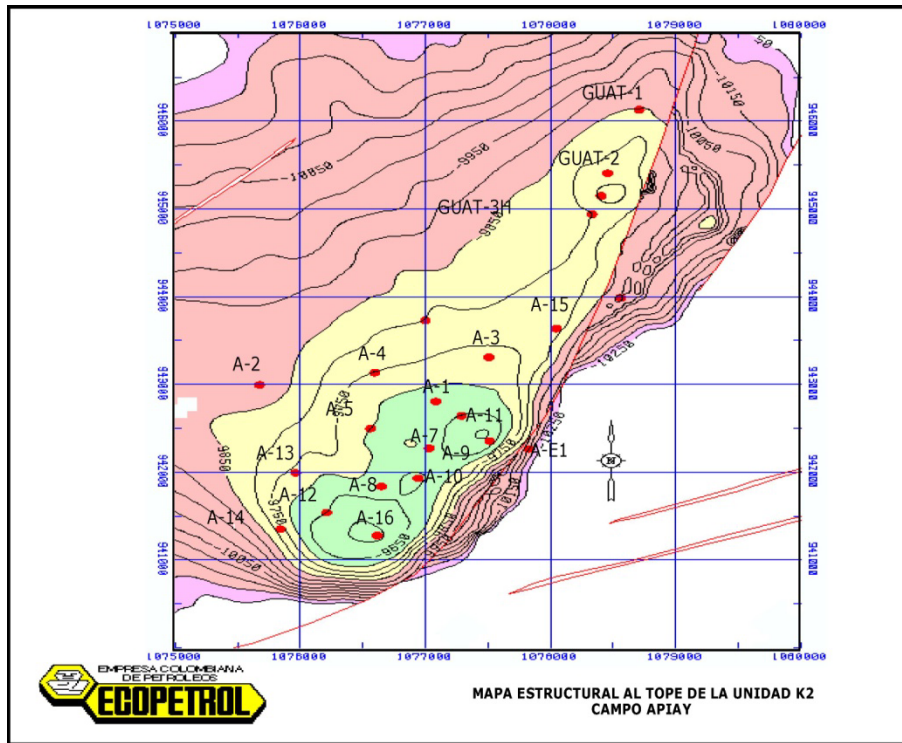
Este campo está conformado por los pozos denominados Apiay, Guaticuía, Gaván y los Apiay Este. La estructura de Apiay corresponde a un anticlinal asimétrico fallado en su flanco Sureste. La dirección del eje del anticlinal es aproximadamente N30E, el límite de la estructura al Este lo determina la falla de Apiay, la cual es de carácter inverso, de alto ángulo, vergencia NE, y corta sólo desde el Terciario inferior hasta el basamento. También se presentan otras fallas normales de menor longitud y hacia la parte más norte hay una falla inversa con vergencia NE, como lo evidencia la figura 59.

- **Campo Suria**

Este campo está conformado por los pozos denominados Suria, Suria Sur, Pompeya, Austral, Tanané, Quenane y Guayuriba. La estructura de Suria, está constituida por un anticlinal asimétrico fallado en su flanco Sureste, y con algunas fallas normales cortándolas transversalmente como se ve en la figura 60. La dirección del eje del anticlinal es N40E, el límite oriental lo constituye la falla de Suria, de carácter inverso con vergencia noreste, de alto ángulo y en general con características similares a la de Apiay, por cuanto están relacionadas genéticamente. Las fallas normales que cortan casi perpendicularmente la estructura principal, son de menor desplazamiento vertical (10-40 Pies).

En el bloque yacente a la falla de Suria se desprende una falla que conecta con la de Apiay, la cual es bastante clara en la sísmica y posiblemente está asociada con áreas de Wrench. En este mismo bloque, contra la falla de Suria se presentan algunos cierres estructurales como el del pozo Dino-1 y otros hacia el Sudoeste que podrían ser objetivos exploratorios en un futuro

**Figura 59. Mapa estructural Campo Apiay.**

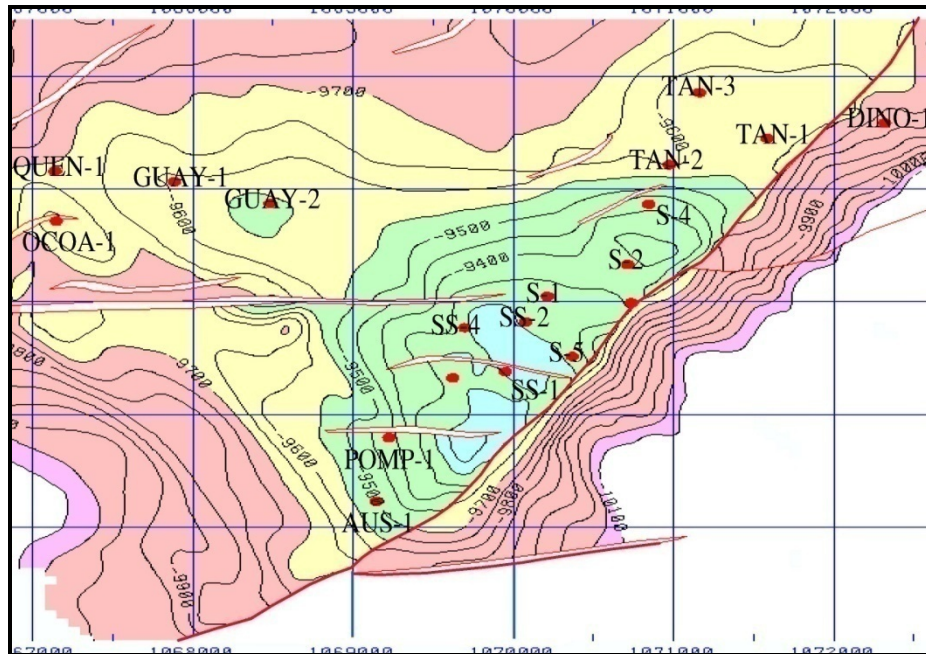


**Fuente: ECOPETROL S.A.**

- **Campo Libertad Reforma.**

Corresponde a cierres de anticlinales cortados contra fallas normales. En Libertad Norte la dirección del eje del anticlinal es N40E, el límite Este es una falla normal de alto ángulo con dirección SE del plano de falla y N40E de rumbo, su desplazamiento vertical varía de 60 a 10 pies disminuyendo hacia el NE. Hacia la parte Oeste de este campo y en general de toda esta área, se presenta una falla inversa de alto ángulo, de convergencia NW y dirección N18E. Esta falla es importante debido a que está relacionada genéticamente con las fallas inversas que limitan los campos de Apiay y Suria.

**Figura 60. Mapa estructural de un campo de la SOA.**



**Fuente: ECOPETROL S.A.**

### **5.1.5 Caracterización del yacimiento K1 inferior**

En la Tabla 4, se presentan las principales características que definen al yacimiento K1 Inferior de la Superintendencia de Operaciones Apiay –SOA, incluyendo las del campo Reforma, Libertad.

- **Heterogeneidad**

Los campos Apiay – Suria son bastante heterogéneos y presentan variaciones laterales de facies grandes en los diferentes paquetes arenosos, se observa que algunos paquetes arenosos de varias unidades tienen buen desarrollo arenoso,

mientras que otros pozos están muy mal desarrollados y por ende se obtienen peores propiedades petrofísicas.

Desde el punto de vista de la geometría de la fractura, esta heterogeneidad podría determinar el éxito o el fracaso del fracturamiento, en donde se describe como la formación se deformaría bajo un cambio de esfuerzos, es decir, a partir de la heterogeneidad presente en la formación se presentaría también el contraste entre propiedades elásticas de la roca, lo que determinaría la propagación de la fractura en busca de los resultados esperados en cuanto a longitud media y conductividad de fractura óptima para el buen desempeño del índice de productividad del pozo. Además, junto con el estado de esfuerzos y el régimen de fallas, la secuencia sedimentaria puede definir el estado de relajación o compresión de la formación a fracturar y de esta forma evaluar el grado de confinamiento que la fractura podría alcanzar a través de la formación.

## **5.2 DETERMINACION DE LAS PROPIEDADES GEOMECHANICAS**

Una vez realizado el análisis geológico, la siguiente etapa consiste en la consecución y análisis de los datos disponibles y de información relevante que se combina de tal manera que se pueda realizar la predicción de las propiedades geomecánicas, tales como magnitud y orientación de esfuerzos, presión de poro y resistencia mecánica de la roca. Algunos componentes de los esfuerzos de una formación pueden medirse de forma directa y otros pueden derivarse de cantidades conocidas, pero algunos deben estimarse con base en correlaciones.

**Tabla 4. Características del yacimiento K1 inferior, Campo Apiay, Suria y Libertad Reforma.**

Campo	Suria	Reforma - Libertad	Apiay
Espesor Petrolífero Original	30 -60 pies	20 -40 pies	20 -40 pies
Indice de Productividad	0.1 a 3.5 BOPD/psi	0.1 a 2.5 BOPD/psi	0.1 a 2 BOPD/psi
Porosidad	12 -14%	12 -14%	12 -14%
Permeabilidad	50 a 400 md	40 a 400 md	30 a 300 md
Volumen de Arcilla	15 -25%	15 -25%	15 -25%
Saturación de agua	20 -25%	20 -25%	25 -25%
Presión inicial de Yto	4.500 psia a 9700 pies TVDss	4.500 psia a 9700 pies TVDss	4457 psia a 9700 pies TVDss
Presión actual de Yto	3360 psia a 9700 pies TVDss	3361 psia a 9350 pies TVDss	3362 psia a 9700 pies TVDss
Gravedad API	33 API	33 API	31 API
Punto de burbuja	3200 psia	3200 psia	1600-2500 psia
GOR F9.	1608 PC/BI	500 PC/BI	2217 PC/Bbl
OOIP	68 MBIs	25.71MBIs	56.24MBIs.
Reservas Iniciales	20 MBIs	10 MBIs	15 MBIs
Np a Octubre /2004; F9	14640.7 BIs	1922BIs	1.92 MBIs
Viscosidad (T Yto)	0.33 cp	0.33 cp	0.50 cp
Temperatura @ yto	235 grados F	235 grados F	245 grados F
Mecanismo de producción	Expansión de fluidos y empuje parcial de agua		

**Fuente: Factibilidad de Inyección de Agua de Producción en los Campos Apiay, Suria y Libertad de la SOA.**

### **5.2.1 Esfuerzo vertical**

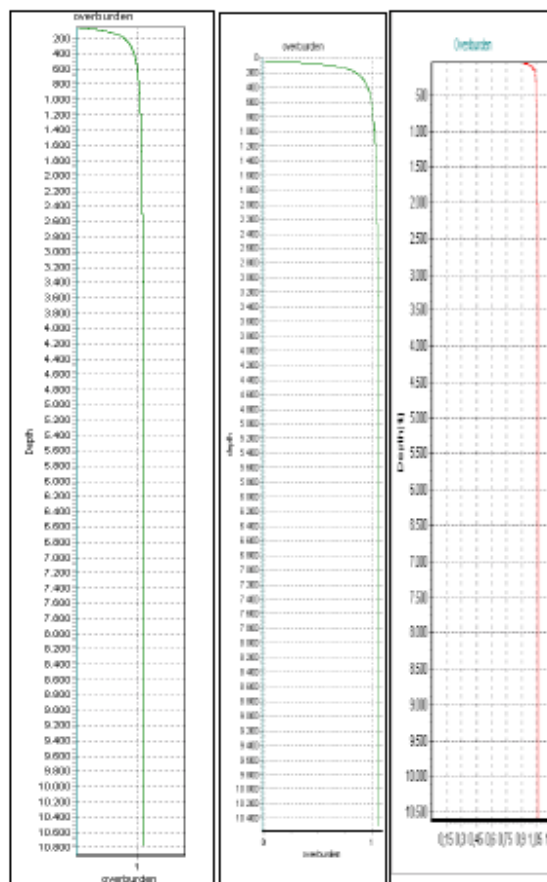
El esfuerzo principal vertical u *overburden* se calcula mediante integración de la densidad de la formación, la cual se obtiene a partir de registros *wireline*, aunque también se usan datos de *cores*.

En aquellos intervalos en los cuales se carece de registro o se tiene uno de mala calidad, los datos se extrapolan mediante el uso de una correlación con porosidad neutrón y una curva exponencial para las secuencias estratigráficas someras. Se

realiza un chequeo de inconsistencia mediante comparación de los perfiles de densidad en varios pozos alrededor del campo.

El gradiente de esfuerzo vertical para los pozos evaluados en este estudio geomecánico se encuentra en el rango de  $1.05 \pm 0.02$  psi/ft. La figura 61 contiene el perfil de esfuerzo principal vertical para los pozos FH 28, FH 18 y FH 29, los cuales se generaron con la ayuda del Software AGE<sup>TM</sup>.

**Figura 61. Perfil de esfuerzos vertical para pozos FH 28 (izquierda), FH 29 (centro) y FH 18 (derecha).**



**Fuente: AGE – ICP**

### **5.2.2 Presión de poro y Esfuerzo horizontal mínimo**

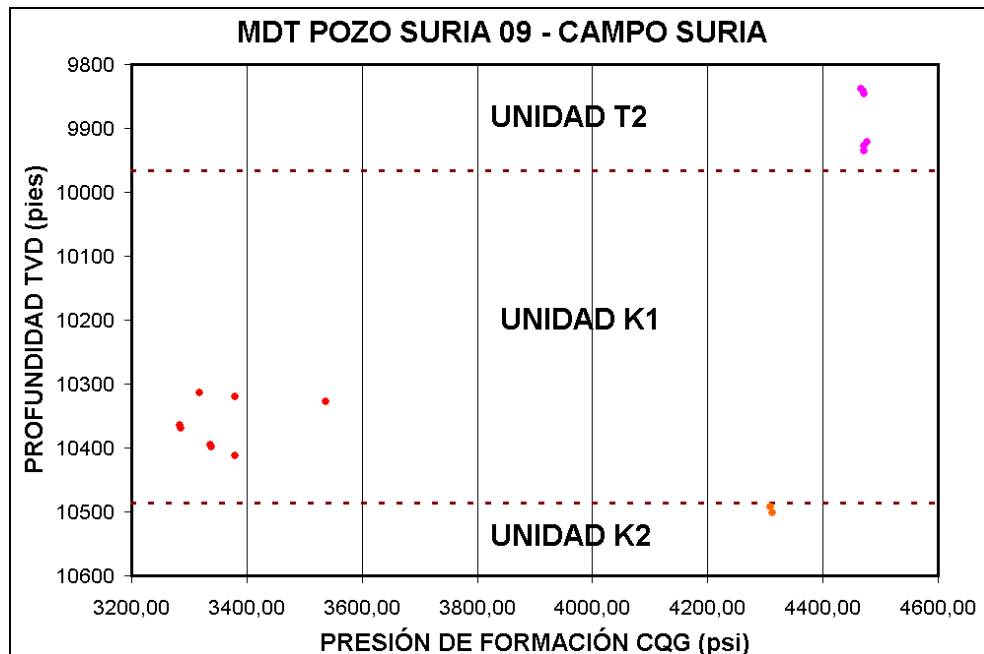
La presión de poro se puede determinar mediante el uso de varios métodos, cada uno de los cuales relaciona velocidad y/o resistividad con la señal de presión en la formación. El conocimiento exacto del valor de presión de poro es necesario para el diseño de un pozo seguro durante las operaciones ya sean de perforación, producción libre de arena, estimulación por fracturamiento hidráulico, etc. La metodología que se sigue se basa en la ecuación de Eaton.

La presión de poro y el esfuerzo horizontal mínimo, se pueden determinar a partir de pruebas de integridad de la formación, operaciones de Minifracturamiento hidráulico y ajustados con datos obtenidos de pozo como las pruebas de MDT. Las mediciones de estos parámetros en puntos específicos calibran las correlaciones de registros a través de todas las formaciones.

Los modelos de esfuerzos tales como el modelo de Mohr-Coulomb suelen utilizarse para relacionar esfuerzo horizontal mínimo con la Presión de poro y con el ángulo de fricción. También se pueden utilizar otras correlaciones, pero requieren parámetros de entrada adicionales que a menudo son difíciles de obtener. El ángulo de fricción interno puede correlacionarse con el contenido de arcilla obtenido de los registros geofísicos.

Según la “Evaluación del modelo estático del yacimiento de la unidad operacional K1 de los campos Apiay, Suria Libertad, usando datos de corazones, registros de pozo, sistemas inteligentes y datos sísmicos”<sup>43</sup>, existe comunicación hidráulica entre algunos pozos del área lo que ha determinado la baja presión de poro de la Unidad K1 Superior, aún en pozos recientemente perforados y cañoneados en estas zonas, como se ve en la figura 62 que muestra los resultados de los *Modular Dynamic Test* de esta formación, para el pozo FH 18.

**Figura 62. Resultados MDT – FH 18**

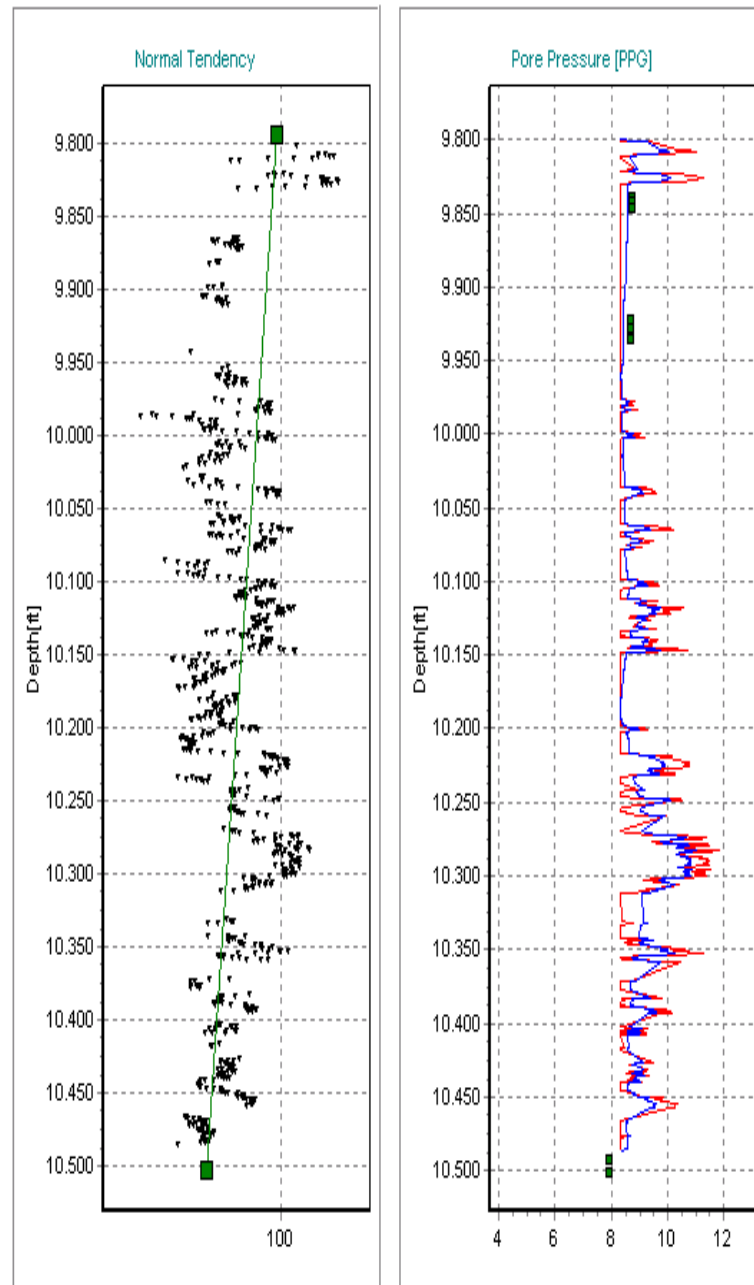


**Fuente: ECOPETROL S.A. – SOA**

El perfil de presión de poro para el pozo FH 18, obtenido a partir del registro sísmico compresional se muestra en la figura 63. El registro se obtuvo desde el tope de la formación T2 hasta la formación K2 inferior, desde 9800 hasta 10450 pies, donde se muestra los datos de calibración de las formaciones no productoras del pozo.

Ahora bien, el gradiente del esfuerzo mínimo principal para las zonas de interés deducido del set de pozos analizado se divide de acuerdo con la litología presente en las formaciones de interés, que básicamente contrasta entre intervalos de arena limpia e intervalos con alto contenido de arcillas (sellos). Los gradientes de esfuerzo mínimo horizontal promedio para los intervalos arenosos y arcillosos se muestran en la Tabla 5.

Figura 63. Perfil de presión de poro – FH 18



Fuente: AGE – ICP

**Tabla 5. Gradiente de esfuerzo mínimo horizontal.**

<b>LITOLOGÍA</b>	<b>GRADIENTE ESFUERZO MÍNIMO <math>\sigma_h</math>, psi/ft</b>
Arena	0.73 $\pm$ 0.02
Arcilla	0.78 $\pm$ 0.02

**Fuente: AGE - ICP**

### **5.2.3 Esfuerzo máximo horizontal**

El esfuerzo horizontal máximo no puede determinarse en forma directa, por lo que hay que evaluar pistas para determinar la mejor correlación dentro de un modelo de esfuerzo corregido. La información correspondiente a las restricciones impuestas sobre esfuerzo horizontal máximo incluye la presencia o ausencia de ovalizaciones por ruptura de la pared del pozo, mediciones de operaciones de Minifracturamiento hidráulico, resistencia de la roca y bases de datos locales o regionales.

La dirección del esfuerzo horizontal máximo es importante para la determinación de la estabilidad del pozo y para la orientación de las fracturas hidráulicas. Los datos sísmicos proveen información sobre la dirección de los esfuerzos regionales al indicar fallas y rasgos compresivos y por tracción relacionados con esos esfuerzos. Sin embargo la proximidad con dichas fallas y rasgos principales - como la Cordillera de los Andes - puede alterar tanto la magnitud como la dirección de los esfuerzos locales, aun cuando la conformación de ese rasgo no alterase el esfuerzo regional.

Suele ser necesaria una medida local de la dirección de los esfuerzos para complementar la información regional. Las fallas y las fracturas naturales pueden interpretarse a partir de los datos de la herramienta de generación de imágenes ultrasónicas de pared de pozo UBI o FMI.

El esfuerzo máximo horizontal es estimado a partir de las soluciones analíticas de Kirsh, con base en la teoría elástica de las rocas. Los gradientes de esfuerzo máximo horizontal promedio para los intervalos arenosos y arcillosos se resumen en la Tabla 6, nuevamente como en el perfil de esfuerzo mínimo horizontal, los contrastes y variaciones en litología representa un factor importante en la determinación de los gradientes.

**Tabla 6. Gradiente de esfuerzo máximo horizontal.**

<b>LITOLOGÍA</b>	<b>GRADIENTE ESFUERZO MÁXIMO <math>\sigma_H</math>, psi/ft</b>
Arena	1.31 $\pm$ 0.04
Arcilla	1.44 $\pm$ 0.04

**Fuente: AGE – ICP**

#### **5.2.4 Orientación de esfuerzos<sup>44</sup>**

La orientación de los esfuerzos regionales se obtiene a partir de registros de actividad sísmica durante la sucesión de eventos naturales tales como terremotos

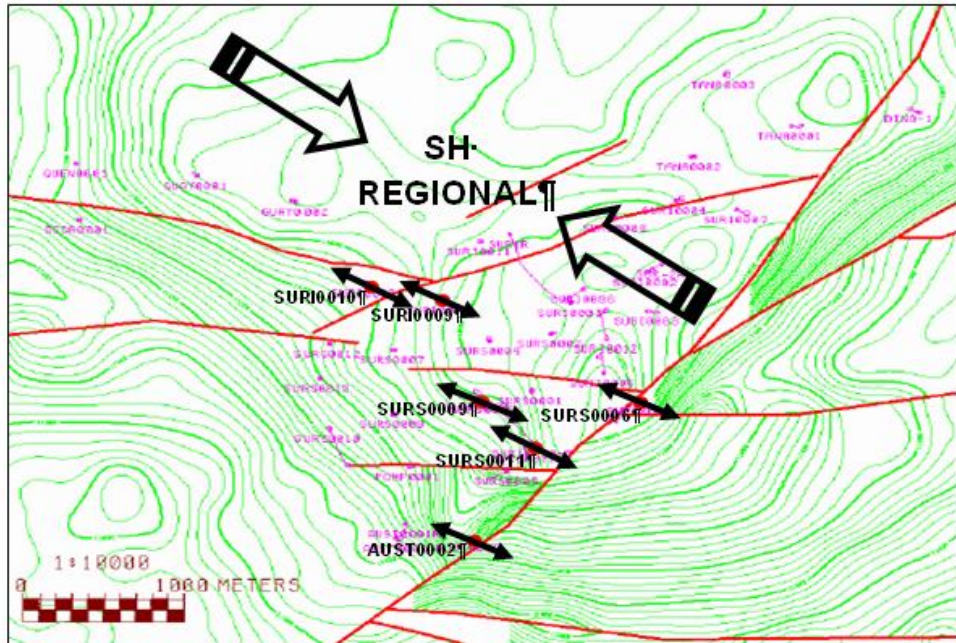
reportados sobre el World Stress Map. Los métodos para identificar la orientación de los esfuerzos a partir de registros wireline incluyen orientación de *breakouts* y de fracturas naturales e inducidas, *shear sonic anisotropy* y *3 componentes VSP*. Los *breakouts* son de gran utilidad a la hora de determinar la orientación de los esfuerzos tectónicos puesto que el esfuerzo máximo (*Maximum stress*) SH está orientado en una dirección perpendicular a los mismos mientras que el esfuerzo mínimo (*minimum stress*) Sh es paralelo a ellos.

Se utilizó la herramienta FMI –Formation MicroImager- para la adquisición de registros de imágenes para la identificación y análisis de información relacionada directamente con el grado de fracturamiento, lo mismo que la presencia de fallas y otros rasgos estructurales que pueden tener influencia sobre el yacimiento.

El análisis de las fracturas inducidas presentes en estos registros, es importante para que puedan ser utilizados en la determinación de la dirección del máximo esfuerzo horizontal. Además, en estos registros se hacen evidentes los *breakouts* que junto con los registros de Caliper de hueco son útiles en la determinación de orientación de esfuerzos principales horizontales.

En general, para los pozos de estudio se observan *breakouts* bien desarrollados en el sector NE-SW de las paredes de los pozos. La orientación de estos varía entre 20 y 60 grados y se observa que esta dirección varía gradualmente a lo largo de la trayectoria de los pozos. La dirección promedio del mínimo esfuerzo horizontal computado a partir de los *breakouts* varía de pozo a pozo, sin embargo, se puede determinar que la dirección preferencial regional del esfuerzo máximo horizontal para la unidad K1 Superior se encuentra variando entre 110 y 150 grados en dirección NW-SE, como se muestra en la figura 64.

Figura 64. Dirección esfuerzo máximo horizontal - SOA.



Fuente: ECOPETROL S.A. – SOA

### 5.2.5 Propiedades mecánicas de la roca

Las constantes elásticas estáticas son las propiedades mecánicas derivadas a partir de ensayos sobre muestras de roca en el laboratorio tales como la medición de la tensión para unos esfuerzos aplicados. Estos datos en conjunto con una medición de densidad *bulk* permiten la medición *in situ* y el cálculo de estas propiedades. Los ensayos de prueba uniaxial para determinar uniaxial compressive strength – UCS y el ensayo triaxial con varios esfuerzos de confinamiento para determinar su pico y resistencia residual se analizan a partir de ensayos sobre plugs.

El UCS es el máximo esfuerzo soportado por la muestra de roca antes de llegar a la falla y se usa para determinar la probabilidad de un *wellbore failure* durante las operaciones de perforación y la probabilidad de la producción de arena como consecuencia del *formation pressure drawdown* durante la etapa de producción.

existen correlaciones empíricas para calcular esta propiedad a partir de datos de registros sísmicos.

El *rock physics model* que se establece en este estudio geomecánico servirá como base para una adecuada interpretación de los datos de velocidad, ya que a partir de ellas se estiman no solo las propiedades mecánicas de la roca sino también los perfiles de esfuerzos tectónicos in situ.

El procesamiento e interpretación de los datos de este estudio incluye el cálculo de propiedades elásticas dinámicas de la roca como son:

- **Modulo de Corte**

El modulo cortante es la rigidez a las fuerzas cortantes o de cizalladura. A medida que la porosidad aumenta el modulo cortante disminuye.

- **Módulo de Bulk**

El modulo Bulk es el inverso de la compresibilidad bulk. Una mayor compresibilidad corresponde a un bajo modulo de bulk.

- **Modulo de Young**

Está definido como la relación entre el esfuerzo uniaxial aplicado y la deformación sufrida a lo largo del eje de aplicación del esfuerzo. Es calculado como la pendiente de la curva Esfuerzo vs Deformación en una prueba de compresión Uniaxial.

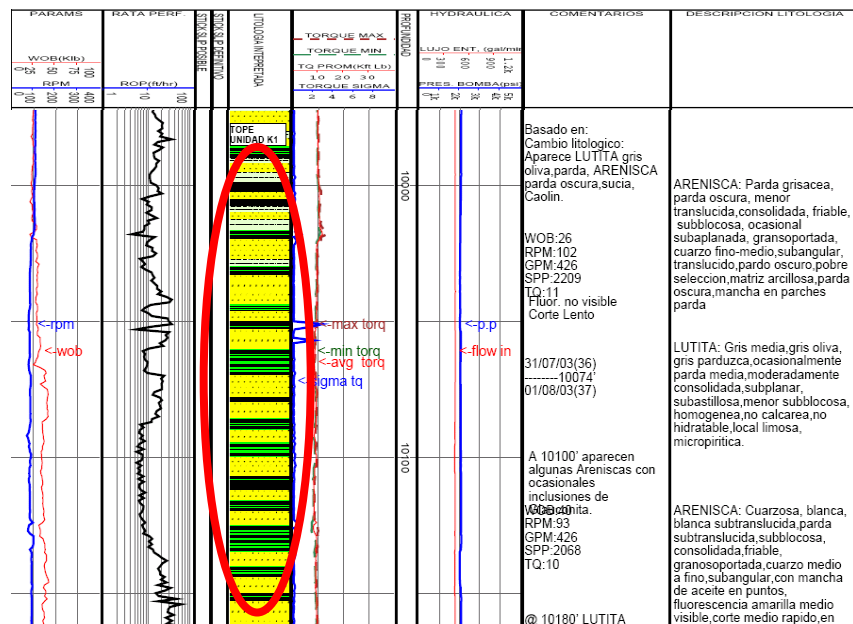
- **Relación de Poisson**

Indica cuánto se dilata el sólido en un eje con respecto a la contracción sufrida en el otro eje al estar bajo un estado de esfuerzo uniaxial. El coeficiente de Poisson relaciona la deformación axial y la diametral en una prueba de compresión Inconfinada.

Las propiedades mecánicas de la roca fundamentales para el modelo geomecánico y el posterior modelo de geometría de fractura son el Módulo de Young y la Relación de Poisson. La deducción de estas propiedades dependen del tiempo de transito de onda compresional a través de las formaciones, es por esto que los valores obtenidos se ven fuertemente influenciados por la variación de capas de arenas y capas de arcillas/lutitas que se repiten a través de la unidad K1 de la formación de interés, como se ve en la figura 65.

En general, se pueden identificar valores promedios para el Módulo de Young y la Relación de Poisson para los intervalos con alto contenido de arenas y los intervalos con alto contenido de arcillas que se presentan en las formaciones de interés, estos valores se resumen en la tabla 7. En la figura 66 se presenta la gráfica de la ventana geomecánica para la Formación K1 realizada para el pozo FH 18, el cual compara el perfil del Módulo de Young, el perfil de la relación de Poisson y el registro Gamma Ray del pozo.

**Figura 65. Registro de descripción sedimentológica Unidad K1**



Fuente: ECOPETROL S.A. - SOA

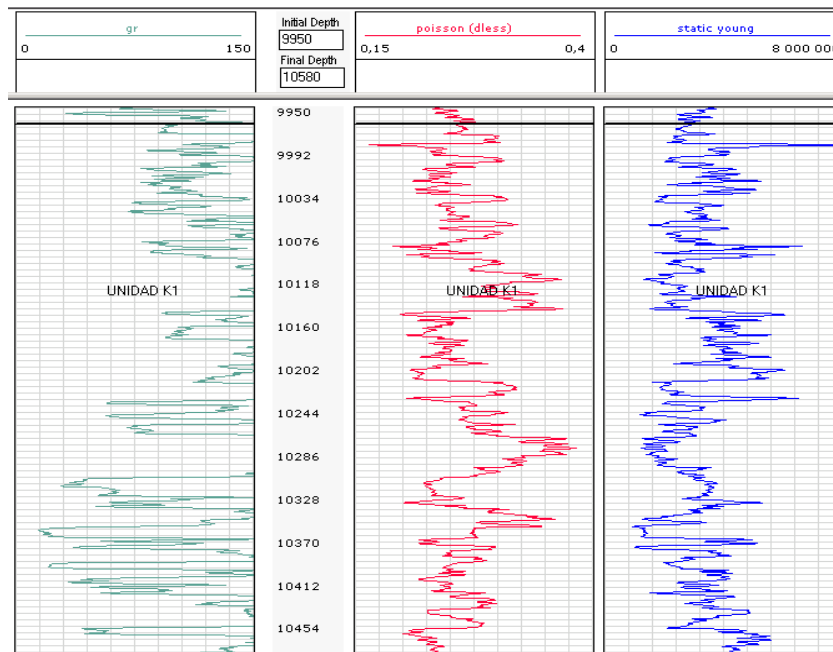
**Tabla 7. Propiedades mecánicas estimadas según sedimentología.**

LITOLÓGÍA	POISSON	YOUNG, PSI (10 <sup>6</sup> )
Arena	0.23 ± 0.02	4.75 ± 0.5
Arcilla / Lutita	0.31 ± 0.02	2.75 ± 0.5

**Fuente: AGE – ICP**

Esta diferencia entre valores promedio del módulo de Young y relación de Poisson de arenas y arcillas/lutitas permite definir zonas aptas para el fracturamiento permitiendo el confinamiento adecuado de la misma.

**Figura 66. Ventana geomecánica – pozo FH 18**



**Fuente: AGE – ICP**

Al analizar los valores obtenidos para las formaciones de interés de los pozos estudiados, se identifican claramente intercalaciones de arenas limpias con arcillas o lutitas, esto podría determinar el confinamiento de la fractura y facilitar la obtención de conductividades de fracturas óptimas.

- **Calibración de Propiedades Mecánicas**

Para el pozo FH 28 se realizaron pruebas de laboratorio sobre muestras extraídas a 10482,74 y 10577 pies de profundidad. Los resultados obtenidos se pueden ver en la Tabla 8.

**Tabla 8. Resultados de pruebas de laboratorio para el pozo FH 28**

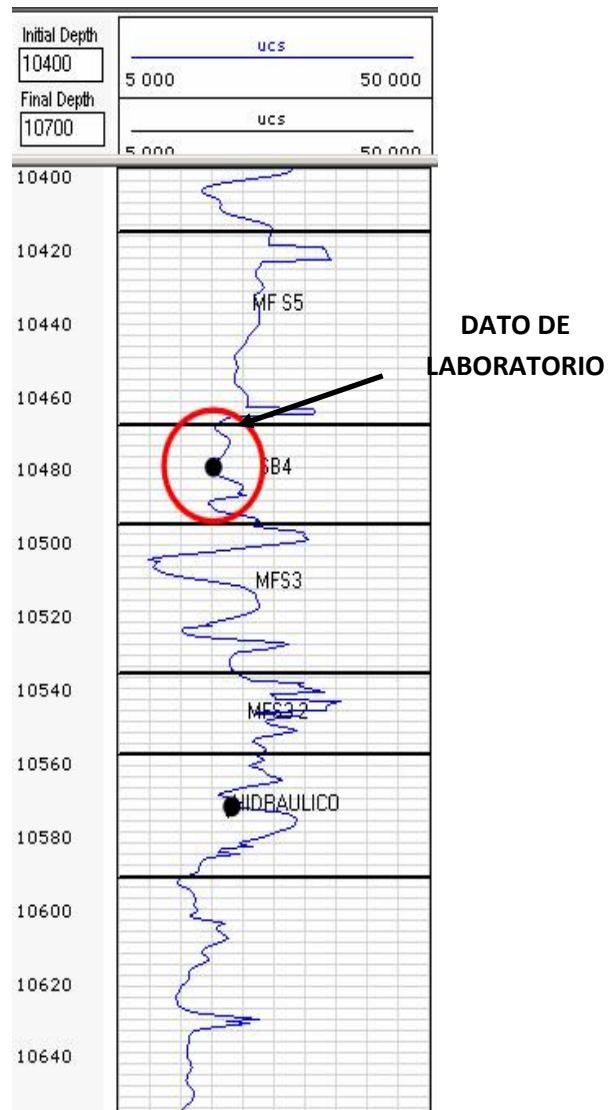
I.D.	FH 28	FH 28
Profundidad, pies	10557	10482.54
Porosidad, %	8	12
K, md	1.1	1.3
Resistencia a la tensión, psi	1034	
UCS, psi	20765	17940
Módulo Young, psi	5.22E+06	4.85E+06
Poisson, adimensional	0.23	0.23

**Fuente: Laboratorio de Mecánica de Rocas ICP**

## UCS – Uniaxial Compressive Strength

Para el pozo FH 28 se realizaron pruebas de laboratorio sobre muestras extraídas a 10482.74 y 10577 pies de profundidad. Estos se utilizaron para calibrar el perfil de UCS obtenido a partir de registros sínicos. El valor utilizado para el ajuste es  $UCS = 17939.82$  psi, como se observa en la figura 67.

Figura 67. Perfil UCS pozo FH 28 calibrado con datos de laboratorio.

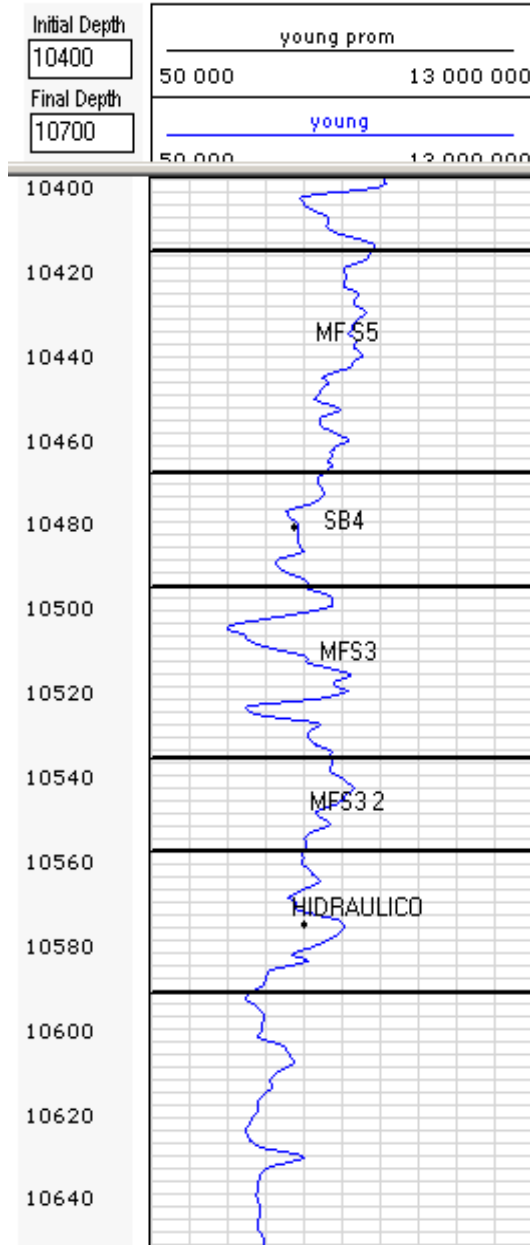


Fuente: AGE – Laboratorio Mecánica de Rocas

- **Módulo de Young**

En la figura 68 se observa el perfil de Modulo de Young  $E$ , después de la calibración para el pozo FH 28. El valor utilizado para el ajuste es  $E = 4.85E6$  psi.

**Figura 68. Perfil modulo de Young pozo FH 28 calibrado con dato de laboratorio.**

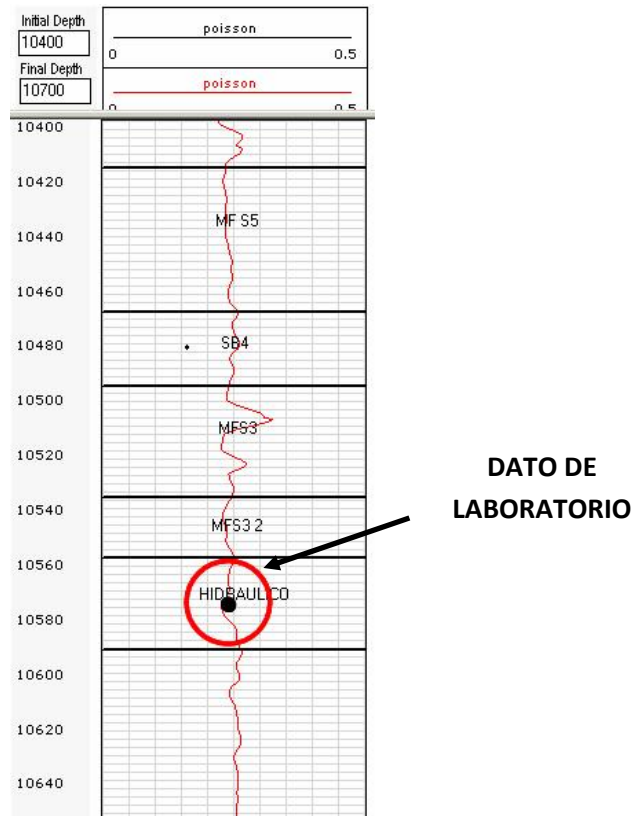


**Fuente: AGE – Laboratorio Mecánico de Rocas**

- **Relación de Poisson**

En la figura 69 se observa el perfil de relación de Poisson  $\nu$  después de la calibración para el pozo FH 28. El valor utilizado para el ajuste es  $\nu = 0.23$ .

**Figura 69. Perfil relación de Poisson pozo FH 28 calibrado con datos de laboratorio.**



**Fuente: AGE – Laboratorio Mecánico de Rocas**

### 5.3 MODELO GEOMETRICO DE FRACTURA

Una vez construido el modelo geomecánico del campo o de los pozos candidatos al fracturamiento, se realizan los modelos geométricos de fractura para analizar qué tipo de técnica de fracturamiento hidráulico sería la más adecuada según las

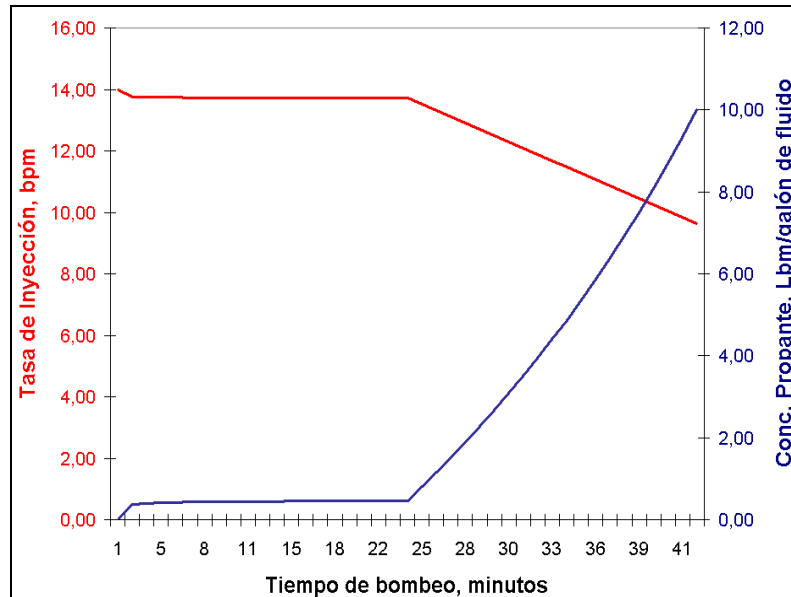
condiciones del campo. En primer lugar se deben tener en cuenta las características geomecánicas y petrofísicas de la zona a fracturar con el fin de evaluar que tipo de técnica y de modelo de fractura es el que mejor se puede implementar.

El modelo de fractura estima ancho y longitud media de la misma además, realiza el cálculo de presión neta y refleja el comportamiento del fluido de fracturamiento durante la operación. Aunque los modelos geométricos de fractura dependen de las características propias del pozo, es posible realizar estimaciones utilizando las técnicas tradicionales PKN o KGD tradicional y obtener los resultados deseados. De igual forma, se deben tener en cuenta otros factores que intervienen en las operaciones de fracturamiento hidráulico como el tipo de fluido de fracturamiento a utilizar mediante la evaluación de la compatibilidad entre el fluido y la formación, la disponibilidad de materiales e infraestructura para el desarrollo del fracturamiento y el beneficio comparativo con otro tipo de estimulaciones con el objetivo de evaluar la relación costo/beneficio de la operación de fracturamiento.

La tabla 9 muestra los datos de entrada para la construcción del modelo geométrico del pozo FH 18. Teniendo en cuenta la alta permeabilidad de la zona, 80 md para la unidad K1, se utilizó el método de Tip Screen Out. Se utilizaron además una serie de valores propios del estado mecánico del pozo y propiedades petrofísicas y geomecánicas (E) de la zona a fracturar. En la construcción de este modelo y con base en el método TSO, se suponen valores de coeficiente de *Leak-Off* y de *Spurt Loss* de zonas con características similares de otros yacimientos; se asume un valor de daño pre-tratamiento de cero ( $s=0$ ). En cuanto al valor de E, se utilizan los datos calculados a partir de las pruebas de mecánica de rocas realizadas a las muestras del pozo FH 28.

La figura 70, presenta la relación de concentración de propante y el comportamiento de la tasa de inyección en el tratamiento a través del tiempo.

**Figura 70. Comportamiento fluido de inyección.**



**Fuente: A short Course of Hydraulic Fracturing by Michel Economides.**

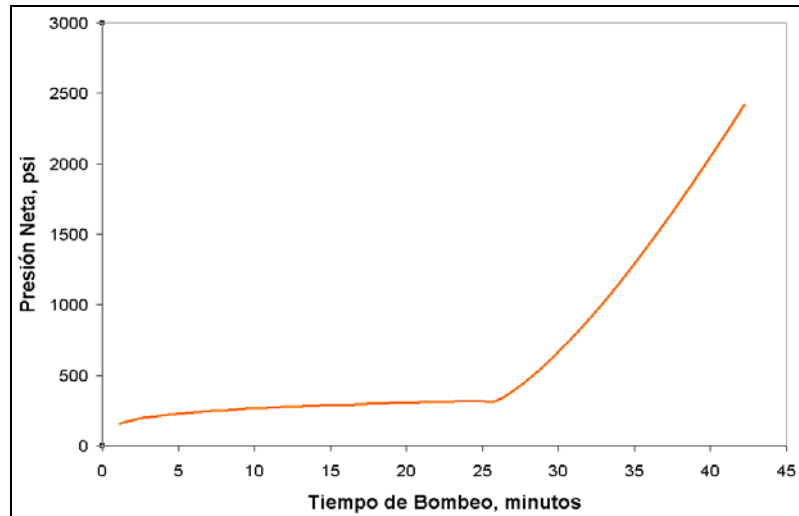
La figura 71, muestra el comportamiento del cálculo de la presión neta en el tratamiento, donde se evidencia que la presión neta aumenta una vez el TSO ocurre, momento en el cual ha finalizado la longitud media de fractura.

La figura 72 muestra la geometría de fractura, donde se aprecian los períodos de desarrollo de la longitud y del ancho de fractura antes y después de que ocurre el TSO. La tabla 10, muestra los resultados generales del diseño de fractura utilizando la técnica de Tip Screen Out para el pozo FH 18.

**Tabla 9. Datos de entrada modelo geométrico de fractura – FH 18.**

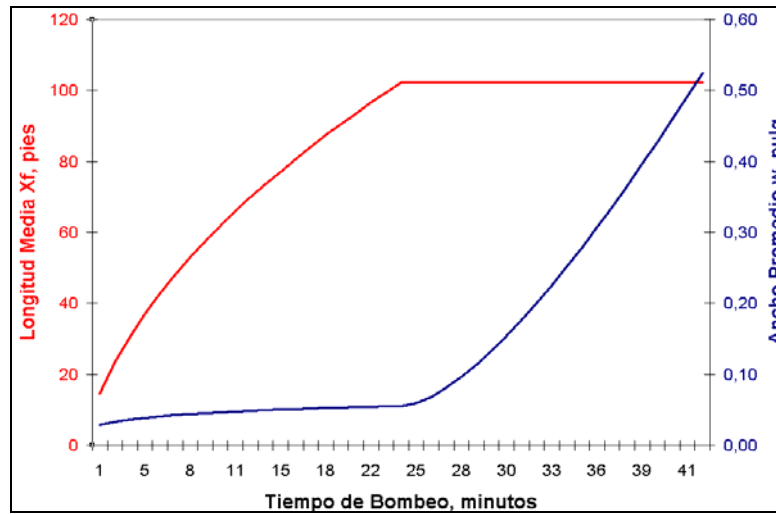
<b>DATOS DE ENTRADA – FRAC FH 18</b>	
Masa de Propante (2 alas), lbm	45.000
Gravedad Específica de Material Propante (H <sub>2</sub> O = 1)	2,65
Porosidad del material Propante	0,38
Permeabilidad del Propante Empacado, md	60.000
Diámetro Máximo del Propante, D <sub>pmáx</sub> , inch	0,031
Permeabilidad de la Formación, md	80
Espesor Permeable (leakoff), ft	55
Radio del Pozo, ft	0,30
Radio de Drenaje del Pozo, ft	4.500
Daño Pre-Tratamiento	0,0
Alto de la Fractura, ft	60,0
Módulo de Young, E', psi	5,52E+06
Tasa de Inyección de fluido (fluido), bpm	14,0
Reología, K' (lbf/ft <sup>2</sup> )*s <sup>n'</sup>	0,0180
Reología, n'	0,45
Coefficiente de Leakoff en capas permeables, ft/min <sup>0.5</sup>	0,01000
Coefficiente de Spurt Loss, Sp, gal/ft <sup>2</sup>	0,09000
Concentración Máxima de propante, lbm/galón de fluido	10

Figura 71. Cálculo de presión neta.



Fuente: A short Course of Hydraulic Fracturing by Michel Economides.

Figura 72. Geometría de fractura.



Fuente: A short course of hydraulic fracturing by Michel Economides.

**Tabla 10. Resultados modelo geométrico de fractura – FH 18**

<b>RESULTADOS</b>	
Número de Propante, $N_{prop}$	0,0002
IP Adimensional, $J_{Dopt}$	0,19
Cond. de Fractura Óptima Adimensional, $Cf_{Dopt}$	1,6
Longitud Media Óptima, $x_{fopt}$ , ft	40,9
Ancho Promedio Óptimo, $w_{opt}$ , inch	0,68
Daño Postfracturamiento, sf	-3,54
FOI de IP	6,36

**Fuente: A short Course of Hydraulic Fracturing by Michel Economides.**

## **6. DESARROLLO DE LA METODOLOGIA PARA ESTIMAR EL GRADIENTE DE FRACTURA DE LA FORMACIÓN K1 DE UN CAMPO DE LA SOA**

La metodología para estimar gradiente de fractura consiste en la aplicación de tres métodos de cálculo, en donde cada uno de ellos realiza sus propias consideraciones y depende de parámetros específicos. Estos son:

- Método para el cálculo del gradiente de fractura utilizando Parámetros Geomecánicos, correlación propuesta por BJ Services Company.
- Método del Esfuerzo de Pseudo-Overburden.
- Método de los Esfuerzos Efectivos.

A partir de la aplicación de estos métodos de cálculo se obtendrán valores de gradiente de fractura, en donde se considera que para propósitos prácticos los mayores valores son los más convenientes a utilizar para posteriormente realizar un dimensionamiento de los equipos en superficie. A diferencia de la correlación propuesta por BJ, los métodos restantes son métodos de predicción a partir de la calibración de un modelo con propiedades de pozos cercanos al de interés.

La metodología se iniciará con el establecimiento de una correlación entre gradiente de esfuerzo mínimo horizontal y gradiente de fractura aplicable al campo objeto de estudio (en el caso en que disponga sólo de pruebas FIT). Esta correlación será fundamental en la aplicación de los métodos de predicción a partir de la calibración de un modelo.

## **6.1 DESARROLLO DE LA CORRELACIÓN PARA CALCULAR GRADIENTE DE FRACTURA A PARTIR DEL ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO UTILIZANDO LA PRUEBA LOT.**

En el campo de la SOA objeto de estudio, sólo se ha llevado a cabo una prueba LOT y 29 pruebas FIT a 23 pozos, razón por la cual cuando se piensa en aplicar un método para el cálculo del gradiente de fractura que se fundamente en la calibración con datos a partir de las pruebas LOT, la única prueba de este tipo realizada será insuficiente. Por ello es necesario obtener una relación que permita calcular gradiente de fractura a partir de gradiente de esfuerzo horizontal mínimo, la cual será muy útil en los métodos de predicción que requieren calibración. En el caso en que se cuente con suficientes valores de pruebas LOT o Minifrac para realizar la calibración de los métodos, no es necesario el desarrollo de ésta correlación.

## **6.2 METODO PARA EL CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA UTILIZANDO PARÁMETROS GEOMECÁNICOS, CORRELACION PROPUESTA POR BJ SERVICES COMPANY<sup>45</sup>**

Diferentes correlaciones para el cálculo del gradiente de fractura fueron planteadas en el capítulo 3, en donde cada una de ellas realizaba diferentes consideraciones. La compañía de servicios BJ propuso una correlación en donde son considerados diferentes parámetros geomecánicos para el cálculo del gradiente de fractura, ellos son:

- Esfuerzo vertical
- Relación de Poisson
- Presión de poro
- Coeficiente de Biot

- Resistencia a la tensión
- Profundidad promedio del tratamiento

La correlación general se plantea a continuación:

$$g_f = \frac{\left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)(\sigma_v - \alpha p) + \alpha p + T_o}{D} \quad (107)$$

En donde,

$g_f$ : Gradiente de fractura (psi/pie)

$\nu$ : Módulo de Poisson

$\sigma_v$ : Esfuerzo vertical (psi)

$p$ : Presión de poro (psi)

$T_o$ : Resistencia a la tensión (psi)

$D$ : Profundidad promedio del tratamiento (pie)

$\alpha$ : Coeficiente de Biot

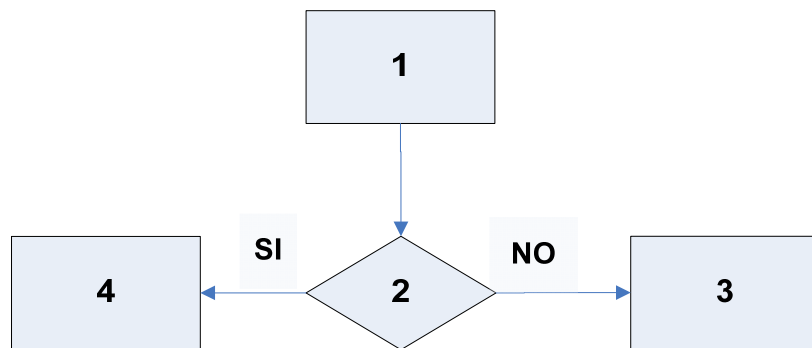
Al estar presente el módulo de Biot, la ecuación considera que cualquier cambio en la presión de poro es acompañado de una variación en el volumen poroso, éste cambio en el volumen poroso afecta la respuesta mecánica de la roca. De ésta manera, el coeficiente de Biot describe la eficiencia de la presión del fluido para contrarrestar el esfuerzo total aplicado.

Si se considera el coeficiente de Biot igual a 1, significa que el fluido en el poro tiene la máxima eficiencia para contrarrestar el esfuerzo total que se le esté aplicando. Para ésta condición, la ecuación general se expresa de la forma:

$$g_f = \frac{\left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)(\sigma_v - p) + p + T_o}{D} \quad (108)$$

La metodología de aplicación, se presenta a continuación:

**Figura 73. Metodología para el cálculo del gradiente de fractura a partir de parámetros geomecánicos, correlación propuesta por BJ Services Company.**



El significado de cada numeral se presenta a continuación:

1. Recolección de datos de  $\nu, \sigma_v, p, T_o, D, \alpha$ .
2. ¿Se considera el fluido de poro 100% eficiente para contrarrestar el esfuerzo total que se le esté aplicando?
3. Se aplica la ecuación (107) con  $\alpha < 1.0$
4. Se aplica la ecuación (108) con  $\alpha = 1.0$

### **6.3 METODO DEL ESFUERZO DE PSEUDO-OVERBURDEN PARA EL CÁLCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA<sup>46,47</sup>**

El método del esfuerzo de Pseudo-Overburden es un método que utiliza los resultados de pruebas Leak-Off Test (LOT) o Minifrac de los pozos de calibración para predecir gradiente de fractura o resultados de pruebas Formation Integrity Test (FIT) para predecir gradiente de esfuerzo mínimo y posteriormente gradiente de fractura mediante una correlación adicional (ecuación que relacione esfuerzo de fractura y esfuerzo mínimo horizontal en la zona de interés). La metodología de aplicación para los dos casos consiste en la calibración del modelo con datos obtenidos de pozos aledaños al de interés.

En la predicción de gradiente de fractura, los valores a utilizar de la prueba LOT o Minifrac es la breakdown pressure de los pozos de calibración, la cual corresponde al valor de presión que logra fracturar la formación, para de esta manera, predecir este mismo valor para el pozo de interés (donde se desconoce el valor de esfuerzo de fractura).

Para la predicción de gradiente de esfuerzo mínimo, se utilizan los puntos máximos de las pruebas FIT de los pozos de calibración (los cuales son indicativos del valor de esfuerzo mínimo), para de esta manera, predecir este mismo valor en el pozo de interés y posteriormente obtener esfuerzo de fractura.

Es por esto un método muy versátil, en donde una vez se tenga la correlación calibrada, esta servirá para predecir el valor de la propiedad en la formación o área de interés.

#### **6.3.1 Descripción del Método del Esfuerzo de Pseudo-Overburden**

El cálculo del gradiente de fractura mediante el método del esfuerzo de Pseudo-Overburden se basa en un modelo de compactación, que toma en cuenta la profundidad de cada pozo en particular. El modelo de compactación consiste en

mostrar la relación que existe entre la presión de fractura y la profundidad, la cual en la gran mayoría de los casos muestra un incremento de la presión de fractura al aumentar la profundidad. Para la aplicabilidad del modelo, es necesario que los valores obtenidos a partir de pruebas LOT, Minifrac o FIT para los diferentes pozos utilizados en la calibración, experimenten un incremento en profundidad, pues se basa en un modelo de compactación que busca que el esfuerzo de Pseudo-Overburden sea igual al esfuerzo de fractura ó esfuerzo horizontal mínimo según sea el caso, para de ésta manera poder realizar la predicción de la propiedad. El desarrollo de éste modelo se presenta de manera sistemática a continuación:

La porosidad de la formación se define como:

$$\phi = \phi_o e^{-K_\phi D} \quad (109)$$

En donde,

$\phi_o$ : Pseudo porosidad de superficie

$K_\phi$ : Pseudo porosidad de declinación

$D$ : Profundidad

La densidad volumétrica se expresa como:

$$\rho_b = \rho_f \phi + (1 - \phi) \rho_g \quad (110)$$

En donde,

$\rho_b$ : Densidad volumétrica

$\rho_g$ : Densidad de grano

$\rho_f$ : Densidad del fluido

Si se reemplaza la ecuación (109) en la (110), se obtiene:

$$\rho_b = \rho_f \phi_o e^{-K_\phi Z} + (1 - \phi_o e^{-K_\phi D}) \rho_g \quad (111)$$

El esfuerzo de Pseudo-Overburden se define como:

$$\sigma_{pseudo} = \int \rho_b dD \quad (112)$$

Reemplazando la ecuación (111) en la (112) y realizando la integración:

$$\sigma_{pseudo} = \rho_g gZ - \frac{(\rho_g - \rho_f) \phi_o g}{K_\phi} (1 - e^{-K_\phi D}) \quad (113)$$

En donde,

$\sigma_{pseudo}$ : Esfuerzo de Pseudo-Overburden

$\rho_w$ : Densidad del agua

$\rho_g$ : Densidad de grano

$\rho_f$ : Densidad del fluido de formación

$\phi_o$ : Pseudo-porosidad de superficie

$K_\phi$ : Pseudo-porosidad de declinación

D: Profundidad

g : Constante de gravedad

La ecuación (113) es la expresión para el esfuerzo de pseudo-overburden que puede ser utilizado para calcular gradiente de fractura si se divide por la profundidad de interés.

Expresando la ecuación (113) indicando las unidades de cada uno de los parámetros:

$$\sigma_{pseudo} = \sigma_v - 0.00021412 \frac{(\rho_g - \rho_f)\phi_o g}{K_\phi} (1 - e^{-K_\phi D}) \quad (114)$$

En donde,

$\sigma_{pseudo}$ : Esfuerzo de Pseudo-Overburden (psi)

$\sigma_v$ : Esfuerzo vertical (psi)

$\rho_g$ : Densidad de grano (lb/pie<sup>3</sup>)

$\rho_f$ : Densidad del fluido de formación (lb/pie<sup>3</sup>)

$\phi_o$ : Pseudo-porosidad de superficie (adimensional)

$K_\phi$ : Pseudo-porosidad de declinación (1/pie)

D: Profundidad (pie)

g : Constante de gravedad (pie/seg<sup>2</sup>)

En el caso en que la calibración se realice a partir valores de esfuerzo mínimo horizontal, la ecuación (114) expresaría:

$$\sigma_{pseudo} = \sigma_h \quad (115)$$

Este valor de esfuerzo mínimo se hace necesario escalarlo hasta valor de esfuerzo de fractura, utilizando una correlación obtenida a partir de la prueba LOT que relacione estos dos valores.

### 6.3.2 Metodología para el cálculo del gradiente de fractura a partir del Método del Esfuerzo de Pseudo-Overburden.

La metodología para el cálculo del gradiente de fractura se presenta en forma de diagrama de flujo a continuación:

Figura 74. Metodología para el cálculo del gradiente de fractura a partir del Método del Esfuerzo de Pseudo-Overburden.

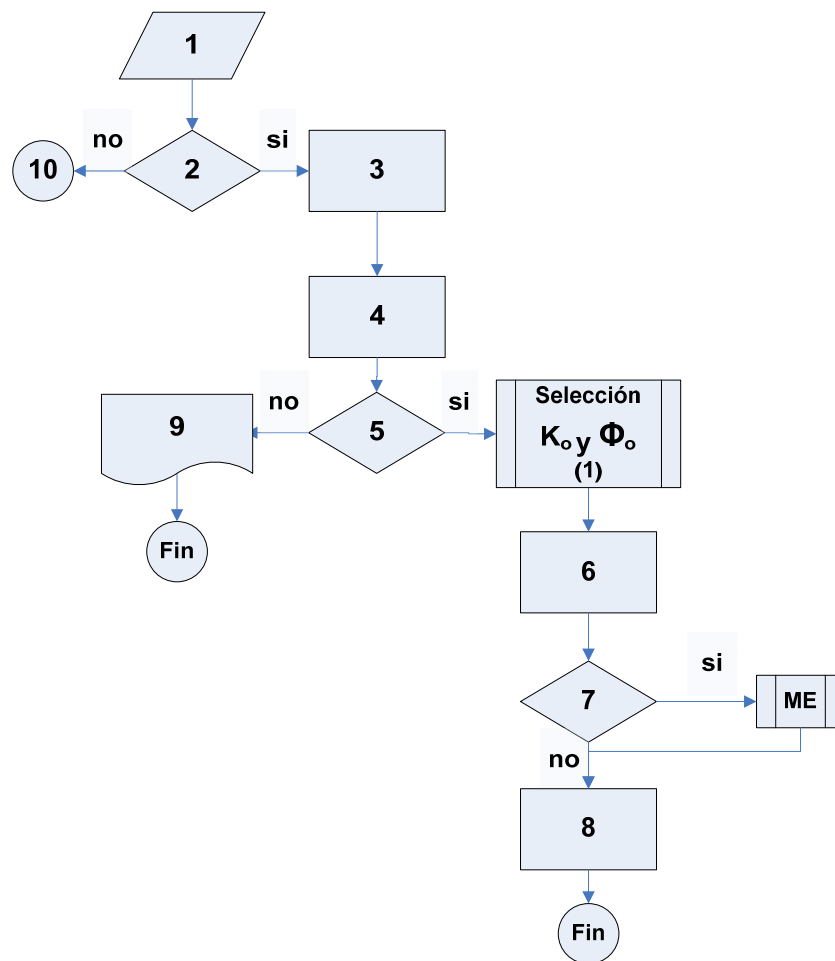


Figura 75. Continuación. Metodología para el cálculo del gradiente de fractura a partir del Método del Esfuerzo de Pseudo-Overburden.

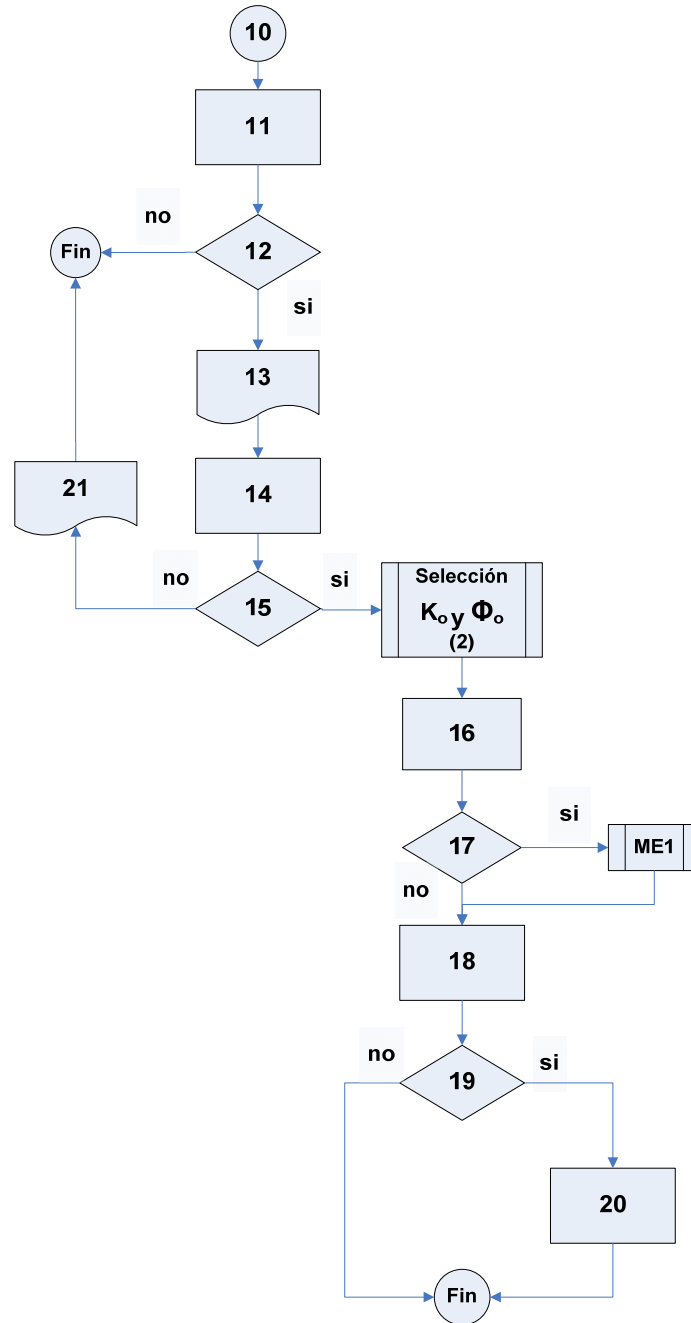


Figura 76. Subprocesos utilizados para el cálculo del gradiente de fractura utilizando el Método del Esfuerzo de Pseudo-Overburden.

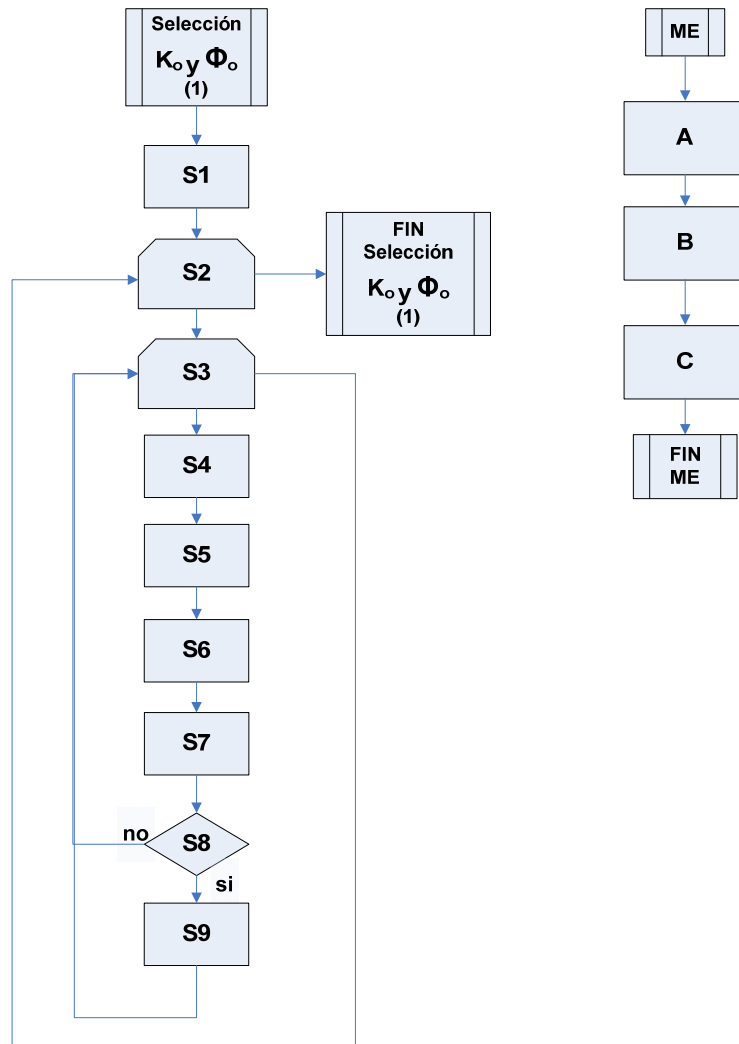
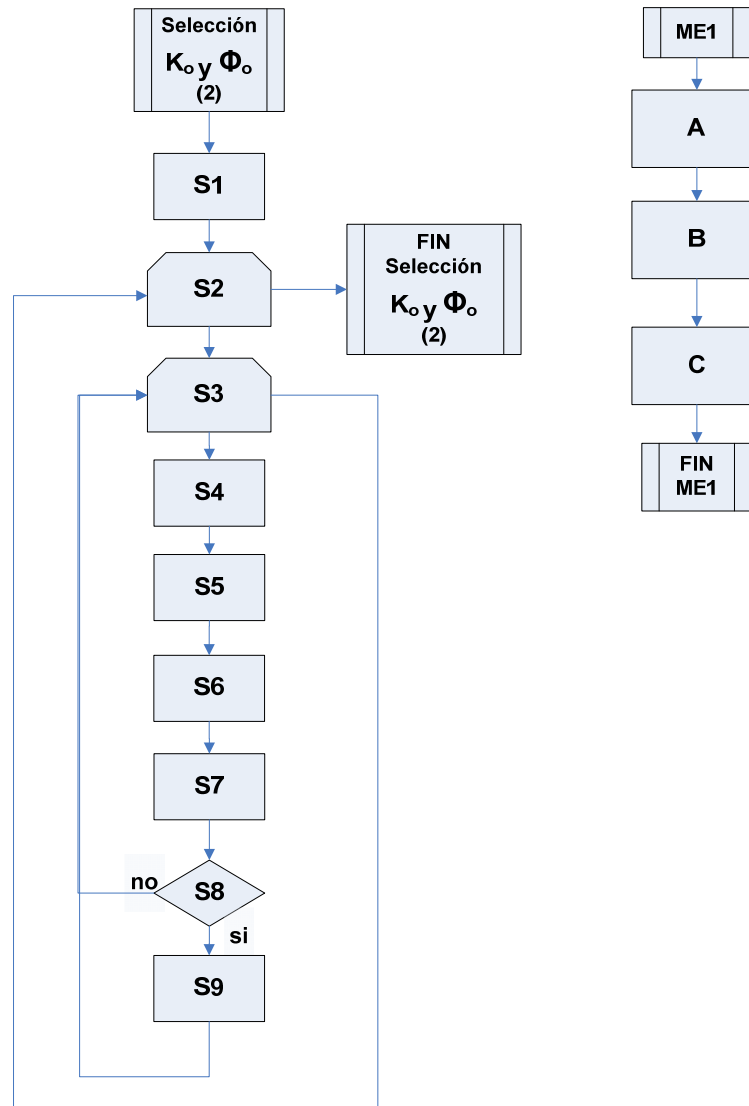


Figura 77. Continuación. Subprocesos utilizados para el cálculo del gradiente de fractura utilizando el Método del Esfuerzo de Pseudo-Overburden.



En donde el significado de cada numeral se presenta a continuación:

1. Recolección de datos de  $\sigma_v$ ,  $\rho_g$  y  $\rho_f$  de los pozos de calibración y del pozo de predicción a la profundidad de interés.
2. ¿Se dispone de datos de pruebas LOT o Minifrac?

3. Recolección de datos de pruebas LOT o Minifrac en profundidad para los pozos de calibración.
4. Graficar profundidad ( $D$ ) vs.  $\sigma_f$  de los pozos de calibración.
5. ¿Se encuentra una tendencia donde aumente  $\sigma_f$  en profundidad?
6. Alimentar la ecuación de esfuerzo de Pseudo-Overburden (Ec. 114) con  $K_\phi$ ,  $\phi_o$ ,  $D$ ,  $\sigma_v$  y  $\rho_g$  para el pozo de interés y realizar la predicción de  $\sigma_f$ .
7. ¿Se requiere el valor de  $\sigma_f$  a otra profundidad?
8. Determinar gradiente de fractura, dividiendo  $\sigma_f$  entre profundidad ( $D$ ).
9. No es aplicable el Método de Esfuerzo de Pseudo-Overburden porque se basa en un modelo de compactación, en donde el Esfuerzo de Pseudo-Overburden siempre se incrementa con la profundidad.
10. Conector.
11. Recolección de datos de pruebas FIT a la profundidad de interés para los pozos de calibración.
12. ¿Los valores obtenidos a partir de pruebas FIT para los pozos de calibración se asemejan al valor de esfuerzo mínimo de la formación objeto de estudio?
13. Considerar los valores obtenidos a partir de pruebas FIT como valores de esfuerzo mínimo horizontal.
14. Graficar profundidad ( $D$ ) vs.  $\sigma_h$  (valores obtenidos a partir de pruebas FIT) de los pozos de calibración.
15. ¿Se encuentra una tendencia donde aumente  $\sigma_h$  en profundidad?
16. Alimentar la ecuación de esfuerzo de Pseudo-overburden (Ec. 114) con  $K_\phi$ ,  $\phi_o$ ,  $D$ ,  $\sigma_v$  y  $\rho_g$  para el pozo de interés y realizar la predicción de  $\sigma_h$ .
17. ¿Se requiere el valor de  $\sigma_h$  a otra profundidad?
18. Determinar gradiente de esfuerzo mínimo horizontal, dividiendo  $\sigma_h$  entre profundidad ( $D$ ).

19. ¿Se cuenta con una correlación  $g_h$  y  $g_f$  en la zona de interés?
20. Alimentar la relación planteada en 16 con el valor de  $g_h$  para obtener  $g_f$ .
21. No es aplicable el Método de Esfuerzo de Pseudo-Overburden porque se basa en un modelo de compactación, en donde el Esfuerzo de Pseudo-Overburden siempre se incrementa con la profundidad.

**ME:** Subproceso con el fin de calcular  $\sigma_f$  a una profundidad diferente a la utilizada en la predicción inicial.

- A. Graficar  $\sigma_f$  contra profundidad de los pozos de calibración y el predicho anteriormente para el pozo de interés a la profundidad respectiva.
- B. Construir una línea de tendencia a la gráfica realizada en A y expresar el esfuerzo de fractura en función de la profundidad.
- C. Alimentar la correlación obtenida en B con la profundidad a la cual se quiera el valor de  $\sigma_f$ .

**ME1:** Subproceso con el fin de calcular  $\sigma_h$  y  $g_h$  a una profundidad diferente a la utilizada en la predicción inicial.

- A. Graficar  $\sigma_h$  contra profundidad de los pozos de calibración y el predicho anteriormente para el pozo de interés a la profundidad respectiva.
- B. Construir una línea de tendencia a la gráfica realizada en A y expresar el gradiente de esfuerzo mínimo horizontal en función de la profundidad.
- C. Alimentar la correlación obtenida en B con la profundidad a la cual se quiera el valor de  $\sigma_h$ .

### **Función Selección $K_\phi$ y $\phi_o$ (1)**

S1. Elegir un rango de valores para las constantes  $\phi_o$  y  $K_\phi$ , representados como:  $(\phi_{oi}, \phi_{of})$  y  $(K_{\phi i}, K_{\phi f})$ , respectivamente; así como los incrementos en los valores de las constantes  $\Delta K_\phi$  y  $\Delta \phi_o$ .

S2. Para  $K_\phi$ , comprendido entre  $K_{\phi i}$  y  $K_{\phi f}$ , con  $K_\phi = K_{\phi i} + \Delta K_\phi$ , realizar el paso S3.

S3. Para  $\phi_o$ , comprendido entre  $\phi_{oi}$  y  $\phi_{of}$ , con  $\phi_o = \phi_{oi} + \Delta \phi_o$ , realizar los pasos de S4 a S9.

S4. Generar el conjunto de valores donde  $X$  son los valores de esfuerzo de fractura (obtenidos a partir de la prueba LOT o Minifrac); y el conjunto  $Y$  son los valores de esfuerzo de Pseudo-Overburden (Ec. 114).

S5. Para el conjunto de valores  $X$  y  $Y$ , calculado en S4, construir mediante mínimos cuadrados una línea de tendencia y calcular su pendiente.

S6. Se genera un conjunto de valores  $Y'$  que corresponden a la evaluación de la línea obtenida en el paso S5, utilizando los valores de esfuerzo de fractura obtenidos a partir de la prueba LOT o Minifrac. Adicionalmente se crea un conjunto de valores  $Y_{ideal} = X$ , que corresponde a una línea de pendiente unitaria.

S7. Se calcula el error absoluto entre los conjuntos de valores  $Y'$  y  $Y_{ideal}$ .

S8. ¿El error calculado en S7 es el menor?

S9. Guardar la pareja de valores  $(K_\phi, \phi_o)$ .

## **Función Selección $K_\phi$ y $\phi_o$ (2)**

S1. Elegir un rango de valores para las constantes  $\phi_o$  y  $K_\phi$ , representados como:  $(\phi_{oi}, \phi_{of})$  y  $(K_{\phi i}, K_{\phi f})$ , respectivamente; así como los incrementos en los valores de las constantes  $\Delta K_\phi$  y  $\Delta \phi_o$ .

S2. Para  $K_\phi$ , comprendido entre  $K_{\phi i}$  y  $K_{\phi f}$ , con  $K_\phi = K_{\phi i} + \Delta K_\phi$ , realizar el paso S3.

S3. Para  $\phi_o$ , comprendido entre  $\phi_{oi}$  y  $\phi_{of}$ , con  $\phi_o = \phi_{oi} + \Delta \phi_o$ , realizar los pasos de S4 a S9.

S4. Generar el conjunto de valores, donde  $X$  son los valores de esfuerzo mínimo horizontal (obtenidos a partir de la prueba FIT); y el conjunto  $Y$  son los valores de de esfuerzo de pseudo-overburden (Ec. 114).

S5. Para el conjunto de valores  $X$  y  $Y$ , calculado en S4, construir mediante mínimos cuadrados una línea de tendencia y calcular su pendiente.

S6. Se genera un conjunto de valores  $Y'$  que corresponden a la evaluación de la línea obtenida en el paso S5, utilizando los valores de esfuerzo mínimo horizontal (obtenidos a partir de la prueba FIT). Adicionalmente se crea un conjunto de valores  $Y_{ideal} = X$ , que corresponde a una línea de pendiente unitaria.

S7. Se calcula el error absoluto entre los conjuntos de valores  $Y'$  y  $Y_{ideal}$ .

S8. ¿El error calculado en S7 es el menor?

S9. Guardar la pareja de valores  $(K_\phi, \phi_o)$ .

## 6.4 METODO DE LOS ESFUERZOS EFECTIVOS PARA EL CÁLCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA<sup>48</sup>

El método de los gradientes de esfuerzos efectivos aparece como una alternativa importante para el cálculo del gradiente de fractura o gradiente de esfuerzo horizontal mínimo en función del esfuerzo vertical y la presión de poro. Al igual que el método de esfuerzo de Pseudo-Overburden el Método de los Esfuerzos Efectivos utiliza los resultados de pruebas Leak-Off Test (LOT) o Minifrac de los pozos de calibración para predecir gradiente de fractura o resultados de pruebas Formation Integrity Test (FIT) para predecir gradiente de esfuerzo mínimo. El método consiste en encontrar una función que relacione el valor del esfuerzo efectivo de fractura u mínimo horizontal efectivo con respecto al esfuerzo vertical para un conjunto de pozos de calibración, los cuales son aledaños del pozo de interés. En caso de que la calibración no se lleve a cabo con valores de esfuerzo de gradiente de fractura sino con valores de gradiente de esfuerzo mínimo (datos obtenidos de pruebas FIT), la predicción se deberá escalar hasta el valor de gradiente de esfuerzo de fractura (o gradiente de fractura) con la correlación que incluya estos dos gradientes, la cual puede ser obtenida a partir de una prueba LOT o prueba Minifrac.

### 6.4.1 Descripción del Método de los Esfuerzos Efectivos para el cálculo de gradiente de fractura.

El fundamento de éste método se basa en la teoría propuesta por Hubber y Willis en 1957, la forma generalizada se presenta a continuación:

$$\sigma_{f,h} = \sigma_p + K(\sigma_v - \sigma_p) \quad (116)$$

En donde,

$\sigma_{f,h}$ : Esfuerzo de fractura ó Esfuerzo mínimo horizontal (psi)

$\sigma_p$ : Presión de Poro (psi)

$\sigma_v$ : Esfuerzo Vertical (psi)

$K$ : Constante de relación de esfuerzos (adimensional)

Esta ecuación establece la dependencia del esfuerzo de fractura o mínimo horizontal (depende de los datos con que se disponga), esfuerzo vertical, presión de poro y constante de relación de esfuerzos, la cual es adimensional.

En el caso en que la correlación sea calibrada con valores de esfuerzo de fractura obtenidos a partir de pruebas LOT o Minifrac, la ecuación (116) toma la forma:

$$\sigma_f = \sigma_p + K(\sigma_v - \sigma_p) \quad (117)$$

Si la correlación es calibrada con valores de esfuerzo mínimo horizontal obtenidos a partir de pruebas FIT, la ecuación (117) se expresa:

$$\sigma_h = \sigma_p + K(\sigma_v - \sigma_p) \quad (118)$$

Cuando son conocidos los valores de esfuerzo de fractura ó mínimo horizontal y vertical además de la presión de poro la constante de relación de esfuerzos se puede expresar como:

$$K = \frac{\sigma_{f,h} - \sigma_p}{\sigma_v - \sigma_p} \quad (119)$$

La cual establece una relación entre el esfuerzo de fractura ó mínimo horizontal efectivo y el esfuerzo vertical efectivo.

Si la ecuación (116) es dividida entre la profundidad, la ecuación de Hubber y Willis en su forma base queda expresada en forma de gradientes como se muestra a continuación:

$$g_{f,h} = g_p + K(g_v - g_p) \quad (120)$$

En donde,

$g_h$ : Gradiente de esfuerzo de fractura ó mínimo horizontal (psi/pie)

$g_v$ : Gradiente de esfuerzo vertical (psi/pie)

$g_p$ : Gradiente de presión de poro (psi/pie)

La constante de relación de esfuerzos también puede ser expresada en función de gradientes.

$$K = \frac{g_{f,h} - g_p}{g_v - g_p} \quad (121)$$

Si se construye una curva de gradiente de esfuerzo efectivo de fractura ó mínimo horizontal contra gradiente de esfuerzo efectivo vertical y se observa una línea de pendiente definida, se puede predecir gradiente de esfuerzo de fractura o gradiente de esfuerzo mínimo horizontal con la aplicación de la ecuación (120). Si no se encuentra una relación directa entre los valores de los gradientes de esfuerzos, se construye una correlación específica para relacionarlos, como se muestra a continuación:

$$(g_{f,h} - g_p) = f(g_v - g_p) \quad (122)$$

Despejando gradiente de esfuerzo de fractura ó mínimo horizontal:

$$g_{f,h} = f[g_p, (g_v - g_p)] \quad (123)$$

Como se mencionó anteriormente, si la predicción es realizada para estimar gradiente de esfuerzo mínimo horizontal, éste valor debe ser llevado a gradiente de fractura, con la correlación que incluya estos dos gradientes, la cual puede ser obtenida a partir de una prueba LOT.

#### 6.4.2 Metodología para el cálculo del gradiente de fractura a partir del Método de los Esfuerzos Efectivos.

De manera sistematizada se presenta la siguiente metodología en forma de diagrama de flujo para el cálculo del gradiente de fractura utilizando el método de los Esfuerzos Efectivos:

**Figura 78. Metodología para el cálculo del gradiente de fractura a partir del Método de los Esfuerzos Efectivos.**

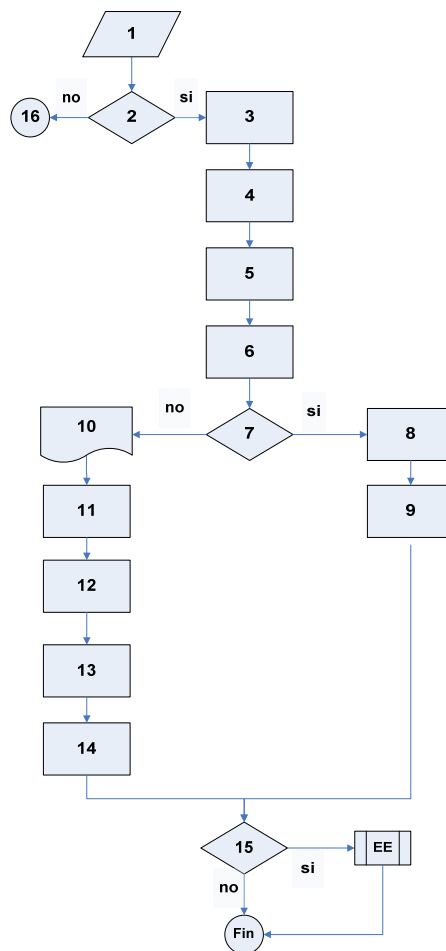
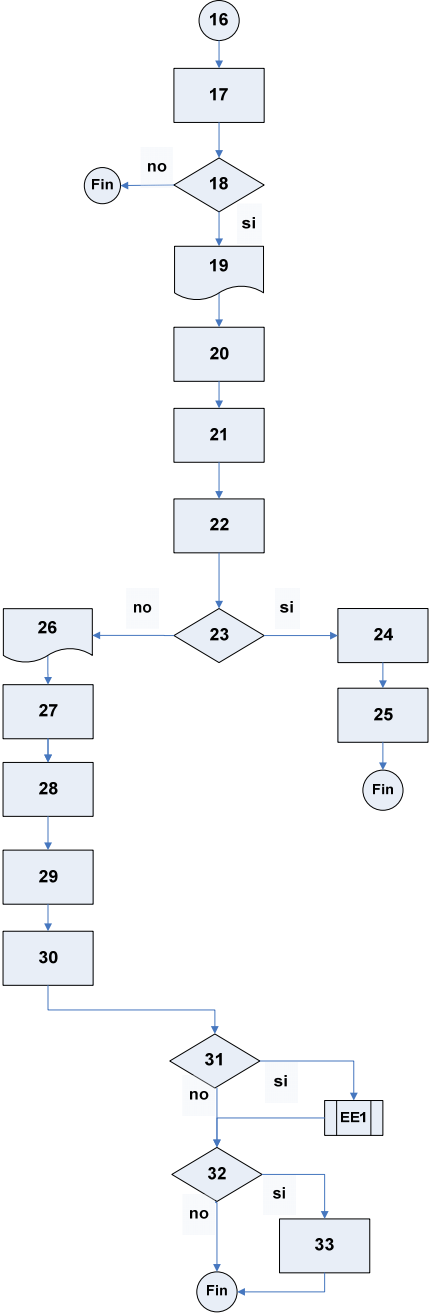
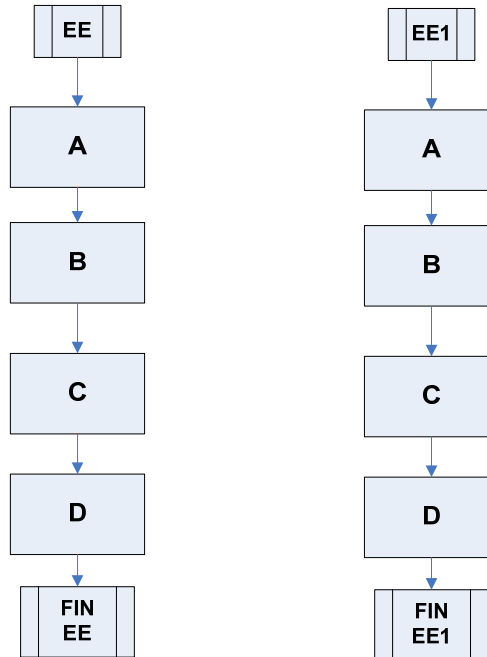


Figura 79. Continuación. Metodología para el cálculo del gradiente de fractura a partir del Método de los Esfuerzos Efectivos.



**Figura 80. Subprocesos utilizados para el cálculo del gradiente de fractura utilizando el Método de los Esfuerzos Efectivos.**



En donde el significado de cada numeral se presenta a continuación:

1. Recolección de los datos de  $g_p$  y  $g_v$  de los pozos de calibración y del pozo de predicción a la profundidad de interés.
2. Se dispone de datos de pruebas LOT o Minifrac?
3. Recolección de datos de  $\sigma_f$  (a partir de la prueba LOT o Minifrac) y  $g_f$  en profundidad para los pozos de calibración.
4. Tabular  $(g_f - g_p)$  y  $(g_v - g_p)$  para cada uno de los pozos de calibración.
5. Obtener el valor de  $K$ , para cada uno de los pozos de calibración (Ec. 121) en función de gradiente de fractura:  $K = [(g_f - g_p) / (g_v - g_p)]$
6. Graficar  $K$  contra Profundidad ( $D$ ).
7. ¿Hay tendencia uniforme del valor de  $K$  en profundidad ( $K = \text{constante}$ )?

8. Graficar  $(g_f - g_p)$  contra  $(g_v - g_p)$  y determinar la pendiente, que corresponde al valor de  $K$ .
9. Aplicar la ecuación de Hubber y Willis en su forma base (Ec. 120) para gradiente de fractura:  $g_f = g_p + K (g_v - g_p)$
10. No es posible aplicar la ecuación de Hubber y Willis en su forma base (Ec. 120) para gradiente de fractura.
11. Graficar  $(g_f - g_p)$  contra  $(g_v - g_p)$  y trazar una línea de tendencia.
12. Expresar la línea de tendencia como:  $(g_f - g_p) = f (g_v - g_p)$
13. Resolver para gradiente de fractura:  $g_f = f [g_p, (g_v - g_p)]$
14. Alimentar la ecuación obtenida en el paso anterior con valores de  $g_p$  y  $g_v$  para el pozo de interés y obtener  $g_f$ .
15. ¿Se requiere el valor de  $g_f$  a otra profundidad?
16. Conector
17. Recolección de datos de pruebas FIT a la profundidad de interés para los pozos de calibración.
18. ¿Los valores obtenidos a partir de pruebas FIT para los pozos de calibración se asemejan al valor de esfuerzo mínimo de la formación objeto de estudio?
19. Considerar los valores obtenidos a partir de pruebas FIT como valores de esfuerzo mínimo horizontal.
20. Tabular  $(g_h - g_p)$  y  $(g_v - g_p)$  para cada pozo de calibración.
21. Obtener el valor de  $K$ , para cada uno de los pozos de calibración (Ec. 121) en función de gradiente de esfuerzo mínimo horizontal:  $K = [(g_h - g_p) / (g_v - g_p)]$
22. Graficar  $K$  contra Profundidad ( $D$ )
23. ¿Hay tendencia uniforme del valor de  $K$  en profundidad ( $K = \text{constante}$ )?
24. Graficar  $(g_h - g_p)$  contra  $(g_v - g_p)$  y determinar la pendiente, que corresponde a  $K$ .

25. Aplicar la ecuación de Hubber y Willis en su forma base (Ec. 120) para gradiente de esfuerzo mínimo horizontal:  $g_h = g_p + K (g_v - g_p)$
26. No se puede aplicar la ecuación de Hubber y Willis en su forma base (Ec. 116) para gradiente de esfuerzo mínimo horizontal.
27. Graficar  $(g_h - g_p)$  contra  $(g_v - g_p)$  y trazar una línea de tendencia.
28. Expresar la línea de tendencia como:  $(g_h - g_p) = f (g_v - g_p)$
29. Resolver para gradiente de esfuerzo mínimo horizontal:  $g_h = f [g_p, (g_v - g_p)]$
30. Alimentar la ecuación obtenida en el paso anterior con valores de  $g_p$  y  $g_v$  del pozo de interés y obtener el valor gradiente de esfuerzo mínimo.
31. ¿Se requiere el valor de  $g_h$  a otra profundidad?
32. ¿Se cuenta con una correlación que relacione  $g_h$  y  $g_f$  aplicable a la zona de interés?
33. Alimentar la correlación planteada en 30 con el valor de  $g_h$  y obtener  $g_f$  para el pozo de interés.

EE: Subproceso con el fin de calcular  $g_f$  a una profundidad diferente a la utilizada en la predicción inicial.

- A. Graficar  $\sigma_f$  contra profundidad de los pozos de calibración y el predicho anteriormente para el pozo de interés a la profundidad respectiva.
- B. Construir una línea de tendencia a la gráfica realizada en A y expresar el esfuerzo de fractura en función de la profundidad.
- C. Alimentar la correlación obtenida en B con la profundidad a la cual se quiera el valor de  $\sigma_f$
- D. Dividir el valor de esfuerzo de fractura obtenido en C entre el nuevo valor de profundidad para obtener  $g_f$ .

EE1: Subproceso con el fin de calcular  $g_h$  a una profundidad diferente a la utilizada en la predicción inicial.

A. Graficar  $\sigma_h$  contra profundidad de los pozos de calibración y el predicho anteriormente para el pozo de interés a la profundidad respectiva.

B. Construir una línea de tendencia a la gráfica realizada en A y expresar el esfuerzo mínimo horizontal en función de la profundidad.

C. Alimentar la correlación obtenida en B con la profundidad a la cual se quiera el valor de  $\sigma_h$ .

D. Dividir el valor de esfuerzo mínimo horizontal obtenido en C entre el nuevo valor de profundidad para obtener  $g_h$ .

## **6.5 ANALISIS DE LOS GRADIENTES DE FRACTURA OBTENIDOS A PARTIR DE LOS TRES MÉTODOS DE CÁLCULO PRESENTADOS.**

Una vez son aplicados los tres métodos para el cálculo del gradiente de fractura, se procederá a realizar un análisis de los resultados obtenidos en cada uno de ellos. Éste análisis se basa en presentar cual es el método que arrojó el mayor valor de gradiente de fractura, cual arrojó el menor con respecto a las consideraciones que cada uno de ellos hacen.

## **7. VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA PLANTEADA PARA LA ESTIMACIÓN DE GRADIENTE DE FRACTURA EN UN CAMPO DEL PIEDEMONTA COLOMBIANO**

En el capítulo anterior se planteó la metodología para estimar gradiente de fractura a partir de pruebas FIT, LOT o Minifrac. Esta metodología es posible validarla realizando una aplicación en un campo del Piedemonte Colombiano en donde se han llevado a cabo pruebas Minifrac. La aplicación consiste en el cálculo del gradiente de fractura de las formaciones Mirador Superior Mirador Inferior, y Barco.

### **7.1 CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA A PARTIR DE PARAMETROS GEOMECÁNICOS, CORRELACION PROPUESTA POR BJ SERVICES COMPANY**

En el capítulo anterior se presento método de cálculo de gradiente de fractura propuesto por la compañía BJ, el cual requiere de diversos parámetros geomecánicos para su aplicación. El valor de gradiente de fractura del campo objeto de estudio en el Piedemonte Colombiano se estimará para la formación Mirador Superior, Mirador Inferior y Barco.

#### **7.1.1 Aplicación en la formación Mirador Superior**

Para la aplicación de la ecuación se necesita conocer el valor de la resistencia a la tensión ( $T_0$ ), este dato se puede obtener a partir de pruebas de laboratorio ó del modelamiento de algunos registros. Para el pozo FHC 7 no se dispone de estos registros a la profundidad de interés, por lo tanto, no se puede determinar el valor

de la resistencia a la tensión y por ende no es posible estimar gradiente de fractura por este método.

### 7.1.2 Aplicación en la formación Mirador Inferior

La aplicación se realizará para el pozo FHC 11. La solución se realizará con la numeración planteada en la metodología:

1. Los datos necesarios para aplicar la metodología se presentan a continuación:

$\nu = 0,31$  adimensional

$\sigma_v = 16356,5$  psi

$p = 6302$  psi

$T_o = 2141$  psi

$D = 15006$  pies

$\alpha = 0,52$  adimensional

$\alpha = 1$  adimensional

2. para el cálculo del gradiente de fractura primero se considera un fluido de poro sin la eficiencia máxima para soportar la carga aplicada sobre él (numeral 3) y posteriormente se considerará un fluido de poro totalmente eficiente (numeral 4):

3. Aplicando la ecuación (103) con  $\alpha = 0.52$ :

$$g_f = 0.75 \frac{psi}{pie}$$

4. aplicando la ecuación (104) con  $\alpha = 1.0$ :

$$g_f = 0.86 \frac{psi}{pie}$$

### 7.1.3 Aplicación en la formación Barco

La aplicación se realizará para el pozo FHC 9L. La solución se realizará con la numeración planteada en la metodología:

1. Los datos necesarios para aplicar la metodología se presentan a continuación:

$v = 0,21$  adimensional

$\sigma_v = 17128,3$  psi

$p = 6600$  psi

$T_o = 2762,5$  psi

$D = 15714$  pies

$\alpha = 0,57$  adimensional

$\alpha = 1$  adimensional

2. para el cálculo del gradiente de fractura primero se considera un fluido de poro sin la eficiencia máxima para soportar la carga aplicada sobre él (numeral 3) y posteriormente se considerará un fluido de poro totalmente eficiente (numeral 4):

3. Aplicando la ecuación (107) con  $\alpha = 0.57$ :

$$g_f = 0.64 \frac{psi}{pie}$$

4. aplicando la ecuación (108) con  $\alpha = 1.0$ :

$$g_f = 0.77 \frac{psi}{pie}$$

### 7.1.4 Comparación de los gradientes de fractura obtenidos a partir de la metodología y los obtenidos de pruebas Minifrac.

Los valores de gradiente de fractura de los pozos FHC 7, FHC 11 y FHC 9L son conocidos a partir de pruebas Minifrac, de esta manera es posible realizar una

comparación de estos valores con los obtenidos a partir de la metodología a la misma profundidad a manera de validación de resultados. En la tabla que se muestra a continuación se presentan los respectivos valores de  $g_f$ :

**Tabla 11. Comparación de los gradientes de fractura obtenidos a partir del Método propuesto por la compañía BJ y la prueba Minifrac para los pozos FHC 7, FHC 11 y FHC 9L.**

Pozo	Formación	Gradiente de Fractura (psi/pie)			Error (%) $\alpha < 1$	Error (%) $\alpha = 1$
		Prueba Minifrac	$\alpha < 1$	$\alpha = 1$		
FHC 11	Mirador Inferior	0,77	0,75	0,86	2,6	11,6
FHC 9L	Barco	0,76	0,64	0,77	15,7	1,3

Como se observa en la tabla 11, cuando se considera máxima la eficiencia del fluido en contrarrestar el esfuerzo aplicado ( $\alpha=1$ ) en la formación Barco el método de BJ se muestra aplicable. En el caso de la formación Mirador Inferior, el método se presenta más aplicable cuando se considera que el fluido de poro no es totalmente eficiente en contrarrestar el esfuerzo aplicado ( $\alpha < 1$ ).

Analizando los resultados obtenidos, se observa que el método de BJ se ve fuertemente afectado por la relación de Poisson. Con una reducción en el valor de este parámetro, el gradiente de fractura se ve disminuido considerablemente. Por esta razón en la formación Barco que posee un valor de relación de Poisson menor en comparación con el de la formación Mirador Inferior, a una misma eficiencia de fluido el valor de gradiente de fractura es menor.

## **7.2 CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA A PARTIR DEL METODO DE ESFUERZO DE PSEUDO-OVERBURDEN**

A partir de la metodología planteada en el capítulo anterior, a continuación se estimará el gradiente de fractura del pozo FHC 7 de la formación Mirador Superior, pozo FHC 11 de la formación Mirador Inferior y pozo FHC 9L de la formación Barco.

Para la predicción del gradiente de fractura del pozo FHC 7, se calibrará el modelo con valores obtenidos de 6 pozos que se encuentran en la formación Mirador Superior. De la misma manera, para la predicción del gradiente de fractura de los pozos FHC 11 y FHC 9L la calibración del modelo se realizará con valores obtenidos de 6 y 4 pozos de la formación Mirador Inferior y Barco respectivamente.

La predicción del gradiente de fractura en cada una de estas formaciones se efectuará de manera simultánea siguiendo la numeración planteada por la metodología en el capítulo anterior:

1. Los valores de profundidad, densidad de grano, esfuerzo vertical y densidad del fluido de la formación para los pozos de calibración y de predicción para las formaciones Mirador Superior y Mirador Inferior se presentan a continuación:

- Formación Mirador Superior

**Tabla 12. Densidad de grano, esfuerzo vertical y densidad del fluido de la formación para los pozos de calibración y el de predicción de la formación Mirador Superior.**

Pozo	Profundidad (pies)	$\rho_g$ (lb/pie <sup>3</sup> )	$\sigma_v$ (psi)	$\rho_f$ (lb/pie <sup>3</sup> )
FHC 1	15.649	165,43	17057,41	52,1
FHC 2	13.248	165,43	14440,32	52,1
FHC 3	15.334	165,43	16714,06	52,1
FHC 4	16.356	165,43	17828,04	52,1
FHC 5	14.560	165,43	15870,4	52,1
FHC 6	15.030	165,43	16382,7	52,1
FHC 7	14.730	165,43	16055,7	52,1

- Formación Mirador Inferior

**Tabla 13. Densidad de grano, esfuerzo vertical y densidad del fluido de la formación para los pozos de calibración y de predicción de la formación Mirador Inferior.**

Pozo	Profundidad (pies)	$\rho_g$ (lb/pie <sup>3</sup> )	$\sigma_v$ (psi)	$\rho_f$ (lb/pie <sup>3</sup> )
FHC 5L	14.668	165,43	15988,12	52,1
FHC 8	14.879	165,43	16218,11	52,1
FHC 9	15.007	165,43	16357,63	52,1
FHC 6L	15.245	165,43	16617,05	52,1
FHC 10	15.568	165,43	16969,12	52,1
FHC 1L	15.799	165,43	17220,91	52,1
FHC 11	15.006	165,43	16356,54	52,1

- Formación Barco

**Tabla 14. Densidad de grano, esfuerzo vertical y densidad del fluido de la formación para los pozos de calibración y de predicción de la formación Barco.**

Pozo	Profundidad (pies)	$\rho_g$ (lb/pie <sup>3</sup> )	$\sigma_v$ (psi)	$\rho_f$ (lb/pie <sup>3</sup> )
FHC 12	16.284	165,43	17749,56	52,1
FHC 13	17.405	165,43	18971,45	52,1
FHC 14	15.577	165,43	16978,93	52,1
FHC 15	15.858	165,43	17285,22	52,1
FHC 9L	15.714	165,43	17128,26	52,1

2. Para la calibración del modelo se dispone de datos obtenidos a partir de pruebas Minifrac, por esta razón se pasa al numeral 3.

3. Los valores de esfuerzo de fractura obtenidos a partir de la prueba Minifrac para los pozos de calibración de cada una de las tres formaciones se presentan a continuación.

- Formación Mirador Superior

**Tabla 15. Esfuerzo de fractura para los pozos de calibración de la formación Mirador Superior.**

Pozo	Profundidad (pies)	$\sigma_f$ (psi)
FHC 1	15.649	11736,75
FHC 2	13.248	9538,56
FHC 3	15.334	12267,2
FHC 4	16.356	11776,32
FHC 5	14.560	10774,4
FHC 6	15.030	12474,9

- Formación Mirador Inferior

**Tabla 16. Esfuerzo de fractura para los pozos de calibración de la formación Mirador Superior.**

Pozo	Profundidad (pies)	$\sigma_f$ (psi)
FHC 5L	14.668	12027,76
FHC 8	14.879	12944,73
FHC 9	15.007	11555,39
FHC 6L	15.245	14025,4
FHC 10	15.568	12610,08
FHC 1L	15.799	15009,05

- Formación Barco

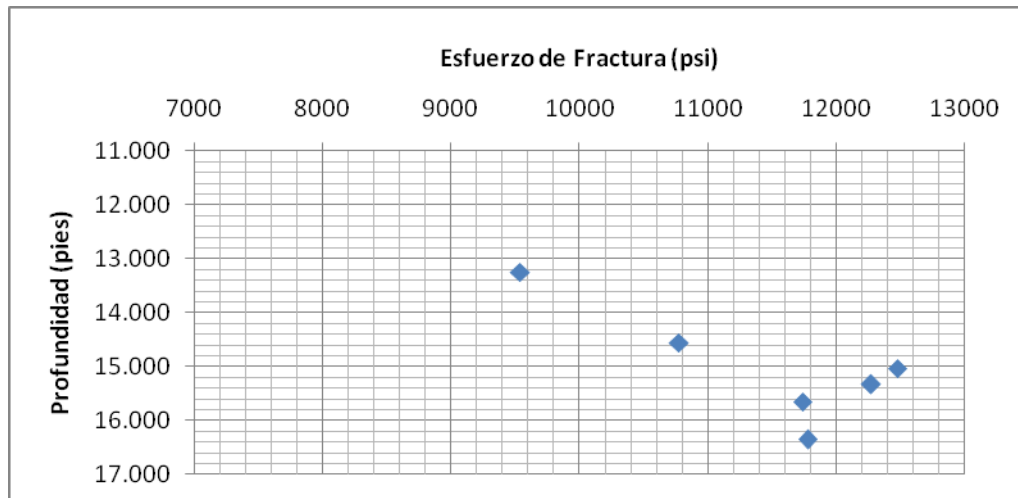
**Tabla 17. Esfuerzo de fractura para los pozos de calibración de la formación Barco.**

Pozo	Profundidad (pies)	$\sigma_f$ (psi)
FHC 12	16.284	12375,84
FHC 13	17.405	14272,1
FHC 14	15.577	11215,44
FHC 15	15.858	12527,82

4. Si se grafica profundidad contra esfuerzo de fractura para los pozos de calibración se obtiene lo siguiente:

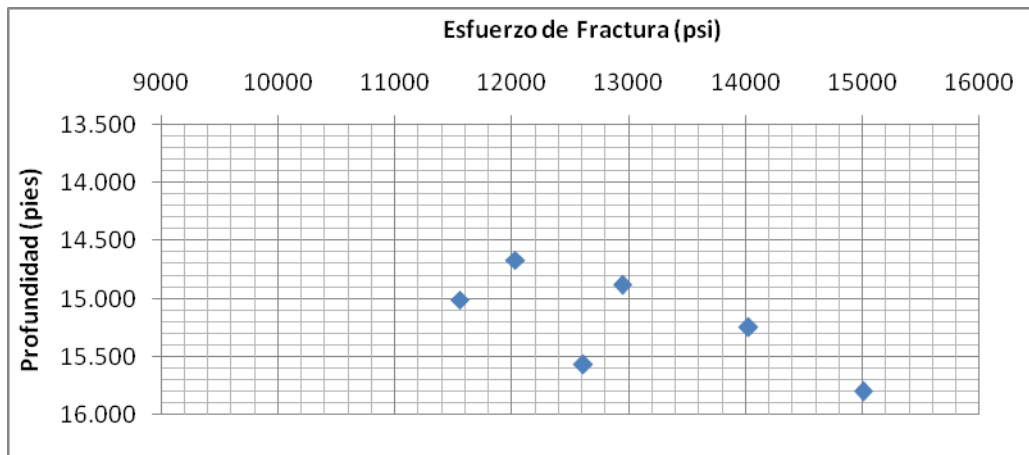
- Formación Mirador Superior

**Figura 81. Esfuerzo de fractura contra profundidad para los pozos de calibración de la formación Mirador Superior.**



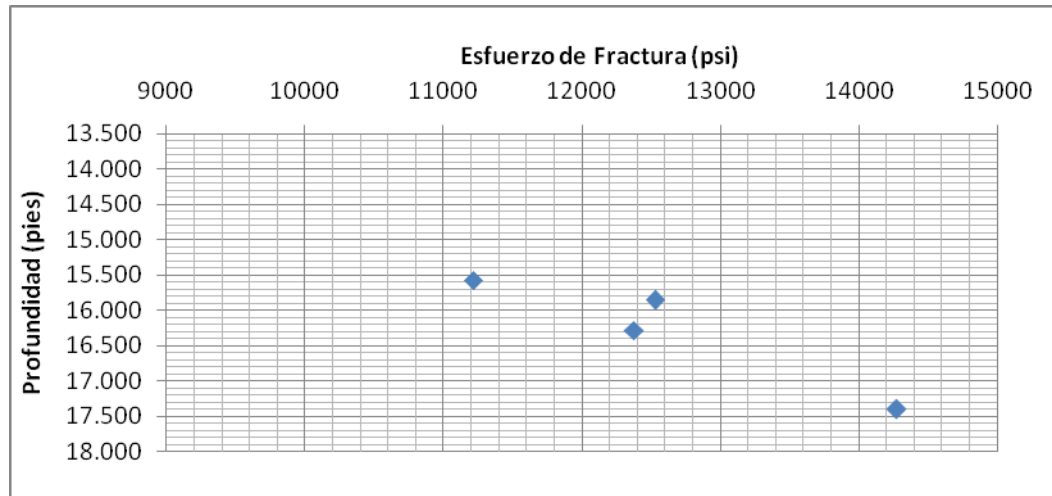
- Formación Mirador Inferior

**Figura 82. Esfuerzo de fractura contra profundidad para los pozos de calibración de la formación Mirador Inferior.**



- Formación Barco

**Figura 83. Esfuerzo de fractura contra profundidad para los pozos de calibración de la formación Barco.**



5. Como es posible observar en las figuras 81, 82 y 83, se presenta una tendencia de incremento del valor de esfuerzo de fractura en profundidad. Esto indica que el método de esfuerzo de Pseudo-Overburden si es aplicable. Por esta razón se aplica la función selección  $K_\phi$  y  $\phi_o$  (1) para cada una de las formaciones.

Función selección  $K_\phi$  y  $\phi_o$  (1).

Como fue presentado en la metodología, el objetivo de la función selección  $K_\phi$  y  $\phi_o$  (1) es determinar los valores de las constantes  $K_\phi$  y  $\phi_o$  a partir de un rango de valores para cada una de estas constantes para las cuales el valor del esfuerzo de Pseudo-Overburden sea igual al valor de esfuerzo mínimo horizontal.

Esto es posible obtenerlo realizando una gráfica de esfuerzo de Pseudo-Overburden contra esfuerzo mínimo horizontal y buscar que la pendiente de la línea de tendencia de los puntos de la gráfica sea igual a la unidad.

- Formación Mirador Superior

S1. A continuación se establecen los rangos de valores de las constantes  $K_\phi$  y  $\phi_o$  a aplicar con la siguiente nomenclatura: (valor mínimo o inicial, valor máximo o final).

Para  $K_\phi$ : (0.00001, 0.0015)

Para  $\phi_o$ : (0.9, 1.0)

Con un incremento para cada una de ellas de:

- $\Delta K_\phi$ : 0.00005
- $\Delta \phi_o$ : 0.001
- 

Una vez se corrió el programa, los valores de las constantes de calibración del modelo que se obtuvieron se presentan a continuación:

- $K_\phi$ : 0.00011
- $\phi_o$ : 0.9

- Formación Mirador Inferior

S1. A continuación se establecen los rangos de valores de las constantes  $K_\phi$  y  $\phi_o$  a aplicar con la siguiente nomenclatura: (valor mínimo o inicial, valor máximo o final).

Para  $K_\phi$ : (0.00001, 0.0005)

Para  $\phi_o$ : (0.7, 1.0)

Con un incremento para cada una de ellas de:

- $\Delta K_\phi$ : 0.00005

- $\Delta \phi_o$ : 0.001

Una vez se corrió el programa, los valores de las constantes de calibración del modelo que se obtuvieron se presentan a continuación:

- $K_\phi$ : 0.00016

- $\phi_o$ : 0.866

- Formación Barco

S1. A continuación se establecen los rangos de valores de las constantes  $K_\phi$  y  $\phi_o$  a aplicar con la siguiente nomenclatura: (valor mínimo o inicial, valor máximo o final).

Para  $K_\phi$ : (0.000002, 0.0001)

Para  $\phi_o$ : (0.8, 1.0)

Con un incremento para cada una de ellas de:

- $\Delta K_\phi$ : 0.000005

- $\Delta \phi_o$ : 0.001

Una vez se corrió el programa, los valores de las constantes de calibración del modelo que se obtuvieron se presentan a continuación:

- $K_{\phi}$ : 0.000097
- $\phi_o$ : 0.8

Con los valores de las constantes determinados, se pasa al numeral 6.

6. Una vez se dispone de los valores de las constantes de calibración del método, es posible estimar el valor de esfuerzo de Pseudo-Overburden (Ec.114) que equivale al valor de esfuerzo de de fractura para los pozos de interés. En las tablas siguientes se presentan los parámetros necesarios de cada pozo de interés para el cálculo del esfuerzo de Pseudo-Overburden:

- Formación Mirador Superior

**Tabla 18. Valores utilizados para el cálculo del esfuerzo de Pseudo-Overburden del pozo FHC 7.**

Pozo	Profundidad (pies)	$\sigma_v$ (psi)	$\rho_g$ (lb/pie <sup>3</sup> )	$\rho_f$ (lb/pie <sup>3</sup> )	$\phi_o$	$K_{\phi}$
FH 7	14.730	16055,7	165,43	52,1	0,9	0,00011

Si se llevan los valores presentados en la tabla a la ecuación (114), se obtiene que para el pozo FHC 7:

$$\sigma_{pseudo} = \sigma_f = 10936.41 \text{ psi}$$

- Formación Mirador Inferior

**Tabla 19. Valores utilizados para el cálculo del esfuerzo de Pseudo-Overburden del pozo FHC 11.**

Pozo	Profundidad (pies)	$\sigma_v$ (psi)	$\rho_g$ (lb/pie <sup>3</sup> )	$\rho_f$ (lb/pie <sup>3</sup> )	$\phi_o$	$K_{\phi}$
FHC 11	15.006	16356,54	165,43	52,1	0,866	0,00016

Si se llevan los valores presentados en la tabla a la ecuación (114), se obtiene que para el pozo FHC 11:

$$\sigma_{pseudo} = \sigma_f = 12517.38 \text{ psi}$$

- Formación Barco

**Tabla 20. Valores utilizados para el cálculo del esfuerzo de Pseudo-Overbuerden del pozo FHC 9L.**

Pozo	Profundidad (pies)	$\sigma_v$ (psi)	$\rho_g$ (lb/pie <sup>3</sup> )	$\rho_f$ (lb/pie <sup>3</sup> )	$\phi_o$	$K\phi$
FHC 9L	15.714	17128,3	165,43	52,1	0,8	0,000097

Si se llevan los valores presentados en la tabla a la ecuación (114), se obtiene que para el pozo FHC 9L:

$$\sigma_{pseudo} = \sigma_f = 12096.22 \text{ psi}$$

7. Como no se requiere el valor de  $\sigma_f$  a otra profundidad, se procede a realizar el paso 8.

8. Si se dividen los valores de esfuerzo de fractura obtenidos en 6 entre su respectiva profundidad se obtienen gradientes de fractura.

- Formación Mirador Superior

Dividiendo el valor de esfuerzo de fractura 10936.41 psi entre la profundidad del tratamiento 14730 pies, el valor de gradiente de fractura para el pozo FHC 7 se presenta a continuación:

$$g_f = 0.74 \frac{\text{psi}}{\text{pie}}$$

- Formación Mirador Inferior

Dividiendo el valor de esfuerzo de fractura 12517.38 psi entre la profundidad del tratamiento 15006 pies, el valor de gradiente de fractura para el pozo FHC 11 se presenta a continuación:

$$g_f = 0.83 \frac{psi}{pie}$$

- Formación Barco

Dividiendo el valor de esfuerzo de fractura 12096.22 psi entre la profundidad del tratamiento 15714 pies, el valor de gradiente de fractura para el pozo FHC 11 se presenta a continuación:

$$g_f = 0.77 \frac{psi}{pie}$$

### 7.2.1 Comparación de los gradientes de fractura obtenidos a partir de la metodología y los obtenidos de pruebas Minifrac.

Los valores de gradiente de fractura de los pozos FHC 7, FHC 11 y FHC 9L son conocidos a partir de pruebas Minifrac, de esta manera es posible realizar una comparación de estos valores con los obtenidos a partir de la metodología a la misma profundidad a manera de validación de resultados. En la tabla que se muestra a continuación se presentan los respectivos valores de  $g_f$ :

**Tabla 21. Comparación de los gradientes de fractura obtenidos a partir del Método de Esfuerzo de Pseudo-Overburden y la prueba Minifrac para los pozos FHC 7, FHC 11 y FHC 9L.**

Pozo	Formación	Gradiente de Fractura (psi/pie)		Error (%)
		Prueba Minifrac	Esfuerzo de Pseudo-Overburden	
FHC 7	Mirador Superior	0,71	0,74	4.22
FHC 11	Mirador Inferior	0,77	0,83	7.79
FHC 9L	Barco	0,76	0,77	1.31

Como se puede observar en la tabla 20, a partir del método del esfuerzo de Pseudo-Overburden se obtuvieron valores de gradiente de fractura muy cercanos a los obtenidos de la prueba Minifrac, esto refleja la aplicabilidad del método.

### 7.3 CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA A PARTIR DEL METODO DE LOS ESFUERZOS EFECTIVOS

A continuación se realiza la predicción del gradiente de fractura de los pozos FHC 7, FHC 11 y FHC 9L en donde se seguirá numeración planteada en la metodología (Cap. 6). De igual manera que en la aplicación del Método del Esfuerzo de Pseudo-Overburden, para la predicción del gradiente de fractura del pozo FHC 7, se calibrará el modelo con valores obtenidos de 6 pozos que se encuentran en la formación Mirador Superior. Para la predicción del gradiente de fractura de los pozos FHC 11 y FHC 9L la calibración del modelo se realizará con valores obtenidos de 6 y 4 pozos de la formación Mirador Inferior y Barco respectivamente.

1. Los valores de profundidad, gradiente de presión de poro y gradiente de esfuerzo vertical a la respectiva profundidad de los pozos de calibración y predicción para cada formación se presentan a continuación:

- Formación Mirador Superior

**Tabla 22. Gradiente de presión de poro y gradiente de esfuerzo de esfuerzo vertical para los pozos de calibración y predicción de la Formación Mirador Superior.**

Pozo	Profundidad (pies)	$g_p$ (psi/pie)	$g_v$ (psi/pie)
FHC 1	15.649	0,35	0,74
FHC 2	13.248	0,4	0,69
FHC 3	15.334	0,33	0,76
FHC 4	16.356	0,34	0,75
FHC 5	14.560	0,34	0,75
FHC 6	15.030	0,27	0,82
FHC 7	14.730	0,35	0,74

- Formación Mirador Inferior

**Tabla 23. Gradiente de presión de poro y gradiente de esfuerzo de esfuerzo vertical para los pozos de calibración y predicción de la Formación Mirador Inferior.**

Pozo	Profundidad (pies)	$g_p$ (psi/pie)	$g_v$ (psi/pie)
FHC 5L	14.668	0,35	0,74
FHC 8	14.879	0,41	0,68
FHC 9	15.007	0,37	0,72
FHC 6L	15.245	0,26	0,83
FHC 10	15.568	0,35	0,74
FHC 1L	15.799	0,35	0,74
FHC 11	15.006	0,42	0,67

- Formación Barco

**Tabla 24. Gradiente de presión de poro y gradiente de esfuerzo de esfuerzo vertical para los pozos de calibración y predicción de la Formación Barco.**

Pozo	Profundidad (pies)	$g_p$ (psi/pie)	$g_v$ (psi/pie)
FHC 12	16.284	0,41	1,09
FHC 13	17.405	0,37	1,09
FHC 14	15.577	0,39	1,09
FHC 15	15.858	0,39	1,09
FHC 9L	15.714	0,42	1,09

2. Para los pozos utilizados en la calibración se dispone de datos obtenidos a partir de pruebas Minifrac. Por ésta razón se pasa al numeral 3.

3. Los valores de esfuerzo de fractura (obtenidos a partir de pruebas Minifrac) y gradiente de esfuerzo mínimo horizontal para los pozos de calibración se presentan a continuación:

- Formación Mirador Superior

**Tabla 25. Esfuerzo de fractura y gradiente de fractura para los pozos de calibración de la formación Mirador Superior.**

Pozo	Profundidad (pies)	$\sigma_f$ (psi)	$g_f$ (psi/pie)
FHC 1	15.649	11736,75	0,75
FHC 2	13.248	9538,56	0,72
FHC 3	15.334	12267,2	0,8
FHC 4	16.356	11776,32	0,72
FHC 5	14.560	10774,4	0,74
FHC 6	15.030	12474,9	0,83

- Formación Mirador Inferior

**Tabla 26. Esfuerzo de fractura y gradiente de fractura para los pozos de calibración de la formación Mirador Inferior.**

Pozo	Profundidad (pies)	$\sigma_f$ (psi)	$g_f$ (psi/pie)
FHC 5L	14.668	12027,76	0,82
FHC 8	14.879	12944,73	0,87
FHC 9	15.007	11555,39	0,77
FHC 6L	15.245	14025,4	0,92
FHC 10	15.568	12610,08	0,81
FHC 1L	15.799	15009,05	0,95

- Formación Barco

**Tabla 27. Esfuerzo de fractura y gradiente de fractura para los pozos de calibración de la formación Barco.**

Pozo	Profundidad (pies)	$\sigma_f$ (psi)	$g_f$ (psi/pie)
FHC 12	16.284	12375,84	0,76
FHC 13	17.405	14272,1	0,82
FHC 14	15.577	11215,44	0,72
FHC 15	15.858	12527,82	0,79

4. Los valores de gradiente de fractura efectivo y gradiente de esfuerzo vertical efectivo para cada pozo se presentan a continuación:

- Formación Mirador Superior

**Tabla 28. Gradiente de fractura efectivo y gradiente de esfuerzo vertical efectivo para la formación Mirador Superior.**

Pozo	Profundidad (pies)	$g_f - g_p$ (psi/pie)	$g_v - g_p$ (psi/pie)
FHC 1	15.649	0,4	0,74
FHC 2	13.248	0,32	0,69
FHC 3	15.334	0,47	0,76
FHC 4	16.356	0,38	0,75
FHC 5	14.560	0,4	0,75
FHC 6	15.030	0,56	0,82

- Formación Mirador Inferior

**Tabla 29. Gradiente de fractura efectivo y gradiente de esfuerzo vertical efectivo para la formación Mirador Inferior.**

Pozo	Profundidad (pies)	$g_f - g_p$ (psi/pie)	$g_v - g_p$ (psi/pie)
FHC 5L	14.668	0,47	0,74
FHC 8	14.879	0,46	0,68
FHC 9	15.007	0,4	0,72
FHC 6L	15.245	0,66	0,83
FHC 10	15.568	0,46	0,74
FHC 1L	15.799	0,6	0,74

- Formación Barco

**Tabla 30. Gradiente de fractura efectivo y gradiente de esfuerzo vertical efectivo para la formación Barco.**

Pozo	Profundidad (pies)	$g_f - g_p$ (psi/pie)	$g_v - g_p$ (psi/pie)
FHC 12	16.284	0,35	0,68
FHC 13	17.405	0,45	0,72
FHC 14	15.577	0,33	0,7
FHC 15	15.858	0,4	0,7

5. El valor de la constante de relación de esfuerzos (Ec. 121) para los pozos de calibración se presenta a continuación:

- Formación Mirador Superior

**Tabla 31. Constante de relación de esfuerzos para los pozos de calibración de la formación Mirador Superior.**

Pozo	Profundidad (pies)	K
FHC 1	15.649	0,541
FHC 2	13.248	0,464
FHC 3	15.334	0,618
FHC 4	16.356	0,507
FHC 5	14.560	0,533
FHC 6	15.030	0,683

- Formación Mirador Inferior

**Tabla 32. Constante de relación de esfuerzos para los pozos de calibración de la formación Mirador Inferior.**

Pozo	Profundidad (pies)	K
FHC 5L	14.668	0,635
FHC 8	14.879	0,676
FHC 9	15.007	0,556
FHC 6L	15.245	0,795
FHC 10	15.568	0,622
FHC 1L	15.799	0,811

- Formación Barco

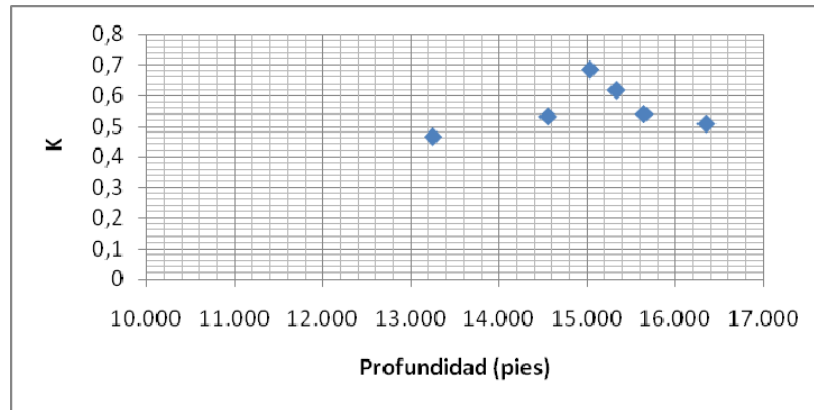
**Tabla 33. Constante de relación de esfuerzos para los pozos de calibración de la formación Barco.**

Pozo	Profundidad (pies)	K
FHC 12	16.284	0,35
FHC 13	17.405	0,45
FHC 14	15.577	0,33
FHC 15	15.858	0,4

6. Si se grafica la constante de relación de esfuerzos contra profundidad de los pozos de calibración para cada una de las formaciones se obtiene:

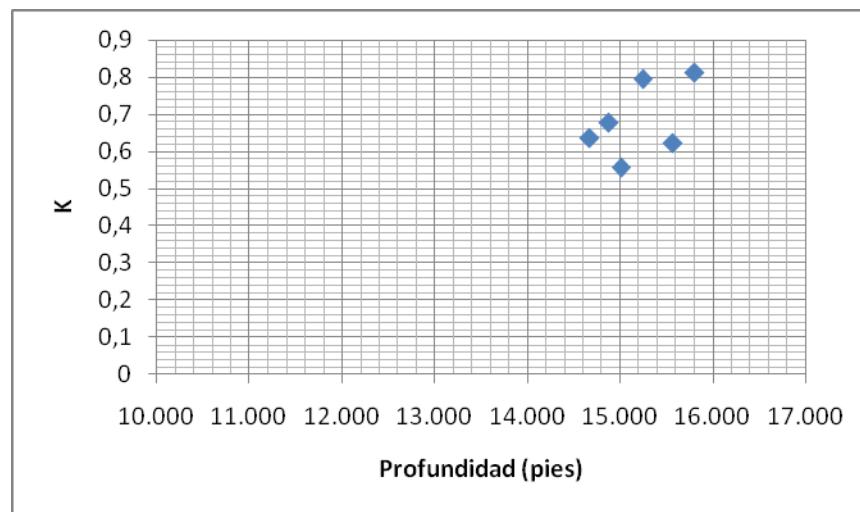
- Formación Mirador Superior

**Figura 84. Constante de relación de esfuerzos en profundidad para los pozos de calibración de la formación Mirador Superior.**



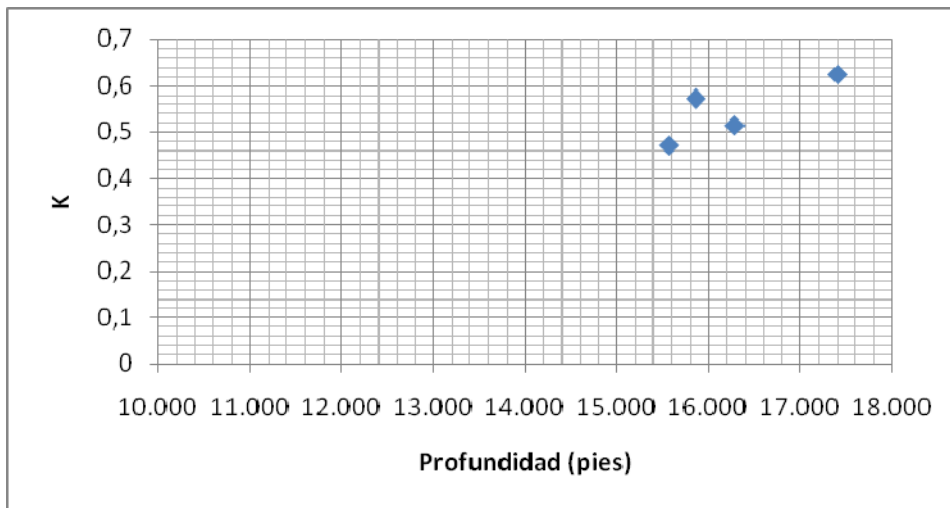
- Formación Mirador Inferior

**Figura 85. Constante de relación de esfuerzos en profundidad para los pozos de calibración de la formación Mirador Inferior.**



- Formación Barco

**Figura 86. Constante de relación de esfuerzos en profundidad para los pozos de calibración de la formación Barco.**



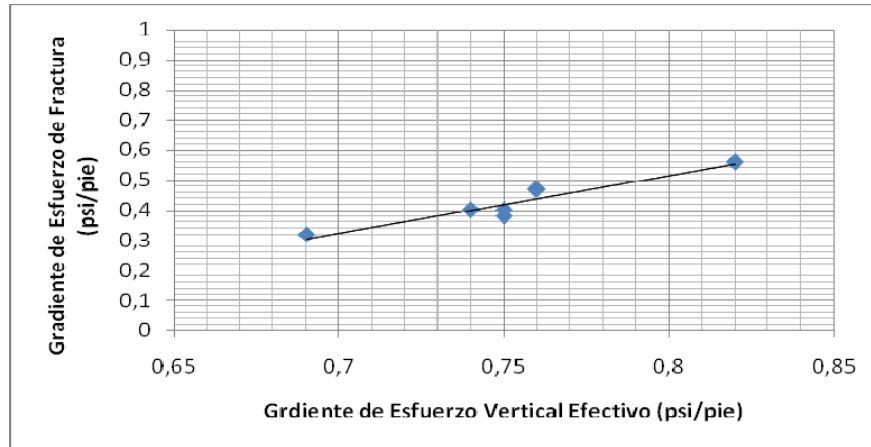
7. Como se puede observar en las figuras 84, 85 y 86 el valor de la constante de relación de esfuerzos en profundidad no es constante. Por esta razón se pasa al numeral 10.

10. Como los valores de la constante de relación de esfuerzos no es constante, no se puede aplicar la ecuación de Hubber y Willis en su forma base (Ec. 118).

11. Si se grafica gradiente de fractura efectivo contra gradiente de esfuerzo vertical efectivo para cada uno de los pozos de calibración, se obtienen las siguientes tendencias:

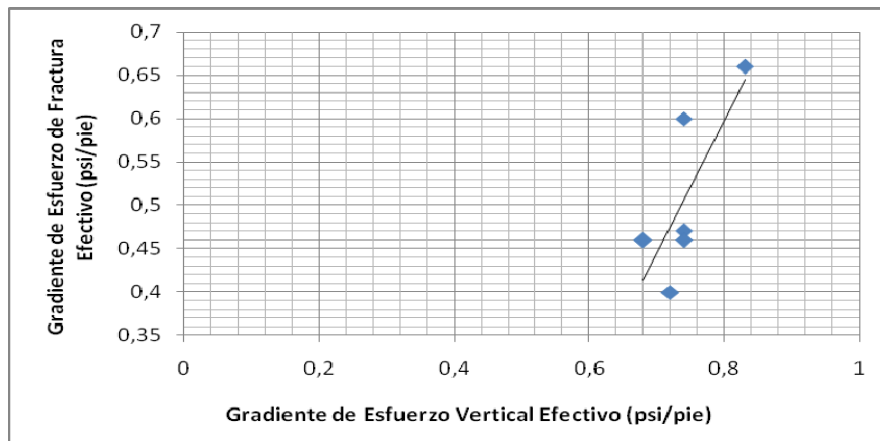
- Formación Mirador Superior

**Figura 87. Tendencia del gradiente de esfuerzo horizontal efectivo contra gradiente de esfuerzo vertical efectivo de la formación Mirador Superior.**



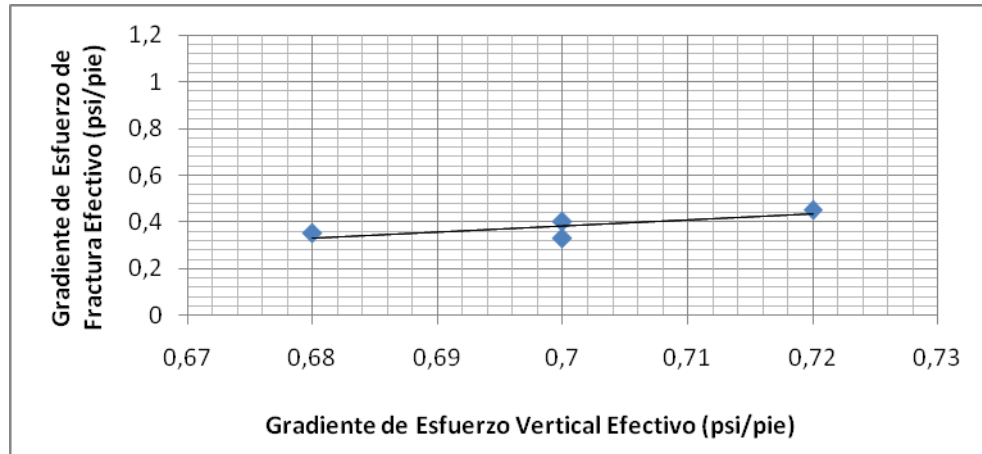
- Formación Mirador Inferior

**Figura 88. Tendencia del gradiente de esfuerzo horizontal efectivo contra gradiente de esfuerzo vertical efectivo de la formación Mirador Inferior.**



- Formación Barco

**Figura 89. Tendencia del gradiente de esfuerzo horizontal efectivo contra gradiente de esfuerzo vertical efectivo de la formación Barco.**



12. El gradiente de fractura efectivo como función del gradiente de esfuerzo vertical efectivo para cada formación, se obtiene a partir de la ecuación de las líneas de tendencia que se muestran en la figuras 87, 88 y 89:

- Formación Mirador superior

$$(g_f - g_p) = 1.89(g_v - g_p) - 1.005 \quad (124)$$

- Formación Mirador Inferior

$$(g_f - g_p) = 1.54(g_v - g_p) - 0.64 \quad (125)$$

- Formación Barco

$$(g_f - g_p) = 2.5(g_v - g_p) - 1.367 \quad (126)$$

13. Resolviendo las expresiones obtenidas en 12 para gradiente de fractura:

- Formación Mirador superior

$$g_f = g_p + 1.89(g_v - g_p) - 1.005 \quad (127)$$

- Formación Mirador Inferior

$$g_f = g_p + 1.54(g_v - g_p) - 0.64 \quad (128)$$

- Formación Barco

$$g_f = g_p + 2.5(g_v - g_p) - 1.367 \quad (129)$$

14. Para la predicción de gradiente de fractura, se alimentan las ecuaciones obtenidas en 13 con los valores de gradiente de presión de poro y gradiente de esfuerzo vertical efectivo para cada formación.

- Formación Mirador Superior

**Tabla 34. Gradiente de presión de poro y esfuerzo vertical efectivo para el pozo FHC 7.**

Pozo	Profundidad (pies)	$g_p$ (psi/pie)	$g_v - g_p$ (psi/pie)
FHC 7	14.730	0,35	0,74

Llevando estos valores a la ecuación 127, se obtiene un valor de gradiente de fractura para el pozo FHC 7 de 0.74 psi/pie:

$$g_f = 0.74 \frac{psi}{pie}$$

- Formación Mirador Inferior

**Tabla 35. Gradiente de presión de poro y esfuerzo vertical efectivo para el pozo FHC 11.**

Pozo	Profundidad (pies)	$g_p$ (psi/pie)	$g_v - g_p$ (psi/pie)
FHC 11	15.006	0,42	0,67

Llevando estos valores a la ecuación 128, se obtiene un valor de gradiente fractura para el pozo FHC 11 de 0.81 psi/pie:

$$g_f = 0.81 \frac{psi}{pie}$$

- Formación Barco

**Tabla 36. Gradiente de presión de poro y esfuerzo vertical efectivo para el pozo FHC 9L.**

Pozo	Profundidad (pies)	$g_p$ (psi/pie)	$g_v - g_p$ (psi/pie)
FHC 9L	15.714	0,42	0,67

Llevando estos valores a la ecuación 129, se obtiene un valor de gradiente de fractura para el pozo FHC 9L de 0.73 psi/pie:

$$g_f = 0.73 \frac{psi}{pie}$$

15. Como no se requiere el valor de  $g_f$  a otra profundidad la aplicación llega a su fin.

### **7.3.1 Comparación de los gradientes de fractura obtenidos a partir de la metodología y los obtenidos de pruebas Minifrac.**

Los valores de gradiente de fractura de los pozos FHC 7, FHC 11 y FHC 9L son conocidos a partir de pruebas Minifrac, de esta manera es posible realizar una comparación de estos valores con los obtenidos a partir de la metodología a la

misma profundidad a manera de validación de resultados. En la tabla que se muestra a continuación se presentan los respectivos valores de  $g_f$ :

**Tabla 37. Comparación de los gradientes de fractura obtenidos a partir del Método de los Esfuerzos Efectivos y la prueba Minifrac para los pozos FHC 7, FHC 11 y FHC 9L.**

Pozo	Formación	Gradiente de Fractura (psi/pie)		Error (%)
		Prueba Minifrac	Esfuerzos Efectivos	
FHC 7	Mirador Superior	0,71	0,74	4,2
FHC 11	Mirador Inferior	0,77	0,81	5,1
FHC 9L	Barco	0,76	0,73	3,9

Como se puede observar en la tabla 37, a partir del método de los Esfuerzos Efectivos se obtuvieron valores de gradiente de fractura muy cercanos a los obtenidos de la prueba Minifrac, esto refleja la aplicabilidad del método.

## **8. CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA PARA LA FORMACIÓN K1 DE UN CAMPO DE LA SOA A PARTIR DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA**

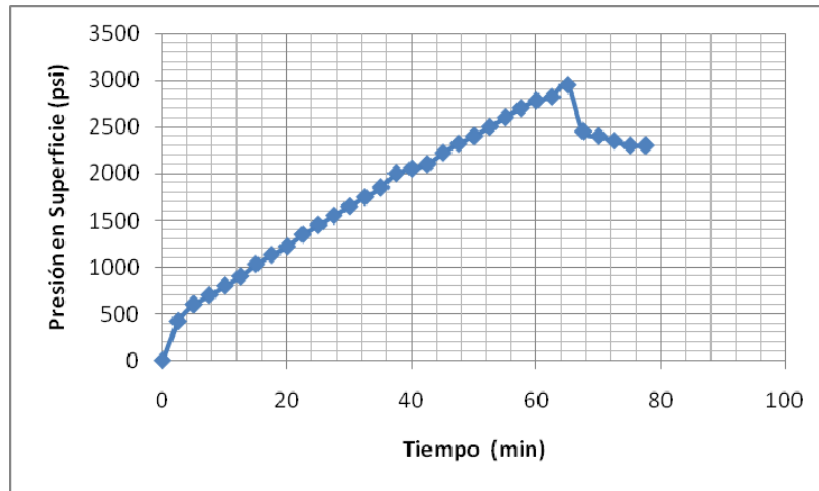
Una vez planteada y validada la metodología, se procede a calcular el gradiente de fractura de la formación K1 de un campo de la SOA a partir de los tres métodos propuestos iniciando con el desarrollo de la correlación para calcular gradiente de fractura a partir del esfuerzo horizontal mínimo utilizando la prueba LOT.

### **8.1 DESARROLLO DE LA CORRELACION PARA CALCULAR GRADIENTE DE FRACTURA A PARTIR DEL ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO UTILIZANDO LA PRUEBA LOT.**

Como se mencionó con anterioridad, sólo se dispone de una prueba LOT en el campo objeto de estudio, y se realizó en el pozo FH 30. En la figura 90 se presenta el resultado de esta prueba, en donde se puede observar la presión en superficie en función del tiempo, pero para propósitos prácticos se hace necesario conocer el comportamiento de la presión en fondo contra tiempo como lo muestra la figura 91.

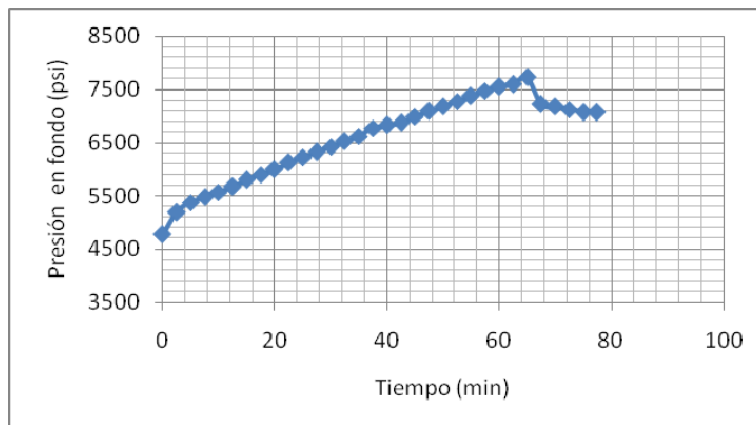
Analizando la prueba LOT que se presenta en la figura 91, es posible observar que el valor máximo de presión (pressure breakdown) corresponde a 7698.6 psi, de ésta manera es posible calcular el gradiente de fractura dividiendo éste valor de presión entre la profundidad a la cual fue realizada la prueba 9870 ft, de esta manera se obtiene un valor de gradiente de fractura de 0.78 psi/ft.

**Figura 90. LOT para el Pozo FH 30. Presión en superficie contra tiempo.**



**Fuente: Modelo Geomecánico SOA, ECOPETROL 2006.**

**Figura 91. LOT para el Pozo FH 30. Presión en fondo contra tiempo.**



**Fuente: Modelo Geomecánico SOA, Ecopetrol 2006.**

Además, es posible observar en la figura 91 que una vez se llega a la break-down pressure la presión tiende a estabilizarse considerablemente a partir de los 70 minutos de prueba, esta estabilización corresponde al valor de la Fracture

Closure Pressure o Esfuerzo mínimo horizontal, la presión a la cual ocurre la estabilización es de 7072 psi. De ésta forma el gradiente de esfuerzo mínimo horizontal se obtiene dividiendo el valor de presión de estabilización entre la profundidad.

Si se divide el valor de la presión de fractura entre el valor de esfuerzo mínimo horizontal, se obtiene la siguiente relación:

$$P_{fractura} = 1.089\sigma_h \quad (130)$$

Dividiendo entre profundidad, se puede expresar la ecuación (130) en forma de gradientes:

$$g_f = 1.089g_h \quad (131)$$

En donde,

$g_f$  = gradiente de fractura (psi/pie)

$g_h$  = gradiente de esfuerzo mínimo (psi/pie)

Lo que quiere decir que el gradiente de fractura es 8.9 % mayor que el esfuerzo horizontal mínimo (lo cual se acerca a la regla empírica que indica que la presión de fractura es mayor que el esfuerzo mínimo en un 10%).

Esta correlación será útil aplicarla en aquellos pozos ubicados en el campo objeto de estudio en donde sólo se cuente con valores de esfuerzo mínimo.

## **8.2 CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA A PARTIR DEL METODO QUE INVOLUCRA PARAMETROS GEOMECÁNICOS, CORRELACION PROPUESTA POR BJ COMPANY SERVICES**

En el capítulo 6 se presentó la correlación para el cálculo del gradiente de fractura a partir de la correlación propuesta por la compañía de servicios BJ en donde se involucran diferentes parámetros geomecánicos. Para el cálculo del gradiente de

fractura del pozo FH 4 en la formación K1, primero se considerará que el fluido de poro no tiene la máxima eficiencia para contrarrestar el esfuerzo aplicado, lo cual corresponde a un coeficiente de Biot ( $\alpha$ ) menor que 1 y seguidamente se considerará que el fluido es totalmente eficiente en contrarrestar el esfuerzo total aplicado. La solución se realizará con la numeración planteada en la metodología:

1. Los datos necesarios para aplicar la metodología se presentan a continuación:

$$\nu = 0.23 \text{ adimensional}$$

$$\sigma_v = 10964.1 \text{ psi}$$

$$p = 4907.54 \text{ psi}$$

$$T_o = 1100 \text{ psi}$$

$$D = 10442 \text{ pies}$$

$$\alpha = 0.52 \text{ adimensional}$$

$$\alpha = 1.0 \text{ adimensional}$$

2. para el cálculo del gradiente de fractura primero se considera un fluido de poro sin la eficiencia máxima para soportar la carga aplicada sobre él (numeral 3) y posteriormente se considerará un fluido de poro totalmente eficiente (numeral 4):

3. Aplicando la ecuación (107) con  $\alpha = 0.52$ :

$$g_f = 0.59 \frac{\text{psi}}{\text{pie}}$$

4. aplicando la ecuación (108) con  $\alpha = 1.0$ :

$$g_f = 0.75 \frac{\text{psi}}{\text{pie}}$$

Como se puede observar, cuando el fluido de poro es eficiente en contrarrestar el esfuerzo total aplicado, el valor del gradiente de fractura es mayor, por lo tanto es el más aplicable.

### 8.3 CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA A PARTIR DEL METODO DE ESFUERZO DE PSEUDO-OVERBURDEN

En el capítulo 6 se planteó la metodología para el cálculo del gradiente de fractura a partir del Método de Esfuerzo de Pseudo-Overburden. A continuación se realiza la predicción del gradiente de fractura del pozo FH 4 en la formación K1, donde se seguirá numeración planteada en la metodología:

1. Para la calibración del método se utilizan 4 pozos (FH 5, FH 7, FH 11 y FH 20), los valores de profundidad, densidad de grano, esfuerzo vertical y densidad del fluido de la formación para los pozos de calibración y el de predicción (FH 4) se presentan a continuación:

**Tabla 38. Densidad de grano, esfuerzo vertical y densidad del fluido de la formación para los pozos de calibración y el de predicción.**

Pozo	Profundidad (pies)	$\rho_g$ (lb/pie <sup>3</sup> )	$\sigma_v$ (psi)	$\rho_f$ (lb/pie <sup>3</sup> )
FH 5	9822	165,43	10509,54	53,69
FH 7	10286	165,43	11006,56	53,69
FH 11	10149	165,43	10859,43	53,69
FH 20	9892	165,43	10584,44	53,69
FH 4	9898	165,43	10590,86	53,69

2. Para los pozos utilizados en la calibración no se dispone de datos obtenidos a partir de pruebas LOT. Por ésta razón se pasa al numeral 11.

11. Recolección de datos de pruebas FIT a la profundidad de interés para los pozos de calibración:

**Tabla 39. Resultados de pruebas FIT realizadas en los pozos de calibración en unidades de esfuerzo y de gradiente de esfuerzo.**

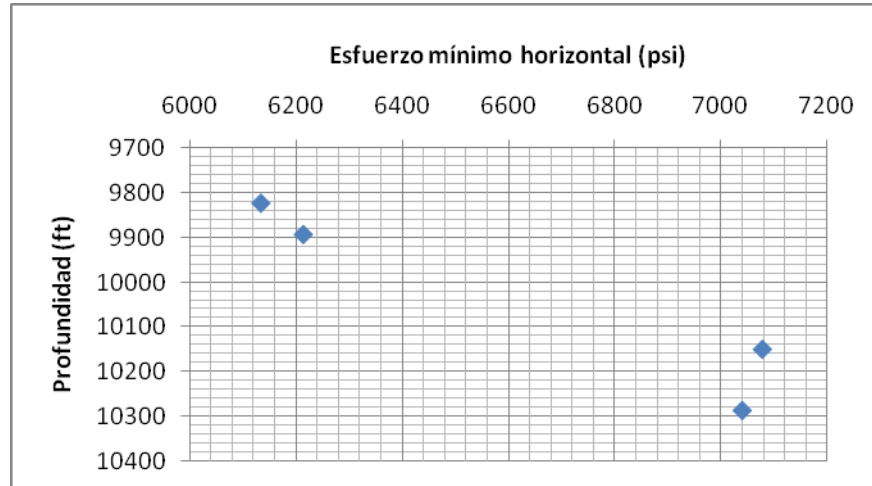
Pozo	Profundidad (pies)	FIT (psi)	FIT (psi/pie)
FH 5	9.822	6134,04	0,62
FH 7	10.286	7039,26	0,68
FH 11	10.149	7077,10	0,70
FH 20	9.892	6213,76	0,63

12. El valor de gradiente de esfuerzo mínimo presentado en el Modelo Geomecánico del campo objeto de estudio en 2006 por Ecopetrol S.A indica un valor promedio para formaciones arenosas en el rango de 0.71 a 0.75 psi/pie. Además como se presentó al inicio del capítulo, mediante la prueba LOT realizada al pozo FH 30, se obtuvo un valor de gradiente de esfuerzo mínimo horizontal de 0.71 psi/pie. En donde se encuentra una semejanza en el valor de esta propiedad con resultados obtenidos a partir de pruebas FIT.

13. De ésta manera se consideran los valores obtenidos a partir de pruebas FIT como valores de esfuerzo mínimo horizontal.

14. Si se grafica profundidad contra esfuerzo mínimo horizontal para los pozos de calibración se obtiene lo siguiente:

**Figura 92. Esfuerzo mínimo horizontal en profundidad para los pozos de calibración.**



Como se puede observar en la figura 92, al aumentar la profundidad el valor de esfuerzo mínimo horizontal se incrementa.

15. La figura 92 muestra el incremento del esfuerzo mínimo horizontal en profundidad para los pozos utilizados en la calibración. Esta tendencia permite la aplicabilidad del método de Esfuerzo de Pseudo-Overburden. Por esta razón se pasa a la función selección  $K_\phi$  y  $\phi_o$  (2). Función selección  $K_\phi$  y  $\phi_o$  (2)

Como fue presentado en la metodología, el objetivo de la función selección  $K_\phi$  y  $\phi_o$  (2) es determinar los valores de las constantes  $K_\phi$  y  $\phi_o$  a partir de un rango de valores de cada una de estas constantes. El rango de valores de  $K_\phi$  y  $\phi_o$  utilizado en cada formación, es aquel que ofreció el mejor ajuste.

S1. A continuación se establecen los rangos de valores de las constantes  $K_\phi$  y  $\phi_o$  a aplicar con la siguiente nomenclatura: (valor mínimo o inicial, valor máximo o final).

Para  $K_\phi$ : (0.00012, 0.0005)

Para  $\phi_o$ : (0.7, 0,9)

Con un incremento para cada una de ellas de:

- $\Delta K_\phi$ : 0.00005
- $\Delta \phi_o$ : 0.001

Una vez se corrió el programa, los valores de las constantes de calibración del modelo que se obtuvieron se presentan a continuación:

- $K_\phi$ : 0.00012
- $\phi_o$ : 0.898
- 

Con los valores de las constantes determinados, se pasa al numeral 16.

16. una vez se dispone de los valores de las constantes de calibración del método, en la tabla siguiente se presentan los valores utilizados para el cálculo del esfuerzo de Pseudo-Overburden del pozo FH 4:

**Tabla 40. Valores utilizados para el cálculo del esfuerzo de Pseudo-Overburden del pozo FH 4.**

Pozo	Profundidad (pies)	$\sigma_v$ (psi)	$\rho_g$ (lb/pie3)	$\rho_f$ (lb/pie3)	$\phi_o$	$K_\phi$
FH 4	9.898	10590,86	165,43	52,1	0,898	0,00012

Si se llevan los valores presentados en la tabla a la ecuación (114), se obtiene que para el pozo FH4:

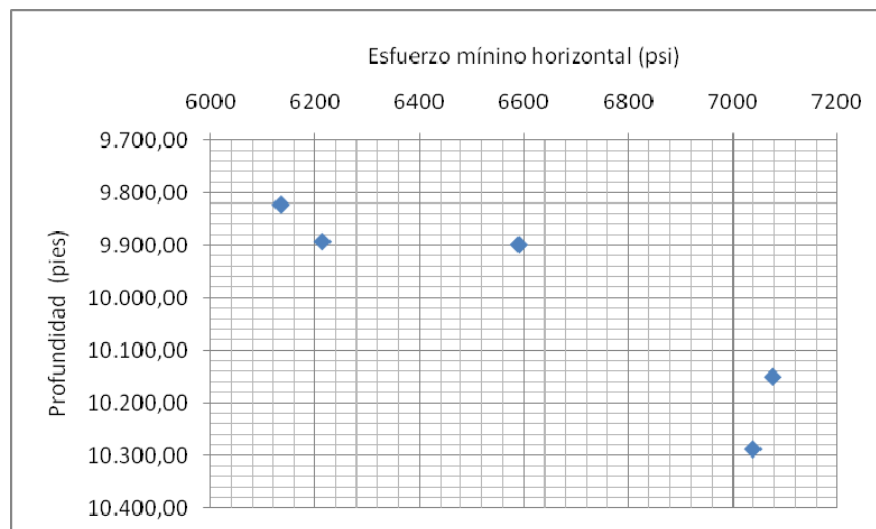
$$\sigma_{pseudo} = \sigma_h = 6590,47 \text{ psi}$$

17. El objetivo de la aplicación del método es estimar el gradiente de fractura a una profundidad de 10442 pies. Entonces se debe calcular el esfuerzo mínimo horizontal a este respectivo valor de profundidad. Por esta razón se pasa al numeral ME 1.

ME 1. A partir del valor del esfuerzo mínimo horizontal calculado en numeral 16, predecir este parámetro a una profundidad de 10442 pies.

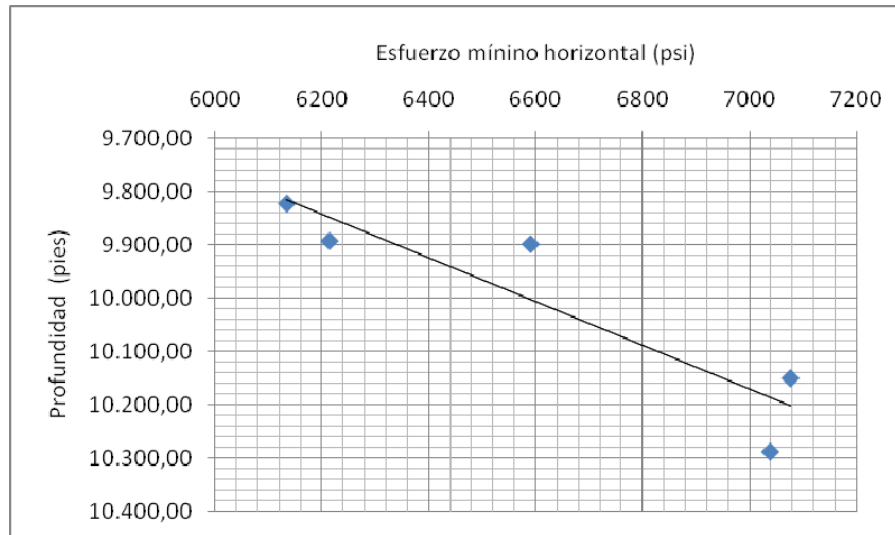
A. Se grafica  $\sigma_h$  contra profundidad de los pozos de calibración y el predicho anteriormente para el pozo de interés a la profundidad respectiva.

**Figura 93. Esfuerzo mínimo horizontal contra profundidad para los pozos de calibración y pozo de predicción.**



B. Trazando una línea de tendencia a la figura 93 y obteniendo la ecuación de la misma, es posible expresar la variación de  $\sigma_h$  en profundidad:

**Figura 94. Esfuerzo mínimo horizontal contra profundidad para los pozos de calibración y pozo de predicción con línea de tendencia.**



A partir de la línea de tendencia es posible expresar  $\sigma_h$  en función de la profundidad:

$$\sigma_h = \frac{D - 7302}{0.409} \quad (132)$$

En donde  $D$  es profundidad.

C. Alimentando la ecuación (132) con un valor de profundidad de 10442 pies se obtiene:

$$\sigma_h = 7677.26 \text{ psi}$$

18. Si se divide el valor de esfuerzo mínimo horizontal obtenido en el paso anterior entre la profundidad de interés (10442 pies) se obtiene:

$$g_h = 0.74 \frac{psi}{pie}$$

19. Como se mencionó inicialmente, una prueba LOT fue realizada en el campo objeto de estudio, a partir de la cual fue posible encontrar una correlación que relaciona gradiente de esfuerzo horizontal mínimo y gradiente de fractura (Ec. 131).

20. Alimentando la ecuación (131) con el valor de  $g_h$  obtenido en 18:

$$g_f = 0.81 psi$$

El cual corresponde al valor de gradiente de fractura del pozo FH 4 a la profundidad de 10442 pies.

#### **8.4 CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA A PARTIR DEL METODO DE LOS ESFUERZOS EFECTIVOS**

A continuación se realiza la predicción del gradiente de fractura del pozo FH 4 en la formación K1, donde se seguirá numeración planteada en la metodología (Cap. 6):

1. Para la calibración del método se utilizan 4 pozos (FH 5, FH 7, FH 11 y FH 20), los valores de profundidad, gradiente de presión de poro y gradiente de esfuerzo vertical a la respectiva profundidad se presenta a continuación:

**Tabla 41. Gradiente de presión de poro y gradiente de esfuerzo de esfuerzo vertical para los pozos de calibración y el pozo de predicción.**

Pozo	Profundidad (pies)	$g_p$ (psi/pie)	$g_v$ (psi/pie)
FH 5	9822	0,52	1,07
FH 7	10286	0,54	1,07
FH 11	10149	0,433	1,07
FH 20	9892	0,433	1,07
FH 4	9898	0,433	1,07

3. Para los pozos utilizados en la calibración no se dispone de datos obtenidos a partir de pruebas LOT o Minifrac. Por ésta razón se pasa al numeral 17.

17. Como se presentó en el método del Esfuerzo de Pseudo-Overburden los resultados de las pruebas FIT en los pozos de calibración se presentan a continuación:

18.

**Tabla 39. Resultados de pruebas FIT realizadas en los pozos de calibración en unidades de esfuerzo y de gradiente de esfuerzo.**

Pozo	Profundidad (pies)	FIT (psi)	FIT (psi/pie)
FH 5	9.822	6134,04	0,62
FH 7	10.286	7039,26	0,68
FH 11	10.149	7077,10	0,70
FH 20	9.892	6213,76	0,63

18. Como fue explicado en el paso 12 del Método del Esfuerzo de Pseudo-Overburden, los valores obtenidos a partir de las pruebas FIT muestran semejanza con el valor de esfuerzo mínimo de la formación objeto de estudio.

19. De ésta manera se consideran los valores obtenidos a partir de pruebas FIT como valores de esfuerzo mínimo horizontal.

20. Los valores de gradiente de esfuerzo horizontal mínimo efectivo y gradiente de esfuerzo vertical efectivo se presentan a continuación:

**Tabla 42. Gradientes de esfuerzos efectivos horizontal y vertical.**

Pozo	Profundidad (pies)	$g_h - g_p$ (psi/pie)	$g_v - g_p$ (psi/pie)
FH 5	9822	0,10452	0,55
FH 7	10286	0,14492	0,5306
FH 11	10149	0,26432	0,637
FH 20	9892	0,19516	0,637

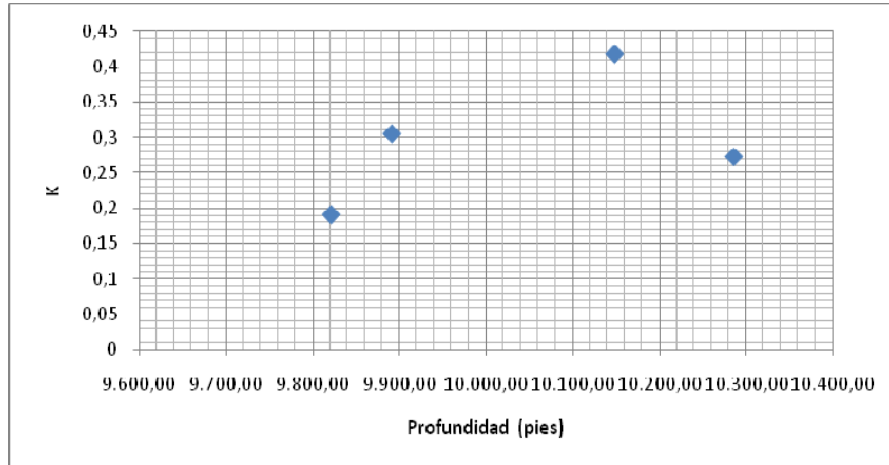
21. El valor de la constante de relación de esfuerzos (Ec. 131) para los pozos de calibración se presenta a continuación:

**Tabla 43. Constante de relación de esfuerzos para los pozos de calibración.**

Pozo	Profundidad (pies)	K
FH 5	9822	0,19
FH 7	10286	0,273
FH 11	10149	0,414
FH 20	9892	0,306

22. Si se grafica la constante de relación de esfuerzos contra profundidad de los pozos de calibración se obtiene:

**Figura 95. Constante de relación de esfuerzos en profundidad para los pozos de calibración.**

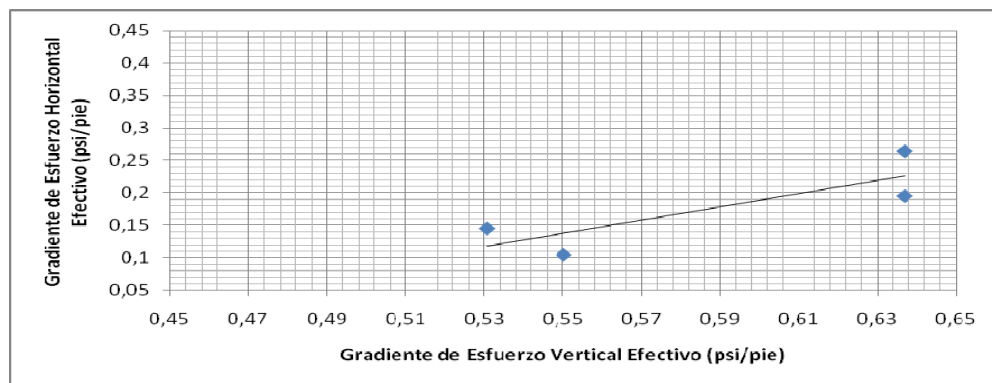


23. Como es posible observar en la figura 95, el valor de K en profundidad no es constante. Por esta razón se pasa al numeral 26.

26. Como el valor de K en profundidad no es constante, no se puede aplicar la ecuación de Hubber y Willis en su forma base (Ec. 118).

27. Si se grafica gradiente de esfuerzo horizontal efectivo y gradiente de esfuerzo vertical efectivo, se obtiene la siguiente tendencia:

**Figura 96. Tendencia del gradiente de esfuerzo horizontal efectivo contra gradiente de esfuerzo vertical efectivo.**



28. El gradiente de esfuerzo mínimo horizontal efectivo como función del gradiente de esfuerzo vertical efectivo se obtiene a partir de la línea de tendencia que se muestra en la figura 96:

$$(g_h - g_p) = 1.023(g_v - g_p) - 0.425 \quad (133)$$

29. resolviendo la ecuación (133) para gradiente de esfuerzo mínimo horizontal:

$$g_h = g_p + 1.023(g_v - g_p) - 0.425 \quad (134)$$

30. Para la predicción del gradiente de esfuerzo mínimo horizontal del pozo FH 4 se utilizan los valores de gradiente de esfuerzo efectivo vertical y presión de poro que muestran a continuación:

**Tabla 44. Gradiente de presión de poro y esfuerzo vertical efectivo para el pozo FH 4.**

Pozo	Profundidad (pies)	$g_p$ (psi/pie)	$g_v - g_p$ (psi/pie)
FH 4	9898	0,433	0,637

Llevando estos valores a la ecuación (124), se obtiene un valor de gradiente de esfuerzo mínimo horizontal efectivo para el pozo FH 4 de 0.66 psi/pie.

De esta manera el valor del esfuerzo horizontal mínimo a 9898 pies es de 6532.68 psi.

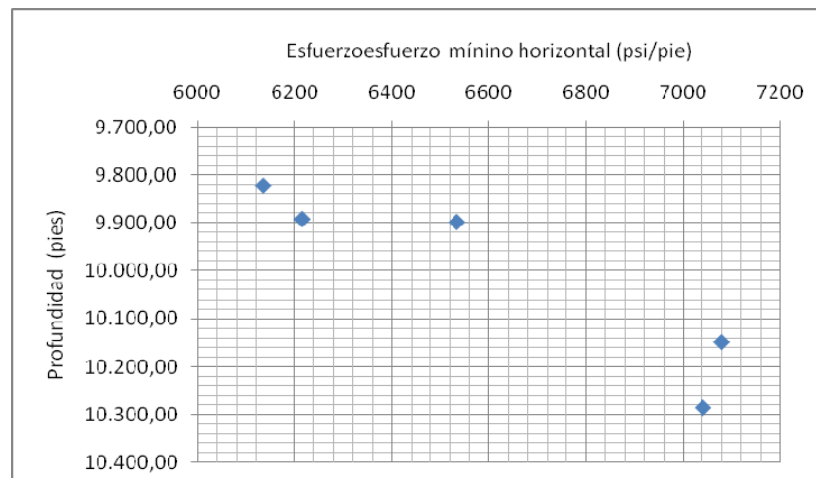
31. El objetivo de la aplicación del método es estimar el gradiente de fractura a una profundidad de 10442 pies. Entonces se debe calcular el gradiente de esfuerzo mínimo horizontal a este respectivo valor de profundidad. Por esta razón se pasa al numeral EE1.

EE 1

A partir del valor del esfuerzo mínimo horizontal calculado en numeral 28, predecir este parámetro a una profundidad de 10442 pies.

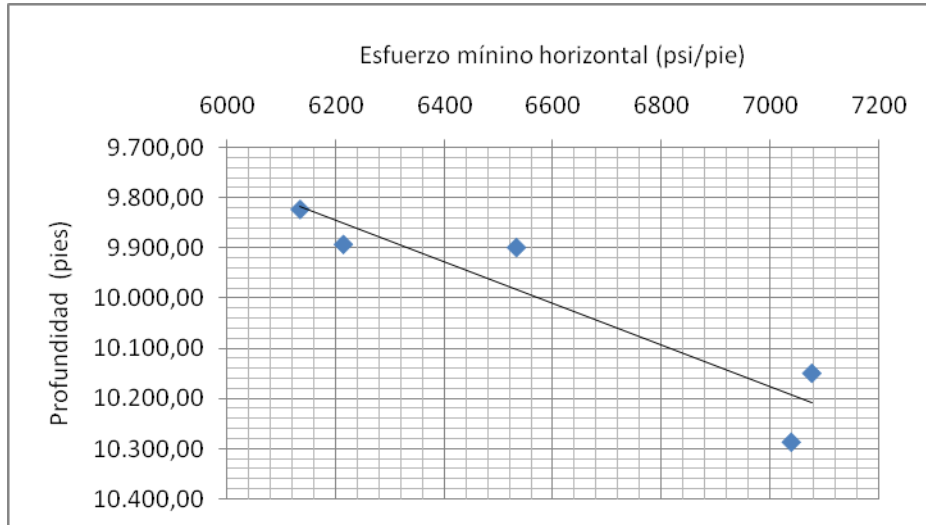
A. Se grafica  $\sigma_h$  contra profundidad de los pozos de calibración y el predicho anteriormente para el pozo de interés a la profundidad respectiva.

**Figura 97. Esfuerzo mínimo horizontal contra profundidad para los pozos de calibración y pozo de predicción.**



B. Trazando una línea de tendencia a la figura 97 y obteniendo la ecuación de la misma, es posible expresar la variación de  $\sigma_h$  en profundidad:

**Figura 98. Esfuerzo mínimo horizontal contra profundidad para los pozos de calibración y pozo de predicción con línea de tendencia.**



A partir de la línea de tendencia es posible expresar  $\sigma_h$  en función de la profundidad:

$$\sigma_h = \frac{D - 7270}{0.415} \quad (135)$$

En donde D es profundidad.

C. Alimentando la Ecuación (135) con un valor de profundidad de 10442 pies se obtiene:

$$\sigma_h = 7643.37 \text{ psi}$$

D. Expresando el esfuerzo mínimo horizontal obtenido en C en forma de gradiente (dividiendo por 10442 pies):

$$g_h = 0.73 \frac{\text{psi}}{\text{pie}}$$

32. Como se mencionó inicialmente, una prueba LOT fue realizada en el campo objeto de estudio, a partir de la cual fue posible encontrar una correlación que

relaciona gradiente de esfuerzo horizontal mínimo y gradiente de fractura (Ec. 131).

33. Alimentando la ecuación (131) con el valor de  $g_h$  obtenido en D:

$$g_f = 0.80 \frac{psi}{pie}$$

El cual corresponde al valor de gradiente de fractura del pozo FH 4 a la profundidad de 10442 pies.

### 8.5 ANALISIS DE LOS GRADIENTES DE FRACTURA OBTENIDOS A PARTIR DE LOS TRES MÉTODOS DE CÁLCULO DESARROLLADOS

Una vez aplicados los tres métodos de predicción al pozo FH 4, los valores de gradiente de fractura obtenidos a partir de cada uno de ellos se presenta a continuación, indicando la profundidad a la que se realizó el cálculo de la propiedad:

**Tabla 45. Gradientes de fractura para el pozo FH 4 obtenidos a partir de tres diferentes métodos.**

Método de cálculo	Profundidad (pies)	Gradiente de Fractura (psi/pie)
Parámetros geomecánicos, BJ SERVICES COMPANY ( $\alpha=0,52$ )	10442	0,59
Parámetros geomecánicos, BJ SERVICES COMPANY ( $\alpha=1,0$ )	10442	0,75
Esfuerzo de Pseudo-Overburden	10442	0,81
Esfuezos Efectivos	10442	0,80

Como se puede observar en la tabla 45, la profundidad a la cual se realizó la predicción del gradiente de fractura a través de los diferentes métodos corresponde al valor de 10442 pies debido a que éste valor corresponde a la profundidad media en donde se va a llevar a cabo la operación de fracturamiento hidráulico en la formación K1 de un campo de la SOA.

La correlación propuesta por la compañía BJ se utilizó en dos escenarios: cuando el fluido de poro no es totalmente eficiente para contrarrestar el esfuerzo aplicado ( $\alpha < 1$ ), y cuando sí lo es ( $\alpha = 1$ ). En el caso en que el fluido no es cien por ciento eficiente, se obtiene un menor valor de gradiente de fractura 0,59 psi/pie, que para propósitos prácticos es muy bajo. Cuando se considera que el fluido de poro es totalmente eficiente en contrarrestar el esfuerzo aplicado sobre él, se obtiene un valor de gradiente de fractura de 0,75 psi/pie el cual tiene una mayor aplicabilidad. Es por esto que el valor de gradiente de fractura obtenido a partir de la correlación propuesta por la compañía BJ aplicable corresponde al calculado con  $\alpha = 1$ .

En la calibración del método de los Esfuerzos Efectivos se consideró un coeficiente de Biot igual a la unidad.

Los valores de gradiente de fractura obtenidos del método de esfuerzo de Pseudo-Overburden y del método de los esfuerzos efectivos son muy similares, la diferencia entre ellos es de 1 psi/pie, aún cuando las consideraciones tomadas por cada uno de los métodos de predicción son diferentes. El método de esfuerzo de Pseudo-overburden se basa en un modelo de compactación donde se considera esfuerzo de overburden y no se considera presión de poro, mientras que en el método de los esfuerzos efectivos la presión de poro es un parámetro fundamental.

Una observación importante, es el hecho de que en la calibración de los modelos de predicción por esfuerzo de Pseudo-Overburden y Esfuerzos Efectivos no se

utilizó el pozo FH 4, ambos modelos fueron calibrados con 4 pozos de la formación K1 (FH 5, FH 7, FH 11, FH 20).

Otro aspecto importante, es la calibración de los valores de gradiente de fractura a 10442 pies a partir de una profundidad de 9898 pies para los métodos de esfuerzo de Pseudo-Overburden y Esfuerzos Efectivos. Dicha calibración no se realizó con la misma correlación de esfuerzo mínimo horizontal contra profundidad. Una correlación específica fue desarrollada para cada método utilizando los valores obtenidos en la predicción.

Para propósitos prácticos, los valores de gradiente que se considerarán aplicables a la formación K1, corresponden a los obtenidos a partir del método de esfuerzo de Pseudo-Overburden y el método de los esfuerzos efectivos debido a que a partir de ellos se obtuvieron los mayores valores. Por ésta razón, en miras a realizar un programa de fracturamiento en donde se establecerá la presión de tratamiento y la potencia hidráulica requerida estos serán los valores a utilizar.

## 9. COMPARACIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA OBTENIDO A PARTIR DE LA METODOLOGÍA Y EL OBTENIDO MEDIANTE INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS REALIZADAS EN CAMPO

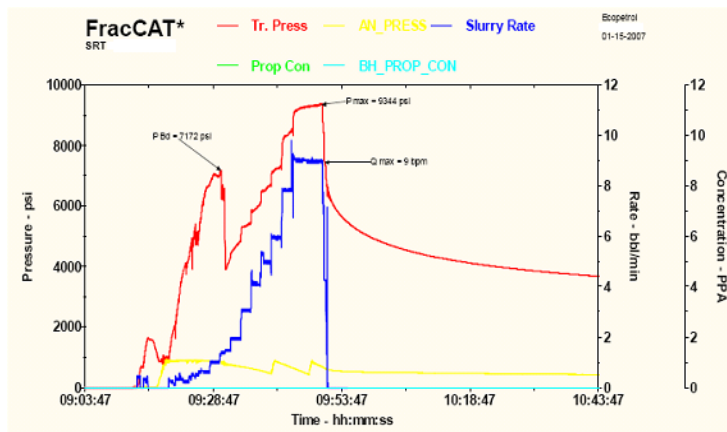
Una vez obtenidos los valores de gradiente de fractura para la formación K1 a partir de la metodología, es posible realizar una comparación de estos valores con respecto al obtenido mediante interpretación de pruebas realizadas en campo.

### 9.1 DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES LLEVADAS A CABO EN CAMPO LA FORMACION K1<sup>49</sup>

El objetivo del trabajo en campo en el pozo FH 4 es estimular por fracturamiento hidráulico tipo convencional la arena K1 de la Formación Guadalupe para mejorar la inyectividad al proceso de inyección de agua en yacimiento K1 del de un campo de la SOA, a la profundidad promedio de 10442 pies.

En Enero del año 2007 se realizó una prueba Step Rate Test (SRT) en el pozo FH 4 teniendo como objetivo la profundidad promedio de 10442 pies. Los resultados de ésta prueba se presentan a continuación:

**Figura 99. Prueba STR realizada en el pozo FH 4.**



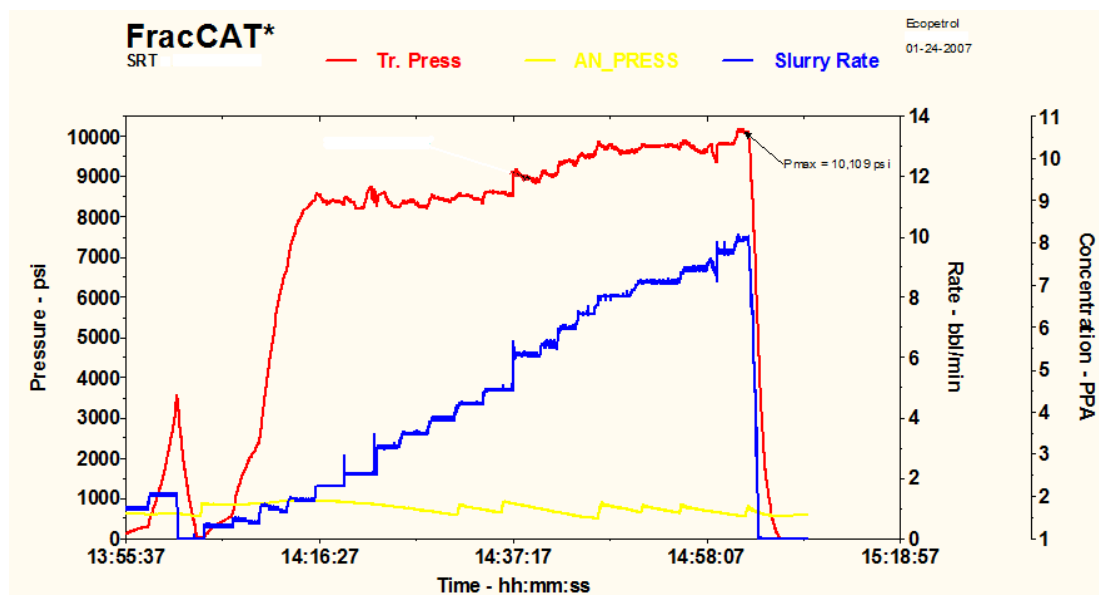
Fuente: ECOPETROL S.A.

De esta gráfica es posible observar que hubo una caída de presión de 3000 psi a una tasa de inyección de 3 bpm, ésta caída de presión no se debe a características de la roca, pero si al rompimiento de algún puenteo de alguna(s) de las perforaciones o posible flujo de fluido a una zona inferior ya sea debido al movimiento del RBP o alguna comunicación por detrás del casing. Esto quiere decir que la presión que se indica como Pbd no corresponde al valor de presión en superficie con el que se logra fracturar la formación debido a que después de presentarse la caída de presión se continuó inyectando fluido y la presión se siguió incrementando hasta alcanzar un valor máximo de 9344 psi por restricciones operacionales (potencia de las bombas). Una vez finalizada la prueba, la formación no se pudo fracturar.

Posterior a la prueba SRT realizada, se realizo un bombeo de tratamiento ácido.

Un día después del tratamiento ácido, se realizó una segunda prueba SRT en el pozo FH 4, los resultados se muestran en la figura 100.

**Figura 100. Segunda prueba SRT realizada al pozo FH 4.**



Fuente: ECOPETROL S.A.

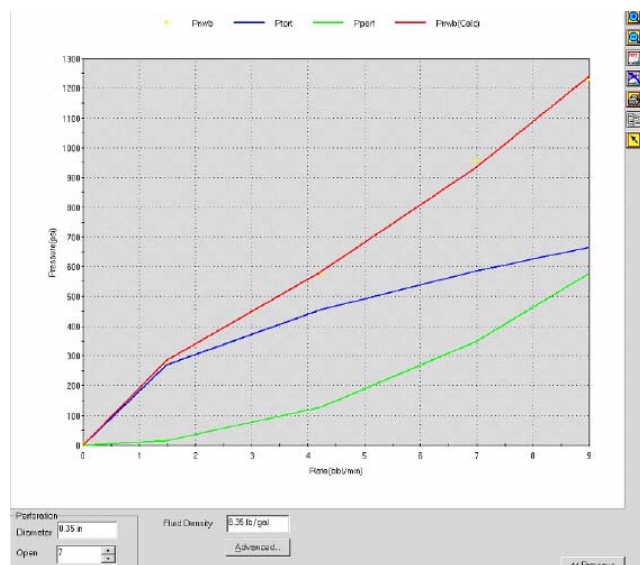
En la segunda prueba SRT realizada, es posible observar que se alcanzó una presión máxima de 10109 psi a una tasa de inyección de 10 bpm. Durante la prueba el valor de la presión promedio alcanzada esta en el rango de 8000 y 9000 psi. Esta es la prueba utilizada en el modelo geomecánico para el cálculo del gradiente de fractura.

Además de las pruebas SRT, se realizó una prueba Step Down Test en el pozo FH 4. El objetivo principal de esta prueba fue determinar:

- Perdidas de presión por fricción a través del tubing
- Perdidas de presión a través de las perforaciones
- Pérdidas de presión por tortuosidad

Los resultados de la prueba se presentan a continuación:

**Figura 101. Análisis Step Down Test para el pozo FH 4.**



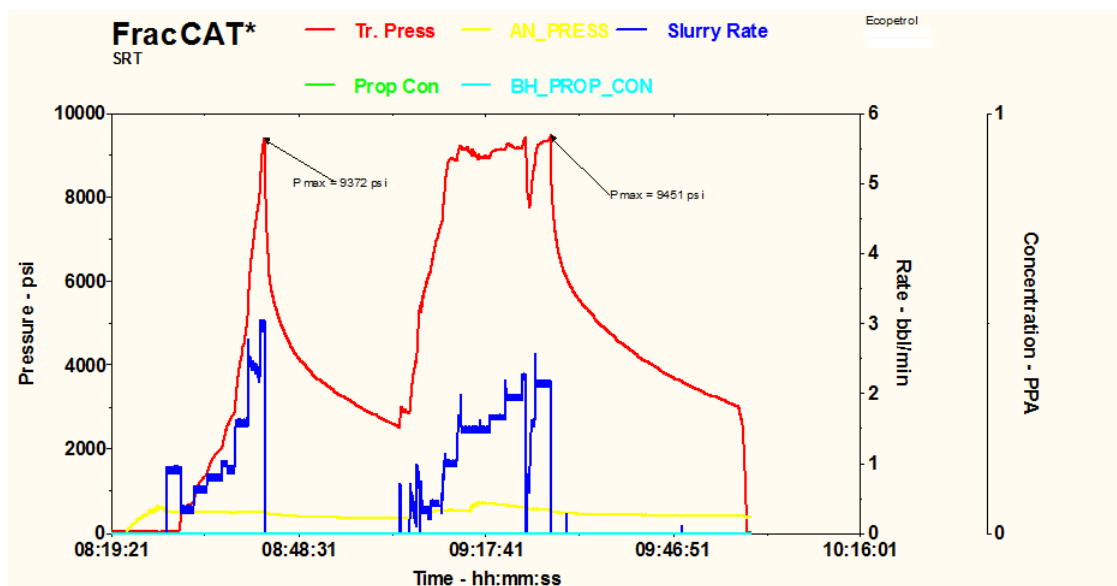
**Fuente: ECOPETROL S.A**

Mediante el análisis de ésta prueba<sup>49</sup>, se pudo concluir lo siguiente:

Las pérdidas totales por fricción (Tubing y Near wellbore friction,NWB) corresponden a 3000 psi. Las pérdidas de presión Near wellbore son de 1250 psi y se distribuyen de la siguiente manera: 660 psi debido a la tortuosidad (línea azul) y 590 psi a través de las perforaciones (línea roja).

Con el mismo objetivo de estimular la arena K1 de la formación Guadalupe, para el pozo FH 40 fue también realizada una prueba SRT a la profundidad promedio de 10248.5 pies, los resultados de la prueba se presentan a continuación:

**Figura 102. Prueba STR realizada en el pozo FH 40.**



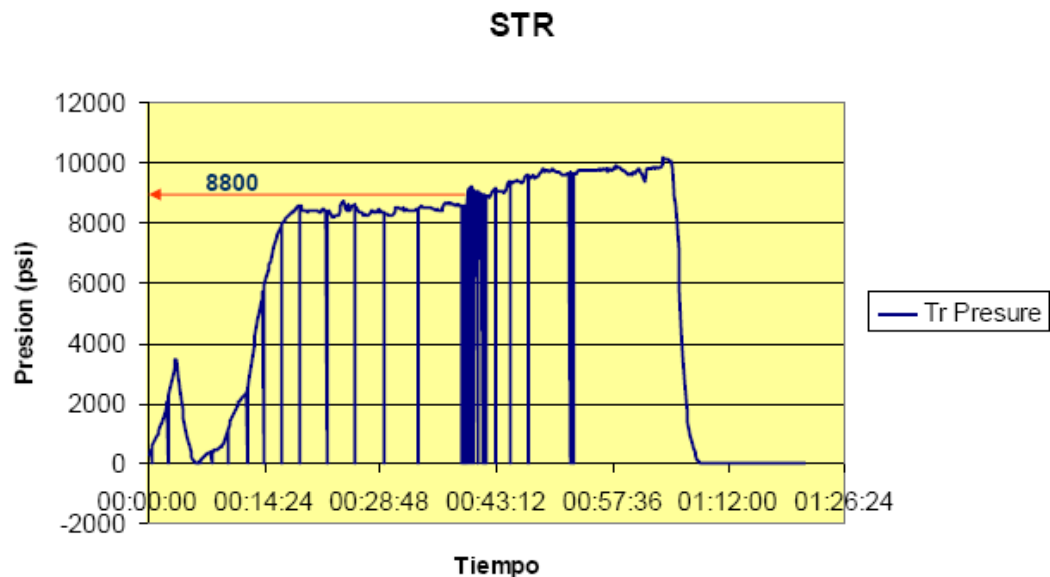
**Fuente: ECOPETROL S.A.**

Las presiones que se indican como  $P_{max}$  corresponden a las limitaciones operacionales (potencia de la bomba, máximo 10000 psi en superficie), lo que indica que la formación no se pudo fracturar.

## 9.2 CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA A PARTIR DE LAS OPERACIONES REALIZADAS EN CAMPO PARA EL POZO FH 4<sup>50</sup>

La metodología para el cálculo del gradiente de fractura a partir de la prueba SRT llevada a cabo en el modelo geomecánico inicial de un Campo de la SOA por parte de Ecopetrol S.A, inicia con el análisis de la segunda prueba realizada al pozo FH 4 como se muestra a continuación:

**Figura 103. Segunda prueba SRT realizada al pozo FH 4 utilizada en el modelo geomecánico.**



**Fuente: ECOPETROL S.A.**

En el análisis geomecánico se indicó que a una presión de tratamiento de 8800 psi se creó una pequeña fractura la cual podría ser un indicativo del valor del gradiente de fractura, pues como es posible observar en la figura 103, a la presión de 8800 psi que se obtuvo a un poco más de 43 minutos de haber iniciado la prueba se observa un descenso de presión.

Una vez obtenida la presión de tratamiento con la cual se logra fracturar la formación, es posible aplicar la fórmula de la hidráulica del fracturamiento (Ec. 6):

$$P_s = g_f * D + P_{tortuosidad} + P_{perf} + P_{ft} - P_h \quad (6)$$

Resolviendo la ecuación (6) para gradiente de fractura se obtiene:

$$g_f = \frac{P_s - P_{tortuosidad} - P_{perf} - P_{ft} + P_h}{D} \quad (136)$$

En donde,

$P_s$ : Presión de tratamiento (psi)

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

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

$P_{perf}$ : Pérdidas de presión a través de las perforaciones (psi)

$P_h$ : Presión hidrostática (psi)

$D$ : Profundidad de la zona de interés (pies)

Para el cálculo de la presión hidrostática, se utilizó un fluido de densidad 8,36 lb/gal.

Los datos necesarios para resolver la correlación se presentan a continuación:

$P_s$ : 8800 psi

$P_{ft}$ : 1750 psi

$P_{tortuosidad}$ : 660 psi

$P_{perf}$ : 590 psi

$P_h$ : 4521.38 psi

$D$ : 10442 pies

Alimentando la correlación (136) con los datos planteados anteriormente se obtiene:

$$g_f = 0.988 \frac{psi}{pie}$$

### 9.3 CALCULO DEL GRADIENTE DE FRACTURA A PARTIR DEL CRITERIO DE FALLA POR TENSIÓN PARA EL POZO FH 40<sup>50</sup>

En el modelo geomecánico inicial realizado para el campo de la SOA objeto de estudio se estimó el valor de gradiente de fractura del pozo FH 40 de la formación K1 mediante el criterio de falla por tensión (Ec. 79). El resultado obtenido se presenta a continuación:

$$g_f = 0.85 \frac{psi}{pie}$$

### 9.4 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA, OBTENIDOS A PARTIR DE PRUEBAS REALIZADAS EN CAMPO Y CRITERIO DE FALLA POR TENSION PARA LA FORMACIÓN K1.

Los datos obtenidos a partir de los métodos de cálculo aplicados, prueba Step Rate Test y el Criterio de Falla a la Tensión se presentan a continuación:

**Tabla 46. Gradientes de fractura obtenidos para la formación K1 a partir de los métodos de cálculo aplicados y la prueba Step Rate Test.**

Método de Cálculo	Profundidad (pies)	Gradiente de Fractura (psi)
Parámetros geomecánicos BJ Services Company ( $\alpha=0.52$ )	10.442	0,59
Parámetros geomecánicos BJ Services Company ( $\alpha=1.0$ )	10.442	0,75
Esfuerzo de Pseudo-Overburden	10.442	0,81
Esfuerzos Efectivos	10.442	0,8
Prueba Step Rate Test	10.442	0,988
Criterio de Falla a la Tensión	10248.5	0,85

Aunque el valor de gradiente de fractura a partir del Criterio de Falla a la Tensión no fue estimado para el pozo FH 4, el pozo FH 40 es geográficamente cercano al pozo FH 4, además la profundidad de tratamiento también es cercana a la del pozo FH 4.

Como es posible observar, el valor de gradiente de fractura obtenido a partir de la prueba Step Rate Test es mayor que el de los métodos de predicción aplicados.

Si se quiere cuantificar la diferencia entre el gradiente de fractura obtenido a partir de la prueba SRT y el obtenido mediante el método de esfuerzo de Pseudo-Overburden (mayor valor obtenido a partir de los métodos de predicción), se encuentra la siguiente expresión matemática:

$$(g_f)_{SRT} = 1.22(g_f)_{Pseudo-Overburden} \quad (137)$$

En donde,

$(g_f)_{SRT}$ : gradiente de fractura obtenido a partir de la prueba Step Rate Test (psi/pie)

$(g_f)_{Pseudo-Overburden}$ : gradiente de fractura obtenido a partir del método de esfuerzo de Pseudo-Overburden (psi/pie)

Lo que equivale a un porcentaje de error de 18.01%.

De la misma manera, la diferencia entre el gradiente de fractura obtenido a partir del criterio de falla por tensión y el obtenido mediante el método de esfuerzo de Pseudo-Overburden se presenta a continuación:

$$(g_f)_{CT} = 1.05(g_f)_{Pseudo-Overburden} \quad (138)$$

En donde,

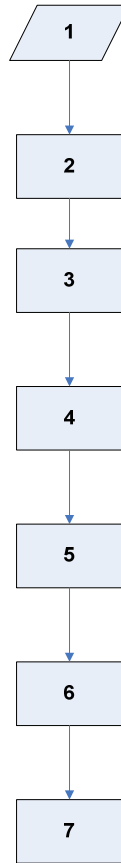
$(g_j)_{CT}$ : Gradiente de fractura obtenido a partir del criterio de falla por tensión  
(psi/pie).

Lo que equivale a un porcentaje de error de 4.07%.

## 10. REALIZACIÓN DE UN PROGRAMA DE FRACTURAMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA HIDRAULICA REQUERIDA POR EL POZO FH 4.

El gradiente de fractura es un parámetro fundamental para el cálculo de la potencia hidráulica requerida para llevar a cabo la operación de fracturamiento de la formación K1 del pozo FH 4. Por esta razón es necesario realizar un programa de fracturamiento a partir del cual se especifique qué potencia requiere el tratamiento y el arreglo de equipos en superficie. Este programa corresponde a una serie de pasos ordenados que expresados como diagrama de flujo se presentan a continuación:

**Figura 104. Programa de fracturamiento para la determinación de la potencia hidráulica requerida por el pozo FH 4.**



El significado de cada numeral se presenta a continuación:

1. Recolección de valores de:
  - Profundidad promedio del tratamiento
  - Densidad del fluido inyectado
  - Tasa de bombeo de fluido
2. Cálculo del gradiente de fractura
3. Cálculo de las pérdidas de presión por fricción en el tubing, a través de las perforaciones y por tortuosidad.
4. Cálculo de la presión hidrostática.
5. Cálculo de la presión de tratamiento.
6. Cálculo de la potencia hidráulica.
7. Cálculo de la potencia hidráulica considerando la eficiencia de la bomba y las bombas de respaldo.

Una vez realizados estos 7 pasos se procede a la determinación del arreglo de equipos en superficie para llevar a cabo la operación.

La realización de éste programa de fracturamiento se llevará a cabo para los valores de gradiente de fractura obtenidos a partir de la prueba Step Rate Test, método de Esfuerzo de Pseudo-Overburden y método de los Esfuerzos Efectivos.

## 10.1 DESARROLLO DEL PROGRAMA DE FRACTURAMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA HIDRÁULICA REQUERIDA POR EL POZO FH 4 PARA LLEVAR A CABO LA OPERACIÓN

Con el objetivo de determinar el arreglo de equipos en superficie para llevar a cabo la operación, se realizará cada uno de los pasos presentados anteriormente para los valores de gradientes de fractura obtenidos.

1. Los valores de densidad del fluido inyectado, tasa de bombeo y profundidad del tratamiento que será utilizado para los valores de gradiente de fractura obtenidos se presenta a continuación:

**Tabla 47. Profundidad del tratamiento, densidad del fluido inyectado y tasa de bombeo utilizados en el programa de fracturamiento.**

Parámetro	Valor
Profundidad promedio del tratamiento	1442 pies
Densidad del fluido inyectado	8,36 lb/gal
Tasa de bombeo	21 bbl/min

2. Los valores de gradiente de fractura obtenidos a partir de la prueba SRT, método del Esfuerzo de Pseudo-Overburden y método de los Esfuerzos Efectivos se presenta a continuación:

**Tabla 48. Gradientes de fractura utilizados en el programa de fracturamiento.**

Método de cálculo	Profundidad (pies)	Gradiente de fractura (psi/pie)
Esfuerzo de Pseudo-Overburden	10442	0,81
Esfuerzos Efectivos	10442	0,8
Prueba Step Rate Test	10442	0,988

3. El análisis de pérdidas de presión para el pozo FH 4 se realizó mediante la prueba Step Down Test<sup>49</sup> y los resultados se presentan a continuación:

**Tabla 49. Pérdidas de presión por fricción en el pozo FH 4.**

Parámetro	Pérdidas de presión (psi)
Flujo a través del tubing	1750
Flujo a través de las perforaciones	590
Tortuosidad	660

De ésta manera se observa que las pérdidas totales por fricción corresponden a 3000 psi.

4. El cálculo de la presión hidrostática se realiza utilizando la ecuación (9) para una densidad de fluido de 8,36 lb/gal.

**Tabla 50. Presión hidrostática para el pozo FH 4.**

Densidad del fluido (lb/gal)	Profundidad (pies)	Presión hidrostática (psi)
8,36	10442	4521,38

f

5. El cálculo de la presión de tratamiento para cada uno de los métodos de cálculo de gradiente de fractura se realizó con la ecuación (6) y se presenta a continuación:

**Tabla 51. Presión de tratamiento del pozo FH 4 para cada uno de los métodos de cálculo.**

Método de cálculo	Gradiente de fractura (psi/pie)	Presión de tratamiento (psi)
Esfuerzo de Pseudo-Overburden	0,81	6936,63
Esfuerzos Efectivos	0,8	6832,22
Prueba Step Rate Test	0,988	8795,31

6. A partir de la presión de tratamiento es posible calcular a potencia hidráulica (HHP) utilizando la ecuación (14), los resultados se presentan a continuación:

**Tabla 52. Potencia hidráulica requerida por el pozo FH 4 para cada uno de los métodos de predicción.**

Método de cálculo	Gradiente de fractura (psi/pie)	Potencia hidráulica (hp)
Esfuerzo de Pseudo-Overburden	0,81	3570,32
Esfuerzos Efectivos	0,8	3516,58
Prueba Step Rate Test	0,988	4526,99

El valor de la tasa de inyección utilizada para el cálculo de la potencia hidráulica corresponde al valor de 21 bbl/min, con lo cual se asegura que la fractura creada no se cierre.

7. Si se considera que la eficiencia de las bombas es inferior al 100% y además se realiza la corrección por bomba de respaldo, la potencia hidráulica requerida por el pozo FH 4 calculada con la ecuación (17) se presenta seguidamente:

**Tabla 53. Potencia hidráulica corregida requerida por el pozo FH 4 para cada uno de los métodos de predicción.**

Método de cálculo	Gradiente de fractura (psi/pie)	Potencia hidráulica corregida (hp)
Esfuerzo de Pseudo-Overburden	0,81	4998,45
Esfuerzos Efectivos	0,8	4923,21
Prueba Step Rate Test	0,988	6337,79

Para propósitos prácticos y con el objetivo de determinación del arreglo de equipos para llevar a cabo la operación de fracturamiento de la formación, en la siguiente tabla se presenta la potencia hidráulica requerida por cada uno de los métodos para la selección de las bombas:

**Tabla 54. Potencia hidráulica para la selección del arreglo de equipos en superficie para cada uno de los métodos de cálculo.**

Método de cálculo	Gradiente de fractura (psi/pie)	Potencia hidráulica para selección de bombas (hp)
Esfuerzo de Pseudo-Overburden	0,81	5000
Esfuerzos Efectivos	0,8	5000
Prueba Step Rate Test	0,988	6500

## **10.2 DETERMINACION DEL ARREGLO DE EQUIPOS EN SUPERFICIE PARA LLEVAR A CABO LA OPERACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL POZO FH 4 UTILIZANDO LOS RESULTADOS OBTENIDOS POR CADA MÉTODO DE CALCULO.**

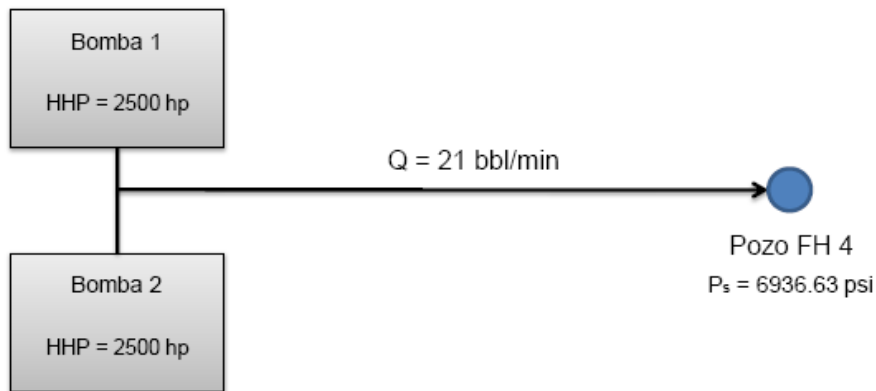
En la selección de equipos de bombeo para la operación de fracturamiento hidráulico, se utilizan comúnmente bombas con los siguientes valores de potencia en caballos de fuerza (hp)<sup>49</sup>:

- 1500 hp
- 2500 hp
- 5000 hp

### **10.2.1 Arreglo en superficie basado en los resultados obtenidos de la aplicación del Método de esfuerzo de Pseudo-Overburden**

La potencia hidráulica requerida para fracturar la formación de acuerdo al método de Esfuerzo Pseudo-Overburden es de 5000 hp, para esto se propone el siguiente arreglo de bombas:

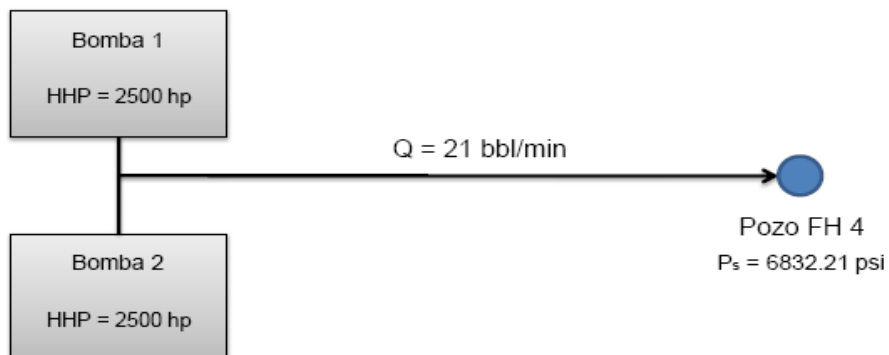
**Figura 105. Arreglo en superficie para el pozo FH 4 utilizando el método de Esfuerzo de Pseudo-Overburden.**



### 10.2.2 Arreglo en superficie basado en los resultados obtenidos de la aplicación Método de los Esfuerzos efectivos

La potencia hidráulica requerida para fracturar la formación de acuerdo al método de los esfuerzos efectivos es de 5000 hp, para esto se propone el siguiente arreglo de bombas:

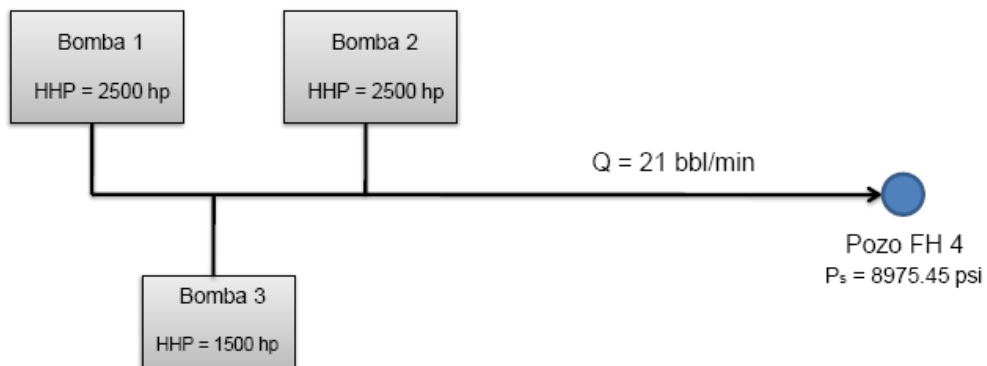
**Figura 106. Arreglo en superficie para el pozo FH 4 utilizando el método de los Esfuerzos Efectivos.**



### 10.2.3 Arreglo en superficie basado en el análisis de la prueba Step Rate Test.

La potencia hidráulica requerida para fracturar la formación utilizando el análisis de la prueba SRT es de 6500 hp, para esto se propone el siguiente arreglo de bombas:

**Figura 107. Arreglo en superficie para el pozo FH 4 utilizando el análisis de la prueba Step Rate Test.**



## 11. CONCLUSIONES

1. Uno de los efectos más relevantes de la penetración del fluido al momento de fracturar la roca es la disminución de la presión necesaria para fracturar la formación. La razón más probable por la cual una eventual penetración de fluido en la formación disminuya la presión necesaria para romper la roca, puede ser que un pequeño volumen de dicho fluido ayude rompiendo cierta parte problemática de la formación.
2. La metodología planteada para la estimación de gradiente de fractura consiste en la aplicación de tres métodos de predicción de esta propiedad: Correlación propuesta por la compañía BJ, Método del Esfuerzo de Pseudo-Overburden, Método de los Esfuerzos Efectivos y la selección de los más altos valores de gradiente de fractura obtenidos con la aplicación de cada uno de ellos para propósitos prácticos.
3. Para los Métodos de Esfuerzo de Pseudo-Overburden y Esfuerzos Efectivos se implementó una metodología secuencial la cual permite realizar predicciones de gradiente de esfuerzo mínimo horizontal o gradiente de fractura según los datos utilizados en la alimentación del modelo (FIT, LOT, Minifrac) a diferentes profundidades para el pozo de interés, o predecir estas dos propiedades en el caso con que se cuente con una correlación que las relacione.
4. En la validación de la metodología planteada en un campo del Piedemonte se obtuvieron porcentajes de error bajos en la comparación de los valores de gradiente de fractura obtenidos a partir de la metodología y los obtenidos de pruebas Minifrac, lo que demuestra la aplicabilidad de la metodología.
5. Para ser posible la estimación del gradiente de fractura a partir del Método de Esfuerzo de Pseudo-Overburden y el Método de los Esfuerzos Efectivos, fue necesario la utilización de una correlación que relacione gradiente de esfuerzo

mínimo horizontal y gradiente de fractura aplicable a la zona de interés. Esta fue posible obtenerla a partir de una prueba LOT realizada en el pozo FH 30.

6. En el cálculo del gradiente de fractura del pozo FH 4 utilizando la correlación propuesta por la compañía BJ se consideraron los casos en los que el fluido de poro es totalmente eficiente para contrarrestar los esfuerzos a los que está sometido y en el que no lo es. Los valores de gradiente de fractura correspondieron a 0.69 y 0.75 psi/pie respectivamente, indicando que para el segundo caso el valor de gradiente de fractura es sustancialmente mayor.

7. Los gradientes de fractura obtenidos para el pozo FH 4 a partir del Método de Esfuerzo de Pseudo-Overburden y del Método de los Esfuerzos Efectivos fueron de 0.81 y 0.80 psi/pie respectivamente, siendo estos los mayores valores obtenidos en la metodología y los aplicables para un programa de fracturamiento de determinación de potencia hidráulica.

8. Mediante la interpretación de la prueba SRT realizada a la formación K1 en el pozo FH 4 se obtuvo un valor de gradiente de fractura de 0.988 psi/pie, el cual comparándolo con el valor obtenido a partir del método del Esfuerzo de Pseudo-Overburden para la misma formación corresponde a un porcentaje de error aproximadamente del 18%. La posible razón para explicar esta diferencia, es que el pozo FH 4 es desviado y esta característica no se consideró en la calibración de los modelos.

9. Comparando el gradiente de fractura obtenido para la formación K1 con la aplicación del criterio de falla por tensión para el pozo FH 40 con respecto al obtenido a partir del método del Esfuerzo de Pseudo-Overburden para K1 se encontró un porcentaje de error de 4.07%.

10. Con los valores de gradiente de fractura obtenidos a partir de la prueba SRT y de los métodos de Esfuerzo de Pseudo-Overburden y Esfuerzos Efectivos se determinó la potencia hidráulica requerida y el arreglo de bombas en superficie a

utilizar. Para los resultados obtenidos a partir de la prueba SRT y el Método del Esfuerzo de Pseudo-Overburden la potencia hidráulica requerida para realizar la operación fue de 6500 hp, y 5000 hp respectivamente.

## 12. RECOMENDACIONES

1. Para posteriores cálculos de gradiente de fractura, debe considerarse las variables que influyen en el fracturamiento hidráulico, ángulo de ataque y consideración de penetración de fluido cuando sean necesarias.
2. Para la determinación del gradiente de fractura a partir de los métodos de Esfuerzo de Pseudo-Overburden y Esfuerzos Efectivos es recomendable la calibración de los modelos con resultados de pruebas Minifrac o LOT, debido a que no se hace necesario el uso de correlaciones adicionales para el escalamiento del gradiente de esfuerzo mínimo horizontal hasta gradiente de fractura.
3. Realizar la calibración de los modelos de predicción con más pozos (mínimo 5), debido a que esto resulta en una caracterización mucho más completa del campo objeto de estudio.
4. Considerar la desviación de los pozos en la calibración de los modelos, debido a que el gradiente de fractura depende de la desviación del pozo. De ésta manera es posible obtener un valor más confiable de la propiedad.
5. En el caso de ser necesaria una correlación para realizar el escalamiento del esfuerzo mínimo a gradiente de fractura en la aplicación de los métodos de predicción, realizar el desarrollo de la correlación que relacione estas dos propiedades con más de un pozo. Esto dará una idea más precisa de la relación entre estas dos propiedades en la zona de estudio.

### 13. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

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. HUBBERT, M. K. and WILLIS, D. G., "Mechanics of Hydraulic Fracturing" Trans., AIME (1957) 210, 153-66.
5. American Petroleum Institute, "Norma API RP 39", Second Edition, January 1983; "Recommended Practices and Standard Procedures for the Evaluation of Hydraulic Fracturing Fluids".
6. GARDNER, D.G. and EIKEERS, "The Effect of Shear and Proppant on the Viscosity of Crosslinked Fracturing Fluids", SPE 14437. Sep. 1985.
7. ROJAS, Ana, Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Hidráulicamente Fracturados. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2000.
8. HERNANDEZ, TREJOS, E., "Fracturamiento Hidráulico Ácido", Universidad Industrial de Santander (UIS). 1993.
9. HOWARD, G. C. and Fast, C. R., "Optimum Fluid Characteristics for Fracture Extension" Drill. & Prod. Prac. , API (1957) 261-70.
10. Curso NSI FRAC, Canadá. 2007.
11. CRAFT, Holden and GRALES, "Well Desing" Prentice Hall Hic. 1982.

12. BABCOCK, Prokop and KEHLE, "Distribution of Propping Agents in Vertical Fractures". Drilling and Production Practices, API 1965.
13. BJ Services Company S.A. Handbook of Hydraulic Fracturing. 1986.
14. BP Exploration, "Hydraulic Fracturing Theory Manual".1997.
15. Chevron Petroleum Technology Company, Drilling & Well Performance. Houston,Texas.
16. OSORIO, J. G., Curso de Geomecánica de Yacimientos. Capítulo. 1-12. 2003.
17. FJAER, E. and RASMUS R., Petroleum Related Rock Mechanics. 1996.
18. GEOTECHNICAL Testing in Engineering Geology. ETH Zurich.
19. CABRERA, J. R. and DE GENNARO S., Aplicaciones Prácticas de la Geomecánica en la Industria Petrolera y Gasífera, ICP. Diciembre, 2003.
20. JAEGER, J.C. and COOK, N. G., "Fundamentals of Rock Mechanics". 1969.
21. ELLIOTT, W. BP Exploration Cupiagua XC – 19Z rum 2A, UBI Processing, Image Interpretation and Hosana Analysis, Schlugmberger Reference Number 1100. 1997.
22. MARTINEZ, J. A. Modelamiento Estructural 3D y Aplicaciones en la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Cinturón de Cabalgamiento del Piedemonte Llanero, Cordillera Oriental, ECOPETROL. Roberto Linares. Colombia. 2003.
23. Rock Mechanics Self Learning Package, Sugar Land Learning Center.
24. OSORIO, G., Aspectos geomecánicos de Fracturamiento Hidráulico, Ecuaciones de equilibrio de esfuerzos. Marzo, 2006.
25. GRI – AST. Abril 1996.

26. Fracture Pressure Ver. 1.0. Halliburton Overpressure.
27. ADDIS, M. A., YASSIR N., and ENEVER J. A., "Comparison off Leak-off Test and Extended Leak-off Test Data for Stress Estimation", SPE 47235. 1998.
28. ALLUN, G., LANGLINAIS U. J., and BOURGOYNE A.T., "Application of a New Model to Analyze Leak-off Test", SPE Drilling & Completion. 2001.
29. EDWARDS S. T., MEREDITH P.G., "An Investigation of Leak-off Test Data for Estimating In-situ Stress Magnitudes: Application to a Basinwide Study in the Nort Sea", SPE/ISRM 47272. 1996.
30. GRAY K. E. Some Updates for Fracture, Lost circulation, Leak-off and Pore Pressure Technology, AADE 01-NC-HO-45. 2001.
31. SINGH, P. K., AGARLWAL, R. G., KRASE, L. D., "Aystematic Desing and Analysis of Step-Rate Test To Determinate Formation Parting Pressure", SPE 16798. 1987.
32. Curso NSI FRAC, Canadá 2007.
33. SCHULTE, W. M., "Production From a Hydraulically Fractured Well With Well Inflow Limited to Part of the Fracture Height" , SPE/DOE 12882, presented at 1984 Unconventional Gas Recovery Symposium, Pittsburgh, Pennsylvania. May 13-15. 1984.
34. HALLAM, S. D. and Last, N. C., "Geometry of Hydraulic Fractures From Modestly Deviated Wellbores", Journal Petroleum Technology. June, 1991.
35. MARTINS, J. P., Abel, J. C., et al, "Deviated Well Fracturing and Proppant Production Control in the Prudhoe Bay Field", SPE 24858, presented at 67th Annual Meeting, Washington D. C. Oct 4-7. 1992.
36. WARPINSKI, N. R., "Investigation of the Accuracy and Reliability of In Situ Stress Measurements Using Hydraulic Fracturing in Perforated Cased Holes",

Proceedings 24th U. S. Symposium on Rock Mechanics, Texas A&M University, College Station. Texas. June 1983.

37. BRADLEY, deviated well stresses.

38. HAIMSON, B. E. and FAIRHURST, C., "Initiation and Extension of Hydraulic Fractures in Rocks," SPE Journal. September 1967.

39. VAN EEKELEN, H. A., "Hidraulic Fracture Geometry: Fracture Containment in Layered Formations," SPE 9261. 1980.

40. Modelo Geomecánico Superintendencia de Operaciones Apiay- SOA. Informe Final. Ecopetrol – ICP. Diciembre 2005.

41. NIETO, Jorge. Caracterización Geológica y Petrofísica del yacimiento K2 en los campos Apiay, Suria y Libertad. 1999.

42. ROJAS, Cesar. Modelamiento Estructural, Estratigráfico y de Propiedades Petrofísicas de la unidad K1 Inferior en el Boque Apiay – Ariari; Departamento de Yacimientos Bogotá, ECOPETROL S.A. 2004.

43. Evaluación del modelo estático del Yacimiento de la unidad operacional K1 de los campos Apiay, Suria Libertad, usando datos de corazones, Registros de Pozo, Sistemas Inteligentes y Datos Sísmicos. ECOPETROL S.A.

44. FMI INTERPRETATION. Schlumberger Sureco S.A. Pozos FH 18 y FH 29.

45. Hidraulic Fracturing Seminar. BJ Services Company, Colombia 2004.

46. ROCHA, L. A., BOURGOYNE, A. T. "A New Simple Method To Estimate Fracture Pressure Gradient," SPE 28710. Septiembre 1996.

47. ROCHA, L. A., FALCAO J. L., CONCALVES, C. J., TOLEDO, C., LOBATO, K. " Fracture Pressure Gradient in Deep Water," IADC/SPE 88011. Septiembre 2004.

48. BRENNAN, R.M., ANNIS M.R., "A New Fracture Gradient Prediction Technique That Shows Good Results in Gulf of Mexico Abnormal Pressure," SPE 13210. Septiembre 1984.
49. Fracturamiento Hidráulico, una Excelente Herramienta para Mejorar el Factor de Recobro de la Formación K1, Ecopetrol-ICP, PYA, SOA, Halliburton. 2007.
50. Modelo Geomecánico Inicial SOA, Ecopetrol-ICP. 2007.

## ANEXO: NOMENCLATURA

C: Conductividad de fractura

W: Ancho de la fractura

$K_f$ : Permeabilidad de la fractura

Cr: Conductividad adimensional de la fractura

$P_s$ : Presión de tratamiento

$P_{\text{fondo}}$ : Presión en fondo (necesaria aplicar en el fondo del pozo para fracturar la formación)

$P_{ft}$ : Fricción desarrollada en las tuberías

$P_h$ : Presión hidrostática

$P_{\text{breakdown}}$ : Presión para fracturar la formación obtenida a partir del gradiente de fractura

$P_{\text{tortuosidad}}$ : Pérdidas de presión por tortuosidad

$P_{\text{perf}}$ : Pérdidas de presión a través de las perforaciones

Q: Caudal total

$\rho_m$ : Densidad de la mezcla

$A_t$ : Area total de las perforaciones

$d_{\text{perf}}$ : Diámetro de las perforaciones

$N_{\text{perf}}$ : Número de perforaciones

$\rho_m$ : Densidad de la mezcla

D: Profundidad de la zona de interés

$V_{prom}$ : Velocidad promedio

$V_{crit}$ : Velocidad crítica

L: Longitud de la tubería

Q: Caudal total

$d_{int}$  : Diámetro interno del casing o tubing

n: Índice de comportamiento del fluido

$k'$ : Índice de consistencia del fluido

$\rho_m$ : Densidad de la mezcla

HHP= Potencia hidráulica

$P_s$ : Presión de tratamiento

Q: Tasa de inyección

$(HHP)_e$  : Potencia hidráulica considerando eficiencia de la bomba

$(HHP)_b$  : Potencia hidráulica considerando bombas de respaldo

$(HHP)_{b,e}$  : Potencia hidráulica considerando eficiencia de la bomba y bombas de respaldo

F: Fuerza aplicada

A: Área

$\sigma$ : Esfuerzo aplicado

E: Módulo de Young

$\varepsilon$ : Deformación producida

$\tau_s$ : Esfuerzo de corte

$\sigma_N$ : Esfuerzo normal

$\Psi$ : Deformación de cizalladura

$\nu$ : Relación de Poisson

$K$ : Módulo elástico de Bulk

$S_o$ : Resistencia cohesiva de la roca

$\mu$ : Coeficiente de fricción interno

$\beta$ : Angulo de falla

$\phi$ : Angulo de fricción interna

$\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ : Esfuerzos principales

$\sigma'$ : Esfuerzo efectivo

$\alpha$ : Constante de Biot

$\chi$ : Coeficiente de esfuerzo de matriz

$p, \sigma_p$ : Presión de poro

$\sigma_H$ : Esfuerzo máximo horizontal

$\sigma_h$ : Esfuerzo mínimo horizontal

$\sigma_v$ : Esfuerzo vertical

$\sigma_r$ : Esfuerzo radial

$\sigma_t, \sigma_\theta$  : Esfuerzo tangencial

$\sigma_z, \sigma_a$ : Esfuerzo axial

$\sigma_h$  : Esfuerzo mínimo horizontal

$\sigma_H$ : Esfuerzo máximo horizontal

$\sigma_v$ : Esfuerzo vertical

$r_w$  : Radio del wellbore

$r$ : Distancia a partir del wellbore

$\theta$ : Angulo entre un punto de la circunferencia del wellbore y la dirección del esfuerzo máximo horizontal.

$p_w$  : Presión del fluido en el wellbore

$T_o$ : Resistencia a la tensión de la roca

$a_c$  :Tamaño del defecto en la masa rocosa

$K_{IC}$ : Tenacidad a la fractura

$g_f$ : Gradiente de fractura

$P_f$  : Presión de fractura de la formación

$D$ : Profundidad de la formación

$\sigma_{pseudo}$ : Esfuerzo de Pseudo-Overburden

$\rho_w$ : Densidad del agua

$\rho_g$ : Densidad de grano

$\rho_f$ : Densidad del fluido de formación

$\phi_o$ : Pseudo-porosidad de superficie

$K_\phi$ : Pseudo-porosidad de declinación

$g$  : Constante de gravedad

$K$ : Constante de relación de esfuerzos