

**APLICACIÓN DEL DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA PARA OPTIMIZAR Y  
EVALUAR LOS TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN UN  
CAMPO COLOMBIANO**

**SERGIO ANDRÉS ARDILA ARDILA  
JUAN LEONARDO RODRÍGUEZ NIETO**

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

**2012**

**APLICACIÓN DEL DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA PARA OPTIMIZAR Y  
EVALUAR LOS TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN UN  
CAMPO COLOMBIANO.**

**SERGIO ANDRÉS ARDILA ARDILA  
JUAN LEONARDO RODRÍGUEZ NIETO**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director**

**M.Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE**

**Codirector ICP**

**M.Sc. REINEL CORZO RUEDA**

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

**2012**

## DEDICATORIA

*Gracias a Dios Todo poderoso por haberme permitido culminar con éxito esta etapa de mi vida.*

*A toda mi Familia por el apoyo incondicional ante las circunstancias adversas.*

*A mis compañeros de estudio con quienes compartí grandes momentos.*

*Sergio Andrés Ardila Ardila.*

## DEDICATORIA

*Para alcanzar el éxito, las capacidades personales no son suficientes!  
Existen factores que contribuyen grandemente en el logro y el alcance de las metas y objetivos. Algunos de estos factores son la inspiración, orientación, apoyo moral, motivación, iniciativa y valor.*

*Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a todas las personas que con sus contribuciones valiosas me ayudaron a lograr esta meta.*

*A mi madre Hilda, por la aceptación, por su paciencia y dedicación, por compartir el espacio y los momentos significativos, por ese amor y apoyo mutuo que hemos alcanzado.*

*A mis hermanitos Alex y Albita por su paciencia y apoyo e incondicionalidad, a Dayana y a Alejandro.*

*A mi familia, quienes me apoyaron anímica, moral, material y económicamente durante todos estos años, a mis primos y a mis tíos.*

*A mis amigos colaboradores y compañeros de estudio gracias por compartir lo mejor de sí mismos.*

*Juan Leonardo Rodríguez Nieto.*

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	24
1. TEORÍA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	26
1.1 DEFINICIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRAULCO	26
1.1.1 Objetivo del fracturamiento hidráulico	27
1.1.2 Selección de Candidatos	28
1.1.3 Datos para diseñar un fracturamiento hidráulico	29
1.2 OPTIMIZACIÓN DEL TRATAMIENTO DE FRACTURA	31
1.3 MECANISMOS DE FRACTURA	33
1.3.1 Esfuerzos In- Situ	33
1.3.2 Esfuerzos efectivos	36
1.4 PRUEBAS DE INYECCIÓN	38
1.4.1 Prueba de esfuerzos In – Situ	39
1.4.2 Pruebas Mini-Frac	40
1.4.3 Pruebas Step-Down	41
1.5 MODELAMIENTO DE LA GEOMETRÍA DE FRACTURA	43
1.5.1 Modelo Radial	44
1.5.2 Modelo de fractura GDK	47
1.5.3 Modelo de fractura PKN	49
1.6 ADITIVOS Y FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO	53
1.6.1 Propiedades de un fluido fracturante	54
1.6.2 Aditivos de los fluidos de fractura.	56
1.7 AGENTES DE SOSTÉN	58
1.7.1 Tipos de propantes	58
1.7.2 Factores que afectan la integridad del propante	59
1.7.3 Creación de la fractura apuntalada	62
1.8 TÉCNICA TIP SCREEN OUT (TSO)	64
1.8.1 TSO y el fracturamiento convencional	68

1.8.2 Aplicaciones de un fracturamiento TSO	68
2. METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN Y EVALUACIÓN BASADO EN EL DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA	70
2.1 OPTIMIZACIÓN FÍSICA BASADA EN EL DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA	70
2.2 OPTIMIZACIÓN ECONÓMICA BASADA EN EL DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA	71
2.3 PARÁMETROS DEL DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA	71
2.3.1 Conductividad adimensional y razón de penetrabilidad	71
2.3.2 Número de propante $N_p$	73
2.3.3 Índice de productividad adimensional $J_D$	74
2.4 CORRELACIONES PARA LA DETERMINACIÓN DEL IP ADIMENSIONAL EN POZOS FRACTURADOS	77
2.4.1 Correlaciones del IP adimensional para $N_p < 0.1$	78
2.4.2 Correlaciones del IP adimensional para $N_p \geq 0.1$	80
2.4.2.1 Correlaciones del IP adimensional para $0.1 < N_p < 1$	81
2.4.2.2 Correlaciones del IP adimensional para $N_p > 1$	82
2.5 PROCESO ÓPTIMO DE DISEÑO BASADO EN EL WELL PERFORMANCE EN ESTADO PSEUDO-ESTABLE DE POZOS FRACTURADOS	83
2.5.1 Parámetros óptimos del diseño unificado de fractura	87
2.5.2 Dimensionamiento de la Fractura	89
2.6 EFECTO DEL DAÑO EN LA FRACTURA SOBRE EL IP	90
2.6.1 Efecto del daño en la cara de la fractura	90
2.6.2 Daño por obstrucción en la fractura	94
2.7 METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN UFD Y LA HERRAMIENTA OPTFRAC	96
2.7.1 Finalidad de la Herramienta Computacional OPTFRAC	97
2.7.2 Datos Requeridos en la herramienta OPTFRAC	99
2.7.2.1 Caracterización del yacimiento	99

2.7.2.2 Caracterización del propante	100
2.7.2.3 Caracterización del fluido de fractura	100
2.7.2.4 Parámetros de diseño	100
2.8 METODOLOGIA DE EVALUACION DE LOS TRATAMIENTOS DE FRACTURA MIENTO MEDIANTE LA METODOLOGIA UFD	105
2.8.1 Determinación de la masa de propante óptima	105
2.8.2 Determinación de la altura de la fractura	106
2.8.3 Determinación del índice de productividad de datos de campo	106
2.8.4 Cálculo de la conductividad adimensional	106
2.8.5 Cálculo de la geometría de fractura	106
3. DIAGNÓSTICO DE LA GEOMETRÍA DE FRACTURA MEDIANTE EL AJUSTE DE PRESIÓN NETA	107
3.1 DECLINACIÓN DE PRESIÓN	107
3.1.1 Presión Neta promedio	110
3.1.2 Tasa de pérdida de fluido	112
3.1.2.1 Caso de baja pérdida de fluido	114
3.1.2.2 Caso de Alta pérdida de fluido.	115
3.2 $\Delta P^*$ EN EL ANÁLISIS DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN	117
3.2.1 Análisis de las curvas tipo para determinar $\Delta P^*$	119
3.2.2 Ajuste de la curva tipo	122
3.2.3 Gráfica de la función 'G' para encontrar $\Delta P^*$	124
3.2.4 Determinación de la eficiencia de fluido a partir de $\Delta P^*$	125
3.2.5 Determinación del coeficiente de pérdida de fluido de $\Delta P^*$	127
3.3 AJUSTE DE LA HISTORIA DE PRESIÓN	129
4. DETERMINACIÓN DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD PARA LA EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO	133
4.1 DESEMPEÑO VERTICAL EN POZOS DE ACEITE	133
4.1.1 Índice de Productividad e IPR	133
4.2 Método de Vogel	143
4.2.1 Yacimientos de aceite saturado	145

4.2.2 Yacimientos de Aceite Subsaturado	146
4.3 MÉTODO DE WIGGINS	149
4.4 MÉTODO DE STANDING	150
4.5 MÉTODO DE FETKOVICH	153
4.6 EL MÉTODO DE KLINS-CLARK	156
4.7 FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS	157
4.7.1 Definiciones básicas para flujo multifásico	157
4.7.2 Correlación de Hagedorn& Brown	166
4.8 SELECCIÓN DEL MÉTODO EMPÍRICO PARA EL MODELAMIENTO DEL IPR EN LOS POZOS DE APLICACIÓN	171
4.9 CALCULO DE IPR Y EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD ADIMENSIONAL PARA LOS POZOS DE ESTUDIO	175
4.9.1 Cálculo del IP para el pozo FRAC 1	176
4.9.2 Cálculo del IP para el pozo FRAC 2	177
4.9.3 Cálculo del IP para el pozo FRAC 3	178
4.9.4 Cálculo del IP para el pozo FRAC 4	178
4.9.5 Cálculo del IP para el pozo FRAC 5	180
5. DIAGNÓSTICO DE LA ALTURA DE LA FRACTURA MEDIANTE EL MÉTODO TRADICIONAL DE CONTRASTE DE ESFUERZOS	182
5.1 CONTENCIÓN DE LA FRACTURA	183
5.1.1 Factores que controlan contención de la fractura	183
5.1.1.1 Contraste de esfuerzo mínimo	183
5.1.1.2 Dureza de fractura	183
5.1.1.3 Leak off	184
5.1.2 El valor del contraste de esfuerzos y la forma de la fractura	184
5.1.3 Efecto de Contraste del Módulo Sobre El Crecimiento De La Altura	189
5.2 CRECIMIENTO DE LA FRACTURA DENTRO DE LAS FRONTERAS	189
5.3 MEDIDA DE LA ALTURA DE LA FRACTURA	191
5.4 METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS CLÁSICO DE CONTRASTE DE ESFUERZOS	192

6. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DEL DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA EN LOS CAMPOS-YARIGUÍ CANTAGALLO.	195
6.1 GENERALIDADES DEL CAMPO	195
6.2 POZOS SELECCIONADOS PARA LA APLICACIÓN	199
6.3 INFORMACIÓN DE ENTRADA AL DISEÑO DE LOS TRATAMIENTOS	202
6.4 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA UFD PARA EL DISEÑO Y EVALUACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS	206
6.4.1 Aplicación al Pozo FRAC 1	207
6.4.1.1 Diseño Optimo del Tratamiento de Fractura mediante la metodología UFD	207
6.4.1.2 Evaluación del tratamiento de fractura	212
6.4.2 Aplicación al Pozo FRAC 2	219
6.4.2.1 Diseño Optimo del Tratamiento de Fractura mediante la metodología UFD	219
6.4.2.2 Evaluación del tratamiento de fractura	223
6.4.3 Aplicación Pozo FRAC 3	228
6.4.3.1 Diseño del Tratamiento de Fractura mediante la metodología UFD	228
6.4.3.2 Evaluación del tratamiento de fractura FRAC 3	231
6.4.4 Aplicación Pozo FRAC 4	235
6.4.4.1 Diseño del Tratamiento de Fractura mediante la metodología UFD	235
6.4.4.2 Evaluación del tratamiento de fractura FRAC 4	236
6.4.5 Aplicación Pozo FRAC 5	240
6.4.5.1 Diseño del Tratamiento de Fractura mediante la metodología UFD	240
6.4.5.2 Evaluación del tratamiento de fractura FRAC 5	243
7. ANÁLISIS TÉCNICO Y ESTADÍSTICO DE LOS TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO EVALUADOS.	249
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	259
BIBLIOGRAFÍA	262
ANEXOS	266

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Esquema de una fractura hidráulica	27
Figura 2. Optimización del tamaño de un tratamiento de fracturamiento	31
Figura 3. Esfuerzos principales sobre la formación	34
Figura 4. Esfuerzos efectivos actuando sobre la fractura apuntalada	37
Figura 5. Datos Típicos de una prueba de esfuerzos In-Situ	40
Figura 6. Efecto de la tortuosidad y las perforaciones en las pérdidas de presión	42
Figura 7. Propagación de una fractura Radial	45
Figura 8. Modelo de la geometría de fractura GDK	48
Figura 9. Modelo de geometría de fractura PKN	50
Figura 10. Esfuerzos efectivos sobre el material propante	60
Figura 11. Comportamiento del propante sometido a esfuerzos	61
Figura 12. Dimensiones de la fractura creada y la fractura apuntalada	62
Figura 13. Proceso de creación de una fractura hidráulica apuntalada	63
Figura 14. Inflación de la fractura con la técnica TSO	65
Figura 15. Programa e historia de bombeo de un tratamiento de estimulación hidráulica TSO	67
Figura 16. Notación para el performance de la fractura	72
Figura 17. Factores que contribuyen a la conductividad adimensional de la fractura	73
Figura 18. Factor f de Cinco-Ley, Samadiego y función (y)	80
Figura 19. Correlación de JD como una función de $0,1 < N_p < 1$ y CfD	81
Figura 20. Correlación de JD como una función de $N_p > 1$	83
Figura 21. Índice de productividad adimensional JD vs CfD para valores constantes de $N_p < 0.1$	85
Figura 22. Índice de productividad adimensional JD vs CfD para valores constantes de $N_p > 0.1$	86

Figura 23. Índice de Productividad Adimensional Óptimo en función del Número de Propante	89
Figura 24. Daño en la cara de la fractura	90
Figura 25. Efecto del daño en la cara de la Fractura sobre el IP adimensional	93
Figura 26. Daño debido al empaquetamiento de Propante	95
Figura 27. Daño debido a la disminución del ancho cerca al pozo	95
Figura 28. Flujograma Global Diseño UFD del OPTFRAC	98
Figura 29. Metodología para la Aplicación del Diseño Unificado de Fractura en la Optimización de la Geometría de Fractura en Tratamientos de Fracturamiento	101
Figura 30. Analogía del balón en la relación Volumen –Presión	109
Figura 31. Relación Presión/Ancho para dos geometrías	110
Figura 32. Representación del factor 'B'	111
Figura 33. Crecimiento areal de la fractura contra el tiempo de bombeo	114
Figura 34. Curva Tipo para el Análisis de Declinación de Presión de un Mini-Frac	120
Figura 35. Metodología para encontrar el $\Delta P^*$	122
Figura 36. Modelo de Ajuste de la curva tipo con la gráfica $\Delta P$ vs $t$	123
Figura 37. Ejemplo del Análisis de la Gráfica de la Función 'G'	125
Figura 38. Eficiencia del fluido	127
Figura 39. Modelo del ajuste Histórico de presión.	131
Figura 40. Índice de productividad durante los regímenes de flujo	134
Figura 41. Relación de $Q_0$ Vs $\Delta P$	137
Figura 42. IPR.	138
Figura 43. IPR bajo $P_b$	140
Figura 44. Efectos de la presión sobre $k_{ro}$ , $\mu_o$ y $B_o$	141
Figura 45. $k_{ro}/\mu_o B_o$ , Como una función de la presión	142
Figura 46. Efectos de la presión de yacimiento sobre el IPR	143
Figura 47. Data de una prueba de flujo estabilizada	146
Figura 48. Concepto de función de presión	154

Figura 49. Obtención de CNL	168
Figura 50. Obtención de $HL\psi$	169
Figura 51. Obtención de $HL\psi$	169
Figura 52. Gráfico de Moody	170
Figura 53. Comparación de Cuatro Modelos de Producción POST- FRAC	172
Figura 54. Comparación de Cuatro Modelos de Producción PRE- FRAC	173
Figura 55. IPR para el pozo FRAC 1	176
Figura 56. IP para el pozo FRAC 2	177
Figura 57. IPR para el pozo FRAC 3	178
Figura 58. IPR para el pozo FRAC 4	179
Figura 59. IP para el pozo FRAC 5	180
Figura 60. Tamaño de la fractura limitada por la geometría y contactos de fluidos	182
Figura 61. Contraste de esfuerzos In-Situ	184
Figura 62. Efecto del contraste de esfuerzos	185
Figura 63. Contención de la fractura	186
Figura 64. Crecimiento de la fractura dentro de las fronteras	190
Figura 65. Metodología para el cálculo de la fractura mediante el contraste de esfuerzos	192
Figura 66. Efecto de la diferencia de esfuerzos en la altura de la fractura	193
Figura 67. Localización del Campo Yarigui- Cantagallo	195
Figura 68. Columna generalizada con la secuencia litológica para el Valle Medio del Magdalena	198
Figura 69. Ubicación de los pozos fracturados a Evaluar en Yarigui- Cantagallo	199
Figura 70. Curvas de permeabilidad relativa para las arenas B	202
Figura 71. Diseño de las conductividades de la fractura de acuerdo a los esfuerzos de cierre	203
Figura 72. Intervalos fracturados en la Formación B3	207
Figura 73. Prueba de Ascenso de presión PBU en la formación	208

Figura 74. Crecimiento, presión Neta y masa de propante vs el tiempo de bombeo	213
Figura 75. Geometría inducida en tiempo Real: Pressure Net Matching FRAC 1	214
Figura 76. Crecimiento vertical de la fractura FRAC 1	216
Figura 77. FOI vs Volumen de propante FRAC 1	217
Figura 78. Escenarios de evaluación Pozo FRAC 1	218
Figura 79. Registros eléctricos del intervalo fracturado FRAC 2	219
Figura 80. PBU corrida en el intervalo a fracturar en FRAC 2	220
Figura 81. Geometría inducida en tiempo Real: Pressure Net Matching FRAC 2	223
Figura 82. Crecimiento vertical de la fractura FRAC 2	225
Figura 83. FOI vs masa de propante FRAC 2	226
Figura 84. Escenarios de evaluación Pozo FRAC 2	227
Figura 85. Intervalo de interés Fracturado	228
Figura 86. Geometría inducida en tiempo Real: Pressure Net Matching FRAC 3	230
Figura 87. Crecimiento vertical de la fractura FRAC 3	232
Figura 88. FOI vs volumen de propante FRAC 3	233
Figura 89. Escenarios de evaluación Pozo FRAC 3	234
Figura 90. Geometría inducida en tiempo Real: Pressure Net Matching FRAC 4	236
Figura 91. Crecimiento vertical de la Fractura FRAC 4	238
Figura 92. Escenarios de evaluación Pozo FRAC 4	239
Figura 93. Intervalo de interés FRAC 5	240
Figura 94. Presión Neta del Tratamiento FRAC 5	244
Figura 95. Geometría inducida en tiempo Real: Pressure Net Matching FRAC 5	244
Figura 96. Crecimiento vertical de la fractura FRAC 5	245
Figura 97. FOI vs volumen de propante FRAC 5	246

Figura 98. Escenarios de evaluación Pozo FRAC 5	247
Figura 99. Variables que definen el Número de propante	250
Figura 100. Índice de productividad adimensional óptimo obtenido a partir de la metodología UFD	252
Figura 101. Porcentaje de error de las técnicas de Evaluación del índice de productividad adimensional	253
Figura 102. Análisis de los resultados de la Conductividad de fractura	253
Figura 103. Error de CFD de las técnicas de evaluación respecto a la de diseño	255
Figura 104. Análisis de los resultados de la longitud de Fractura	255
Figura 105. Error relativo de la longitud de fractura de las técnicas de evaluación respecto a la óptima diseñada	257
Figura 106. Análisis de los resultados del Ancho de Fractura	257

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Rangos y valores típicos para los módulos de Young y relación de Poisson	35
Tabla 2. Tipos de fluidos de fracturamiento y sus condiciones de uso	55
Tabla 3. Resumen de aditivos químicos en los fluidos de fracturamiento	57
Tabla 4. Comparación entre un fracturamiento convencional y un TSO	68
Tabla 5. Regímenes de flujo dentro de un pozo vertical sin daño	76
Tabla 6. Herramientas de diagnóstico de Geometrías de fractura	108
Tabla 7. Ecuaciones de flujo multifásico para flujo Vertical y Horizontal	163
Tabla 8. Limitaciones de las Ecuaciones de Flujo Multifásico Respecto a las Características del Sistema de Producción de los Pozos de Aplicación	164
Tabla 9. Comparación de las Características del yacimiento de Aplicación con el método de Vogel	174
Tabla 10. Trabajos de Fracturamiento Hidráulico a Evaluar	200
Tabla 11. Input de la información necesaria para el diseño UFD de los pozos Seleccionados	205
Tabla 12. OUTPUT Diseño FRAC 1 Modelo PKN Tradicional	209
Tabla 13. OUTPUT Diseño FRAC 1 Modelo PKN TSO	210
Tabla 14. Detalles del tratamiento FRAC 1 Modelo PKNTSO	212
Tabla 15. Resumen del diseño y evaluación para el pozo FRAC 1	218
Tabla 16. OUTPUT Diseño FRAC 2 Modelo PKN TSO	220
Tabla 17. Detalles del tratamiento FRAC 2 Modelo PKNTSO	222
Tabla 18. Resumen del diseño y evaluación para el pozo FRAC 2	227
Tabla 19. OUTPUT Diseño FRAC 3 Modelo PKN TSO	229
Tabla 20. Resumen del diseño y evaluación para el pozo FRAC 3	234
Tabla 21. Diseño FRAC 4 Modelo PKNTSO	235
Tabla 22. Resumen del diseño y evaluación para el pozo FRAC 4	239
Tabla 23. OUTPUT Diseño FRAC 5 Modelo PKN TSO	241

Tabla 24. Detalles del tratamiento FRAC 5 Modelo PKNTSO	242
Tabla 25. Resumen del diseño y evaluación para el pozo FRAC 5	248
Tabla 26. Resultados del diseño UFD, Pneta y datos de producción	249

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A. CORRIDA DISEÑO YR-52 CON LA HERRAMIENTA OPTFRAC	267
ANEXO B. CALCULO DE CAUDAL EN FONDO DE POZO E IP	271
ANEXO C. CÁLCULO DE LA ALTURA DE FRACTURA Y LA PRESION NETA	277

## RESUMEN

**TITULO:** APLICACIÓN DEL DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA PARA OPTIMIZAR Y EVALUAR LOS TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN UN CAMPO COLOMBIANO\*

**AUTORES:** SERGIO ANDRES ARDILA ARDILA  
JUAN LEONARDO RODRIGUEZ NIETO\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Fracturamiento Hidráulico, Estimulación, Propante, Producción, Campo Yarigui-Cantagallo.

### DESCRIPCIÓN

El fracturamiento hidráulico, es la técnica de estimulación más utilizada en el mundo para aumentar la productividad de pozos de petróleo y gas. Su éxito, se basa en el diseño y ejecución apropiada, bajo ciertos criterios de optimización físicos y económicos.

El surgimiento de un fracturamiento de mayor permeabilidad y el concepto de Diseño Unificado de Fractura (UFD), dio lugar a dos nociones muy importantes. En primer lugar, no hay diferencia entre yacimientos de alta y baja permeabilidad en términos de obtención de beneficios por fracturamiento hidráulico, y en segundo lugar y la más importante, es que el Diseño Unificado de Fractura, establece que para un yacimiento con una masa de propante inyectada y una permeabilidad de fractura, existe solo una longitud de fractura  $x_f$  y un ancho de fractura  $w_f$ , que proveen una conductividad adimensional específica  $CfD$ , la cual se conoce como óptima, que maximiza el índice de productividad adimensional JD.

En este trabajo, se aplica el concepto de diseño unificado de fractura para Optimizar y Evaluar los tratamientos de Fracturamiento Hidráulico en algunos pozos del campo Yarigui-Cantagallo.

En el proceso de Optimización, se determinan los parámetros del Diseño Unificado para definir físicamente la geometría óptima de fractura, que maximiza la productividad adimensional del yacimiento. Mientras que en la evaluación del tratamiento ejecutado el JD logrado, es calculado de información de producción y la geometría de fractura definida del Ajuste de presión neta comparando los parámetros diseñados con los ejecutados, para definir el éxito o el fracaso del tratamiento de estimulación.

---

\* Tesis de Grado.

\*\* Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director M.Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE. Codirector ICP. M.Sc. REINEL CORZO RUEDA

## ABSTRACT

**TITLE:** OPTIMIZATION AND EVALUATION OF THE HYDRAULIC FRACTURE TREATMENTS MADE USING THE ENHANCED TECHNIQUE, THE UNIFIED FRACTURE DESIGN IN COLOMBIAN FIELD\*

**AUTHORS:** SERGIO ANDRES ARDILA ARDILA  
JUAN LEONARDO RODRIGUEZ NIETO\*\*

**KEYWORDS:** Hydraulic Fracturing, Stimulation, Proppant, Production, Yarigui-Cantagallo Field.

### DESCRIPTION

Hydraulic fracturing is the much used stimulation technique in the world to build up the productivity in oil and gas wells. Its success is based on proper design and execution, under the certain criteria of physical and economic optimization.

The rise of a fracture of greater permeability and the Unified Fracture Design (UFD) concept, gave rise to two very important notions. Firstly, there is no difference among reservoirs of high and low permeability in terms of make profits by hydraulic fracturing, and secondly and most important thing is that the Unified Fracture Design approach, establish that for a reservoir whit a mass of proppant injected and a permeability of fracture, there is only one fracture length  $x_f$  and width of fracture  $w_f$ , that provide dimensionless specific conductivity  $C_{fd}$ , which is known as optimal, that maximize the dimensionless productivity index  $J_D$ .

In this work, we apply the Unified Fracture Design to optimize and evaluate the hydraulic fracturing treatments in some wells in the Yarigui-Cantagallo field.

In the optimization process, are determined the unified design parameters for physical defining the optimum geometry of fracture, which maximize the dimensionless productivity of the reservoir. Whereas, in the evaluation of treatment performed, the dimensionless productivity index achieved  $J_D$ , is calculated from production data and fractured geometry defined of the Match Net Pressure by comparing the designed parameters whit the executed, for defining the success or failure of the stimulation treatment.

---

\* DegreeThesis.

\*\* Universidad Industrial de Santander. Physico-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering. Director. M.Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE. Codirector ICP. M.Sc. REINEL CORZO RUEDA

## INTRODUCCIÓN

La opción de desarrollar un yacimiento ya sea mediante completamientos tradicionales o a través del fracturamiento hidráulico ha tenido un gran impacto en la cantidad de pozos a perforarse y en el plan de perforación in-fill de un yacimiento. Hoy en día se acepta ampliamente la enorme ventaja del fracturamiento en muchos pozos, incluso cerca de los puntos de contacto con agua o gas, considerados no recomendables para fracturarse hidráulicamente. El fracturamiento de formaciones de alta permeabilidad también está encontrando aplicación porque induce una controlada extensión de la fractura y una reducción en la caída de presión.

El diseño y la adecuada ejecución de un tratamiento de fracturamiento involucra varias disciplinas tales como la ingeniería de yacimientos, producción y completamiento, que requiere una base en mecánica de rocas y dinámica de flujo, y se ve restringida por las limitaciones físicas de los materiales y equipos empleados así como por los temas operativos, y por último, pero no por ello menos importante, debe satisfacer ciertos criterios económicos.

En este ambiente multi-disciplinario tan completo, no es un ejercicio trivial el determinar las condiciones “óptimas” para el diseño las cuales generen los resultados más favorables desde el punto de vista productivo.

Desde la introducción del Enfoque de Diseño Unificado de Fractura (UFD por sus siglas en inglés), por Economides y Valkó, el diseño del tratamiento de fracturamiento se ha orientado por lo general hacia la maximización de la productividad del pozo, cuantificada por un índice de productividad adimensional  $J_D$ .

La idea central de la técnica UFD consiste en seleccionar la adecuada relación entre el largo y ancho de fractura apuntalada, para un volumen considerado de propante dependiendo de las propiedades del reservorio y del tipo de propante seleccionado. Economides y Valkó también introdujeron el concepto del Número de Propante adimensional  $N_p$ , que sintetiza la relación del volumen de fractura y el volumen de drenaje del reservorio, multiplicado por la relación de permeabilidad del propante y la permeabilidad del reservorio, y completamente independiente de la geometría de fractura, por tanto, se tiene que para un valor dado de  $N_p$  hay una conductividad adimensional de fractura,  $C_{fD}$  óptima, en la cual el índice de productividad adimensional  $J_D$  se ve maximizado. La conductividad adimensional optimizada también conduce a la geometría de fractura óptima (ancho y longitud).

En este trabajo se Aplicó el Diseño Unificado de fractura para optimizar físicamente los tratamientos de fracturamiento hidráulico en pozos de un campo Colombiano, y se valora su resultado mediante el cálculo del índice de productividad adimensional alcanzado, mediante información de producción. La geometría de fractura fue valorada mediante el ajuste de presión neta y la altura de la fractura verificada con la metodología de contrastes de esfuerzos.

# 1. TEORÍA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

## 1.1 DEFINICIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRAULCO<sup>1</sup>

El fracturamiento hidráulico se define como la técnica mediante la cual se induce una fractura a una formación para facilitar el flujo de fluidos a través de dicha formación hacia la cara del pozo.

La fractura hidráulica es creada usando presión hidráulica para vencer la fuerza de tensión de la roca y el esfuerzo mínimo in-situ de la formación de interés. Como esta fuerza vence el esfuerzo mínimo horizontal, se induce una fractura que es perpendicular a la dirección esfuerzo mínimo y paralelo al esfuerzo horizontal máximo.

La operación de fracturamiento hidráulico consiste en bombear un fluido fracturante con propiedades especiales a una presión por encima de la presión de ruptura de la formación para lograr la propagación de una fractura hidráulica. El fluido debe tener la capacidad de mantener el material de soporte suspendido en el tiempo de bombeo y después de haber finalizado la operación. Los fluidos son diseñados de tal manera que puedan ser fácilmente recuperados una vez terminado el trabajo. Una vez lograda la fractura, el material conocido como propante o material de sostén, será depositado dentro de la fractura para mantenerla abierta, permitiendo que el fluido del yacimiento se desplace hacia la cara de la formación con facilidad.

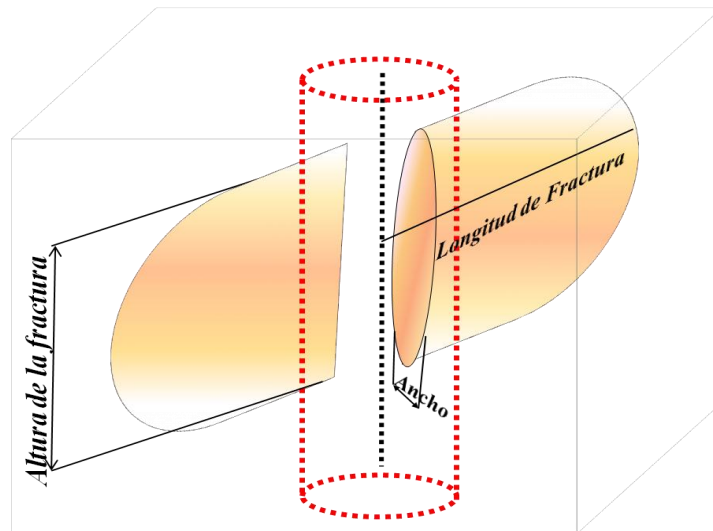
En la mayoría de las formaciones, se crea una sola fractura vertical, que se propaga en dos direcciones desde la cara del pozo. Estas 'alas' de la fractura están separadas 180°, y normalmente se asume que son idénticas en forma y

---

<sup>1</sup>Dettlef Mader, Hydraulic Proppant Fracturing and Gravel Packing, Elsevier Science Publishers, 1989.

tamaño; sin embargo, en algunos casos las dimensiones de las alas de la fractura pueden o no ser iguales. En formaciones naturalmente fracturadas es posible que se creen múltiples fracturas durante el tratamiento.

Figura 1. Esquema de una fractura hidráulica



Fuente: Modificado de ECONOMIDES M.J., ET AL. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production, 2007.

El fracturamiento hidráulico no cambia la permeabilidad del yacimiento pero si crea canales de alta conductividad para el fluido del pozo.

**1.1.1 Objetivo del fracturamiento hidráulico.** En general, el objetivo de fracturar hidráulicamente una formación es incrementar el índice de productividad de un pozo productor o el índice de inyectividad en un pozo de inyección. El índice de productividad se define como la tasa a la cual el aceite o el gas pueden ser producidos a un diferencial de presión dado entre el yacimiento y la cara del pozo. El índice de inyectividad se refiere a la tasa a la cual un fluido puede ser inyectado dentro de un pozo a un diferencial de presión dado.

Hay muchas aplicaciones para la estimulación hidráulica. El fracturamiento hidráulico puede tener como finalidad:

- Incrementar la tasa de flujo de aceite y/o gas en yacimientos de baja permeabilidad.
- Incrementar la tasa de flujo de aceite y/o gas en pozos con alto daño.
- Conectar las fracturas naturales y/o microfracturas de una formación a la cara del pozo.
- Reducir la caída de presión alrededor del pozo para minimizar la producción de arena.
- Mejorar la conductividad del yacimiento.
- Reducir la caída de presión alrededor del pozo para minimizar problemas con asfáltenos o depositación de parafinas.
- Incrementar el área de drenaje o la extensión de la formación en contacto con la cara del pozo, y conectar completamente la extensión vertical de un yacimiento a un pozo inclinado u horizontal entre otras aplicaciones.

**1.1.2 Selección de Candidatos.** El éxito o fracaso de los tratamientos de fracturamiento hidráulico frecuentemente dependen de la calidad de los pozos seleccionados para el tratamiento. Para seleccionar el mejor candidato a la estimulación, el ingeniero de diseño debe considerar muchas variables. Los parámetros más críticos para un fracturamiento hidráulico son: la permeabilidad efectiva, distribución de esfuerzos In-Situ, viscosidad del fluido del yacimiento,

factor de daño, presión del yacimiento, profundidad del yacimiento y las condiciones en la cara del pozo.

Si el factor de daño es positivo, significa que el pozo está dañado y podría ser un excelente candidato para la estimulación. Los mejores pozos candidatos para fracturamiento hidráulico, tienen un volumen sustancial de aceite y gas y, necesitan incrementar el índice de productividad. Estos yacimientos tienen de media a alta presión, barreras de esfuerzos In – Situ para minimizar el crecimiento en altura, y una zona de baja permeabilidad o una zona que presenta daño.

Los yacimientos no son buenos candidatos al fracturamiento hidráulico cuando presentan una cantidad mínima de reservas de aceite y gas debido a que son yacimientos de espesores delgados, baja presión o tienen un área de extensión muy pequeña. Los yacimientos con permeabilidad extremadamente baja, no pueden producir hidrocarburo suficiente para justificar los costos de perforación y completamiento, aun cuando sean estimulados exitosamente; tales yacimientos no pueden ser buenos candidatos a la estimulación.

**1.1.3 Datos para diseñar un fracturamiento hidráulico.** Para la mayoría de los ingenieros de petróleos, el desarrollo completo y preciso de un set de datos, es quizá la parte del diseño de fracturamiento hidráulico que consume mayor tiempo. Los datos necesarios para ejecutar tanto el modelo de diseño de la fractura como el modelo de simulación del yacimiento, pueden dividirse en dos grupos: los datos que pueden ser “controlados” por el ingeniero y los datos que deben ser medidos o estimados, pero que no pueden ser controlados.

Los datos principales que pueden ser controlados por el ingeniero son: detalles de completamiento del pozo, volumen de tratamiento, volumen de pad, tasa de inyección, viscosidad del fluido fracturante, densidad del fluido de fractura, aditivos, tipo de agente de sostén (propante) y volumen del agente propante.

Los datos que deben ser medidos o estimados corresponde a: profundidad de la formación, permeabilidad de la formación, esfuerzos In-Situ, espesor neto de las capas adyacentes, módulos de formación, presión de yacimiento, porosidad de formación, compresibilidad de la formación y espesor del yacimiento.

Hay tres espesores de importancia para el ingeniero de diseño: el espesor bruto del yacimiento, el espesor neto o intervalo productor de aceite y gas, y el espesor permeable que puede generar las pérdidas de fluido durante el tratamiento de fracturamiento.

Los datos más críticos para el diseño de tratamiento de fracturas hidráulicas bajo un orden de importancia son: el perfil de esfuerzos In-Situ, la permeabilidad de la formación, las caracterización de pérdida de fluidos, volumen total de fluido bombeado, cantidad y tipo de agente propante, volumen de pad, viscosidad del fluido de fractura, tasa de inyección y módulos de formación. En el diseño de tratamiento de fracturas, los dos parámetros más importantes son el perfil de esfuerzos In-Situ y el perfil de permeabilidad de la zona a ser estimulada, además de las capas de la roca por encima y por debajo de la zona objetivo, las cuales podrían afectar el crecimiento en altura de la fractura.

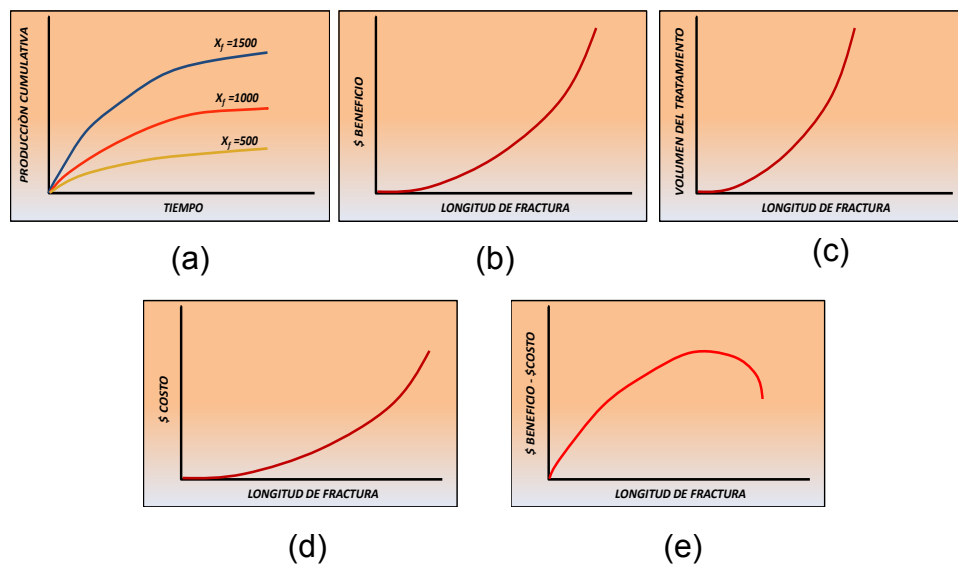
En los nuevos campos o yacimientos, la mayoría de las compañías están dispuestas a correr registros eléctricos, análisis de núcleos, y correr pruebas de pozos para determinar factores importantes tales como esfuerzos In-Situ, y la permeabilidad de las capas del yacimiento. Estos datos, junto con el tratamiento de fractura y los registros de producción, normalmente se puede precisar y compilar un conjunto de información para un yacimiento dado. Estos conjuntos de datos se pueden utilizar posteriormente en pozos para el diseño de tratamientos de fracturamiento hidráulico. Normalmente nos es práctico el corte de núcleos y la corrida de pruebas en cada pozo. De este modo, los datos obtenidos del análisis de núcleos y pruebas de algunos pozos, pueden ser correlacionados con el

resultado del análisis de los registros, de manera que la información obtenida puede ayudar a elaborar un conjunto de datos con mayor precisión.

## 1.2 OPTIMIZACIÓN DEL TRATAMIENTO DE FRACTURA<sup>2</sup>

El objetivo de todo diseño de un tratamiento de fracturamiento hidráulico, debe ser alcanzar la “fractura óptima” para cada tratamiento y para cada pozo.

Figura 2. Optimización del tamaño de un tratamiento de fracturamiento



Fuente: Modificado de ECONOMIDES M.J. ET AL. Economic and Physic Optimization of Hydraulic Fracturing, 2008. SPE 111793.

En la Figura 2, se ilustra el método utilizado para optimizar el tamaño del tratamiento de una fractura para un yacimiento de baja permeabilidad, mostrando claramente lo siguiente:

---

<sup>2</sup> M. Marongiu, Economides M.J.: “Economic and Physical Optimization of Hydraulic Fracturing” SPE 111793, 2008.

- A medida que aumenta la longitud de una fractura apuntalada, la producción acumulativa aumentará y con ello los ingresos por venta de hidrocarburos. Figura 2 **(a)**.
- A medida que aumenta la longitud de fractura, el beneficio incremental (la cantidad de ingresos generados por pie adicional de longitud de fractura apuntalada) aumenta. Figura 2 **(b)**.
- A medida que aumenta el volumen del tratamiento, la longitud de la fractura apuntalada aumenta. Figura 2 **(c)**.
- A medida que aumenta la longitud de fractura, el costo incremental por cada pie de fractura (costo/ft de longitud de fractura adicional) se incrementa. Figura 2 **(d)**.
- Cuando el costo incremental del tratamiento es comparado con el beneficio adicional de incrementar el volumen del tratamiento, una longitud de fractura óptima puede ser generada para cada situación. Figura 2 **(e)**.

Adicionalmente los cálculos económicos, pueden hacerse para determinar el diseño óptimo de tratamiento de fractura. Sin embargo, en todos los casos el diseño debe considerar los efectos de la fractura sobre las tasas de flujo y de recuperación, el costo del tratamiento y la inversión de la compañía propietaria y operadora del pozo.

### 1.3 MECANISMOS DE FRACTURA<sup>3</sup>

Los mecanismos de fractura han sido parte de la ingeniería de minas y la ingeniería mecánica por cientos de años. En la ingeniería de petróleos, la teoría de mecánica de las fracturas ha sido utilizada solo hace unos 50 años. Gran parte de lo que se utiliza en la teoría de diseño de fracturamiento hidráulico, fueron desarrolladas por otras disciplinas de ingeniería desde hace ya varios años. Existen tres parámetros importantes de mecanismos de fractura: esfuerzos In-Situ, relación de Poisson y módulos de Young.

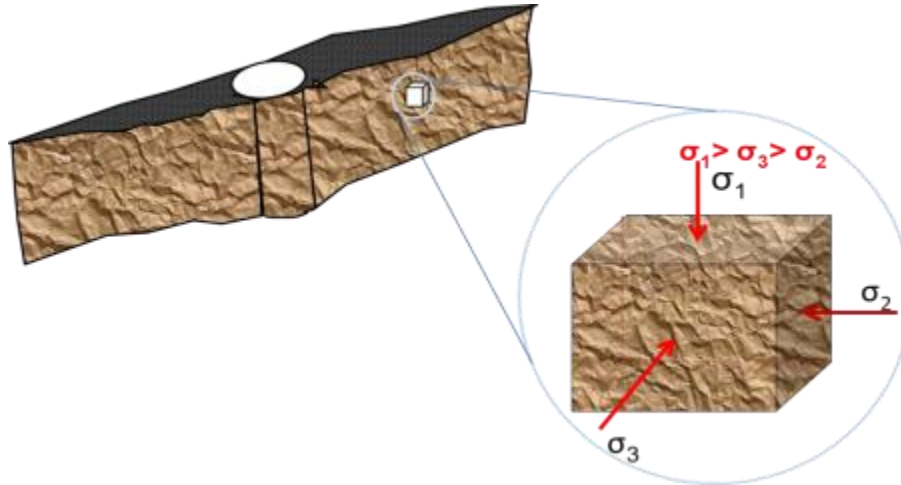
**1.3.1 Esfuerzos In- Situ.** Las formaciones en subsuelo se encuentran confinadas y bajo esfuerzos, **la Figura 3**, ilustra el estado de esfuerzos locales en una unidad de formación.

Los esfuerzos se pueden dividir en tres esfuerzos principales. En la Figura 3,  $\sigma_1$  es el esfuerzo vertical,  $\sigma_2$  es el esfuerzo mínimo horizontal, y  $\sigma_3$  el esfuerzo máximo horizontal. Estos esfuerzos son normalmente compresivos, anisotrópicos y homogéneos, lo cual significa que los esfuerzos compresivos en la roca no son iguales y varían en magnitud en función de la dirección

---

<sup>3</sup> Larry W. Lake, Petroleum Engineering Handbook, Editor-In-Chief 2007.

Figura 3. Esfuerzos principales sobre la formación.



**Fuente:** Modificado de P.H.D OSORIO G. Factores Geomecánicos que Afectan las Fracturas Hidráulicas.

La magnitud y dirección de los esfuerzos son muy importantes ya que controlan la presión requerida para crear y propagar una fractura, la forma y extensión vertical de la fractura, la dirección, y el intento de los esfuerzos por aplastar o embeber el agente de sostén durante la producción.

Una fractura hidráulica se propagará perpendicular al esfuerzo mínimo principal. Para una fractura vertical, el esfuerzo mínimo puede ser estimado mediante la siguiente expresión:

$$\rho_{min} \approx \frac{v}{1-v} (\sigma_1 - \alpha p_p) + \alpha p_p + \sigma_{ext} \quad (1)$$

Donde,  $\sigma_{min}$  es el esfuerzo mínimo horizontal,  $v$  es la relación de Poisson,  $\sigma_1$  es la presión de sobrecarga (overburden),  $\alpha$  es constante de Biot,  $p_p$  es la presión de poro o presión de los fluidos en el yacimiento y  $\sigma_{ext}$  es el esfuerzo de tectónica.

La relación de Poisson, puede ser obtenida de los datos de registros acústicos o de correlaciones basadas en la litología. En la Tabla 1, se presenta los valores

típicos para la relación de Poisson y el módulo de Young. La presión de sobrecarga (overburden), se puede determinar de los datos obtenidos mediante registros de densidad. Normalmente, el valor de la presión de overburden es aproximadamente de 1 psi/ft de profundidad. Se debe medir o estimar la presión del yacimiento. La contante de Biot, es comúnmente de 1, pero puede ser menor en algunas ocasiones.

La teoría poroelástica es a menudo utilizada para estimar el esfuerzo mínimo horizontal. La **Ecuación 1**, combina la teoría poroelástica con un término que relaciona cualquier fuerza tectónica que esté actuando sobre la formación. El primer término del lado derecho de la ecuación, es un término lineal elástico que convierte los esfuerzos efectivos verticales en esfuerzos horizontales dentro de los granos de la formación rocosa.

Tabla 1. Rangos y valores típicos para los módulos de Young y relación de Poisson

RANGO TÍPICO DE VALORES PARA MÓDULOS DE YOUNG		
Litología	Módulos de Young (psi)	Relación de Poisson
Arenisca suave	0,1 – 1x10 <sup>6</sup>	0,2 – 0,35
Arenisca media	2 – 5x10 <sup>6</sup>	0,15 – 0,25
Arenisca dura	6 – 10x10 <sup>6</sup>	0,1 – 0,15
Calizas	8 – 12x10 <sup>6</sup>	0,30 – 0,35
Carbón	0,1 – 1x10 <sup>6</sup>	0,35 – 0,45
Shale	1 – 10x10 <sup>6</sup>	0,28 – 0,43

**Fuente:** Tomado de LARRY W. L. Petroleum Engineering Handbook. Editor-in-Chief, 2007.

El segundo término de la ecuación, representa el esfuerzo generado por la presión del fluido en el espacio poroso, el tercer término es el esfuerzo de tectónica, el cual puede ser de cero para formaciones tectónicamente estables, pero muy importante en formaciones tectónicamente activas.

En las áreas tectónicamente activas, los efectos de la actividad tectónica deben incluirse en el análisis de los esfuerzos totales. Para medir los esfuerzos tectónicos, se llevan a cabo pruebas de inyección para determinar el esfuerzo mínimo horizontal. El esfuerzo medido, es comparado con el esfuerzo calculado por la ecuación poroelástica para determinar el valor de esfuerzo de la tectónica.

**1.3.2 Esfuerzos efectivos.** Los fluidos presentes en los poros de la matriz de la roca, pueden soportar una proporción del total de esfuerzos aplicados. Esto significa que el esfuerzo efectivo  $\sigma'$  que tiene que soportar los granos de la matriz de la roca es más pequeño que el esfuerzo total. **(Ver Figura 4).**

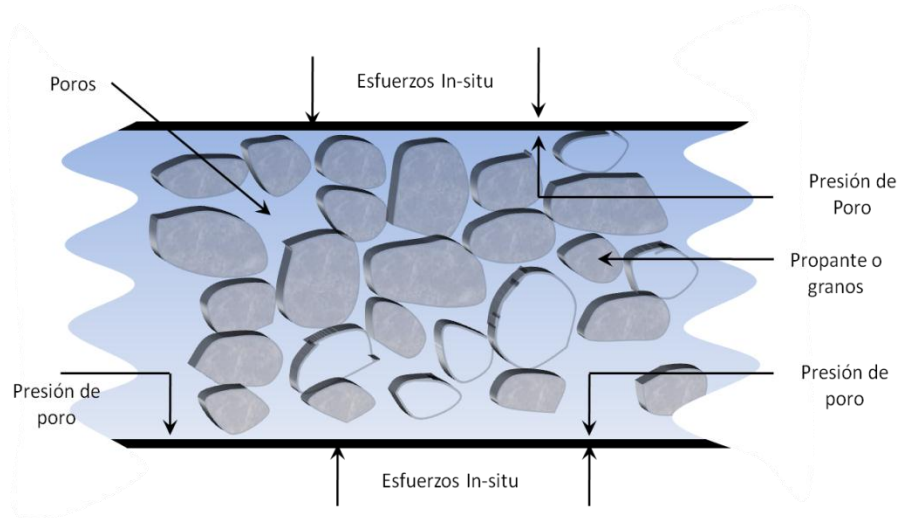
$$\sigma' = \sigma - P \quad (2)$$

Los esfuerzos efectivos son los que gobiernan la fractura del material. Pero experimentaciones demostraron que la cementación entre los granos no permite que la presión de poro contenga completamente la carga aplicada. Por eso fue introducido un factor de corrección, la constante poroelástica  $\alpha$ :

$$\sigma' = \sigma\alpha - P \quad (3)$$

Donde  $\alpha$  varía entre 0 y 1 pero tiene un valor típico de 0.7 para yacimientos de petróleo.

Figura 4. Esfuerzos efectivos actuando sobre la fractura apuntalada



**Fuente:** Modificado de HOLDITCH S.A. Petroleum Engineering Handbook: Hydraulic Fracturing, 2007.

Una importante conclusión de estas ecuaciones es que los valores de los esfuerzos los cuales controlan la propagación de las fracturas pueden cambiar cuando la presión del yacimiento se depleta durante la vida de producción. De ahí que los esfuerzos medidos durante el tiempo de vida pueden ser inválidos a medida que los campos maduran. Es decir, una fractura hidráulica creada después de un tiempo de vida del pozo, tiende a estar más confinada en la zona productora que un yacimiento fracturado tempranamente. Esto ocurre porque la presión en la zona productora tendría a decrecer debido a la producción de gas o aceite, mientras la presión y de aquí los esfuerzos In-Situ de las fronteras de Shale no pueden sufrir cambios.

Además de los esfuerzos In-Situ, son importantes otras propiedades mecánicas de las rocas en el diseño de tratamientos de fracturamiento hidráulico. La relación de Poisson  $\nu$ , se define como la relación de expansión lateral a la contracción longitudinal de una roca bajo la condición de un esfuerzo axial. El valor de la relación de Poisson, es utilizado en la  $p_{min} \approx \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_1 - \alpha p_p) + \alpha p_p + \sigma_{ext}$

(1, para convertir la componente del esfuerzo efectivo vertical en una componente del esfuerzo efectivo horizontal.

La teoría utilizada para calcular las dimensiones de la fractura se basa en la elasticidad lineal. Al aplicar esta teoría, el módulo de la formación es un parámetro muy importante. El módulo de Young  $E$ , está definido como la resistencia de la roca al ser sometida a esfuerzo uniaxial. El módulo de un material es la medida de la rigidez del material. Si el módulo es grande significa que la rigidez del material es alta. En fracturamiento hidráulico, una roca rígida resulta en fracturas más angostas. Si el modulo es bajo, las fracturas son más anchas. El módulo de una roca está en función de su litología, porosidad, tipo de fluido, entre otras variables.

#### **1.4 PRUEBAS DE INYECCIÓN**

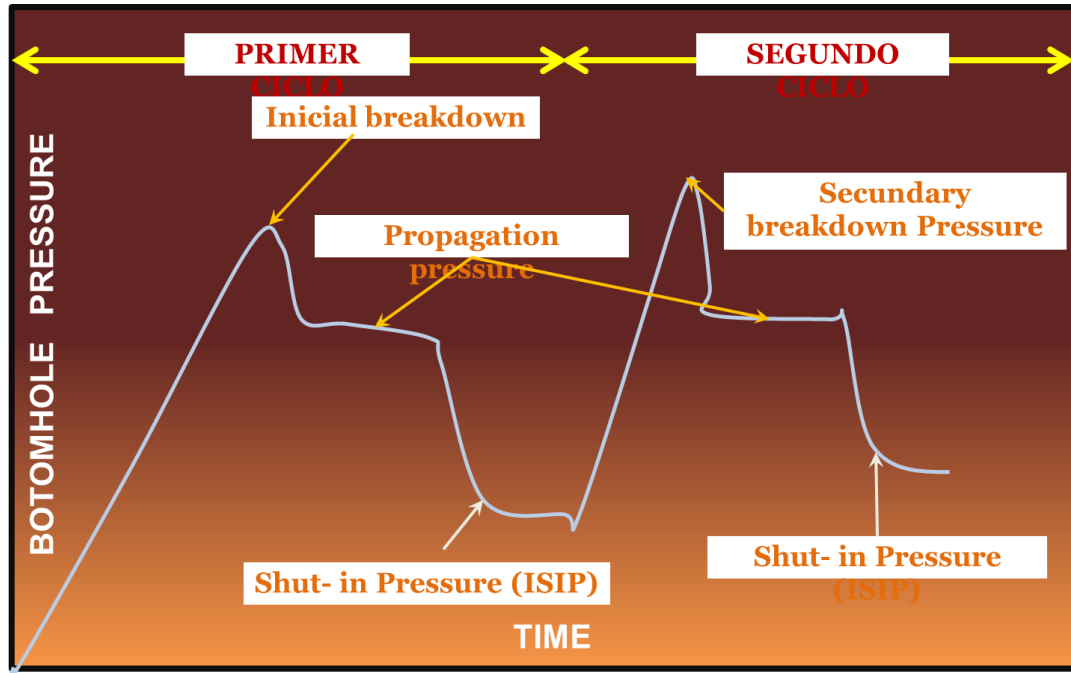
La técnica más fiable para medir los esfuerzos In-Situ, es mediante el bombeo de fluidos dentro del yacimiento, creando una fractura y midiendo la presión a la cual la fractura se cierra. Las pruebas de pozo utilizadas para medir el esfuerzo mínimo principal In-Situ son: Step-Rate Test, Mini frac Test y Step-Down test. Para la mayoría de los tratamientos de fracturamiento hidráulico, las pruebas de Mini frac y Step-Down son realizadas antes del tratamiento principal de fracturamiento. De tal forma se cuenta con información exacta para calibrar e interpretar las presiones medidas en el tratamiento. Las pruebas de esfuerzos In-Situ Step-Rate Test no son corridas para cada pozo; sin embargo, es necesario correr este tipo de pruebas en yacimientos o campos nuevos para ayudar a desarrollar las correlaciones requeridas que permitan optimizar los tratamientos en pozos posteriores.

**1.4.1 Prueba de esfuerzos In – Situ.** Una prueba de esfuerzos In-Situ puede ser una prueba de inyección (falloff). La prueba de esfuerzos In-Situ se realiza con pequeños volúmenes de fluido (unos cuantos barriles) y se inyecta a una tasa de inyección baja (10 gal/min), por lo general con empaques para minimizar los efectos de almacenamiento, en un pequeño número de perforaciones (entre 1 y 2 ft). El objetivo es bombear un fluido de baja densidad (agua o nitrógeno) a una tasa apenas suficiente para crear una pequeña fractura. Una vez la fractura ha sido abierta, las bombas se cierran y las presiones son registradas y analizadas para determinar cuando ocurre el cierre de la fractura.

El término “ presión de cierre de fractura” es sinónimo de esfuerzo mínimo In-Situ y esfuerzo mínimo horizontal. Cuando la presión en la fractura es mayor que la presión de cierre, la fractura está abierta. Cuando la presión en la fractura es menor que la presión de cierre de la fractura, la fractura se ha cerrado.

En la Figura 5, se pueden visualizar los datos típicos medidos en una prueba, se realizan múltiples pruebas para garantizar la repetitividad. Los datos obtenidos de una prueba de “inyección de falloff ” pueden ser analizados para determinar si la fractura se cierra.

Figura 5. Datos Típicos de una prueba de esfuerzos In-Situ



Fuente: Modificado de LARRY W. L. Petroleum Engineering Handbook. Editor-in-Chief, 2007.

**1.4.2 Pruebas Mini-Frac.** Las pruebas de mini-frac son realizadas para confirmar el valor de los esfuerzos In-Situ en la zona de fractura y las propiedades de pérdida del fluido de fractura. Una prueba de mini frac, es corrida con un fluido similar al fluido de fractura que será utilizado en el tratamiento principal. Varios cientos de barriles de fluido fracturante se bombean con el propósito de crear una fractura que será similar en altura a la fractura creada en el tratamiento principal. Después que la minifractura ha sido generada, las bombas se cierran y es monitoreada la declinación de la presión. La declinación de la presión puede ser utilizada para estimar la presión de cierre de la fractura y el coeficiente de pérdida del fluido total (leakoff). Los datos obtenidos de la prueba mini frac, pueden ser utilizados para cambiar el diseño del tratamiento principal, si se requiere.

**1.4.3 Pruebas Step-Down.** Para que una prueba de inyección de falloff se lleve a cabo exitosamente, es necesaria una limpieza entre el pozo y la fractura creada. El objetivo de una prueba de esfuerzos In-Situ y la prueba de mini-frac, es determinar la presión a la cual la fractura se genera como también la presión de cierre de la misma. Si se presenta una caída de presión excesiva cerca a la cara del pozo se debe a que existe una conectividad mínima entre la cara del pozo y la fractura, por lo que la interpretación de la prueba de esfuerzos In-Situ puede ser difícil. En formaciones naturalmente fracturadas, suelen crearse fracturas múltiples formando caminos tortuosos durante las pruebas de inyección.

Cuando se crean estos caminos tortuosos, la caída de presión en la región cercana a la cara del pozo puede ser muy alta, lo cual dificulta la interpretación de los datos de la prueba de falloff. Para determinar la causa de la caída de presión en esta región, es necesario correr una prueba de Step-Down.

Una prueba de Step-Down es bombeada justo antes del tratamiento mini-frac. Una prueba de Step-Down, es bombeada a tasa de fracturamiento con fluidos lineales, mediante la cual es posible conocer muy bien las pérdidas de presión por fricción. La presión en el fondo del pozo durante la inyección es una función de la presión neta de la fractura y la caída de presión cerca a la cara del pozo.

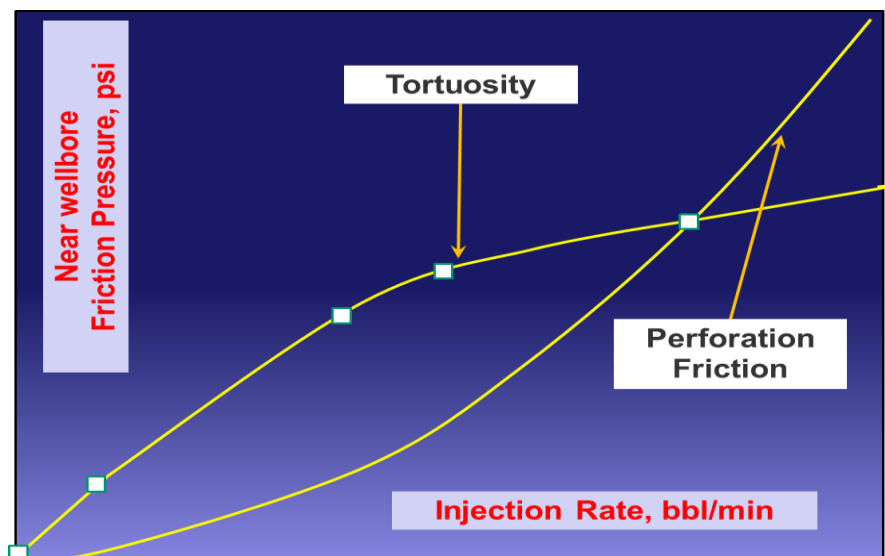
Para medir la caída de presión cerca a la cara del pozo, la presión neta de la fractura debe ser relativamente constante durante la prueba de Step-down. Para lograrlo, la prueba de Step-down se inicia inyectando en el pozo en periodos de 10 a 15 minutos. Experiencias han mostrado que, en algunos casos, la presión neta es relativamente estable después de 10 a 15 minutos de inyección. Entonces la tasa de inyección se “reduce en etapas” a una tasa de cero.

La tasa de inyección en cada etapa debe mantenerse constante durante aproximadamente un minuto, por tanto se puede medir la presión de inyección

estabilizada. La tasa de inyección debe aumentar el valor máximo a cero, en etapas de tres a cinco, en menos de 5 minutos. El objetivo de la prueba Step-down es medir la caída de presión cerca a la cara del pozo como una función de la tasa de inyección. La clave para el análisis de una prueba de Step-down está en que las dos causas principales de caída presión cerca a la cara del pozo, se distinguen con facilidad mediante el análisis de los datos, cuando la caída de presión cerca a la cara del pozo es causada por fricción en los perforados.

Una gráfica de la caída de presión contra la tasa de inyección dará una indicación clara de que está causando la caída de presión cerca a la cara del pozo. Esta situación se puede visualizar en la Figura 6, la cual es cóncava hacia arriba cuando la presión es dominada por la tortuosidad y cóncava hacia abajo cuando la presión es dominada por la fricción en los perforados.

Figura 6. Efecto de la tortuosidad y las perforaciones en las pérdidas de presión



Fuente: Modificado de LARRY W. L. Petroleum Engineering Handbook. Editor-in-Chief, 2007.

## 1.5 MODELAMIENTO DE LA GEOMETRÍA DE FRACTURA<sup>4</sup>

Una vez se ha iniciado la fractura, la inyección de fluido puede dar lugar a que la fractura se propague. La geometría de fractura creada puede ser aproximadamente modelada considerando las propiedades mecánicas de la roca, propiedades del fluido fracturante, las condiciones a las cuales el fluido es inyectado (tasa de flujo, presión), los esfuerzos y la distribución de los mismos en el medio poroso. En la descripción de la propagación de la fractura, se requieren dos leyes fundamentales:

- Ley de conservación del momentum, masa y energía.
- Criterio de propagación, es decir, que hace que el extremo de la fractura avance. Lo cual involucra interacciones de la roca, fluidos y distribución de energía.

Se han considerado tres modelos genéricos disponibles: el modelo en dos dimensiones (2-D), el modelo pseudo-tridimensional (P3D), y el modelo tridimensional (3D).

El modelo tridimensional, permite la propagación total de la fractura en tres dimensiones con flujo de fluidos total en dos dimensiones. Por otra parte, este modelo requiere un monto significativo de datos para justificar su uso, y son extremadamente intensivos en los cálculos. En la mayoría de los casos no se utilizan, sin embargo, para fracturas en pozos altamente desviados y horizontales, pueden requerir un modelamiento con los modelos 3D, debido a que la alineación de la fractura con la trayectoria del pozo, es probable que sea diferente con la

---

<sup>4</sup> Oilfield Review, "The source of Hydraulic Fracturing Characterization", Schlumberger, Winter 2005

dirección de propagación de la fractura, la cual debe ser normal al esfuerzo mínimo.

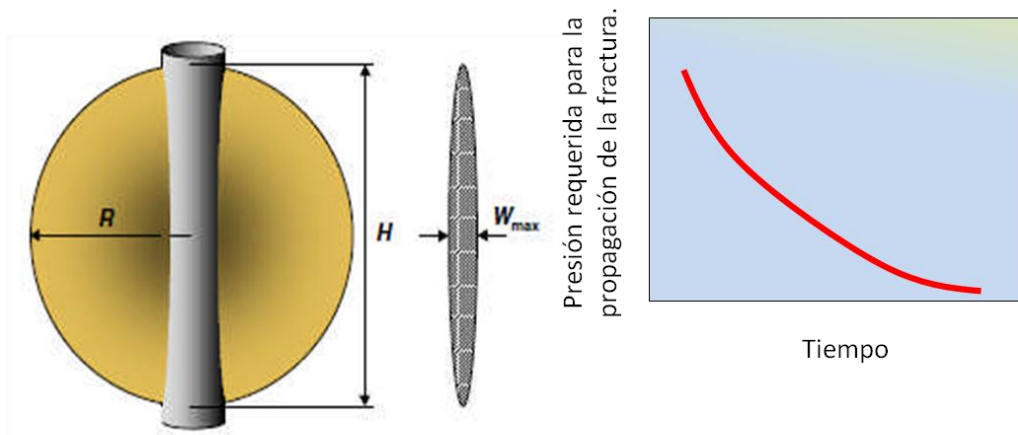
Los modelos de dos dimensiones son aproximaciones analíticas de forma cerrada, asumiendo constante y conocida la altura de la fractura. Los modelos de fractura 2D, fueron los primeros intentos de la industria para modelar matemáticamente el proceso de propagación de las fracturas.

En la actualidad son buenas aproximaciones, sin embargo, es importante aclarar lo siguiente: primeramente se deben entender los modelos 2-D para poder entender los modelos 3-D. Segundo, existen algunas circunstancias en las cuales los modelos 2-D pueden ser válidos. Esto incluye fracturamiento en capas de metano del carbón (GDK), y fracturamientos masivos en formaciones uniformes (radial).

Existen tres modelos principales; el modelo radial (Penny-Shaped), el modelo GDK (Kritianovitch y Zheltov, Geertsma y Deklerk, modificado por Daneshy) y el modelo PKN (Perkins and Kern, Nordgren).

**1.5.1 Modelo Radial.** Se han desarrollado varios modelos radiales, pero en cada uno se asume que la altura está directamente relacionada con la longitud de la fractura, es decir que,  $h_f = 2x_f = 2r_f$  el radio de la fractura. En la Figura 7, se ilustra el modelo radial, en el cual el ancho de la fractura es proporcional al radio.

Figura 7. Propagación de una fractura Radial



•Más apropiado cuando L=H

**Fuente:** Modificado de ECONOMIDES M.J., ET AL. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production, 2007.

El ancho de la fractura está dado por la siguiente expresión:

$$w_{max} = \frac{8(1-\nu^2)P_{net}R}{\pi E} \quad (4)$$

Donde,  $P_{net}$  es la presión neta,  $\nu$  es la razón de Poisson y  $E$  es el módulo de Young. En este modelo, el ancho y cualquier parte de la fractura es una función de la distancia entre el centro y el borde de la fractura de manera que:

$$w(r) = w_{max} \sqrt{1 - \left(\frac{r}{R}\right)^2} \quad (5)$$

$$\bar{w} = \frac{8}{15} w_{max} \quad (6)$$

De las ecuaciones anteriores podemos decir que:

$W_{max}$  es inversamente proporcional al módulo de Young. Esto significa que cuando la formación se endurece (es decir el módulo de Young se incrementa), la presión neta requerida para producir un ancho dado, se incrementa. Por tanto se toma más energía para producir ancho en una formación dura que en una formación suave.

$W_{max}$  es directamente proporcional a la mitad de longitud de fractura: si la mitad se duplica, el ancho también. Cabe notar que éste es el ancho creado, no el ancho final del propante empaquetado, que es un factor constituyente para el incremento de producción post-tratamiento. El ancho final del propante empaquetado siempre será igual o menor que el ancho creado, y es una función del volumen de propante por unidad de área de la fractura.

$W_{max}$  es relativamente no sensible a cambios en la razón de Poisson. Un incremento en  $\nu$  de 0.2 a 0.25 (un incremento del 25%) cambia el término  $(1-\nu^2)$  de 0.96 a 0.9375, un decrecimiento de solo 2.34%. Entonces, es menos importante tratar de conseguir valores exactos de  $\nu$ . Sin embargo,  $\nu$  puede tener un significativo efecto sobre la magnitud de los esfuerzos horizontales.

El modelo radial no tiene límites para el crecimiento en altura de la fractura. A medida que la fractura crece hacia afuera (en otras palabras cuando " $r$ " crece), también crece hacia arriba y hacia abajo en la cara del pozo, aumentando el valor de  $h$ . Este tipo de propagación puede presentarse en una formación uniforme sin variaciones verticales en las propiedades de la roca, y de allí no presentar barreras que intervengan en el crecimiento de la altura. También se presenta una situación similar para fracturas pequeñas, las cuales no tienen contacto con barreras tales como tratamientos de fractura para evitar daño en la formación.

El volumen de la fractura es obtenido del volumen de fluido bombeado dentro de la fractura, menos el volumen de fluido perdido. El volumen de fluido perdido es igual

al área de filtrado de la fractura ( $2\pi r^2$ ), de manera tal, que si la eficiencia del fluido es ( $n$ ), el volumen de fluido inyectado y  $Q, t, E, v$  y  $P_{net}$  son conocidos, ( $R$ ) se puede obtener mediante la siguiente expresión:

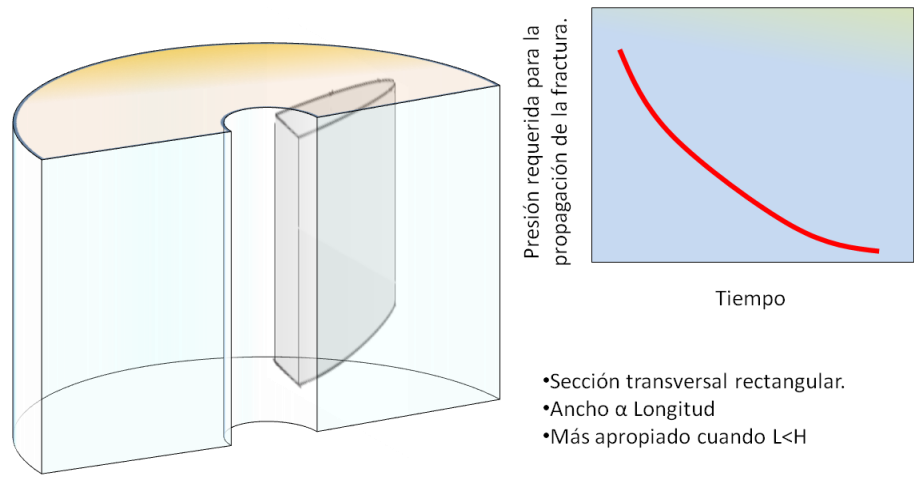
$$R = \sqrt[3]{\frac{3nQtE}{16(1-v^2)P_{net}}} \quad (7)$$

Donde,  $Q$  es la tasa promedio de bombeo y  $t$  es el tiempo de bombeo.

**1.5.2 Modelo de fractura GDK.** Este modelo fue originalmente desarrollado por Khristianovich y Zheltov en 1995, siendo más tarde modificado por Geertsma y Klerk (1969), Le Tirant y Dupuy (1967) y finalmente por Daneshy (1973). En este modelo, la altura de la fractura es fija y el ancho es proporcional a la longitud de la fractura. Este modelo también asume un ancho constante contra la altura y el deslizamiento en los límites de la formación. En la Figura 8, se ilustra el modelo GDK.

Este modelo también es conocido como KZD, Khristianovich y Zheltov – Daneshy. Al producir una fractura con altura constante, significa que debe haber un deslizamiento entre la formación que se está fracturando y las formaciones por arriba y por abajo. Esto es improbable, pero no imposible en algunas situaciones, especialmente en formaciones de carbón.

Figura 8. Modelo de la geometría de fractura GDK



**Fuente:** Modificado de ECONOMIDES M.J., ET AL. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production, 2007.

El ancho máximo está relacionado a la mitad de la longitud de la fractura  $L$ , mediante la siguiente expresión.

$$w_{max} = \frac{4(1-\nu^2)P_{net}L}{E} \quad (8)$$

Es de anotar que para una presión neta y longitud media de la fractura dada, el ancho máximo de una fractura GDK es mayor que el ancho máximo de una fractura radial por un factor de  $\frac{\pi}{2}$ .

El ancho promedio está dado por:

$$\bar{w} = \frac{\pi}{4} w_{max} \quad (9)$$

Por lo tanto, la longitud media de la fractura está dada por:

$$L = \sqrt{\frac{\eta Q t E}{2\pi(1-\nu^2)P_{net}H}} \quad (10)$$

Donde,  $\eta$  es la eficiencia de fluido,  $Q$  es la tasa promedio de bombeo y  $t$  es el tiempo de bombeo.

El modelo GDK, es un modelo girado 90° del modelo PKN, por tanto es particularmente aplicable a una geometría de fractura donde  $h_f \gg X_f$ . Este modelo no debe utilizarse donde se generan grandes longitudes de fractura.

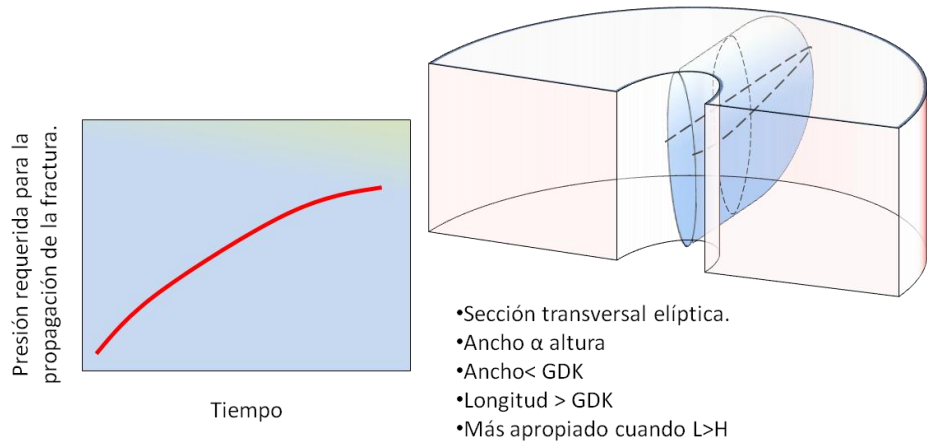
Como se puede ver en la Figura 8, la forma de la fractura GDK implica igual ancho a lo largo del pozo, en contraste a la forma elíptica (en el pozo) del modelo PKN. Este perfil de ancho, resulta en volúmenes de fractura mayores cuando se utiliza el modelo GDK en vez del modelo PKN para una longitud de fractura dada.

El ancho de la fractura promedio con el modelo GDK para fluido Newtonianos se determina mediante la siguiente expresión en unidades de campo (*in*):

$$\bar{\omega} = 0,29 \left[ \frac{q_i \mu (1-v^2) X_f^2}{G h_f} \right]^{\frac{1}{4}} \left( \frac{\pi}{4} \right) \quad (11)$$

**1.5.3 Modelo de fractura PKN.** Este modelo de fractura fue originalmente ideado por Sneddon (1946) y más tarde desarrollado por Perkins y Kern (1996), además del trabajo de Nordgr en (1972), Advanti (1985) y Nolte (1986). En este modelo, la altura de la fractura se asume constante. Sin embargo, esta vez no hay deslizamiento entre los límites de la formación, y el ancho es proporcional a la altura de la fractura. Esta situación se puede visualizar en la Figura 9.

Figura 9. Modelo de geometría de fractura PKN



**Fuente:** Modificado de ECONOMIDES M.J., ET AL. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production, 2007.

En este modelo, el ancho máximo está relacionado con la altura de la fractura, de manera que:

$$w_{max} = \frac{2(1-\nu^2)P_{net}H}{E} \quad (12)$$

Mientras que el ancho promedio de la fractura, está dado por la siguiente expresión:

$$\bar{w} = \frac{\pi}{5} w_{max} \quad (13)$$

De esta forma la altura de la fractura y el ancho son constantes a la longitud de la fractura. La longitud media de la fractura puede ser determinada por un método similar al utilizado para el modelo GDK:

$$L = \sqrt{\frac{5\eta Q t E}{4\pi(1-\nu^2)P_{net}H^2}} \quad (14)$$

El modelo PKN tiene una forma elíptica al pozo. El ancho máximo está en el centro de la elipse, con ancho de cero en el tope y en el fondo. Para un fluido Newtoniano el ancho máximo, cuando la longitud media de la fractura es igual a  $X_f$ , está dado por:

$$\omega_{max} = 2,31 \left[ \frac{q_i \mu (1-\nu) X_f}{G} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (15)$$

Donde,  $q_i$  es la tasa de inyección,  $\mu$  es la viscosidad aparente del fluido,  $\nu$  es la relación de Poisson y  $G$  es el módulo elástico de esfuerzo de corte el cual está relacionado con el módulo de Young  $E$ , dado por la siguiente expresión:

$$G = \frac{E}{2(1-\nu)} \quad (16)$$

La ecuación de ancho máximo  $\omega_{max}$ , es particularmente muy utilizada para entender la relación entre el ancho de la fractura, variables de tratamiento y propiedades de la roca. La relación de la raíz cuadrada implica que para duplicar el ancho, la viscosidad del fluido fracturante (o la tasa de inyección), deben ser incrementados en un factor de 16. Esto nunca es factible ni deseable. Doblando la viscosidad con todo el potencial asociado, daño permanente en el propante empaquetado, puede resultar en un 19% de incremento del ancho de la fractura. Por tanto, las variables del tratamiento solo tienen un impacto moderado sobre el ancho de la fractura. Si se incrementa la tasa o la viscosidad, también resultará en un incremento de la presión neta con potencial no deseado de crecimiento de la altura de la fractura.

Las propiedades de la roca tienen un mayor impacto sobre el ancho de la fractura. El módulo de Young en rocas de yacimiento comunes, puede variar en casi dos órdenes de magnitud, de  $10^7$  para arenas compactas y profundas a  $10^5$  psi en diatomitas, carbón y calizas blandas. La diferencia en el ancho de la fractura entre

estos extremos será de más de 2,25 veces. Esto implica que las rocas sólidas, donde el módulo de Young es grande para un volumen dado de fluido inyectado, pueden resultar en fracturas anchas pero muy cortas. Este es uno de los fenómenos donde el estado natural ayuda al éxito del fracturamiento hidráulico, donde los yacimientos de baja permeabilidad que requieren fracturas largas, usualmente tienen valores del módulo de Young muy altos.

No siempre es verdadero, ya que bajos módulos de Young no están necesariamente asociados a formaciones de alta permeabilidad, aun cuando se presenta algunos casos.

La geometría de fractura elíptica del modelo PKN, conduce a una expresión para el ancho promedio de un factor geométrico, dando como resultado una expresión de la siguiente forma:

$$\bar{\omega}_{max} = 0,3 \left[ \frac{q_i \mu (1-\nu) X_f}{G} \right]^{\frac{1}{4}} \left( \frac{\pi}{4} \gamma \right) \quad (17)$$

El factor  $\gamma$ , es aproximadamente de 0,75, donde  $\bar{\omega}$  es calculado en pulgadas (in),  $q_i$  está en bpm,  $\mu$  en centipoises,  $X_f$  en ft y  $G$  en psi.

El modelo de geometría de fractura PKN, fue utilizado por muchos años como estándar, hasta el surgimiento de los simuladores de fractura 3D y un mejor entendimiento de los mecanismos de propagación de la fractura.

La expresión para el ancho máximo de la fractura con un fluido No-Newtoniano mediante el modelo PKN, se expresa de la siguiente manera en unidades de campo:

$$w_{max} = 12 \left[ (13,6)(n' + 1) \left( \frac{2n'+1}{n'} \right)^{n'} (0,007)(0,093)^{n'} \right]^{\frac{1}{(2n'+2)}} \left( \frac{q_i^{n'} k' h_f^{1-n'}}{E} \right)^{\frac{1}{(2n'+2)}} \quad (18)$$

Donde,  $w_{max}$  está en pulgadas. El ancho promedio puede ser calculado, multiplicando el  $w_{max}$  por  $\frac{\pi}{4} \gamma$ . Las cantidades  $n'$  y  $k'$  son ley de potencia y las propiedades reológicas del fluido fracturante.

## 1.6 ADITIVOS Y FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

Para crear una fractura, un fluido es bombeado a tasas altas dentro de la cara del pozo para aumentar la presión en la cara de la formación y los perforados a un valor mayor que la presión de ruptura de la formación. La presión de ruptura por lo general considera la suma de los esfuerzos In-Situ y la resistencia tensil de la roca. Una vez que la formación se rompe se crea una fractura, la cual es generada a un presión conocida como presión de propagación de la fractura. La presión de propagación de la fractura es igual a la suma de los esfuerzos In-Situ, más la caída de la presión neta, además de la caída de presión en la cara del pozo. La caída de la presión neta es igual a la caída de presión en la fractura como resultado del flujo del fluido viscoso dentro de la misma, además de cualquier aumento de presión a causa de los efectos de punta.

La caída de presión en la cara del pozo, puede ser una combinación de la caída de presión entre el flujo del fluido viscoso a través de los perforados o la caída de presión resultante de la tortuosidad entre la cara del pozo y la propagación de la fractura. De este modo las propiedades del fluido de fracturamiento son muy importantes en la creación y propagación de la fractura.

**1.6.1 Propiedades de un fluido fracturante.** El fluido de fracturamiento ideal debe ser compatible con la formación y sus fluidos, generar una caída de presión suficiente para crear un ancho de fractura, debe ser capaz de transportar el agente de sostén dentro de la fractura, que pueda ser retirado luego del tratamiento y ser rentable. La familia de fluidos fracturante disponibles, consisten en fluidos a base de agua, fluidos base aceite, fluidos base acida y tipo espuma. En la Tabla 2 se visualiza una lista de fluidos de fracturamiento disponibles y el uso general de cada uno. Para la mayoría de los yacimientos, los fluidos base agua con aditivos apropiados son los mejores. En algunos casos, las espumas generadas con  $N_2$  o  $CO_2$  son exitosamente utilizados para estimulación de zonas poco profundas de baja presión.

La viscosidad del fluido es también muy importante, ya que este debe ser lo suficientemente viscoso, normalmente de 50 a 1000 *cp*, como para crear anchos de fractura entre 0,2 - 1,0 *in*, como también de transportar el agente de sostén dentro de la fractura de cientos a miles de pies. Otra característica muy importante es su densidad, de esta manera los fluidos base agua tienen densidades de 8,4 ppg, las densidades de los fluidos base aceite serán del 70% al 80% de las densidades del fluidos base agua. Las densidades de los fluidos tipo espuma pueden ser sustancialmente menores que los fluidos base agua. En yacimientos de baja presión, los fluidos de baja densidad como las espumas, pueden ser utilizados para ayudar como fluidos de limpieza.

Un principio fundamental utilizado en todos los modelos de fractura es que " el volumen de fractura es igual al volumen total del fluido que se inyecta menos el fluido que sale del yacimiento". La eficiencia del fluido es el porcentaje de fluido que encuentra en la fractura en algún momento en el tiempo, cuando es comparado con el total inyectado en el mismo momento en el tiempo.

Tabla 2. Tipos de fluidos de fracturamiento y sus condiciones de uso

FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO Y SUS CONDICIONES DE USO			
FLUIDO BASE	TIPO DE FLUIDO	COMPOSICIÓN PRINCIPAL	UTILIZADO EN
Agua	Linear	Guar, HPG, HEC, CMHEC	Fracturas cortas, temperatura bajas
	Reticulados (Crosslinked)	Crosslinked + Guar, HPG, CMHPG/ CMHEC	Fracturas largas, altas temperaturas
	Micelar	Electrolitos y surfactantes	Fracturas de longitud moderada, temperaturas moderadas
Espuma	Base agua	Espumante +N <sub>2</sub> /CO <sub>2</sub>	Formaciones de baja presión
	Base ácida	Espumante +N <sub>2</sub>	Presiones bajas, formaciones de carbonatos
	Base alcohol	Metanol + espumante + N <sub>2</sub>	Presiones bajas, formaciones sensibles al agua
Aceite	Lineal	Agente gelificante	Fracturas cortas, formaciones sensibles al agua
	Reticulados (Crosslinked)	Agente gelificante + Crosslinked	Fracturas largas, formaciones sensibles al agua
	Emulsión de agua	Agua + aceite + emulsionante	Fracturas de longitud moderada, buen control de pérdidas de fluido
Ácido	Lineal	Guar/HPG	Fracturas cortas, formaciones de carbonatos
	Reticulados (Crosslinked)	Crosslinked + Guar/HPG	Fracturas largas y anchas, formaciones de carbonatos
	Emulsión de aceite	Ácido + aceite + emulsionante	Fracturas de longitud moderada, formaciones de carbonatos

**Fuente:** Modificado de ECONOMIDES M.J., ET AL. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production, 2007.

El concepto de pérdidas de fluido es utilizado para determinar el área de la fractura. Si hay mucha pérdida de fluido (leakoff), el fluido tiene una eficiencia de

10% a 20%, y el volumen de la fractura creada será de solo una pequeña fracción del fluido inyectado. Sin embargo, si la eficiencia del fluido es muy alta entre 80% y 90%, la fractura no se cerrará de forma rápida luego del tratamiento. Idealmente, un fluido con eficiencia del 40% al 60%, proporcionará un equilibrio óptimo entre la fractura creada y el cierre de la fractura después del tratamiento.

En la mayoría de los yacimientos de baja permeabilidad, la pérdida del fluido de fractura y la eficiencia es controlada por la permeabilidad de la formación. En formaciones de alta permeabilidad, un aditivo para pérdidas de fluido es adicionado para reducir el (leakoff) y mejorar la eficiencia del fluido. En formaciones naturalmente fracturadas, el leakoff puede ser extremadamente alto con eficiencias en el rango de 10% al 20% o menos. Para el tratamiento en formaciones naturalmente fracturadas, se considera que el fluido debe ser bombeado a altas tasas de inyección con aditivos para el control de pérdida de fluido.

**1.6.2 Aditivos de los fluidos de fractura.** Los aditivos para un fluido polimérico base agua se describen brevemente continuación: los polímeros se utilizan para viscosificar el fluido; se utilizan reticulantes para cambiar la viscosidad del fluido a un fluido pseudoplástico; los biocidas se utilizan para matar las bacterias en el agua; los buffers se utilizan para controlar el pH del fluido de fractura; los surfactantes se utilizan para minimizar la tensión de superficie; los aditivos para pérdida de fluidos se utilizan para disminuir el (leakoff) en la formación; los estabilizadores son utilizados para mantener la viscosidad del fluido a alta temperatura; los rompedores son utilizados para romper los polímeros a baja temperatura. En la tabla 3, se presenta información adicional sobre los aditivos.

Tabla 3. Resumen de aditivos químicos en los fluidos de fracturamiento

TIPO DE ADITIVO	FUNCIÓN	PRODUCTOS TÍPICOS
Biocidas	Destruye bacterias	Carbonato Glutraldehído
Rompedor	Reduce la viscosidad del fluido	Acido, oxidante, rompedor de encimas
Regulador	Control de Ph	Bicarbonato de sodio, ácido fumárico
Estabilizador de arcilla activa (Clay)	Prevenir el hinchamiento de arcillas activas	KCL, NHCL, sustitutos de KCL
Agente de difracción	Difractar el flujo del fluido	Sellos de bolas, roca salina, ácido bórico en escamas
Aditivos para pérdidas de fluido	Mejorar la eficiencia del fluido	Diesel, partículas, arena fina
Reductor de fricción	Minimizar la fricción	Polímeros aniónicos
Controlador de hierro	Mantiene el hierro en solución	Ácido acético y cítrico
Surfactante	Reducir la tensión superficial	Fluorocarbono, no iónicos
Estabilizador de gel	Reducir la degradación térmica	MEOH, Tiosulfato de sodio

**Fuente:** Modificado de ECONOMIDES M.J., ET AL. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production, 2007.

La empresa operadora, contrata a una empresa de servicios para mezclar y bombear el tratamiento de fractura.

Cada compañía de servicios tiene su propio departamento de investigación para el desarrollo de fluidos y aditivos de fractura, de manera que no hay una regla que se pueda utilizar para seleccionar los aditivos específicos para el tratamiento de fractura, sin consultar primeramente con la compañía de servicios que mezcla y bombea los fluidos dentro del pozo. Algunas veces, se deben llevar a cabo pruebas piloto sobre los fluidos de fractura, para tener la certeza de que todos los aditivos trabajaran correctamente a la temperatura del yacimiento y durante toda la operación del tratamiento.

## 1.7 AGENTES DE SOSTÉN

Los agentes de sostén (propante) son requeridos para mantener la fractura abierta, una vez las bombas son apagadas y la fractura inicie el cierre. El agente ideal de sostén debe ser: fuerte, resistente al aplastamiento (crushing), resistente a la corrosión, tener una baja densidad, fácilmente disponible y a bajo costo. Los productos que mejor responden a estas características deseadas son: arena sílice, arena recubierta de resinas (RSC), y los propantes cerámicos.

**1.7.1 Tipos de propantes.** La arena sílice se obtiene de la minería de arena, existen varias fuentes en los Estados Unidos. La arena debe ser probada para garantizar que tiene la suficiente resistencia a la compresión y puede ser utilizada en cualquier situación específica. Generalmente, este tipo de arena es utilizada para apuntalar fracturas abiertas en formaciones poco profundas. Esta arena es mucho más económica por pulgada que la RSC o los propantes cerámicos.

La arena RSC, es más resistente que la arena sílice y es utilizada donde se requiere mayor esfuerzos compresivos para minimizar el efecto de aplastamiento del propante. Algunas resinas pueden ser utilizadas para formar un empaquetamiento más consolidado dentro de la fractura, lo cual ayuda a eliminar el flujo del propante de regreso hacia la cara del pozo. La arena RSC, tiene un costo mayor que la arena sílice, pero tiene una densidad efectiva menor a la de la arena de sílice. Los propantes cerámicos, consisten en bauxita sintética, (ISP) propante de resistencia intermedia, y propante de peso ligero (LWP). La resistencia de un propante cerámico es proporcional a su densidad. También, los propantes de alta resistencia como la bauxita sintética, tiene un costo mayor que la RSC y la LWP. Los propantes cerámicos, son utilizados para estimular pozos con profundidades mayores a 8000 ft, donde los esfuerzos In-Situ pueden generar grades presiones sobre el agente propante.

**1.7.2 Factores que afectan la integridad del propante.** La conductividad de la fractura es el producto del ancho de la fractura apuntalada y la permeabilidad del propante. La permeabilidad de los agentes de sostén más comunes (arena, RCS, y propantes cerámicos) varían entre de 100 y 200 Darcys cuando el propante no está sometido a esfuerzos.

Sin embargo la conductividad de la fractura se reducirá durante la vida del pozo, debido a que los esfuerzos aumentan sobre el material de sostén, efecto sobre la resistencia del propante, aplastamiento del propante y daño resultante del gel residual o aditivos de pérdida del fluido. El esfuerzo efectivo sobre el agente de sostén es la diferencia entre los esfuerzos In-Situ y la presión fluyendo en la fractura, situación que se ilustra en la Figura 10. A medida que el pozo produce, el esfuerzo efectivo sobre el agente de sostén normalmente aumentará, debido a que la presión de fondo fluyendo de pozo irá disminuyendo.

Sin embargo, los esfuerzos In-Situ disminuirán con el tiempo a medida que disminuye la presión del yacimiento.

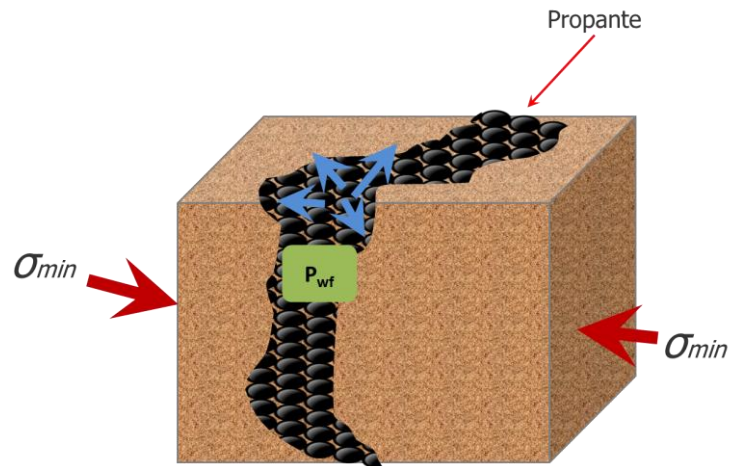
El propante que se logra emplazar dentro de la fractura queda sometido a esfuerzos luego que la fractura se cierra. Este esfuerzo de cierre de fractura es igual al esfuerzo mínimo In-Situ donde:

$$\sigma'_h = \sigma_h - P_{frac} \quad (19)$$

Donde  $P_{frac}$  es la presión del fluido dentro de la fractura.

Dependiendo de las propiedades del propante y la resistencia de la formación, el efecto del cierre de la fractura puede resultar en algunas de las siguientes alteraciones del propante (Ver Figura 11).

Figura 10. Esfuerzos efectivos sobre el material propante




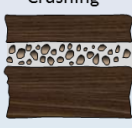



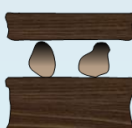






Fuente: Los Autores.

- El crushing de los granos de propante pueden reducir la permeabilidad del propante y por ello reducir la conductividad de la fractura.
- La deformación de propantes livianos puede reducir el ancho de la fractura, y por ello la conductividad de la fractura.
- El embedment del propante en la pared de la fractura puede generar una reducción futura de la conductividad de la fractura.

El resultado de la conductividad de la fractura es un resultado de la combinación de la calidad (tipo) de propante y las propiedades de la formación. Las arenas de baja calidad pueden presentar crushing con bajos esfuerzos (< 200 psi); propantes como la bauxita pueden soportar esfuerzos hasta de 10000 psi. Los altos esfuerzos sobre el propante pueden ser experimentados cuando el yacimiento es depletado bajo producción para crear una fractura, el fluido se inyecta a tasas y presiones altas en el intervalo de interés.

Figura 11. Comportamiento del propante sometido a esfuerzos

Rocas Fuertes	Sin Presión de cierre	Granos de arena 	Propantes débiles 	Propantes fuertes 
	Aplicando Presión de cierre	Crushing 	Deformación 	Poco Embedment 
Rocas Débiles	Sin Presión de cierre	Granos de arena 	Propantes débiles 	Propantes fuertes 
	Aplicando Presión de cierre	Crushing y Embedment 	Deformación 	Mayor Embedment 

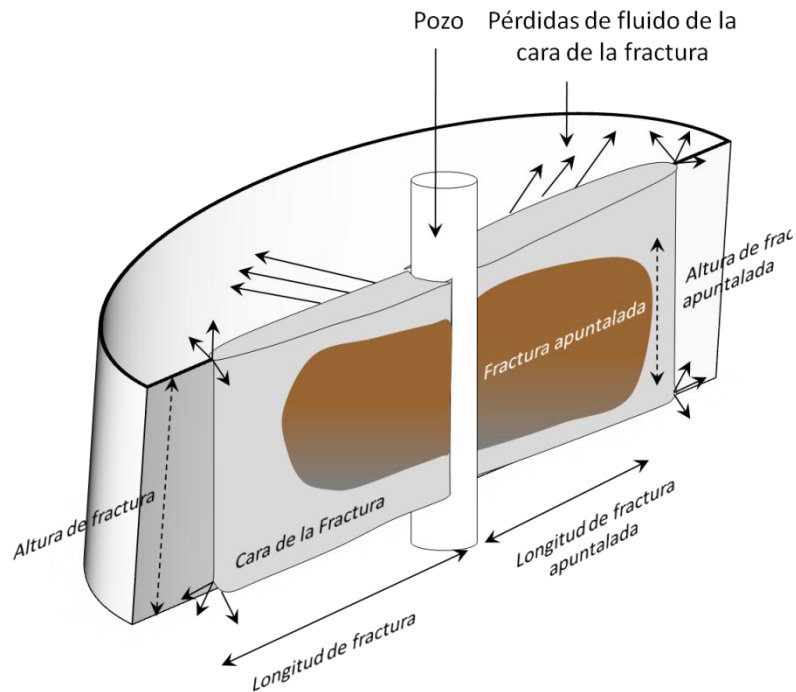
Fuente: Modificado de Hydraulic Fracturing. Production Technology, 2004.

El flujo del fluido viscoso dentro de la fractura y los efectos de punta, generan la presión neta necesaria para crear el perfil de ancho y altura de fractura. El volumen de fluido afectará la longitud de la fractura creada, sin embargo sin el bombeo del agente de sostén dentro de la fractura, esta se cerrará tan pronto finalice el tratamiento.

El flujo de aceite y gas de la formación en la fractura depende de las dimensiones de la fractura apuntalada. Las características realmente importantes de una fractura son, el ancho apuntalado, la altura y la distribución de la longitud; por tanto las condiciones de transporte del propante son muy importantes en el diseño de un tratamiento de fracturamiento hidráulico. La Figura 12, ilustra la diferencia entre las dimensiones de una fractura creada y una fractura apuntalada.

### 1.7.3 Creación de la fractura apuntalada.

Figura 12. Dimensiones de la fractura creada y la fractura apuntalada

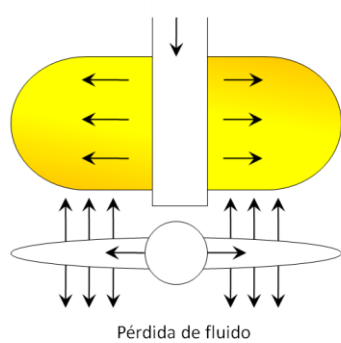


Fuente: Modificado de Hydraulic Fracturing. Production Technology, 2004.

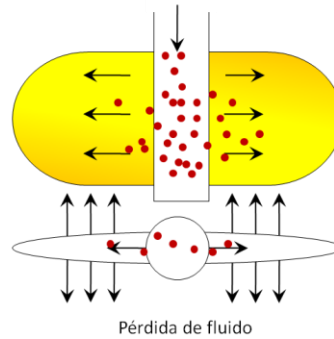
En la Figura 13 se resumen las etapas principales del proceso de creación de una fractura hidráulica. Inicialmente (Figura 13 **(a)**) se crea una fractura de dimensiones apropiadas mediante un fluido de fractura llamado 'pad'. Los fluidos de fracturamiento más comunes son geles poliméricos a base de agua y de alta viscosidad, los cuales presentan propiedades reológicas no Newtonianas y propiedades especiales de pérdidas de fluido. Frecuentemente el pad es precedido por un fluido de sacrificio llamado pre-pad, el cual es de baja viscosidad y se usa para generar parte de la pérdida de fluido y reducir costos. Generalmente, cerca del 50-80% del fluido total que es bombeado se pierde en la formación mientras que solo el 20-50% crea el volumen de la fractura.

Las partículas de propante son agregadas al fluido de fractura (Figura 13 **(b)**) en bajas concentraciones una vez el espesor de la fractura es suficiente para permitir que el propante penetre la fractura sin causar un Screenout; y la longitud de fractura sea cercana a la longitud deseada en el diseño.

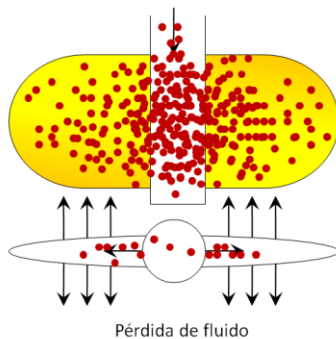
Figura 13. Proceso de creación de una fractura hidráulica apuntalada



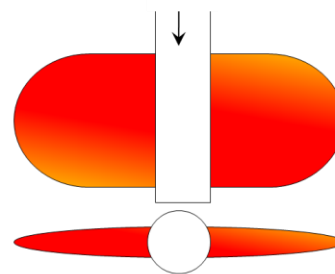
(a) El Pad crea la fractura. La pérdida de fluido limita la tasa de creación de longitud de fractura.



(b) Inyección del Slurry (fluido + propante). El propante se desplaza hacia la punta de la fractura. La longitud de la fractura continúa aumentando.



(c) Detención de la inyección cuando el propante alcanza la punta de la fractura. La pérdida de fluido continúa.



(d) La fractura se cierra sobre el propante. El pozo está listo para la producción después que la viscosidad del fluido se ha degradado.

Fuente: Modificado de Hydraulic Fracturing. Production Technology, 2004

La concentración del propante se incrementa a medida que finaliza el trabajo con concentraciones de propante tan altas como del 40% del volumen que está siendo bombeado, asegurando una mayor uniformidad y que se alcance la concentración final del propante dentro de la fractura. Esto ocurre porque la baja concentración del propante en el slurry bombeado inicialmente puede llegar a ser más

concentrado a medida que se desplaza a la punta de la fractura cuando el fluido se pierde hacia la formación. La decantación del propante más denso también ocurriría debido a la influencia de la gravedad. Este proceso puede continuar hasta que inicie el cierre de la fractura.

El slurry en el wellbore se está desplazando a los perforados hasta que la inyección de fluido para. Normalmente se detiene la inyección al mismo tiempo que el primer propante alcanza la punta de la fractura. Podría ser mínimo el efecto de la estimulación del tratamiento de fracturamiento si el volumen final de slurry es desplazado lejos del wellbore, es decir, el pozo pierde comunicación directa con la fractura hidráulica (Figura 13 **(c)**). Sin embargo, un bajo desplazamiento del slurry puede dejar grandes cantidades de propante en el wellbore al final del tratamiento. Este propante puede ser removido por una limpieza especial o un trabajo de workover.

Las pérdidas de fluido continúan durante todo el tratamiento y la fractura se cierra sobre el propante. La degradación de la viscosidad del fluido ayuda a su recuperación antes de poner a producir el pozo.

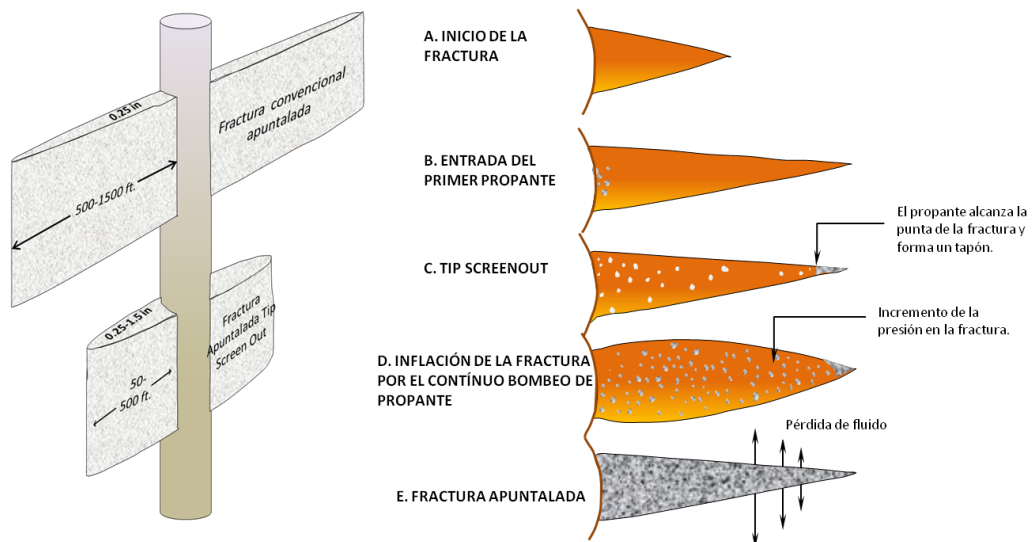
## **1.8 TÉCNICA TIP SCREEN OUT (TSO)**

Las técnicas convencionales de fracturamiento hidráulico son aplicadas a yacimientos de baja permeabilidad donde la geometría deseada debe ser fracturas largas y angostas. El ancho de la fractura creada en el wellbore depende de la longitud de fractura creada y de la conformidad de la roca (fracturas más largas son también más anchas), mientras el ancho de la fractura apuntalada depende de la concentración del propante en el slurry (más alta concentración del propante podría generar un mayor ancho apuntalado.)

La capacidad tecnológica del fracturamiento hidráulico ha sido extendida a formaciones más blandas (las cuales tienen de media a alta permeabilidad). Esto involucra el diseño de tratamientos de fracturamiento hidráulico para crear a propósito un Tip Screen Out (TSO) temprano. Este proceso comprende el bombeo de Slurry aun tiempo temprano durante el tratamiento. Cuando la primera cantidad de propante llega a la punta de la fractura esta crea un 'puente' o un tapón de propante en la punta de la fractura (el TSO).

El tapón de propante tiene relativamente una caída de presión alta comparada con la de la fractura. Esta disminución de presión actúa sobre la punta de la fractura así que el crecimiento adicional de la longitud de la fractura se detiene y el crecimiento del ancho de la fractura puede seguir proveyendo el volumen de fractura extra para la acomodación de algún volumen adicional de Slurry inyectado en la fractura. Esto resulta en un incremento de la presión de propagación de la fractura ya que la fractura no está incrementando en longitud.

Figura 14. Inflación de la fractura con la técnica TSO



Fuente: Modificado de Hydraulic Fracturing. Production Technology, 2004

La historia de un tratamiento de fractura TSO se presenta en la Figura 15. El tratamiento procede de la siguiente manera:

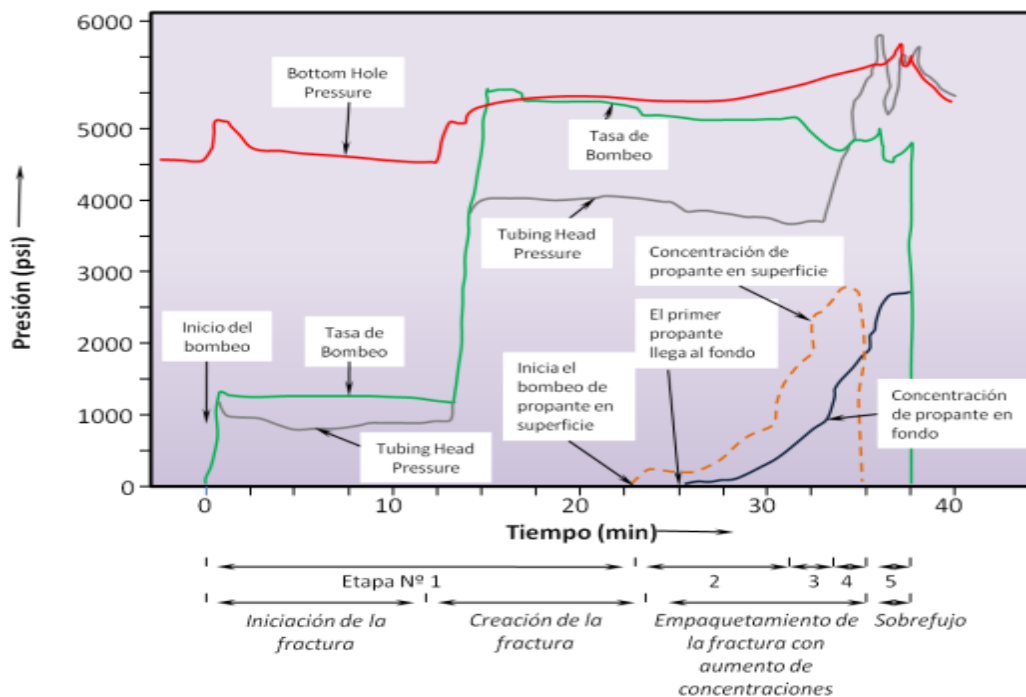
1. El fluido de fracturamiento usado fue de baja concentración (40 lb/1000 gal) de polímero HP Gcrosslinkeado.
2. El tratamiento comenzó con una tasa de bombeo de 5 bbl/min. La reapertura de la fractura fue confirmada por un pico en la presión de fondo del pozo, seguida de un decrecimiento lento a medida que la fractura se extiende en longitud.
3. Después de 13 minutos la tasa de bombeo fue incrementada a 25 bb/min, con un correspondiente aumento en la presión del tratamiento. Un mayor incremento fue observado en la superficie ya que el aumento de la tasa de bombeo da paso a cerca de 3000 psi de caída de presión friccional a través del tubing.
4. El bombeo del Slurry empezó luego de 23 minutos con el primer volumen de propante llegando después de 3 minutos. La presión de fondo llegó a incrementarse después de 28 minutos. La presión en la cabeza del tubing HTP, cae entre los 28 y 30 minutos porque el slurry que contiene el propante es más denso que el gel de fracturamiento arriba.
5. El bombeo de las concentraciones más altas de propante (etapa 3), llega a los 30 minutos. La presión de fondo de pozo continúa aumentando modestamente mientras la presión en la cabeza del tubing presenta un alto incremento de la presión después de 33 minutos- el slurry más denso tiene un incremento de viscosidad comparado con el gel crosslinkeado.

6. Se bombeó la etapa final de propante (etapa 4) y se emplazó en los perforados (etapa 5).

Este ejemplo muestra que la etapa crucial de este fracturamiento ocupa un periodo de tiempo muy corto. El 67% del propante es bombeado en sólo 5 minutos de tiempo. Además, el tratamiento total toma sólo unos 40 minutos.

Figura 15. Programa e historia de bombeo de un tratamiento de estimulación hidráulica TSO.

ETAPA	FLUIDO	VOLUMEN (GAL)	CONCENTRACIÓN DEL PROPANTE (LB/GAL)	PROPANTE BOMBEADO ACUMULADO (LB)
1	Gel de Fracturamiento	15000	0	----
2	Slurry diluido	7000	0-4	16000
3	Slurry concentrado	3500	4-12	36000
4	Slurry muy concentrado	1000	12	48000
5	Overflush	1800	0	----



Fuente: Modificada de Hydraulic Fracturing. Production Technology, 2003

**1.8.1 TSO y el fracturamiento convencional.** Cuando un fracturamiento hidráulico es realizado en una formación de baja permeabilidad se considera un tratamiento convencional en donde la fractura deseada debe ser larga y angosta. Una técnica TSO es realizada para obtener fracturas cortas y anchas necesarias en yacimientos de alta permeabilidad. La fractura TSO puede utilizar hasta el 5% de la cantidad de propante y el 10% de fluido utilizado en un fracturamiento convencional. Estas diferencias entre los dos tipos de tratamientos están resumidas en la Tabla 4.

Tabla 4. Comparación entre un fracturamiento convencional y un TSO

TIPO DE FRACTURA	CONVENCIONAL	TIP SCREEN OUT
DESCRIPCIÓN	Largas y delgadas (baja conductividad)	Cortas y anchas (alta conductividad)
ANCHO ( <i>in</i> )	>0.25	0.25-1.5
LONGITUD ( <i>ft</i> )	500-1500	50-500
CONCENTRACION DEL PROPANTE ( <i>lb/ft<sup>2</sup></i> )	0.5-2	4-12

Fuente: Modificado de Hydraulic Fracturing. Production Technology, 2004

**1.8.2 Aplicaciones de un fracturamiento TSO.** La técnica de fracturamiento TSO es hoy en día un recurso tecnológico para su ejecución en diferentes áreas. Entre estas tenemos:

- Control de Arena. El empaquetamiento con grava y el fracturamiento son combinados dentro de una sola operación. Además, un gran número de campos han sido probados exitosamente en la cual sólo el fracturamiento ha sido reportado como controlador de la producción de arena. Los resultados fueron atribuidos a la reducción de las velocidades de flujo asociadas con la fractura TSO comparada con completamientos tradicionales.

- Alternativa de Acidificación matricial. Se puede usar una estimulación matricial para bypasear el daño en la formación cerca del wellbore. El éxito de la acidificación matricial requiere el conocimiento del daño a la formación para seleccionar la formulación ácida óptima. En contraste, el fracturamiento TSO tiene la ventaja que es independiente del tipo de daño a la formación. Este tipo de tratamiento es llamado “skinfrac”.
- Incremento de las Reservas en las arenas laminadas. El completamiento en arenas finamente laminadas son problemáticas ya que existe una probabilidad alta de que la densidad de los perforados no sea suficiente para contactar toda la zona que contiene hidrocarburo. La producción mediante una fractura TSO puede asegurar que el recobro de hidrocarburo sea alcanzado en todas las zonas.
- Producción de aceite de media viscosidad de formaciones de baja permeabilidad. El incremento de la tasa de producción que se alcanza aplicando fracturamiento TSO, puede mejorar suficientemente el flujo de caja y el desarrollo económico de los campos. Una alternativa posible para el desarrollo de este escenario es el uso de pozos horizontales para incrementar las tasas de flujo al pozo o combinar las dos tecnologías
- Migración de finos. Es provocado por las altas velocidades de flujo debido al influjo radial dentro de un pozo perforado. Las velocidades de flujo son reducidas y de esta forma evita el daño a la formación, mediante el flujo lineal asociado con un pozo fracturado. Similarmente el daño a la formación que son causados por las reducciones de presión puede ser evitados ya que el mejoramiento del flujo al pozo incrementará la presión de flujo de fondo de pozo.

## **2. METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN Y EVALUACIÓN BASADO EN EL DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA<sup>5</sup>**

### **2.1 OPTIMIZACIÓN FÍSICA BASADA EN EL DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA**

El surgimiento del Fracturamiento en formaciones de alta permeabilidad y el concepto de Diseño Unificado de Fractura (UFD) dio lugar a dos nociones importantes:

- En primer lugar, no hay diferencia entre yacimientos de alta y baja permeabilidad en términos de obtención de beneficios por causa de la estimulación. Simplemente se deben resolver temas de ejecución apropiada.
- En segundo lugar, y lo más importante, es que para cualquier masa de propano que vaya a inyectarse en cualquier pozo, existe solo una geometría de fractura que puede maximizar la producción. Esta geometría, consistente en la longitud y el ancho de fractura adecuados, que pueden ser determinadas para la optimización física (siendo la altura una variable secundaria), y si esto ocurre, puede darse como resultado un índice de productividad máximo. Todas las demás configuraciones darán como resultado valores de productividad más bajos. Las fracturas anchas y cortas resultan en yacimientos de alta permeabilidad mientras que las fracturas largas y angostas resultan en yacimientos de baja permeabilidad.

La teoría del Diseño Unificado de Fractura establece que para una razón de permeabilidades agente de sostén/formación, hay una razón específica de longitud/ancho de agente de sostén empaquetado, que podrá producir el incremento de producción máximo posible.

---

<sup>5</sup> Economides, M.J., Oligney, R.E. y Valkó P.P.: "Unified Fracture Design." Orsa Press, Alvin TX, May 2002.

## 2.2 OPTIMIZACIÓN ECONÓMICA BASADA EN EL DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA

Antes de la consolidación del Fracturamiento de alta permeabilidad (HPF) y tratamientos de Fracturamiento con control de crecimiento longitudinal de fractura o técnicas Tip Screen Out (TSO por sus siglas en inglés), el Fracturamiento hidráulico se vio limitado a yacimiento de baja permeabilidad y fracturas no restringidas. En dichos casos, la longitud de la fractura sería una variable de optimización de diseño adecuado contra un criterio económico, es decir el Valor Presente Neto (NPV). Esto implicaba equilibrar el aumento del ingreso futuro versus el costo de ejecución. Los estudios paramétricos también son importantes, pues permiten un cambio en las variables de ejecución y la detección de diferencias en su diseño de los NPV respectivos. Dichas diferencias pueden ser útiles para tomar decisiones acerca de la medición de una variable o de quedarse con supuestos razonables. Otra variable importante que debe ser sometida a un análisis económico es la cantidad de propante a inyectar. Si bien, entre más la fractura abarque más área de drenaje se pensaría que la producción sería mayor, pero se debe estimar si los ingresos provenientes en ese aumento de la productividad pueden ser equilibrados con el aumento en el costo de inyectar una cantidad mayor de propante, lo que daría a pensar que existe una masa de propante que satisface los criterios económicos y productivos.

## 2.3 PARÁMETROS DEL DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA<sup>6</sup>

**2.3.1 Conductividad adimensional y razón de penetrabilidad.** Consideremos una fractura de penetración total vertical en el intervalo productivo de espesor  $h$ , como se muestra en la Figura 16.

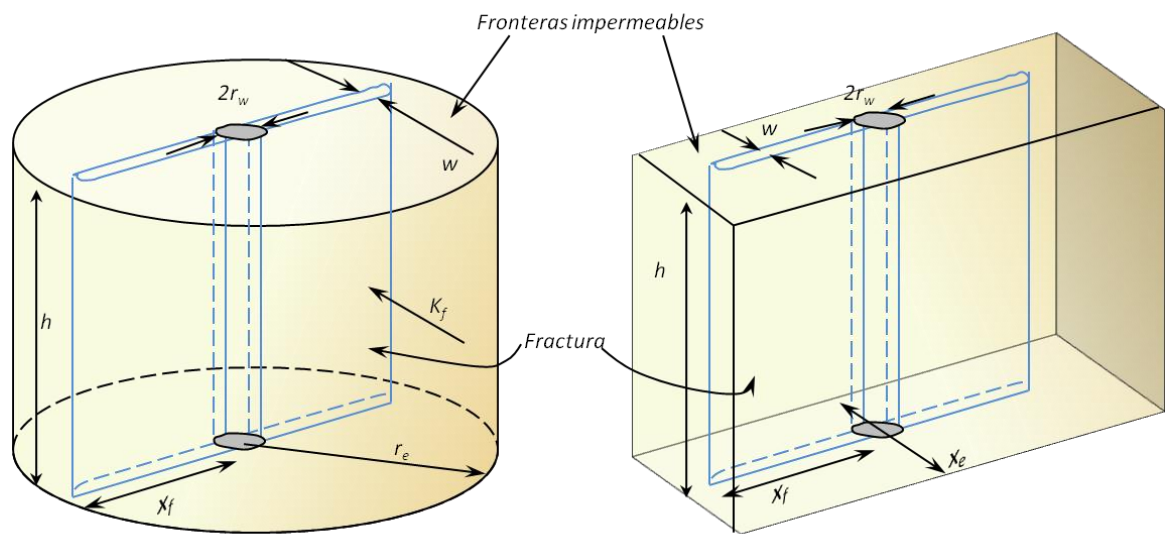
---

<sup>6</sup> Analysis of the Performance of Hydraulic Fracturing Treatments and Quantum Design Improvements, SPE 94641.

Se debe notar que el área de drenaje no es circular ni rectangular, sin embargo, para muchas formas de drenaje estas geometrías son aproximaciones razonables. Usar  $r_e$  o  $x_e$  es solamente una materia de conveniencia. La relación entre el área de drenaje  $A$ , el radio de drenaje  $r_e$  y la longitud del lado de drenaje  $x_e$  esta dada por:

$$A = \pi r_e^2 = x_e^2 \quad (20)$$

Figura 16. Notación para el performance de la fractura



Fuente: Modificado de ECONOMIDES, M.J., ET AL. Unified Fracture Design. 2002.

Para un pozo vertical interceptando una fractura vertical rectangular que penetra totalmente desde el fondo hasta el tope del volumen de drenaje rectangular, se conoce que la productividad depende de la razón de penetración en la dirección  $x$ .

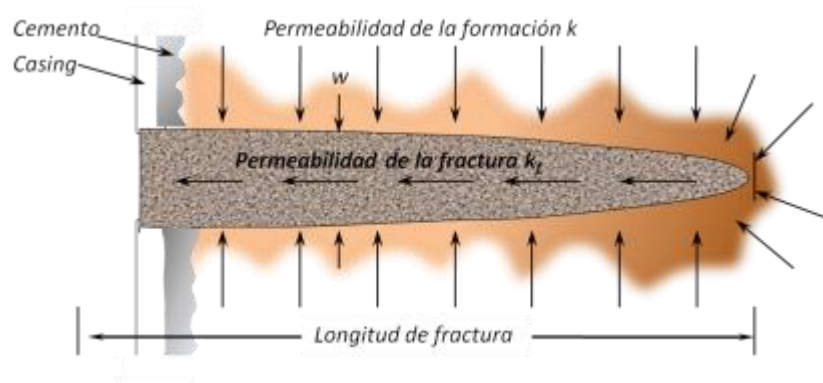
$$I_x = \frac{2x_f}{x_e} \quad (21)$$

y de la conductividad adimensional de la fractura definida como:

$$C_{fD} = \frac{k_f w}{x_f k} \quad (22)$$

Donde  $x_f$  es la mitad de la longitud de la fractura,  $x_e$  es la longitud del lado del área de drenaje cuadrada,  $k$  es la permeabilidad de la formación,  $k_f$  es la permeabilidad de la fractura empaquetada y  $w$  es el ancho promedio de la fractura. (Vre Figura 17).

Figura 17. Factores que contribuyen a la conductividad adimensional de la fractura



Fuente: Modificado de Hydraulic Fracturing. Production Technology, 2003

**2.3.2 Número de propante  $N_p$ .** La clave para formular la optimización técnica de manera realista, es considerar que la penetración de la fractura y su conductividad adimensional (a través del ancho) dependen de la misma Fuente el volumen de la fractura empaquetada. Valko y Economides definieron el Número de propante adimensional conjugando la conductividad adimensional y el índice de penetrabilidad de la siguiente forma:

$$N_p = I_x^2 C_{fD} \quad (23)$$

El diseño Unificado de Fractura comenzó con la introducción del número de propante  $N_p$  en donde reemplazando la Ecuacion 21, Ecuacion 22, **Ecuacion 23** en la Ecuacion 24 encontramos:

$$N_p = \left(\frac{2x_f}{x_e}\right)^2 \left(\frac{k_f w}{x_f k}\right) = \frac{4x_f^2 k_f w}{x_e^2 x_f k} \left(\frac{h}{h_f}\right) \left(\frac{h_f}{h}\right) = 2 \frac{V_{iny}(h/h_f)k}{V_{res}k} \quad (24)$$

Donde el numerador, representa el volumen de propano inyectado en la fractura  $V_{iny}$ , multiplicado por la permeabilidad in-situ del propano,  $k_f$ . En el denominador encontramos la relación entre el volumen de drenaje del yacimiento  $V_{res}$ , multiplicado por la permeabilidad de la formación. El costo del propano es función de su permeabilidad, por ello el tipo de propano usado, y el costo total del propano es dado por el producto de la masa de propano inyectado y su precio por unidad de masa. Además, el costo del propano es una de las cantidades más importantes dentro del costo total del tratamiento de fracturamiento. Debido a que usualmente la altura de la fractura  $h_f$ , excede el espesor productivo de la formación  $h$ , el mismo volumen de propano inyectado podría dar un número más bajo de propano.

**2.3.3 Índice de productividad adimensional  $J_D$** <sup>7</sup>. El índice de productividad de un pozo es definido como el caudal de producción respecto a la fuerza del mecanismo de impulso o la caída de presión.

$$q = J\Delta P \quad (25)$$

Donde la constante de proporcionalidad  $J$  es el índice de productividad (IP). Durante el periodo de vida productiva, un pozo está sujeto a varios cambios en sus condiciones de flujo, pero las dos idealizaciones más importantes son producción a tasa constante:

$$\Delta P = \frac{141.2\mu q\beta}{kh} P_D \quad (26)$$

---

<sup>7</sup> Dietrich, J.K., JD as a Performance Indicator for Hydraulically Fractured Wells, SPE 93630, April 2005

y caída de presión constante:

$$q = \frac{\Delta P k h}{141.2 \mu \beta} q_D \quad (27)$$

Donde  $k$  es la permeabilidad de la formación,  $h$  el espesor neto petrolífero del yacimiento,  $\mu$  la viscosidad del fluido,  $q_D$  la tasa de producción adimensional y  $\beta$  el factor volumétrico de formación. Ya sea que el caudal de producción  $q$ , o el diferencial de presión  $\Delta P$  sean conocidos, se puede utilizar las variables adimensionales respectivas. En la Tabla 5 se lista algunas de las soluciones más conocidas de la ecuación de la difusividad para el caso de flujo radial.

Debido a la naturaleza del flujo radial, la mayor pérdida de presión ocurrirá en las cercanías del pozo, y cualquier presencia de daño en esta región significará un gran incremento de pérdida de presión. El impacto del daño en las cercanías del pozo puede ser representado por el factor skin( $s$ ), que se suma a la presión adimensional en la expresión del índice de productividad ( $J$ ).

$$J = \frac{q}{\Delta P} = \frac{kh}{141.2 \beta \mu (P_D + s)} \quad (28)$$

La anterior ecuación muestra que el skin ( $s$ ) es proporcional a la caída de presión. Aún con las mejores prácticas de perforación y completamiento, en muchos casos está presente alguna clase de daño en la cercanía al wellbore. Otros factores mecánicos no causados por el daño se pueden adicionar al efecto skin. Ellos incluyen malas perforaciones, penetración parcial del pozo y otros como el ángulo de inclinación del pozo.

Tabla 5. Regímenes de flujo dentro de un pozo vertical sin daño

RÉGIMEN DE FLUJO	$\Delta P$	$P_D \approx 1/q_D$
Flujo infinito	$P_i - P_{wf}$	$P_D = -\frac{1}{2}E_i\left(-\frac{1}{4t_D}\right)t_D = \frac{kt}{\phi\mu C_t r_w^2}$
Estado estable	$P_i - P_{wf}$	$P_D = \ln(r_e/r_w)$
Pseudo-estable	$\bar{P} - P_{wf}$	$P_D = \ln(0.472 r_e/r_w)$

Fuente: Modificado de ECONOMIDES, M.J., ET AL. Unified Fracture Design. 2002.

Como la estimulación al pozo incrementa el índice de productividad, es razonable señalarlo como una operación que reduce el factor skin. Con el alcance a valores negativos del factor skin, estos tratamientos no solo removerán el daño sino superpondrán alguna nueva o mejorada trayectoria de conductividad. El índice de productividad para el régimen pseudo-estable está determinado por:

$$J = \frac{q}{\bar{P} - P_{wf}} = \frac{kh}{141.2\beta\mu} J_D \quad (29)$$

Donde  $J_D$  es llamado el Índice de Productividad Adimensional.

Para un pozo localizado en el centro de un área de drenaje circular, el índice de productividad adimensional para flujo en estado pseudo estable es:

$$J_D = \frac{1}{\ln\left[\frac{0.472r_e}{r_w}\right] + s} \quad (30)$$

En el caso de una fractura empaquetada, hay varias formas de incorporar el efecto de estimulación en el índice de productividad. Uno de ellos puede ser usando el concepto de pseudoskin  $s_f$ :

$$J_D = \frac{1}{\ln\left[\frac{0.472r_e}{r_w}\right] + s_f} \quad (31)$$

ó la notación de Prats que usa el concepto de radio equivalente del “wellbore”:

$$J_D = \frac{1}{\ln\left[\frac{0.472r_e}{r'_w}\right]} \quad (32)$$

También se puede proporcionar el valor del índice de productividad adimensional como función de los parámetros de fractura, es decir  $J_D$  en función de la geometría de fractura, del volumen de drenaje y parámetros de fractura.

Con cualquiera de las tres opciones se obtiene el mismo resultado (si se han realizado los cálculos en unidades coherentes). La última opción es la más conveniente, especialmente si se desea considerar pozos fracturados con áreas de drenaje más generales (no necesariamente circulares).

## 2.4 CORRELACIONES PARA LA DETERMINACIÓN DEL IP ADIMENSIONAL EN POZOS FRACTURADOS<sup>8</sup>

Algunas correlaciones han sido desarrolladas para ayudar a los ingenieros en el diseño de tratamientos de Fracturamiento hidráulico. Tales correlaciones son muy útiles pues determinan el índice de productividad adimensional como una función del número de propano y de la conductividad adimensional de la fractura o el índice de penetrabilidad.

---

<sup>8</sup> Diego Romero: “Direct boundary method to calculate pseudo-steady-state productivity index of a fractured well with fracture face skin and choked skin” Texas A&M University, 2001.

**2.4.1 Correlaciones del IP adimensional para  $N_p < 0.1$ .** Consideremos números de propantes bajos y moderados aquellos menores a 0,1. Las más actividades dinámicas de fracturamiento (frac & pack) están dentro de esta categoría, por lo que es muy importante establecer su diseño.

El diseño óptimo de tratamiento para Números de Propante moderados puede ser presentado de una forma analítica simple y concisa. En el proceso se indicará como el número de propante y el índice de productividad adimensional se relacionan a otros indicadores conocidos de productividad, tales como la función pseudo-skin de Cinco-Ley y Samaniego y el radio equivalente del “wellbore” de Prats. En efecto, los diseños de fractura basados sobre estos indicadores de productividad, son justamente para números de propante moderados y bajos.

Prats (1961) introdujo el concepto de radio equivalente del “wellbore” resultante de un tratamiento de fractura. El también demostró que, excepto para la extensión de la fractura, todas las variables de fractura afectan la performance del pozo solamente a través de la cantidad combinada de conductividad de fractura adimensional. Cuando la conductividad de fractura adimensional es alta (mayor que 100), el comportamiento es similar a la de una fractura de conductividad infinita. La conducta de una fractura de conductividad infinita fue estudiada por Gringarten y Ramey (1974). Para caracterizar el impacto de una fractura vertical de conductividad finita sobre la productividad de un pozo vertical, Cinco-Ley y Samaniego (1981) introdujeron la función pseudo-skin que es estrictamente una función de la conductividad de la fractura adimensional.

En el formalismo Cinco-Ley, el índice de productividad adimensional para un pozo fracturado es descrito como:

$$J_D = \frac{1}{\ln\left[\frac{0.472re}{x_f}\right] + f} \quad (33)$$

Donde  $f$  es la función pseudo-skin con respecto a la mitad de longitud de fractura. La ventaja del formalismo de Cinco-Ley y Samaniego (factor  $f$ ) es que, para números de propante moderados y bajos, la cantidad  $f$  depende solamente de la conductividad de fractura adimensional. En cálculos, es conveniente usar una expresión explícita de la forma:

$$f(C_{fD}) = \frac{1.65 - 0.328u + 0.116u^2}{1 + 0.18u + 0.064u^2 + 0.00u^3}; \quad u = \ln(C_{fD}) \quad (34)$$

La ecuación del índice de productividad adimensional en función de  $N_p$  y  $C_{fD}$  para  $N_p < 0.1$  es:

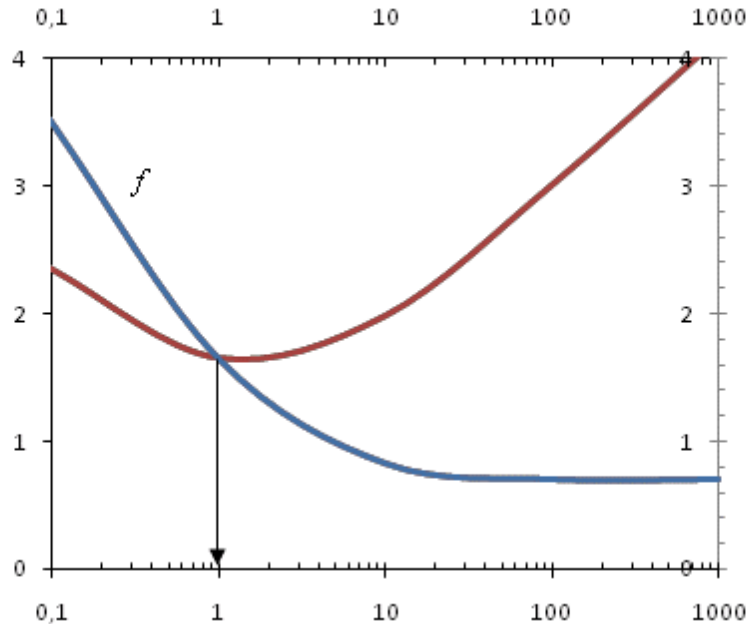
$$J_D = \frac{1}{0.629 - 0.5 \ln(N_p) + 0.5 \ln(C_{fD}) + f} \quad (35)$$

Esta ecuación permite encontrar el índice de productividad adimensional en función del número de propante y de la conductividad adimensional de la fractura y la función  $f$  de Cinco-Ley y Samaniego. La ecuación sólo aplica para números de propantes menores a 0,1 y áreas de drenaje cuadradas.

Definamos los dos últimos términos del denominador de la siguiente forma:

$$y = 0.5 \ln(C_{fD}) + f \quad (36)$$

Figura 18. Factor  $f$  de Cinco-Ley, Samadiego y función  $(y)$



Fuente: Modificado de ECONOMIDES, M.J., ET AL. Unified Fracture Design. 2002.

La línea azul en la Figura 18 muestra el factor  $f$  de Cinco-Ley y Samaniego como una función de la conductividad de fractura adimensional

**2.4.2 Correlaciones del IP adimensional para  $N_p \geq 0.1$ .** La mayor dificultad para el desarrollo de una correlación que permitiera determinar la productividad adimensional para números de propantes altos y moderados, partió en encontrar el modelo que mejor ajustara los datos de los modelos numéricos de elementos finitos. En oficio de encontrar ese modelo se empezó con la función utilizada por Cinco-Ley para correlacionar el performance para  $N_p$  menores a 0.1.

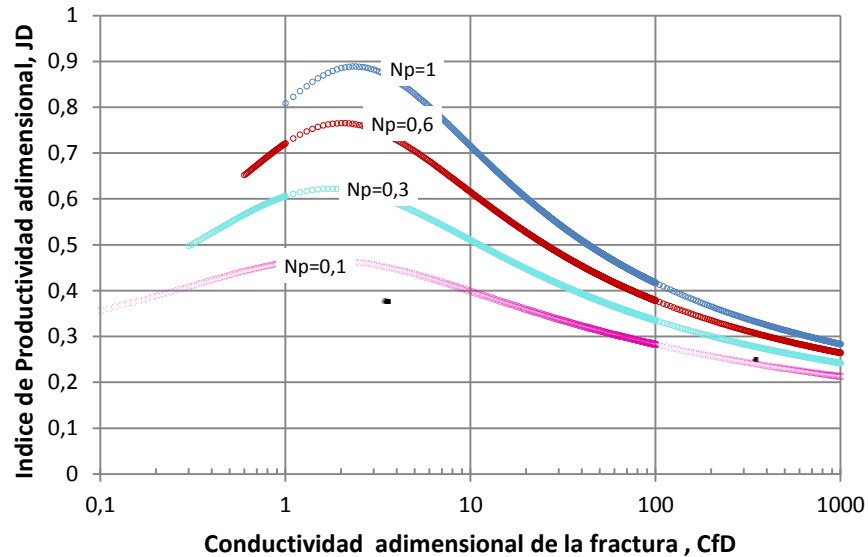
En orden de obtener una correlación lo más simple posible se utilizó una prueba de error y aproximación, observando que fue necesario dividir el rango de  $N_p$  en dos sub-regiones: de valores entre 0.1 y 1 y valores de  $N_p$  mayores a 1.

**2.4.2.1 Correlaciones del IP adimensional para  $0.1 < N_p < 1$ .** Primero se desarrolló una correlación para  $J_D$  como una función de  $N_p$  donde  $I_x$  es igual a 1. La correlación es la siguiente:

$$J_{DI_x}(N_p) = 1.13576 - 0.053 \ln(N_p) - 0.9126 \operatorname{atn}[0.374 - 0.494(N_p)] \quad (37)$$

La ecuación anterior fue utilizada para obtener los puntos finales para todas las curvas. Esta función luego hizo parte de la correlación final.

Figura 19. Correlación de  $J_D$  como una función de  $0,1 < N_p < 1$  y  $C_{fD}$



Fuente: Los autores

Modelos diferentes se utilizaron para intentar ajustar los datos del well performance para pozos fracturados. Después de varios intentos el modelo que ajustó mejor los datos para  $N_p$  entre 0.1 y 1 fue el siguiente:

$$J_{D1}(N_p, C_{fD}) = J_{D01}(N_p, C_{fD}) + \Delta_1 g_1(I_x) \quad (38)$$

Donde:

$J_{D1}$  es la función para calcular el  $J_D$  para  $N_p$  entre 0.1 and 1,

$J_{D01}$  es la función desarrollada por Cinco-Ley para calcular  $J_D$  para  $N_p \leq 0.1$ ,

$\Delta_1$  es la diferencia entre  $J_{DI_x}(N_p) - J_{D01}(N_p, C_{fD} = N_p)$

$g_1$  es una función que ajusta la diferencia entre  $J_{D01}$  y los puntos de datos para  $N_p$ .

$$g_1(I_x) = 3.357I_x^5 - 10.686I_x^4 + 10.041I_x^3 - 2.1452I_x^2 + 0.449I_x - 0.01452 \quad (39)$$

Donde  $I_x$  es la razón de penetración de la fractura.

**2.4.2.2 Correlaciones del IP adimensional para  $N_p > 1$ .** Otra correlación fue obtenida para el rango de valores de  $N_p$  igual y mayores que 1. En este caso una correlación que ajustó la diferencia entre  $J_{D1}$  y los puntos de datos para valores de  $N_p$  superiores a 10 fue encontrado mediante un modelo polinomial.

$$g_{10}(I_x) = 2.501I_x^5 - 7.82I_x^4 + 6.798I_x^3 - 1.791I_x^2 + 1.272I_x - 3.604 \quad (40)$$

La correlación para  $N_p$  para valores iguales y por encima de uno es la siguiente:

$$J_{D10}(N_p, C_{fD}) = J_{D1}(1, C_{fD}) + \Delta_2 g_{10}(I_x) + \left[ \ln \left( \frac{10}{N_p} \right)^{0.6512} \right] H(I_x) \quad (41)$$

Donde:

$J_{D10}$  es la función para calcular  $J_D$  para  $N_p \geq 1$

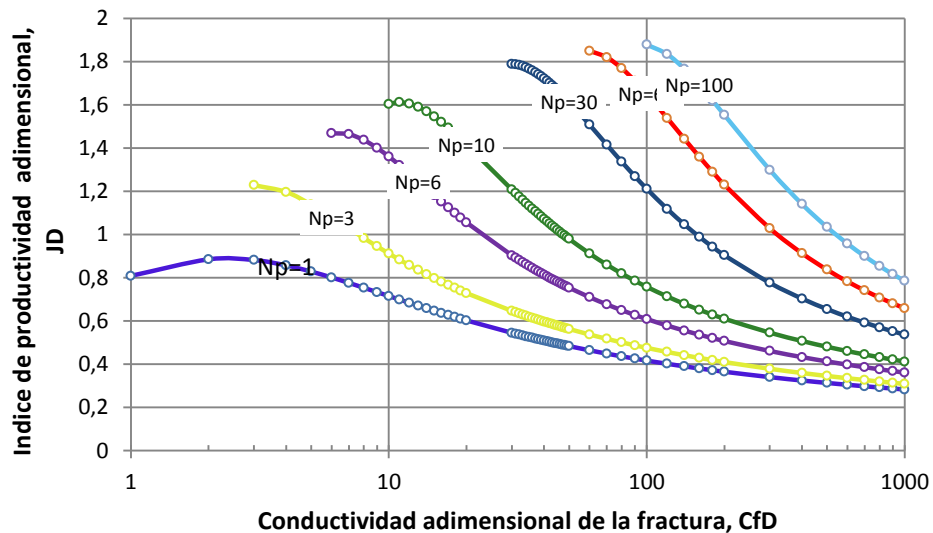
$J_{D1}$  es la función para calcular  $J_D$  para  $N_p$  entre 0,1 y 1

$\Delta_2$  es la diferencia  $J_{DI_x}(N_p) - J_{D1}(1, C_{fD} = N_p)$

$H(I_x)$  es la función que da el ajuste final.

$$H(I_x) = -0.993I_x^6 + 4.202I_x^5 - 5.576I_x^4 + 2.562I_x^3 - 0.402I_x^2 + 0.199I_x + 0.001 \quad (42)$$

Figura 20. Correlación de JD como una función de  $N_p > 1$



Fuente: Los autores

## 2.5 PROCESO ÓPTIMO DE DISEÑO BASADO EN EL WELL PERFORMANCE EN ESTADO PSEUDO-ESTABLE DE POZOS FRACTURADOS<sup>9</sup>

El diseño de un Fracturamiento hidráulico comienza con definir el tamaño del tratamiento de Fracturamiento. El ingeniero debe seleccionar el propante y el fluido de Fracturamiento correcto. Él debe determinar la tasa de inyección óptima,

<sup>9</sup> Demarchos, A.S., Chomatas, A.S. y Economides, M.J.: "Pushing the Limits in Hydraulic Fracture Design." Paper SPE 86483, 2004.

el volumen de pad y el programa de propante. Sin embargo la decisión más importante es la cantidad de propante y la longitud de la fractura objetivo. Ésta decisión necesita un entendimiento claro del “performance” en pozos fracturados. El “well performance” de un pozo fracturado puede ser descrito como el incremento de petróleo, gas y agua, como una función del tiempo transcurrido después de un tratamiento de Fracturamiento. Sin embargo, la producción post-frac puede ser influenciada por decisiones que no son cruciales a la hora del diseño del tratamiento. Por ejemplo, la presión de producción puede o no puede ser la misma antes y después del tratamiento, o puede o no permanecer constante con el tiempo. Incluso si para el propósito de evaluar, se realizan pruebas para obtener los parámetros de operación antes y después del tratamiento, la comparación sobre el tiempo es todavía confusa debido a la depleción acelerada de los yacimientos en presencia de una fractura hidráulica.

Por esto, en una fase de optimización y definición del tamaño del tratamiento es necesario el uso de un índice sencillo de productividad que describa el mejoramiento esperado y verdadero en el “well performance” debido al tratamiento de fractura.

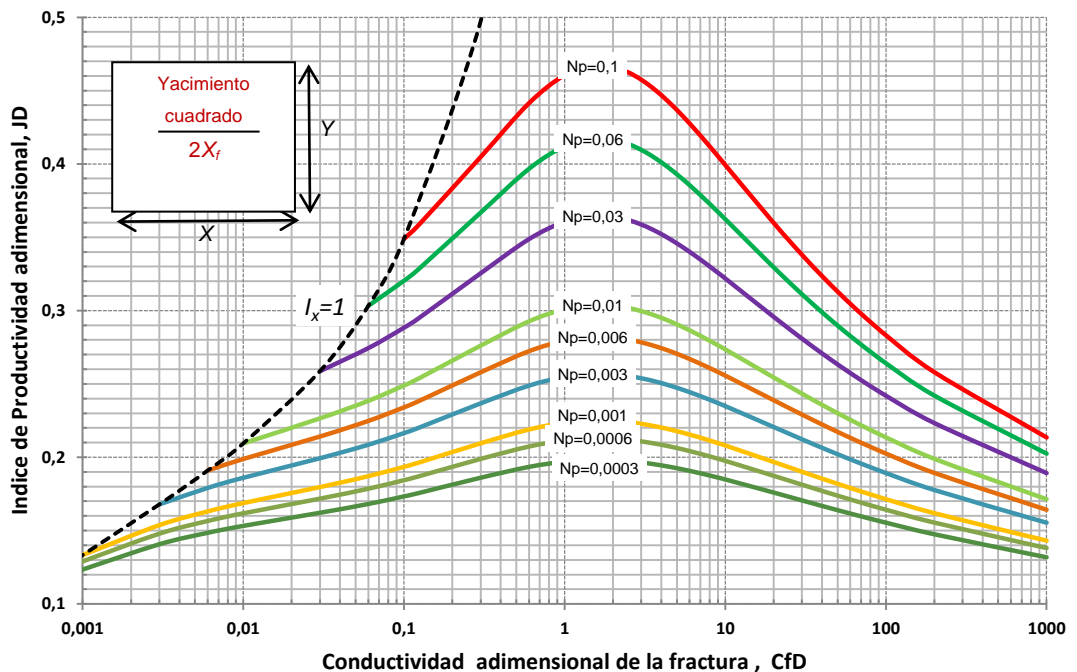
El Diseño Unificado de Fractura considera un indicador sencillo de productividad: El índice de productividad del estado pseudo-estable. El mejoramiento de esta variable describe el efecto real de la fractura apuntalada sobre el well performance.

Alcanzar el índice máximo posible de productividad del estado pseudo-estable para todos los propósitos prácticos significa que el performance de la fractura no estaría nunca por debajo de cualquier otro alcance posible para el mismo volumen de propante, aún si el pozo produce por un considerado periodo de tiempo en el régimen transitorio.

Si pensamos en el régimen transitorio como un incremento continuo en el área de drenaje en la cual el estado pseudo estable ya ha sido estabilizado, la producción considerable solo puede llegar de un área grande de drenaje y de aquí que el índice de productividad puede ser maximizado lo cual corresponde al área de drenaje finalmente formada.

La longitud de la fractura y la conductividad adimensional son las dos principales variables que controlan el índice de productividad adimensional de un pozo fracturado. La conductividad adimensional es una medida de la facilidad relativa con la que fluyen los fluidos dentro de la fractura comparada con la habilidad que la formación libera fluidos a la fractura.

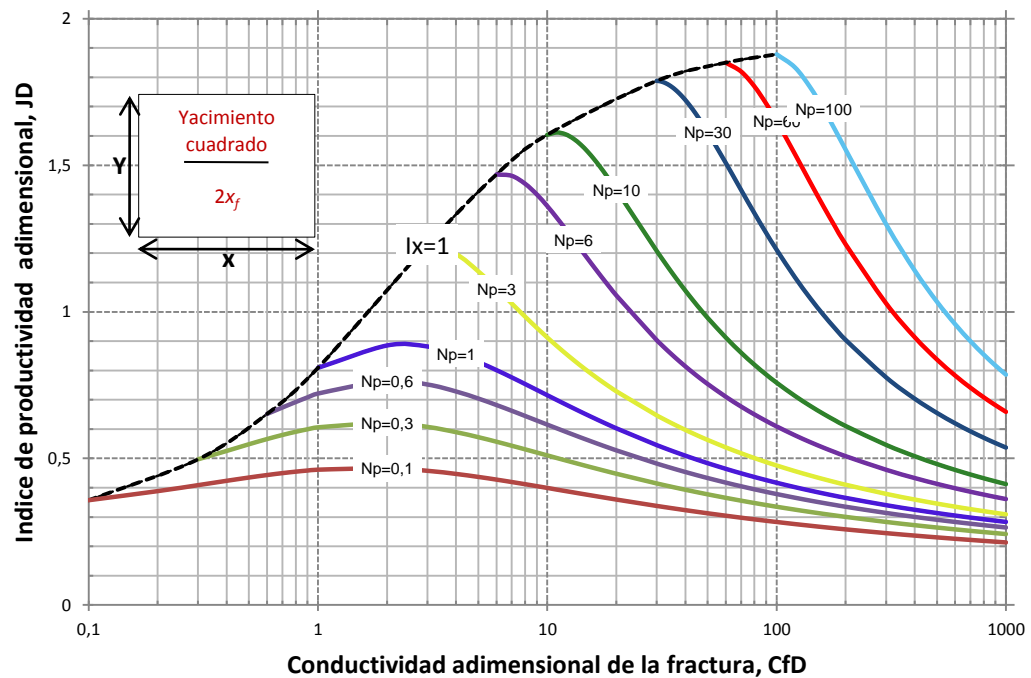
Figura 21. Índice de productividad adimensional JD vs CfD para valores constantes de  $N_p < 0.1$



Fuente: Los autores

Como se observa en las Figura 21 y figura 22, para un valor dado de  $N_p$  existe una conductividad óptima adimensional de la fractura que representa la relación óptima entre la habilidad de la fractura para conducir el fluido hacia el pozo y su habilidad para obtener influjo de la formación.

Figura 22. Índice de productividad adimensional JD vs CfD para valores constantes de  $N_p > 0.1$



Fuente: Los Autores

Uno de los principales resultados obtenidos de las figuras es que a bajos números de propantes (baja permeabilidad de la formación) la conductividad óptima adimensional de la formación es 1,6.

Cuando el volumen de propante incrementa, la conductividad óptima se presenta a más grandes conductividades de fractura, puesto que la razón de penetrabilidad no puede exceder la unidad. Esto puede verse claramente en la gráfica 21. En formaciones de alta permeabilidad, es prácticamente imposible alcanzar números

de propantes mayores a 0,1. Además para formaciones de alta permeabilidad la conductividad adimensional óptima es siempre 1,6

En tight gas, es imposible alcanzar números de propantes grandes, a menos que el número de propante sea calculado con un área limitada área de drenaje y se asuma que todo el propante se emplaza en la formación productora, el número de propante pudiera llegar a ser 5. Sin embargo, grandes números de propantes son raramente encontrados.

El diseño óptimo de tratamientos de fractura consiste de dos pasos. Primero, se debe tomar la decisión del tamaño del tratamiento. Segundo, el tratamiento tiene que ser diseñado de tal forma que se pueda obtener el máximo potencial para el número de propante obtenido.

**2.5.1 Parámetros óptimos del diseño unificado de fractura.**<sup>10</sup> El primer paso es determinar el tamaño específico y la cantidad de propante para el tratamiento que va a ser emplazado en la formación. Una vez que la cantidad de propante ha sido obtenido, se debe calcular el número de propante del cual es posible determinar el máximo índice de productividad que puede ser alcanzado.

Se debe tener en cuenta que el número de propante objetivo tiene que ser al menos 0,0001 de lo contrario la estimulación no tiene efecto. Las formaciones de alta permeabilidad tienen un número de propante objetivo entre 0,0005 y 0,001. Este  $N_p$  puede proveer un JD cerca de 0,2. En miras de incrementar el JD, el número de propante debe también ser aumentado en al menos un orden de magnitud que no es factible económica o técnicamente.

---

<sup>10</sup> Romero, D.J., Valkó, P.P. y Economides, M.J.: "The optimization of the productivity index and the fracture geometry of a stimulated well with fracture face and choke skins." Paper SPE 73758, 2002.

El número de propante debe ser calculado con el volumen de propante que se logra ubicar en la capa productora y la conductividad representativa in- situ del propante.

Bajo la suposición de un flujo en estado pseudo estable; Valko y Economides presentaron un esquema de optimización física para el diseño de fractura.

El valor máximo alcanzable para el índice de productividad adimensional está dado por:

$$J_{D_{opt}} = \frac{1}{0.99 - 0.5 \ln(N_p)} \text{ para } N_p \leq 0.1 \quad (43)$$

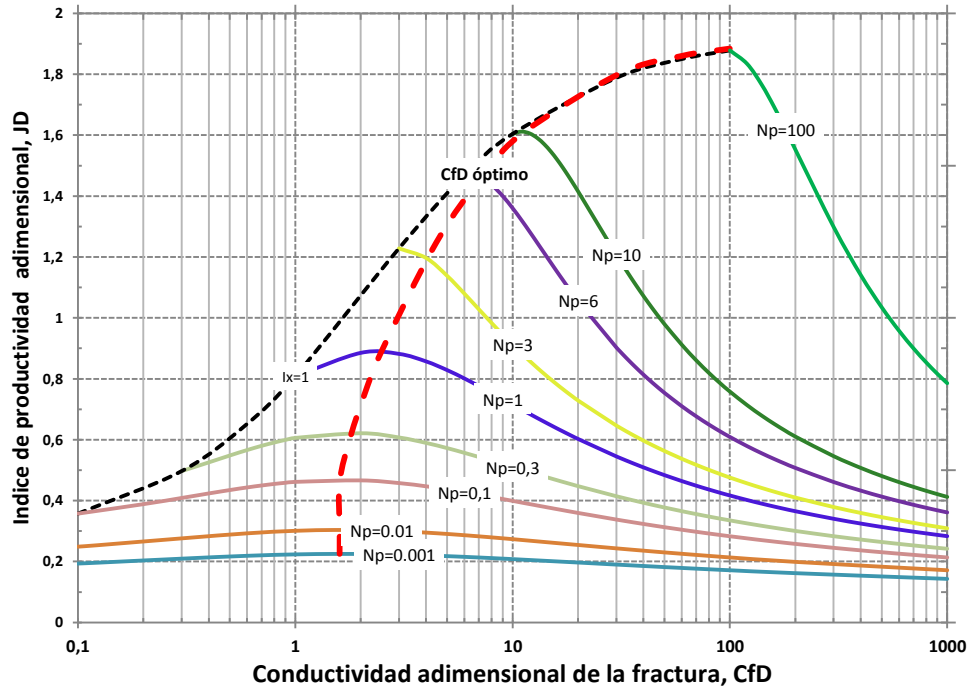
$$J_{D_{opt}} = \frac{6}{\pi} - \exp \left[ \frac{0.423 - 0.311N_p - 0.089N_p^2}{1 + 0.667N_p + 0.015N_p^2} \right] \text{ para } N_p > 0.1 \quad (44)$$

Para números de propante mayores, la conductividad adimensional óptima de la fractura alcanza el valor del número de propante, lo cual es esperado ya que la razón de penetración  $I_x$  se aproxima a la unidad. La correlación para el valor óptimo de la conductividad adimensional de la fractura en función del Número de Propante está dada según:

$$C_{fD_{opt}} = 1.6 \text{ para } N_p < 0.1 \quad (45)$$

$$C_{fD_{opt}} = 1.6 + \exp \left( \frac{-0.583 + 1.48N_p}{1 + 0.142 \ln(N_p)} \right) \text{ para } 0.1 \leq N_p \leq 10 \quad (46)$$

Figura 23. Índice de Productividad Adimensional Óptimo en función del Número de Propante



Fuente: Los autores

Una vez que la conductividad adimensional óptima de fractura, es conocida, la longitud y ancho óptimos de la fractura pueden ser determinados por:

**2.5.2 Dimensionamiento de la Fractura.** La longitud óptima media de fractura puede ser calculada despejando desde la definición de CfD, como:

$$x_{f_{opt}} = \left( \frac{k_f V_f}{C_{fD} k h} \right)^{1/2} \quad (47)$$

Y consecuentemente, el ancho óptimo promedio de propante empaquetado será;

$$w_{opt} = \left( \frac{C_{fD} k V_f}{k_f h} \right)^{1/2} \quad (48)$$

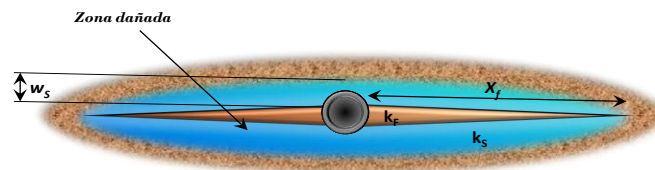
$V_f$  es  $V_{prop}/2$  porque es solamente una mitad del propante empaquetado.

## 2.6 EFECTO DEL DAÑO EN LA FRACTURA SOBRE EL IP<sup>11</sup>

Cinco-Ley y Samaniego investigaron el efecto de una zona alterada a lo largo de la cara de la fractura y en la fractura cerca al pozo. La incapacidad de flujo a lo largo de la superficie de la fractura es referente al efecto del daño en la cara de la fractura. Otro modo de incapacidad de flujo es la producida por la reducción de la conductividad de la fractura cerca al pozo, llamado efecto de daño por obstrucción. Ambos efectos tiene gran influencia sobre la productividad de un pozo fracturado.

**2.6.1 Efecto del daño en la cara de la fractura.** El daño en la cara de la fractura implica una reducción de la permeabilidad en la dirección normal a la cara de la fractura lo que incluye la incapacidad de flujo causado por el filtrado del fluido, invasión de polímeros y la torta del filtrado. El efecto del daño en la cara de la fractura es ilustrado en la Figura 24.

Figura 24. Daño en la cara de la fractura



Fuente: Modificado de ROMERO, D.J., ET AL. The optimization of the productivity index and the fracture geometry of a stimulated well with fracture face and choke skins, 2002. SPE 73758.

---

<sup>11</sup> Romero, D.J., Valkó, P.P. y Economides, M.J.: "The optimization of the productivity index and the fracture geometry of a stimulated well with fracture face and choke skins." Paper SPE 73758, 2002.

Se asume que el flujo en la zona alterada por el daño es lineal. Asumiendo también flujo uniforme, la caída de presión a lo largo de la zona alterada puede ser escrita usando la ley de Darcy:

$$\Delta P_{sf} = \left( \frac{1}{k_s} - \frac{1}{k} \right) \frac{\alpha_1 \mu \beta q w_s}{k_s h 4 x_f} \quad (49)$$

Donde  $\mu$  es la viscosidad del fluido,  $\beta$  es el factor volumétrico de formación,  $q$  es la tasa a través de la zona alterada,  $w_s$  es el espesor de la zona alterada,  $k_s$  es la permeabilidad de la zona alterada,  $h$  es el espesor de la formación,  $x_f$  es la longitud de la fractura y  $\alpha_1$  es la constante de conversión.

Usando el concepto de factor de daño equivalente, la caída de presión adicional puede ser expresada como:

$$\Delta P_{sff} = \frac{\alpha_1 \mu \beta q}{2 \pi k h} s_{ff} \quad (50)$$

Donde  $k$  es la permeabilidad del yacimiento, y  $s_{ff}$  es el daño en la cara de la fractura.

Combinando la Ecuación 49 y Ecuación 50 podemos definir el daño en la cara de la fractura como:

$$s_{ff} = \frac{\pi w_s}{2 x_f} \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \quad (51)$$

Este daño puede ser utilizado para calcular el Índice de Productividad adimensional de acuerdo a:

$$J_D = \frac{1}{\frac{1}{J_{D|s=0}} + s_{ff}} \quad (52)$$

Donde  $J_D|_{s=0}$  es el índice de productividad del pozo fracturado con factor skin en la cara de la fractura igual a cero.

Sin embargo, la ecuación sólo es válida donde el flujo y el daño es uniforme a lo largo de la cara de la fractura.

Si queremos incorporar la distribución del daño aplicamos la siguiente ecuación:

$$s_{ff}(x) = \left[ \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \frac{\pi w_2}{2 x_f} \right]_{@x} \quad (53)$$

Donde la penetración del daño,  $w_s$  y la permeabilidad de la zona dañada,  $k_s$  pueden variar con la posición. Podemos reescribir la Ecuación 53 como:

$$\Delta P_{sff} = \frac{\alpha \mu \beta x_f}{\pi k h} \tilde{q}(x) s_{ff}(x) \quad (54)$$

Donde  $\tilde{q}(x)$  es el flujo dentro de la fractura (flujo por unidad de longitud) STB/day-ft. Es conveniente caracterizar la distribución del skin como una función de la distancia relativa al pozo:

$$s_f = f\left(\frac{x}{x_f}\right) \quad (55)$$

Donde la variable adimensional  $\frac{x}{x_f}$  está en el intervalo de 1 a cero.

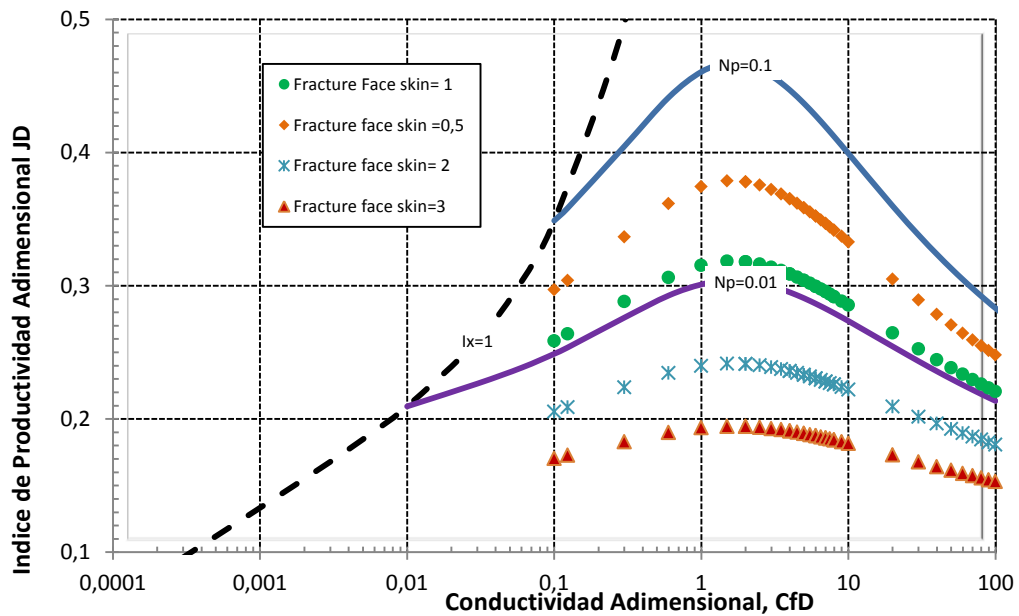
Se pueden presentar tres casos de distribución del daño: cuando el skin decrece linealmente y es constante, en el intervalo de la distancia adimensional es de cero a 1.

Sin embargo podemos utilizar un indicador del valor skin promedio dado por:

$$\bar{S}_{ff} = \frac{1}{x_f} \int_0^{x_f} S_{ff}(x) dx \quad (56)$$

La Figura 25 presenta la variación del índice de productividad adimensional debido al daño en la cara de la fractura. La línea sólida azul representa el índice de productividad para un  $N_p=0,1$  donde el daño es cero. Estos valores corresponden al caso donde no hay efecto del daño en la cara de la fractura. Con el propósito de comparar también se presenta la línea con  $N_p=0.01$  sin efecto de daño.

Figura 25. Efecto del daño en la cara de la Fractura sobre el IP adimensional



Fuente: Los Autores

Las líneas punteadas corresponden a un cálculo aproximado del IP por efecto del daño en la cara de la fractura para el valor de  $N_p=0,1$ . Se utilizó la **Ecuación 52** de la siguiente manera:

$$J_D = \frac{1}{\frac{1}{J_D|_{s=0, N_p=0.1}} + S_{ff}} \quad (57)$$

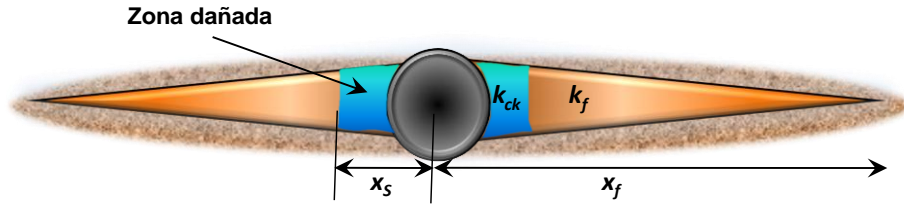
Para poder caracterizar el efecto del daño se varió el daño promedio  $\bar{S}_{ff}$ .

De la gráfica podemos observar que el daño en la cara de la fractura tiene un gran efecto sobre el índice de productividad adimensional, aunque puede depender de la magnitud del daño. De todos modos el efecto del daño disminuye la productividad. Para el caso presentado para un  $N_p=0.1$  un daño de 0.5 en la cara de la fractura provocaría una disminución de cerca del 20% de la productividad que se podría obtener sin daño. Para un daño de 3 la productividad caería en cerca del 70% de la productividad ideal. De otra manera para un  $N_p=0,1$  un daño de 2 ó 3 provoca una productividad menor o igual a un  $N_p=0,01$  sin daño.

**2.6.2 Daño por obstrucción en la fractura.** Este tipo de daño se refiere a una zona de la fractura dañada en la cercanía del pozo y tiene una reducción de conductividad. La reducción de conductividad puede ser causada a un sobre-desplazamiento de propano al final de un tratamiento de Fracturamiento, por reacomodo del propano al cerrarse la fractura, o por migración y acumulación de finos en el pozo durante la producción. En la Figura 26 se muestra una fractura obstruida con una reducción significativa de la conductividad;  $k_f$  es la permeabilidad de la zona inalterada y  $k_{CK}$  es la permeabilidad de la zona alterada en las cercanías al pozo.

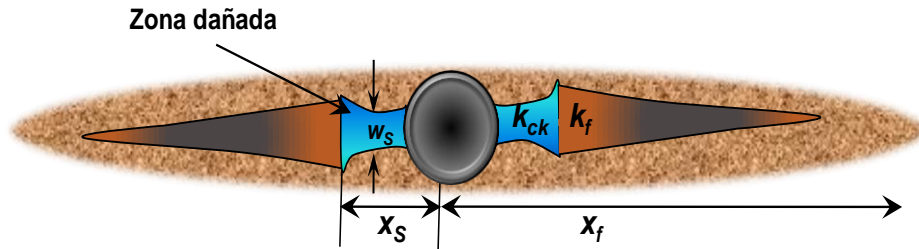
A diferencia que un daño en la cara de la fractura, el daño por obstrucción se encuentra dentro de la fractura. Por lo tanto, hay una contribución a la caída de presión.

Figura 26. Daño debido al empaquetamiento de Propante



Fuente: Modificado de ROMERO, D.J., ET AL. The optimization of the productivity index and the fracture geometry of a stimulated well with fracture face and choke skins, 2002. SPE 73758.

Figura 27. Daño debido a la disminución del ancho cerca al pozo



Fuente: Modificado de ROMERO, D.J., ET AL. The optimization of the productivity index and the fracture geometry of a stimulated well with fracture face and choke skins, 2002. SPE 73758.

La Figura 27 muestra otro tipo de daño por efecto de la obstrucción en la fractura. Una reducción del ancho de la fractura en la cercanía al pozo, resultaría en una reducción de la conductividad de la fractura.

La caída de presión causada por el daño en la fractura en función del skin es:

$$\Delta P_{sck} = \frac{\alpha_1 \mu \beta q}{2\pi k h} S_{ck} \quad (58)$$

Donde  $S_{sck}$  es el daño por obstrucción y está dado por:

$$S_{sck} = \frac{\pi x_s}{x_f} \left[ \frac{k}{k_{sck}} - \frac{k}{k_f} \right] \quad (59)$$

El comportamiento del IP afectado por el daño de obstrucción es similar al skin en la cara de la fractura, es decir es equivalente a una reducción aparente en el Np.

## 2.7 METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN UFD Y LA HERRAMIENTA OPTFRAC

La metodología de Optimización de los diseños de tratamientos de fracturamiento hidráulico, tiene como objetivo el mejoramiento de los diseños al introducir las variables mejoradas del Diseño Unificado para obtener las dimensiones de la fractura que producirán la máxima estimulación de los pozos.

La optimización económica puede estar asociada en definir la calidad (tipo) y el volumen de propante que puede ser inyectado en la formación.

En el proceso de optimización se deben tener en cuenta ciertas variables que son críticas y que definen la forma del diseño de fractura. Una de estas variables críticas es la permeabilidad. El conocimiento de la permeabilidad de la zona que queremos fracturar define el comportamiento de la productividad asociada al diseño de fractura que vamos a realizar, en otras palabras, la permeabilidad nos ayuda a definir las características de la fractura, (geometría) que hace posible el aumento o la disminución de la conductividad de la fractura. Una vez conocida las dimensiones de la fractura que satisfacen la conductividad deseada podemos definir si el tratamiento de fracturamiento es posible mediante una técnica convencional o una técnica TSO.

Otra variable importante es la el área de drenaje del pozo. No se debe confundir con el área que ha drenado el pozo hasta el momento de la estimulación (a no ser que la onda de presión ya haya tocado los límites del yacimiento). El área de

drenaje para un pozo se define en el momento del desarrollo de un yacimiento y es el área prospecto que se espera que drene el pozo.

OPTFRAC es una herramienta computacional que se construyó para este trabajo de grado, siguiendo las pautas de la Hoja de Cálculo de Excel HF2D desarrollada por Peter Valko. La herramienta puede diseñar un tratamiento de fracturamiento para los modelos de fractura PKN y GDK para yacimientos de alta y baja permeabilidad, OPTFRAC fue construido en el lenguaje de programación C# y su función es automatizar las ecuaciones del diseño unificado de fractura conjugadas con los modelos de fractura GDK o PKN para el diseño óptimo que maximiza la productividad de un tratamiento de fracturamiento de un yacimiento de alta o baja permeabilidad.

La metodología UFD está compuesta por cuatro fases. La primera fase es la identificación de las variables críticas que definen el diseño. La permeabilidad, la altura de la fractura y el volumen del tratamiento son las tres variables principales de esta fase. La primera define el tipo de tratamiento, la segunda define la efectividad del tratamiento en la zona pay y la tercera la optimización económica. La segunda fase es la determinación de los parámetros de diseño que comprenden el número de propante, la conductividad y el índice de productividad adimensional, y el objetivo de la estimulación estará en alcanzar esas variables óptimas.

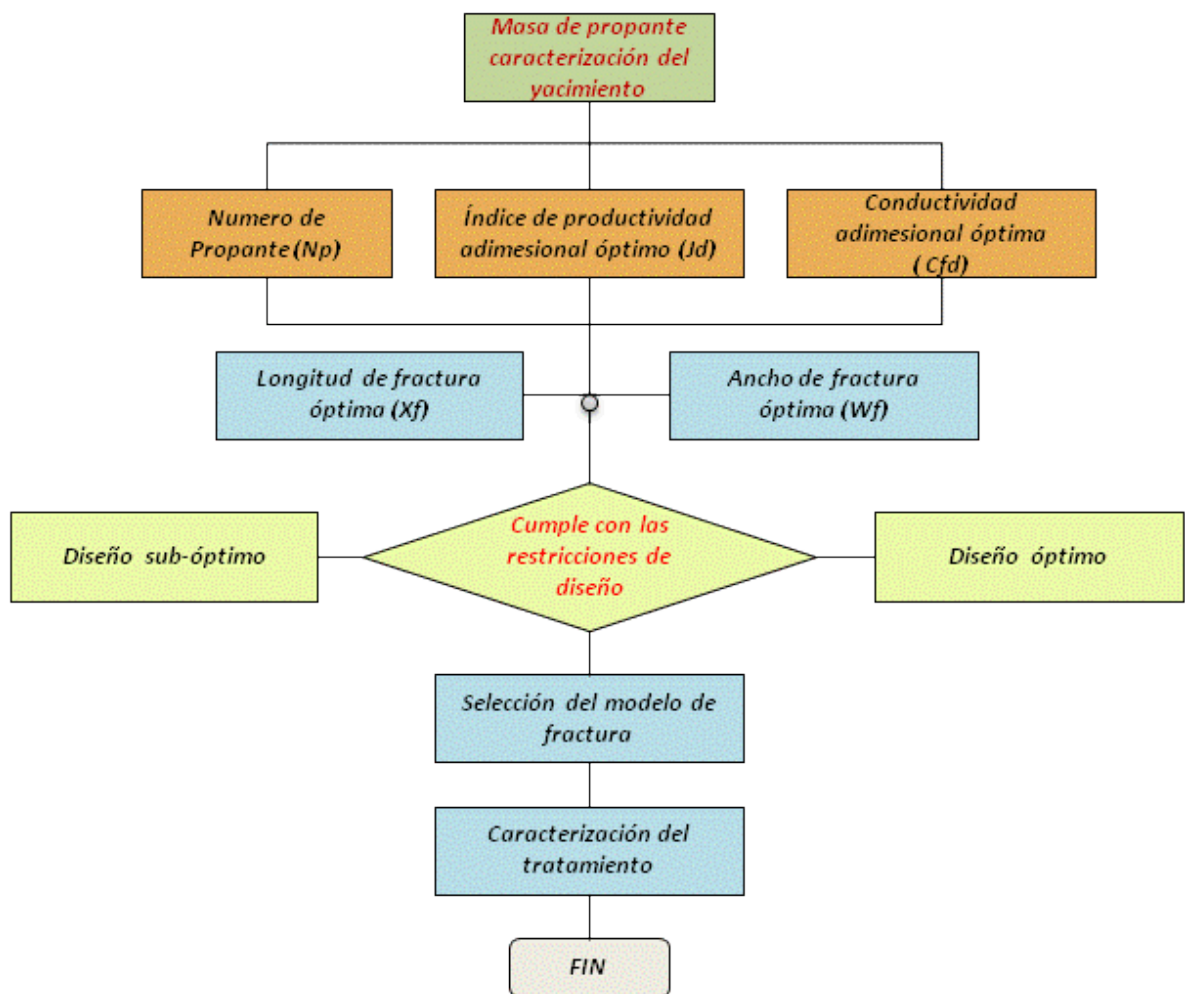
Con los parámetros de diseño se determina la geometría de diseño que es la cuarta fase en donde se establece el ancho y el largo de fractura que generan el efecto máximo de estimulación FOI y factor skin post-frac que son la última fase.

**2.7.1 Finalidad de la Herramienta Computacional OPTFRAC.** La finalidad de un tratamiento de fracturamiento hidráulico en un pozo productor es el aumento de la productividad. OPTFRAC es una herramienta que fue desarrollada para este

trabajo de grado con el objeto de optimizar los procesos de utilizar múltiples ecuaciones para los diseños de fracturamiento hidráulico aplicando los conceptos de maximización de la productividad del Diseño Unificado de Fractura.

La palabra optimizar significa alcanzar la producción más alta del pozo dentro de las restricciones de un determinado tamaño del tratamiento.

Figura 28. Flujograma Global Diseño UFD del OPTFRAC



Fuente: Los Autores

El diseño de un tratamiento es función de la masa de propante que va a ser inyectada, que debe ser optimizada previamente y de otras propiedades del

yacimiento. Para esa masa de propante, se aplican los conceptos del UFD para calcular los parámetros óptimos de diseño ( $J_{Dopt}$ ,  $C_{fDopt}$ ) y luego determinar las dimensiones óptimas de la fractura.

La Figura 28 muestra el flujograma global que utiliza la herramienta OPTFRAC.

Primero recibe la información para determinar e los parámetros del UFD: Numero de propante, Conductividad adimensional óptima e índice de productividad óptimo.

Luego de seleccionar el tipo de tratamiento y el modelo de fractura la herramienta calcula las dimensiones óptimas de fractura y evalúa si el diseño se puede ejecutar. Si no se puede ejecutar se debe seleccionar otro tipo de diseño.

La optimización finaliza cuando se satisfagan las restricciones que se hayan identificado durante el diseño.

**2.7.2 Datos Requeridos en la herramienta OPTFRAC.** Los datos necesarios para diseñar un tratamiento basado en el UFD son divididos en 4 grupos: Caracterización del yacimiento, caracterización del propante, caracterización del fluido de fractura y los parámetros de diseño. Los dos primeros grupos son utilizados para realizar el diseño UFD; los dos últimos grupos son utilizados para caracterizar el tratamiento.

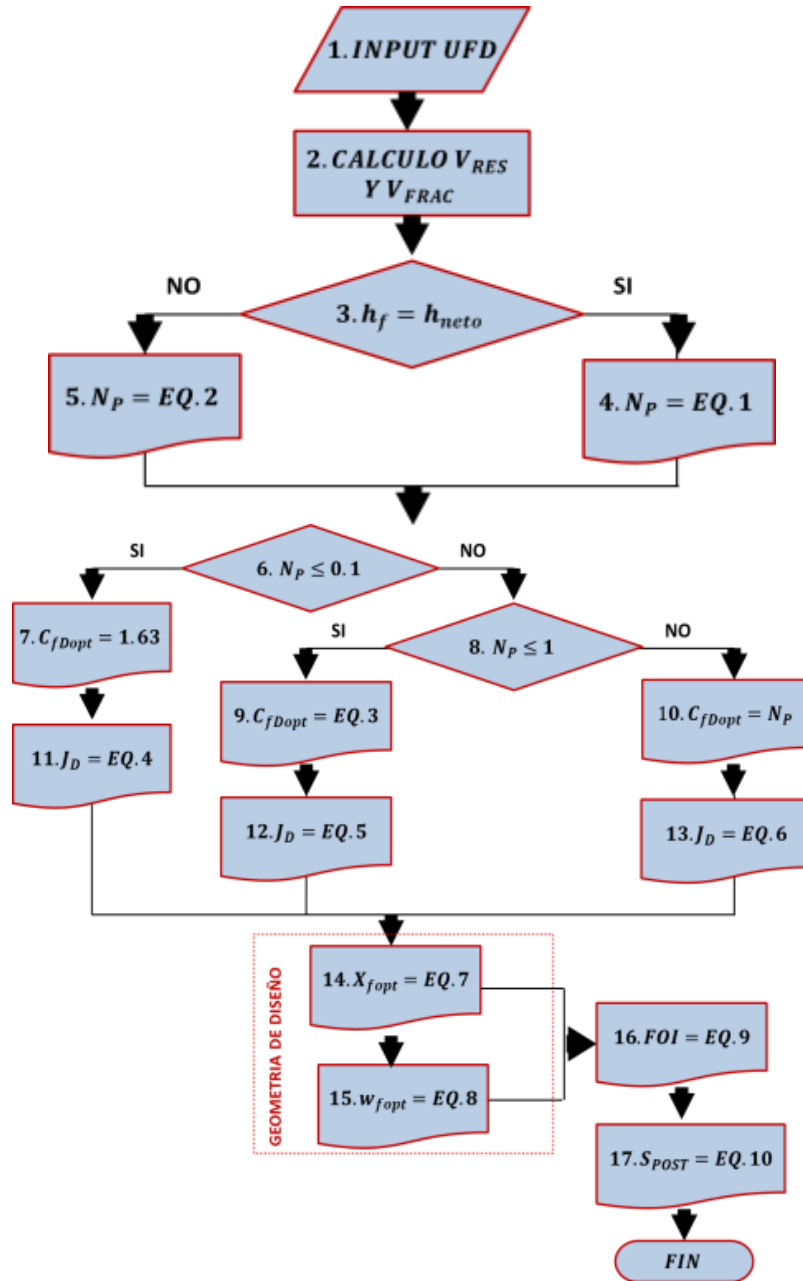
**2.7.2.1 Caracterización del yacimiento.** La permeabilidad (md), el espesor neto (ft), el radio de drenaje del pozo (ft), el radio del pozo (ft), el daño (adimensional) y el módulo de deformación  $E'$  (psi), son los datos del yacimiento que se deben ingresar en la herramienta para ejecutar su código. La permeabilidad es una de las propiedades que tiene mayor relevancia dentro de este grupo, pues el UFD, es sensible a los valores de permeabilidad y dependiendo de los valores de la permeabilidad del yacimiento se decide diseñar un tratamiento TSO.

**2.7.2.2 Caracterización del propante.** La masa de propante que se quiere inyectar en la formación en lb, la gravedad específica al agua del propante, el diámetro del propante (in), la porosidad (fracción) y la permeabilidad in-situ del material propante (md), son los datos que caracterizan el propante en la herramienta OPTFRAC. La masa de propante debe ser optimizada previamente mediante un análisis económico que justifique el aumento de productividad del tratamiento.

**2.7.2.3 Caracterización del fluido de fractura.** Los datos del fluido fracturante son necesarios para caracterizar el tratamiento, definiendo la eficiencia del fluido, el tiempo de bombeo del pad entre otras. Se debe ingresar: la tasa de bombeo del slurry (fluido +propante), la reología  $k'$  y  $n'$ , el coeficiente de pérdida de fluido (leakoff) CL y el coeficiente de pérdida por goteo (spurt loss),  $S_p$ . los coeficientes de pérdida de fluido son considerados cero en las capas impermeables de la formación.

**2.7.2.4 Parámetros de diseño.** La altura de la fractura,  $h_f$  es uno de los parámetros más importantes para el diseño UFD ya que es considerada una variable secundaria que no es optimizada. Generalmente la altura de la fractura es más grande que el espesor permeable de la formación por eso para el diseño de un tratamiento debe tenerse conocimiento de la propagación de la altura de la fractura.

Figura 29. Metodología para la Aplicación del Diseño Unificado de Fractura en la Optimización de la Geometría de Fractura en Tratamientos de Fracturamiento



Fuente: Los Autores.

La máxima concentración del propante (lbm/galón) es el parámetro más importante para definir la geometría de fractura y comúnmente puede ser mayor a 15.

## 1. Input Data.

Obtención de la información de las propiedades del Yacimiento, del Fluido y del propante.

**Propiedades de la formación:** (Presión del Yacimiento, porosidad, permeabilidad, compresibilidad total, Área de drenaje, dimensiones de la extensión del yacimiento en la dirección y, x, espesores productores, tipo de formación, factor de daño, temperatura.)

**Propiedades del Fluido del yacimiento:** Factor volumétrico de formación, viscosidad, GOR, permeabilidad efectiva.

**Propiedades del propante:** porosidad del propante, permeabilidad del empaquetamiento a condiciones in-situ, densidad del propante, masa de propante a inyectar.

2. Calculo del volumen de la fractura o volumen de propante inyectado, así como el volumen de drenaje del yacimiento para el cálculo del  $N_p$ .

$$V_I = \frac{m_p}{(1 - \phi_p)\rho_0\gamma}$$

$$V_{res} = AREA \times 43560 \times h_{neto}$$

3. Si la altura de la fractura es igual al espesor Neto ir al paso 4 si no ir al paso 5

$$4. N_p = \frac{2V_i K_f}{V_{res} K}$$

**Ecu. 1**

$$5. N_p = \frac{2V_i K_f (h/h_f)}{V_{res} K} \quad \text{Ecu. 2}$$

6. si el número de propante calculado con alguna de las ecuaciones anteriores es menor a 0,1 pasar al paso 7, si no al paso 8.

7. La conductividad óptima de la fractura para números de propantes menores a 0.1 es 1.63.

8. Si el número de propante calculado en el paso 8 es menor a 10 pasar al numeral 9, sino pasar al numeral 10.

9. La conductividad óptima de la fractura es determinada a partir de:

$$C_{fDopt} = 0.984 \times (N_p - 0.1) + 1.63 \quad \text{Ecu. 3}$$

10. La Conductividad adimensional de la fractura para números de propantes mayores a 10 es igual al número de propante.

11. El índice de productividad óptimo para números de propantes menores a 0.1 está dado por:

$$J_D = \frac{1}{-0.63 - 0.5 \ln(N_p) + 0.5 \ln(C_{fD}) + f} \quad \text{Ecu. 4}$$

12. El índice de productividad adimensional para  $N_p$  entre 0.1 y 1 está dado por;

$$J_{DI_x}(N_p) = 1.13576 - 0.053 \ln(N_p) - 0.9126 \operatorname{atn}[0.374 - 0.494(N_p)] \quad \text{Ecu. 5}$$

En la **Ecuación 37** se especifican los términos de la función.

13. El índice de productividad adimensional para  $N_p$  mayores a 1 está dado por;

$$J_{D10}(N_p, C_{fD}) = J_{D1}(1, C_{fD}) + \Delta_2 g_{10}(I_x) + \left[ \ln \left( \frac{10}{N_p} \right)^{0.6512} \right] H(I_x) \quad \text{Ecu. 6}$$

En la Ecuación 41 se especifican los términos de la función.

14. La longitud óptima de la fractura está determinada por:

$$x_{f,opt} = \left( \frac{k_f V_f}{C_{fD,opt} k h} \right)^{1/2} \quad \text{Ecu. 7}$$

15. El ancho óptimo de la fractura está determinada por:

$$w_{,opt} = \left( \frac{C_{Df,opt} k V_f}{k_f h} \right)^{1/2} \quad \text{Ecu. 8}$$

16. Determinar el FOI (Folds of Increase), para saber en cuánto se incrementa la productividad de la fractura.

$$FOI = \frac{J_{post}}{J_{pre}} \quad \text{Ecu. 9}$$

$$J_{pre} = \ln \frac{0,472 r_e}{r_w} + S_{pre}$$

17. Determinar el factor de daño Post- Fractpaso.

$$J_{post} = \frac{1}{\ln \frac{0,472r_e}{r_w} + S_f}$$

**Ecu. 10**

## **2.8 METODOLOGIA DE EVALUACION DE LOS TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO MEDIANTE LA METODOLOGIA UFD**

La siguiente es la metodología generada para la Evaluación a través de datos de campo de los tratamientos de fracturamiento utilizando el UFD.

**2.8.1 Determinación de la masa de propante óptima.** Con el diseño unificado de fractura se puede conocer si la masa de propante inyectada en un tratamiento de fracturamiento es la óptima, para tal fin se siguen los pasos a continuación:

- A. Se definen las propiedades del propante y del yacimiento con las que se quieren modelar.
- B. Se determina el número de propante variando la cantidad de propante a ser inyectada.
- C. Con los diferentes escenarios de Np modelados se determina la productividad adimensional para cada uno de ellos.
- D. Con el índice de productividad adimensional se calcula el **FOI** (folds of increase) como se mostró anteriormente.
- E. Se grafica el FOI contra las masas de propantes modeladas y se determina que masa de propante es económicamente viable y genera un incremento de productividad justificable.

**2.8.2 Determinación de la altura de la fractura.** La determinación de la altura de la fractura, permite obtener el volumen de propante efectivo en el yacimiento y la geometría del largo y el ancho. En el cap. 5 se presenta el método de contraste de esfuerzos para el cálculo de la altura de fractura.

**2.8.3 Determinación del índice de productividad de datos de campo.** El índice de productividad medido de datos de campo puede ser convertido al índice de productividad adimensional.

- a. En el capítulo 4 se explica la determinación del índice de productividad.
- b. El índice de productividad adimensional es obtenido teniendo en cuenta el índice de productividad de datos de producción mediante la **Ecuación 29**.

**2.8.4 Cálculo de la conductividad adimensional.** Una vez calculado el índice de productividad adimensional a partir de datos de campo y conociendo el número de propante, se determina la conductividad adimensional de la fractura utilizando las gráficas 21 o 22 según sea el caso de aplicación.

**2.8.5 Cálculo de la geometría de fractura.** Utilizando las Ecuaciones 47 y 48, se puede encontrar la longitud y el ancho de fractura que obedece a la respuesta productiva del yacimiento reflejado en la conductividad adimensional de la fractura, que es generada por el índice de productividad adimensional obtenido.

### **3. DIAGNÓSTICO DE LA GEOMETRÍA DE FRACTURA MEDIANTE EL AJUSTE DE PRESIÓN NETA<sup>121314</sup>**

Los diagnósticos de fractura pueden ser divididos en dos grupos principales: Diagnósticos indirectos y directos. Las técnicas indirectas incluyen el modelamiento de la fractura, pruebas de pozo y el análisis de pruebas de producción (ver Tabla 6). Las herramientas directas son subdivididas en dos grupos: diagnósticos Near-wellbore (como por ejemplo registros radioactivos, de temperatura y de producción), y Far-field (tiltmeter y mapeo microsismico). Los diagnósticos con las técnicas directas suelen ser mucho más costosas que las indirectas, por eso estas últimas pueden ser utilizadas con facilidad para diagnosticar la geometría de fractura si no se cuenta con una técnica directa.

#### **3.1 DECLINACIÓN DE PRESIÓN**

El comportamiento de la presión en un tratamiento de fracturamiento es una función de múltiples variables: altura, longitud, tasa de pérdida de fluido etc., todas las cuales cambian con el tiempo.

---

<sup>12</sup> Fracturing Pressure Analysis, NSI Fracturing 2006.

<sup>13</sup> F. Gu, Y. Duan,; "Evaluating of Hydraulic Fractures by Integrated Techniques", PETSOC 98-86, 1998.

<sup>14</sup> R.D. Barree, M.K. Fisher: "Paper SPE: A Practical Guide to Hydraulic Fracture Diagnostic Technologies.", SPE 77442, 2002.

Tabla 6. Herramientas de diagnóstico de Geometrías de fractura

			HABILIDAD PARA ESTIMAR						
			LONGITUD	ALTURA	ANCHO	AZIMUTH	ORIENTACIÓ	VOLUMEN	CONDUCTIVI
Podría determinar	Pueden determinar	No pueden determinar							
Grupo	Diagnóstico	Limitaciones							
Indirectas	Análisis de Presión Neta	Asume la descripción del yacimiento							
	Pruebas de Pozo	Necesita la permeabilidad y la presión							
	Análisis de Datos de Producción	Necesita la permeabilidad y la presión							
Directas- Near wellbore	Trazadores Radioactivos	Profundidad de investigación 1'-2'							
	Registros de temperatura	Afectada por la conductividad termal de los estratos							
	HIT	Sensible a los cambios en los tubulares							
	Registros de Producción	Solo en las zonas que contribuyen a la producción							
	Registros de imágenes	Solo corre en hueco abierto							
	Videos de fondo	Solo corre en hueco abierto							
	Caliper	Solo corre en hueco abierto							
Directas- Far wellbore	Surface Tilt Mapping	La resolución decrece con la profundidad							
	DH Offset Tilt Mapping	La resolución decrece con la distancia al pozo							
	Microseismic Mapping	No aplica a todas las formaciones							
	Treatment well Tiltmeters	La longitud es calculada del ancho y del alto							

Fuente: Modificado de BARREE A, ET AL. Practical Guide to Hydraulic Fracture Diagnostic Technologies, 2002. SPE 77442-MS.

Sin embargo, a un tiempo inmediatamente después que se detiene el bombeo la fractura para el crecimiento y se presenta una situación simple en donde  $Q$ ,  $\Delta L$  y  $\Delta H$  llegan a ser cero o muy pequeños en la ecuación de continuidad:

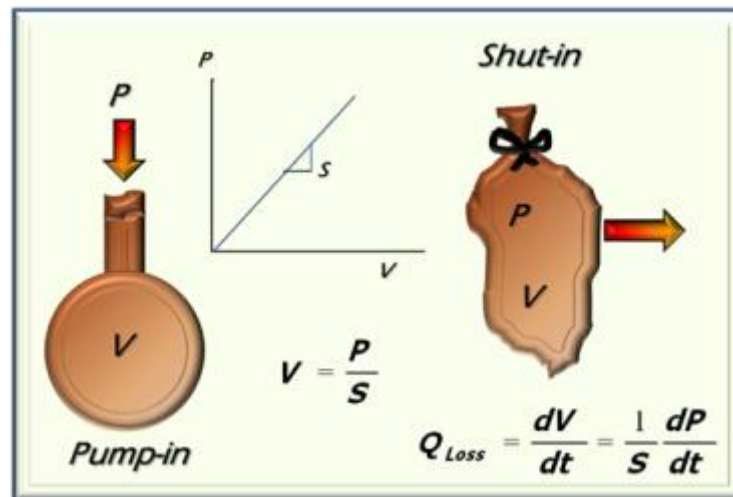
$$Q = q_{loss} + \frac{LP_{net}CH}{\Delta t} + \frac{\Delta L}{L} + \frac{\Delta P_{net}}{P_{net}} + \frac{\Delta H}{H} + \frac{\Delta C_p}{C_p} \quad (60)$$

Donde la tasa de declinación de presión  $\Delta P_{net}$  es proporcional a la tasa de pérdida de fluido  $q_{loss}$ . Del análisis de declinación de la presión se puede obtener los valores del coeficiente de pérdida de fluido y la eficiencia de fluido. La ecuación 60

contiene un término para el cambio en la compresibilidad  $C_p$ , este efecto no puede ser incluido en esta discusión pues no es un factor de peso para el análisis de declinación de la presión.

La relación presión-volumen P-V de una fractura puede ser presentada como la analogía de una membrana elástica llena de fluido como se observa en la Figura 30. El volumen de fluido puede ser determinado de la presión en términos de la rigidez de la membrana, es decir, la rigidez de la fractura  $S$ , que está en función de la geometría de fractura y el modulo elástico de la formación  $E'$ .

Figura 30. Analogía del balón en la relación Volumen –Presión

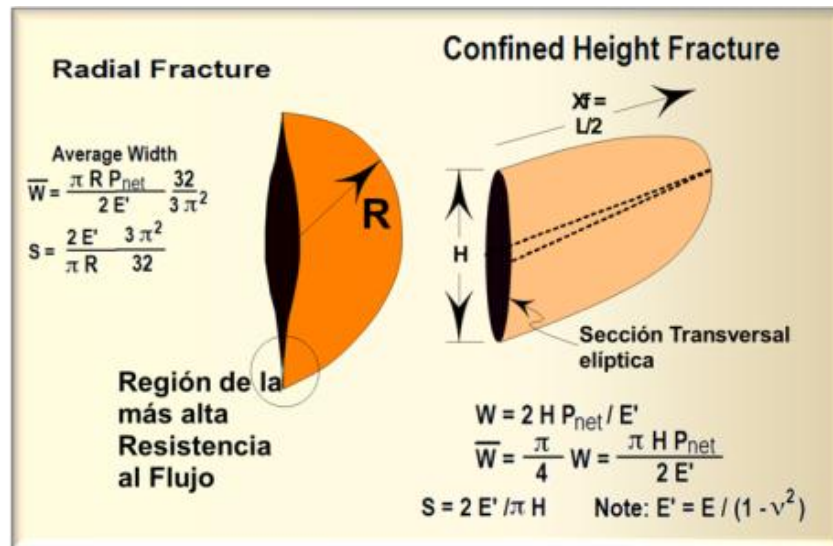


Fuente: Tomado y Modificado de Fracturing Pressure Analysis, NSI Technologies.

Si la membrana desarrolla una pérdida de fluido y se conoce la relación P-V, entonces podemos determinar la tasa de pérdida de fluido  $q_{loss}$  mediante la tasa de declinación de la presión. El sistema de fractura es mucho más simple después del cierre ya que solo dos variables cambian con el tiempo  $P$  y  $V$ , entonces es posible resolver la ecuación de continuidad para esas dos variables. La consideración de que  $\Delta H$  y  $\Delta L$  son cercanos a cero, es decir el área de la fractura es constante, es una de las principales consideraciones para el análisis de la declinación de la presión.

En la Figura 31 se muestran las ecuaciones usadas para describir la rigidez de la fractura  $S$ , para confinamiento en altura y geometría radial. Para cualquier geometría  $S$  es proporcional al módulo de elasticidad  $E'$ .

Figura 31. Relación Presión/Ancho para dos geometrías



Fuente: Tomado y Modificado de Fracturing Pressure Analysis, NSI Technologies.

En la Figura 31 se muestran las ecuaciones usadas para describir la rigidez de la fractura  $S$ , para confinamiento en altura y geometría radial. Para cualquier geometría  $S$  es proporcional al módulo de elasticidad  $E'$ .

**3.1.1 Presión Neta promedio.** Conociendo la rigidez de la fractura  $S$ , la relación P-V de la fractura puede ser calculada de la siguiente expresión:

$$\frac{\Delta V}{\Delta t} = \frac{A \beta_s \Delta P_{net}}{S \Delta t} \tag{61}$$

Donde  $\Delta P_{net}$  es el cambio en el promedio de presión en la fractura. Desafortunadamente sólo se puede medir la presión en el pozo y aunque la fractura haya detenido su crecimiento en extensión, el fluido puede continuar fluyendo a lo largo de la fractura y la presión en el pozo podría ser más alta que la

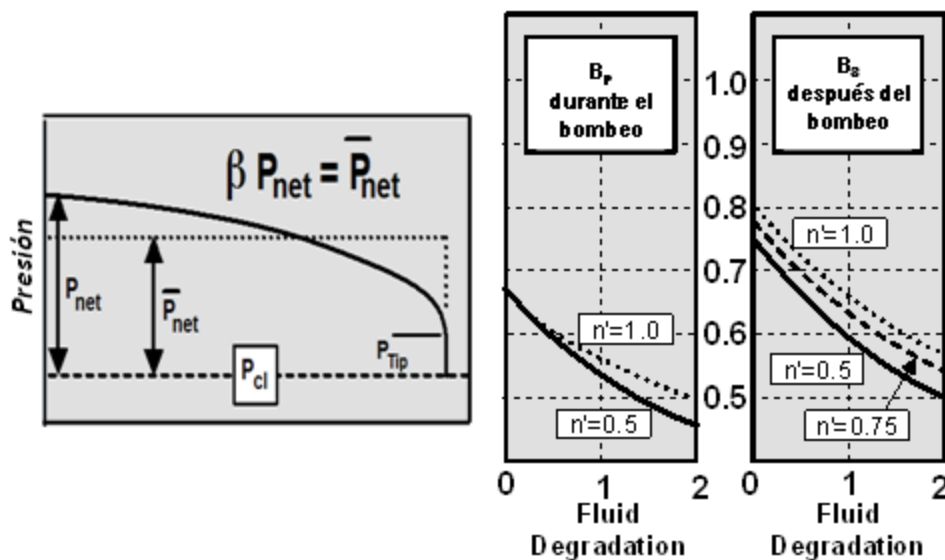
presión promedio en la fractura. Por tal motivo se define un término “ $\beta_s$ ” el cual relaciona la presión en el pozo con la presión promedio en la fractura:

$$P_{avg} = \beta_s P_{well} \quad (62)$$

Donde el subíndice “s” indica que el factor “ $\beta$ ” es durante la declinación de presión en el periodo de cierre. Esta relación se ilustra en la Figura 32.

La Figura 32, también provee las gráficas para determinar  $\beta_s$  para una fractura confinada en altura. Para una fractura radial,  $\beta_s$  es aproximadamente 1.

Figura 32. Representación del factor ‘B



Fuente: Tomado y Modificado de Fracturing Pressure Analysis, NSI Technologies.

En esta gráfica la “degradación del fluido” es una escala adimensional de temperatura. “0” significa que el fluido no se degrada a lo largo de la fractura; el fluido entra a la fractura con una viscosidad y la mantiene hasta alcanzar la punta de la fractura. Un valor de 2 corresponde a una degradación severa del fluido.

Para este caso el fluido entra a la fractura con una viscosidad y esta disminuye drásticamente antes de alcanzar la punta de la fractura y la pérdida en la formación.

Puesto que la tasa de cambio en el volumen de fluido,  $dV/dt$ , es igual a la tasa de pérdida de fluido  $q_{Loss}$ , la **Ecuación 63** puede ser redefinida como:

$$q_{loss} = \left( -\frac{A\beta_s}{S} \right) \frac{\Delta P_{net}}{\Delta t} \quad (63)$$

Donde  $q_{Loss}$  es el término de pérdida de volumen de fluido y por lo tanto es negativo al sistema. Por lo tanto, si la tasa de declinación de la presión (psi/minuto) es conocida durante cualquier instante de tiempo después del cierre y si la rigidez de la fractura  $S$  es también conocida, entonces la tasa de pérdida de fluido en (bpm) puede ser fácilmente calculada. Desafortunadamente este no es un valor práctico. Lo que necesitamos encontrar es el coeficiente de pérdida de fluido que genera esa tasa de pérdida de fluido.

**3.1.2 Tasa de pérdida de fluido.** En muchas situaciones del fracturamiento hidráulico, la tasa de pérdida de fluido es gobernada por el flujo lineal dentro del yacimiento y expresada por la siguiente relación:

$$v_{Loss} = -\frac{C}{\sqrt{t-\tau(a)}} \quad (64)$$

Donde  $v_{Loss}$  es la velocidad de pérdida de fluido sobre un incremental de área de fractura;  $C$  es el coeficiente de pérdida de fluido, y  $\Gamma(a)$  es el tiempo al cual el área  $a$  es creada.

La relación final entre la rigidez de la fractura  $S$ , la tasa de declinación de la presión y el coeficiente de pérdida de fluido  $C$ , puede ser asociada con el término

$\Delta P^*$ . Note que a pesar de la similitud en la terminología con una gráfica de  $P^*$  de Horner, el valor de  $\Delta P^*$  para el análisis de la declinación de fractura no tiene relación con la presión del yacimiento. Por el contrario,  $\Delta P^*$  es una relación simple relación de la tasa de declinación de presión seguido a una tasa de inyección.

Asumiendo un tipo de pérdida de fluido que presenta flujo lineal y referenciando a la **Ecuación 64**, la tasa total del volumen de pérdida de fluido  $q_{Loss}$  puede ser encontrada de:

$$q_{loss} = \int_0^A \frac{2Cr_p da}{\sqrt{t-\tau(a)}} \quad (65)$$

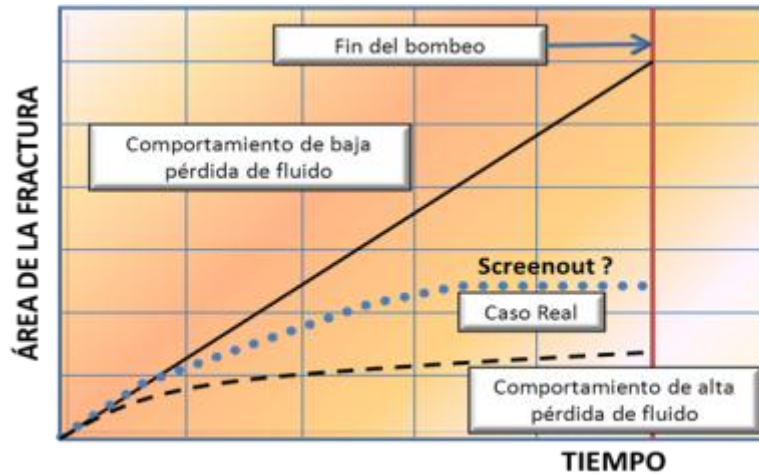
Lo que representa la integración de la velocidad de pérdida de fluido sobre el área total de la fractura afectada por el factor 2 puesto que la fractura tiene dos alas. Obviamente al encontrar una relación reducida a una forma práctica, la incógnita  $\Gamma(a)$  es decir, el tiempo al cual cada elemento de área fue creado puede ser determinada. En general encontrar  $\Gamma(a)$  no es tan simple o una función conocida, y si es un factor importante, entonces el análisis de la declinación de presión tiene usos limitados. Sin embargo, mientras esta función no sea conocida, se pueden evaluar las fronteras del sistema y estas fronteras pueden ser usadas para evaluar la importancia. Por ejemplo como han mostrado varios investigadores para muy baja pérdida de fluido el crecimiento del área de la fractura es aproximadamente lineal con el tiempo:

$$A \propto t \rightarrow \text{baja pérdida de fluido}$$

Mientras que para alta pérdida de fluido, el área de la fractura crece proporcional a la raíz cuadrada del tiempo como se ilustra en la Figura 33

$$A \propto \sqrt{t} \rightarrow \text{alta pérdida de fluido}$$

Figura 33. Crecimiento areal de la fractura contra el tiempo de bombeo



Fuente: Tomado y Modificado de Fracturing Pressure Analysis, NSI Technologies

**3.1.2.1 Caso de baja pérdida de fluido.** Si consideramos el caso de que exista baja pérdida en el volumen de fluido a la formación, es decir  $A \propto \Gamma$  ó:

$$\frac{a}{A} = \frac{\tau}{t_p} \tag{66}$$

Donde  $A$  es el área total de la fractura creada,  $t_p$  es el tiempo de duración del bombeo y 'a' es un pequeño incremental del área creada o abierta al tiempo  $\Gamma$ , siendo  $\Gamma < t_p$ . Podemos obtener:

$$\tau = \frac{a}{A} t_p \quad \text{ó} \quad q_{loss} = \int \frac{2 Cr_p da}{\sqrt{(t - (a/A)t_p)}} \tag{67}$$

La **Ecuación 64** puede ser integrada desde el área '0' hasta  $A$  para obtener la tasa de pérdida de fluido para valores iguales o más grandes a  $t_p$ . De la integración obtenemos:

$$q_{Loss} = \frac{2 Ar_p C}{t_p} 2 \left( \sqrt{t} - \sqrt{(t - t_p)} \right) \tag{68}$$

Ó en función del tiempo adimensional:

$$q_{Loss} = \frac{2 Ar_p C}{\sqrt{t_p}} 2(\sqrt{1 + \delta} - \sqrt{\delta}) \quad (69)$$

Donde el tiempo  $t$  es igual al tiempo de bombeo  $t_p$  más el tiempo de cierre  $t_s$ . El tiempo adimensional  $\delta$  es la relación entre  $t_s/t_p$ .

**3.1.2.2 Caso de Alta pérdida de fluido.** Similarmente como para el caso de baja pérdida de fluido donde:

$$\frac{a}{A} = \frac{\sqrt{\tau}}{\sqrt{t_p}} \quad (70)$$

Podemos integrar la función de tasa de pérdida de fluido  $q_{Loss}$  para obtener:

$$q_{Loss} = \frac{2 Ar_p C}{\sqrt{t_p}} \left( \text{sen}^{-1} \left( \frac{1}{\sqrt{1+\delta}} \right) \right) \quad (71)$$

De manera más general:

$$q_{Loss} = \frac{2 Ar_p C f(\delta)}{\sqrt{t_p}} \quad (72)$$

Donde  $\delta$  es la relación entre  $t_s/t_p$  y se junta un parámetro nuevo  $r_p$  para casos donde solo una fracción del área total de la fractura es permeable o es área de pérdida de fluido. Es decir,  $r_p$  es la relación entre el área permeable abierta y el área total de la fractura:

$$r_p = \frac{\text{Área permeable de la fractura}}{\text{Área total de la fractura}}$$

El tiempo de acción del comportamiento de pérdida de fluido es determinado por  $f(\delta)$ :

$$f(\delta) = 2(\sqrt{1 + \delta} - \sqrt{\delta}) \text{ para baja pérdida de fluido}$$

$$f(\delta) = \text{sen}^{-1}\left(\frac{1}{\sqrt{1 + \delta}}\right) \text{ para alta pérdida de fluido}$$

Si graficamos estas dos funciones versus el tiempo adimensional de cierre  $\delta$  observamos que la similitud entre las dos funciones de tiempo indica que para el análisis de la declinación de la presión NO es necesario un exacto conocimiento de cómo la fractura crece con el tiempo. La fractura puede crecer en longitud tanto como pueda, es decir no existe condición para un screenout. Por ejemplo si consideramos el caso de la curva negra continua de la Figura 33 mostrando el área de la fractura vs el tiempo para un tratamiento en el cual tenemos un screenout prematuro. Para este caso el área de la fractura detiene el crecimiento tempranamente durante el bombeo. Así que durante la declinación de la presión toda el área de la fractura es 'madura' y esto da una tasa más baja de pérdida de fluido que la esperada después del cierre. La aplicación del análisis de la declinación de la presión después del bombeo permitirá obtener un bajo error en el cálculo del coeficiente de pérdida de fluido. Notemos que la Figura 33 no significa que no haya diferencia entre casos de alta y baja pérdida de fluido. Simplemente, representa que el tiempo exacto durante el crecimiento del área de la fractura mientras el bombeo no es un factor dominante. La tasa de pérdida de fluido después del bombeo, y el análisis de declinación de la presión, son función de varias variables incluyendo: el coeficiente de pérdida de fluido  $C$ , el tiempo de bombeo  $t_p$ , y el área total de la fractura creada  $A$ .

### 3.2 $\Delta P^*$ EN EL ANÁLISIS DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN

Si combinamos la ecuación básica del comportamiento de declinación de la presión con la ecuación de pérdida de fluido podemos obtener:

$$q_{Loss} = \frac{2 A r_p C f(\delta)}{\sqrt{t_p}} = \frac{A \beta_s}{S} dP_{Net}/dt \quad (73)$$

$$- dP_{Net}/dt = \frac{2 S r_p C}{\beta_s \sqrt{t_p}} f(\delta) \quad (74)$$

La **Ecuación 74** representa una relación definitiva entre la rigidez de la fractura  $S$ , el coeficiente de pérdida de fluido, y la declinación de la presión después del bombeo. Si la declinación de la presión fuera una función lineal del tiempo, es decir,  $dP/dt=cte$ , entonces la relación podría ser caracterizada con un simple “psi/minuto”. Por ejemplo si asumimos un caso con un tiempo de bombeo  $t_p$  de 20 minutos. Si 10 minutos después el bombeo es detenido, es decir  $t_s=10$  y  $\delta=0.5$ , la tasa de declinación de presión  $dP/dt$  es de 5 psi/minuto, luego de la Figura 34,  $f(\delta)=1$ . Si la rigidez de la fractura fuera conocida la **Ecuación 71** puede ser resuelta para encontrar el coeficiente de pérdida de fluido. Sin embargo el comportamiento es más complejo que lo descrito anteriormente, pero un valor definido como  $\Delta P^*$  puede ser usado para describir el comportamiento de la declinación de la presión. Básicamente el  $\Delta P^*$  es un valor simple el cual caracteriza la tasa de declinación de presión. Un alto valor indica una rápida declinación de la presión la cual correspondería a una alta pérdida de fluido, sin embargo también podría ser debido a un alto módulo de la formación. Por lo tanto el  $\Delta P^*$  no describe directamente la pérdida de fluido, pero si representa una relación específica entre varias variables. Cabe notar que un Mini-frac no mide directamente la pérdida de fluido, más bien mide el  $\Delta P^*$ .

Desafortunadamente la tasa de cambio de la presión,  $dP_{Net}/dt$  es una medida difícil de usar. Por esto es conveniente integrar la tasa de declinación de presión  $dP_{Net}/dt$  para convertirla en una forma de “diferencia de presión”. Integrando  $dP/dt$  de un tiempo  $t_0$  hasta un tiempo  $t_0+\Delta t$ :

$$\int_{t_0}^{t_0+\Delta t} -\frac{dP_{net}}{dt} dt = \Delta P = P(t = t_0) - P(t = t_0 + \Delta t)$$

Dando una diferencia de presión:

$$\Delta P(\delta_o, \delta) = P(\delta_o) - P(\delta)$$

Donde  $t_0$  ó  $\delta_o$  es un ‘tiempo de inicio’ para calcular la diferencia de presión.

Simultáneamente integrando el lado derecho de la **Ecuación 74** de un tiempo  $t_0$  a un tiempo  $t$  obtenemos:

$$\Delta P(\delta_o, \delta) = P(\delta_o) - P(\delta) = \frac{\pi C r_p S}{2\beta_s} \sqrt{t_p} G(\delta_o, \delta) \quad (75)$$

Don de la ‘función G’ es definida como:

$$G(\delta_o, \delta) = \frac{4}{\pi} (g(\delta) - g(\delta_o)) \quad (76)$$

Que resulta la integración de la función tiempo  $f(\delta)$  que controla la declinación de presión y la tasa de pérdida de fluido. Para baja pérdida de fluido (alta eficiencia) el valor de  $g(\delta)$  está dado por:

$$g(\delta) = \frac{4}{3} \left( (1 + \delta)^{3/2} - \delta^{3/2} \right) \text{ para baja pérdida de fluido} \quad (77)$$

Mientras que para alta pérdida de fluido (baja eficiencia) el valor de  $g(\delta)$  está dado por:

$$g(\delta) = (1 + \delta) \operatorname{sen}^{-1} \left( \frac{1}{\sqrt{1+\delta}} \right) + \sqrt{\delta} \text{ para alta pérdida de fluido} \quad (78)$$

Finalmente se redefine el grupo de variables como  $\Delta P^*$  en la **Ecuación 75** dando:

$$\Delta P^* = \frac{\pi C r_p S}{2 \beta_s} \sqrt{t_p} \quad (79)$$

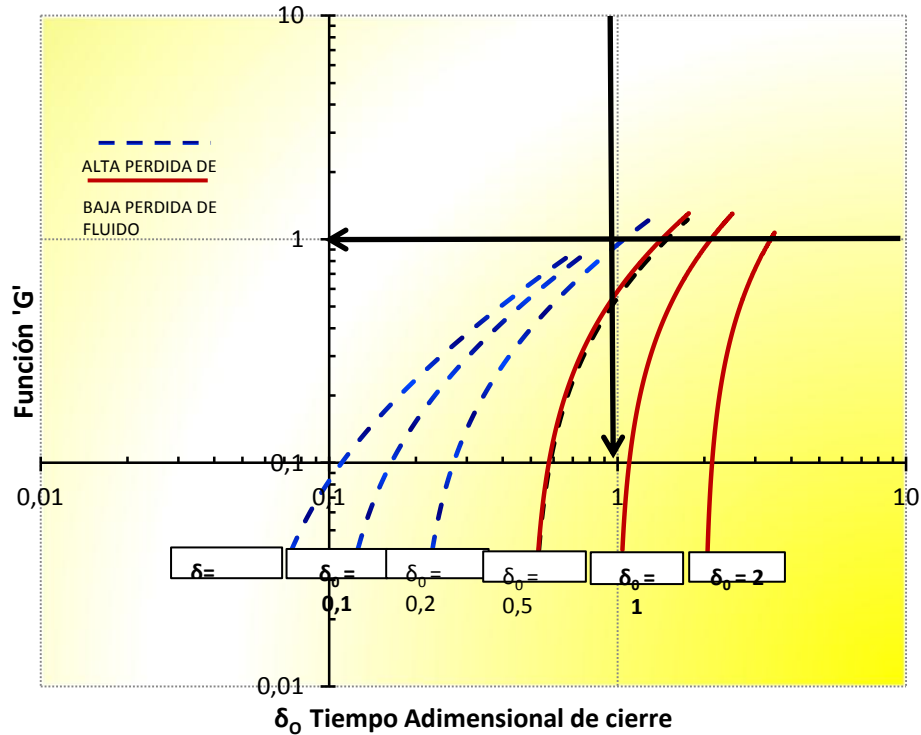
$$\Delta P(\delta_o, \delta) = \Delta P^* G(\delta_o, \delta) \quad (80)$$

Indicando que  $\Delta P^*$  es simplemente una colección de variables o un multiplicador, el cual ajusta mejor el comportamiento real de la declinación de presión al comportamiento teóricamente perfecto definido por 'G'.

**3.2.1 Análisis de las curvas tipo para determinar  $\Delta P^*$ .** El valor verdadero de  $\Delta P^*$  es encontrado creando curvas tipo 'teóricas' de la función 'G' como se observa en la Figura 34. Luego se ajusta los datos de declinación de un mini-frac a estas curvas.

Esta gráfica que representa un comportamiento teórico incluye dos conjuntos de curvas: tres curvas discontinuas para los tipos de inicio adimensional de 0.05, 0.1 y 0.2; y las curvas sólidas para los valores de 0.5, 1 y 2. Para 'tiempos tempranos' las curvas discontinuas corresponden a la solución para fluidos de baja eficiencia.

Figura 34. Curva Tipo para el Análisis de Declinación de Presión de un Mini-Frac



Fuente: Tomado y Modificado de Fracturing Pressure Analysis, NSI Technologies

Mientras que para tiempos más grandes correspondientes a las curvas sólidas se presenta el comportamiento alta eficiencia, es decir, baja pérdida de fluido.

Para el análisis de la declinación de presión se debe considerar el caso donde un mini-frac ha sido bombeado bajo el tubing mientras se mide la presión en el anular en superficie. Después del cierre la presión de declinación es medida y utilizada para el análisis.

El primer paso para el análisis de declinación es determinar el tiempo y la presión de cierre. El tiempo de cierre puede ser determinado de una gráfica de  $P$  vs  $\sqrt{t}$ . El tiempo de cierre es usado para determinar cuál curva tipo se debe usar. Si tenemos un caso donde el tiempo adimensional de cierre de la fractura es menor de 0.5, es decir  $\delta_C < 0.5$ , significa que la fractura se cierra en menos de 30 minutos

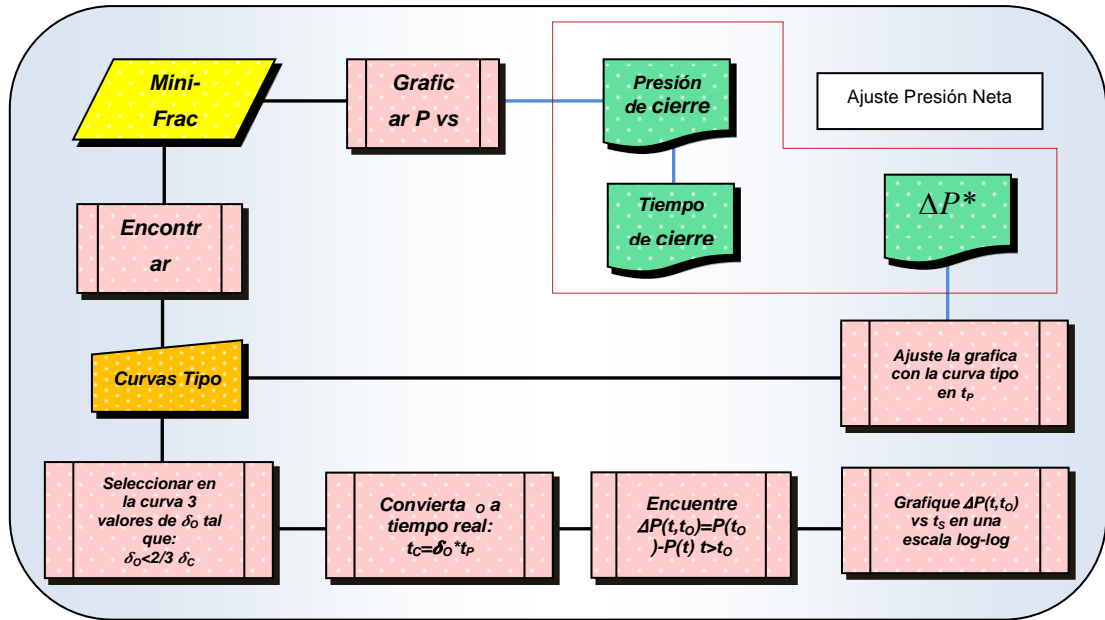
después de una hora de bombeo, por lo que se pueden utilizar las curvas de baja eficiencia, es decir las curvas discontinuas debido a la alta pérdida de fluido. Las curvas sólidas se usan cuando el tiempo de cierre de la fractura es más grande que el tiempo de bombeo.

Una vez obtenido el tiempo de cierre y conociendo el tiempo de bombeo  $t_p$ , podemos encontrar el valor correspondiente al tiempo adimensional de cierre es decir  $\bar{\delta}_C$ , dado por  $t_C/t_p$ .

Para la selección de los tiempos adimensionales de inicio  $\bar{\delta}_0$  para encontrar la diferencia de presión  $\Delta P(\bar{\delta}_0, \bar{\delta})$ , deben ser menores al tiempo adimensional de cierre  $\bar{\delta}_C$ , ya que el análisis no tiene significado para presiones por debajo a la presión de cierre. Por ejemplo si encontramos un caso donde  $\bar{\delta}_C=1.3$  podemos escoger de la curva tipo (Figura 34) los valores de correspondientes de  $\bar{\delta}_0$  a 1; 0.5 y 0.2. Luego se debe convertir este tiempo adimensional en tiempo real multiplicando el tiempo adimensional por el tiempo de bombeo:  $t_0=\bar{\delta}_0 * t_p$

Como ya hemos encontrado el valor aproximado del tiempo de inicio de la declinación de la presión podemos obtener los valores de la caída de presión desde  $t_0$  hasta un tiempo  $t$ . luego esas diferencias de presión para los diferentes tiempos de inicio encontrados deben ser graficados contra el tiempo en una gráfica log-log de la misma escala que la curva tipo. En la gráfica 35 se presenta un flujo grama de la metodología para encontrar el  $\Delta P^*$ .

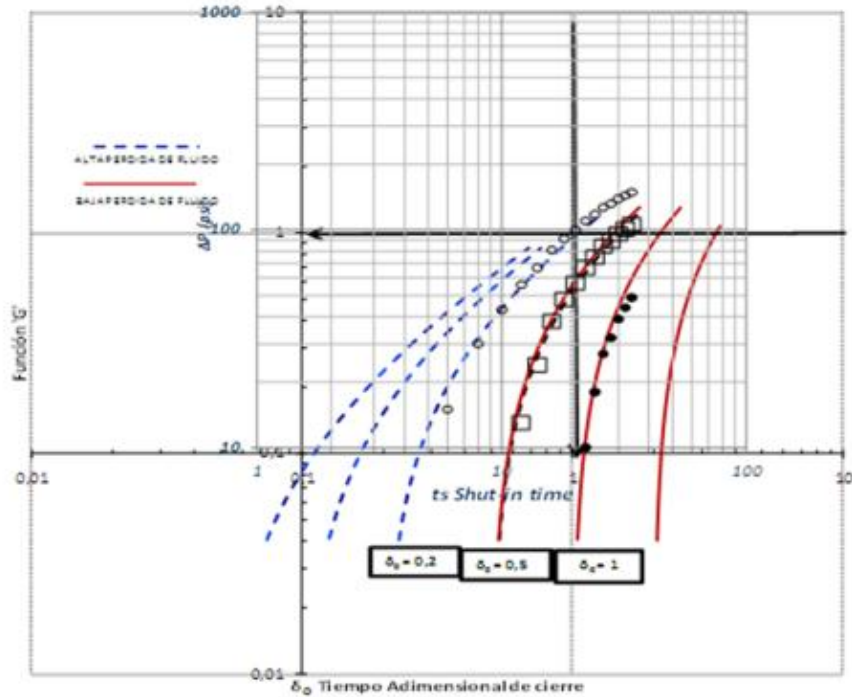
Figura 35. Metodología para encontrar el  $\Delta P^*$



Fuente: Los Autores

**3.2.2 Ajuste de la curva tipo.** Cuando se haya construido la gráfica logarítmica de la caída de presión  $\Delta P$  vs el tiempo, esta se debe superponer sobre la curva tipo como se muestra en un ejemplo en la Figura 36. Como observamos las dos gráficas son ajustadas a lo largo del eje x en el tiempo después del cierre igual al tiempo de bombeo ( $t_s=20$ ) alineado sobre la línea 1 de la curva tipo. Luego se debe mover la curva tipo verticalmente hasta encontrar el mejor ajuste a los tiempos adimensionales encontrados: para este caso  $\delta_o = 0.2, 0.5$  y  $1$ . El valor de  $\Delta P^*$  es leído de la escala de  $\Delta P$ . Para este caso  $\Delta P^* = 100$  psi.

Figura 36. Modelo de Ajuste de la curva tipo con la gráfica  $\Delta P$  vs  $t$



Fuente: Tomado y Modificado de Fracturing Pressure Analysis, NSI Technologies.

Para este caso el énfasis es hecho en la curva del medio ( $\delta_0 = 0.5$ ). Para la primera curva los datos de declinación de presión ajustan ligeramente por encima de la curva tipo. Esto indica que en  $\delta_0 = 0.2$  los datos medidos fueron declinando ligeramente más rápido que el comportamiento teórico predicho. Para tal caso esto puede indicar una extensión adicional de fractura después del cierre. Para la curva de  $\delta_0 = 1$  los datos caen significativamente por debajo de la curva teórica. Se debe tener en cuenta que se ignoran los datos después del tiempo de cierre. Para este caso el tiempo de cierre de la fractura es de 26 min. En esta curva solo existen uno o dos datos antes de este tiempo, por lo que no es suficiente para hacer un ajuste. Por descarte la curva del medio ( $\delta_0 = 0.5$ ) es seleccionada para enfatizar el ajuste.

**3.2.3 Gráfica de la función ‘G’ para encontrar  $\Delta P^*$ .** La Ecuación 80 puede ser reescrita como:

$$\Delta P(0, \delta) = ISIP - P(\delta) = \Delta P^* G(\delta_o, \delta)$$

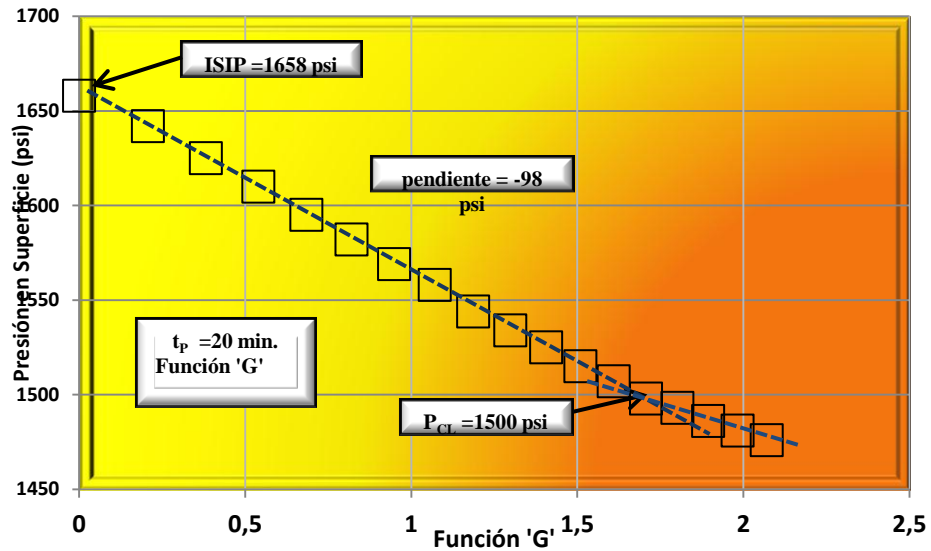
Donde el ISIP es el “Instantaneous Shut-in Pressure”. Esta permite obtener:

$$P(\delta) = ISIP - \Delta P^* G(\delta_o, \delta) \text{ ó } \Delta P^* = -dP/dG$$

Es decir la pendiente de una gráfica lineal de la declinación de presión contra la función ‘G’ que da el ‘ajuste de presión’  $\Delta P^*$ . Ya que la función ‘G’ es generalmente una función compuesta del tiempo adimensional  $\delta$ , la gráfica de la función ‘G’ se presenta como una forma más amable de calcular la declinación de presión. En general la gráfica de la función ‘G’ puede ser aplicada mejor en casos donde existe una alta pérdida de fluido donde el tiempo de cierre de fractura esta en el orden de 30 a 50% del tiempo de bombeo.

Para el caso mostrado en la Figura 36 donde se encontró el valor de  $\Delta P^*=100$  los datos de declinación de presión son graficados contra la función G como se muestra en la Figura 37.

Figura 37. Ejemplo del Análisis de la Gráfica de la Función 'G'



Fuente: Tomado y Modificado de Fracturing Pressure Analysis, NSI Technologies.

Se puede tomar algún delta en esta gráfica justo antes de la presión de cierre donde la pendiente es relativamente constante desde cualquier valor hasta el valor de la presión de cierre de fractura. Tomando la pendiente de la línea indicada muestra un valor de -98, dando un  $\Delta P^* = 98$  psi, perfectamente aceptable con respecto al valor hallado con las curvas tipo.

**3.2.4 Determinación de la eficiencia de fluido a partir de  $\Delta P^*$ .** Una nueva variable  $\rho$  es utilizada para definir la eficiencia del fluido y esta expresada por:

$$\rho = \frac{V_F}{V_L} = \frac{\text{volumen de la fractura}}{\text{volumen de pérdida}} = \frac{e_F}{1 - e_F} \quad (81)$$

El término  $\rho$  puede ser determinado directamente del análisis de la curva tipo en función de ajuste de presión,  $\Delta P^*$ , y la presión neta de fracturamiento al tiempo al cierre  $p_s$ , es decir la presión correspondiente al *ISIP* menos la presión de cierre.

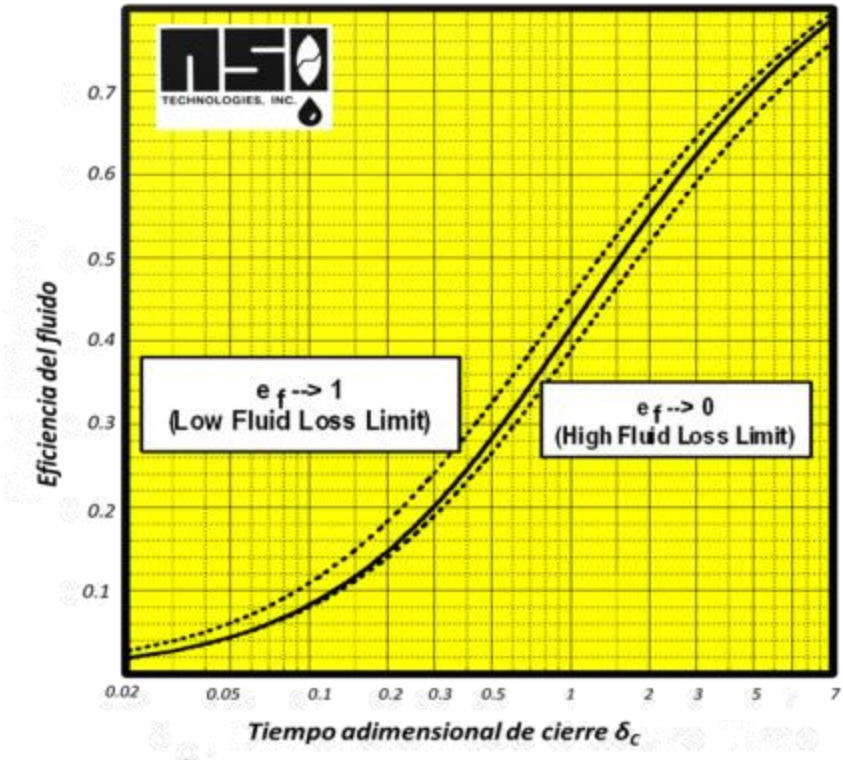
$$\rho = \frac{\pi P_s}{4 K g_o \Delta P^*} \quad (82)$$

$$g_o = 1.57 - 0.238e_F \quad (83)$$

Donde  $g_o$  es una función que describe la diferencia de presión a  $\delta=0$  como ya se ha discutido y  $K$  es una corrección al coeficiente de pérdida de fluido el cual se debe considerar por una adicional pérdida de fluido que ocurre solo durante el bombeo, es decir las pérdidas por goteo 'spurt loss' producidas por la abertura de fisuras naturales durante la inyección. Sin embargo,  $K$  no puede ser determinado analíticamente de la declinación de presión, por lo tanto podría ser asumido como '1' en todos los casos.

Se debe aplicar un 'control de calidad' al proceso de declinación de presión y para esto se debe encontrar primero la eficiencia del fluido determinada a partir del valor calculado de tiempo adimensional de cierre  $\bar{\delta}_C$ . Luego la razón de pérdida  $\rho$ , es determinada del ajuste de presión en la curva tipo,  $\Delta P^*$ , y la presión neta final,  $p_s$ . El valor calculado es utilizado después para calcular la eficiencia de la **Ecuación 79**. Este valor hallado comparado con el valor de la gráfica debe tener una diferencia porcentual entre el 10 y el 12%, es decir una confiabilidad del 90 al 92%. Si la diferencia porcentual es mayor tendríamos que revisar el análisis hecho, reevaluar la presión de cierre etc. Si persiste la discrepancia, esto puede indicar que existe una verdadera diferencia entre el comportamiento de la fractura y las consideraciones teóricas que constituyen la base del análisis de declinación. Si la eficiencia calculada del tiempo de cierre y la carta en la Figura 38 es menor que la eficiencia calculada de  $\Delta P^*$ , esto podría ser consecuencia de una significativa pérdida por goteo o pérdida de fluido por fracturas naturales las cuales son activadas durante la inyección, pero se cierran durante la declinación.

Figura 38. Eficiencia del fluido



Fuente: Tomado de Fracturing Pressure Analysis, NSI Technologies

**3.2.5 Determinación del coeficiente de pérdida de fluido de  $\Delta P^*$ .** Una vez el parámetro de declinación de presión  $\Delta P^*$ , haya sido determinado del análisis de la curva tipo, o de la gráfica de la función 'G', este valor puede utilizarse para calcular el coeficiente de pérdida de fluido, C. Para una geometría PKN las ecuaciones que relacionan con la pérdida de fluido con el  $\Delta P^*$  son:

$$x_f = \frac{0.134 V_G E'}{4 K \Delta P^* \beta_s g_o (1+\rho) H^2} \quad (84)$$

$$w = 6\pi \beta_s P_s H / E' \quad (85)$$

$$C = \frac{\Delta P^* \beta_s H}{r_p E' \sqrt{t_p}} \quad (86)$$

Donde  $V_G$  es el volumen inyectado en galones,  $E'$  es el módulo de deformación,  $H$  la altura de la fractura y los demás términos ya han sido definidos. Para el modelo geométrico GdK las ecuaciones están representadas por:

$$x_f = \frac{[0.134V_G E']^{1/2}}{8 K \Delta P^* \beta_s (1-\rho) H} \quad (87)$$

$$w = 12\pi \beta_s P_s x_f / E' \quad (88)$$

$$C = \frac{2\Delta P^* \beta_s x_f}{r_p E' \sqrt{t_p}} \quad (89)$$

Para geometría radial las ecuaciones que relacionan el  $\Delta P^*$  son:

$$x_f = \left[ \frac{0.134 V_G E'}{2\pi K \Delta P^* \beta_s (1+\rho) H} \right]^{1/3} \quad (90)$$

$$w = 6\pi \beta_s x_f / E' \quad (91)$$

$$C = \frac{\Delta P^* x_f}{r_p E' \sqrt{t_p}} \quad (92)$$

En las ecuaciones anteriores se observa que el uso más común del análisis de declinación de presión es encontrar el valor de  $C$ . La declinación de presión está relacionada a una entera colección de variables. Este conjunto de variables incluye el coeficiente de pérdida de fluido  $C$ , pero también incluye la geometría, el módulo de deformación y la altura.

El análisis de la declinación de presión hasta este punto ha sido independiente de la geometría de fractura. Sin embargo, los parámetros calculados de la declinación

de presión pueden proveer algunas veces conocimiento sobre la geometría de fractura.

Es usual descartar los modelos geométricos de confinamiento en altura PKN o GdK basados en simples comparaciones. Por ejemplo si uno asume que la altura de la fractura, H, es igual a la altura de los perforados y luego calcula la longitud de la fractura basado en el modelo GdK, y esta longitud es mayor que la altura asumida, entonces el modelo GdK no es el apropiado.

Como la fractura crece por encima de la altura de los perforados, inicialmente podríamos asumir una geometría radial. Entonces para una geometría GdK ( $H > L$ ), la altura no puede ser más grande que la altura de los perforados, en este caso se puede utilizar un modelo radial o PKN.

### 3.3 AJUSTE DE LA HISTORIA DE PRESIÓN

El método más poderoso para interpretar y analizar los datos de la presión de fracturamiento, es realizando mediante un simulador numérico el ajuste histórico de la presión real del tratamiento y los datos de la declinación de presión. Otra forma podría ser, la calibración de los modelos de fractura para una formación particular que se esté estudiando. Normalmente se utilizan los simuladores numéricos para realizar el ajuste histórico de presión, o podemos aplicar ecuaciones sencillas que pueden ayudar a superar las incertidumbres involucradas en el análisis de la presión de fracturamiento. Esas incertidumbres son inherentes al análisis del fracturamiento ya que existen más variables que ecuaciones. La primera de las dos principales ecuaciones está dada por:

$$P_{Net} = \left[ \frac{E'{}^3}{H^4} (\mu QL) + P_{Tip}{}^4 \right]^{1/4} \quad (93)$$

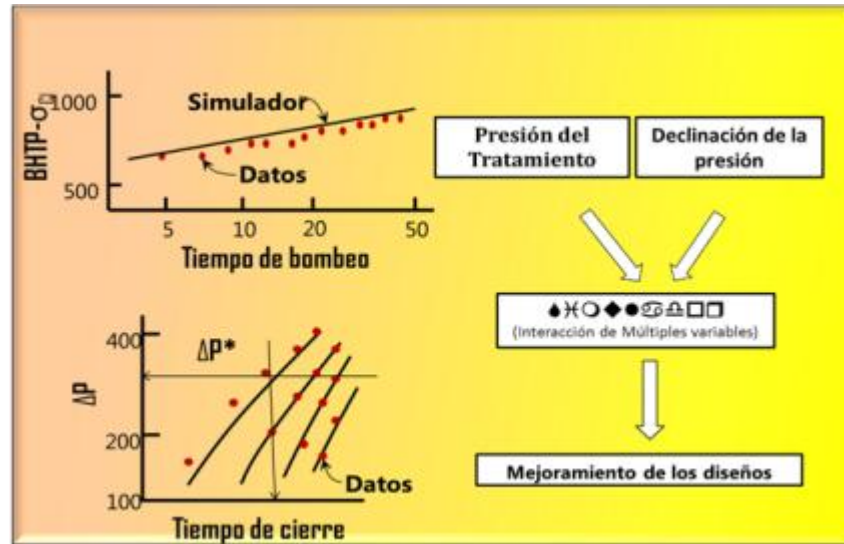
Donde la presión neta del tratamiento y por ende el valor de  $P_s$  utilizado en el análisis de declinación de presión, son principalmente una función del módulo de la formación y la altura total de la fractura  $H$ . La segunda ecuación es la que describe el comportamiento de la declinación de la presión la cual puede ser representada por el valor de  $\Delta P^*$ :

$$\Delta P^* = \frac{\pi C r_p S}{2 \beta_s} \sqrt{t_p} \quad (94)$$

Donde  $S$  es la rigidez de la fractura la cual para alguna geometría es una función del módulo de la formación y de la altura de la fractura. Por lo tanto, se tienen cuatro variables desconocidas o incógnitas: el Módulo  $E$ , la altura  $H$ , el coeficiente de pérdida de fluido  $C$ , y la dureza de la formación  $K_{IC}$  que controla la presión de extensión  $P_{Tip}$ . El punto importante aquí es que mientras existan cuatro variables desconocidas y sólo dos ecuaciones, cualquier solución a esas ecuaciones no va a ser única. Por ejemplo si resolvemos la ecuación de declinación de presión para encontrar el coeficiente de pérdida no hay seguridad de que el resultado sea significativo. Por ejemplo nos deberíamos preguntar si los valores de  $E$  y  $H$  utilizados para determinar el coeficiente de pérdida de fluido son consistentes con la presión neta del tratamiento. Si los valores son consistentes entonces el resultado del coeficiente de pérdida de fluido determinado mediante  $\Delta P^*$  puede ser razonable. El proceso de ajuste de presión es ilustrado en la Figura 39 y considera el simulador numérico como la herramienta que enfrenta las variables.

La gráfica superior izquierda de esta figura muestra un aumento de la presión de fracturamiento con el tiempo, representada por una pequeña pendiente positiva. Indicando una fractura confinada en altura.

Figura 39. Modelo del ajuste Histórico de presión.



Fuente: Tomado y Modificado de Fracturing Pressure Analysis, NSI Technologies.

Al usar un modelo numérico para ajustar la historia de presión se debe determinar que la altura y el módulo son consistentes con el comportamiento de la presión del tratamiento. Los valores de altura y módulo pueden ser utilizados después para calcular un coeficiente de pérdida de fluido del análisis de declinación. Sin embargo, a este punto puede ser que el valor calculado de 'C' sea diferente del valor inicial usado en el modelamiento de la presión del tratamiento. Si esta diferencia es muy grande (entre el 20 y 30%) el modelamiento debería ser realizado nuevamente con el nuevo valor de 'C', modificando los valores de la altura y el módulo. La nueva altura y módulo deben ser utilizados para recalculer el valor de 'C' en un proceso de iteración. Este proceso rara vez es necesario ya que la presión neta del tratamiento es relativamente insensible a valores precisos de 'C'.

Al finalizar el Ajuste histórico de la presión se obtiene un conjunto de variables ( $H$ ,  $E$ ,  $C$  &  $K$ ) los cuales dan una buena descripción de la prueba Mini-frac, lo que puede ser usado para considerar diferentes diseños del tratamiento. No obstante aunque los tres valores sean consistentes no necesariamente son únicos. Los

datos externos son primordiales para delimitar completamente el problema: por ejemplo muestras de corazones podrían ser usadas para determinar el módulo de la formación, registros de temperatura pueden mostrar si la altura de la fractura está acorde con la utilizada en el ajuste de presión etc.

## 4. DETERMINACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD PARA LA EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO<sup>15</sup>

### 4.1 DESEMPEÑO VERTICAL EN POZOS DE ACEITE

**4.1.1 Índice de Productividad e IPR.** La manera común de determinar la capacidad productiva de un pozo se conoce como índice de productividad, el cual está representado por el símbolo (J). Este índice de productividad es la relación de la tasa de flujo total a la caída de presión. Para un pozo que produce aceite libre de agua, el índice de productividad viene dado por:

$$J = \frac{Q_o}{P_r - P_{wf}} = \frac{Q_o}{\Delta P} \quad (95)$$

Donde:

$Q_o$  =Tasa de Flujo de Aceite, STB/D

$J$  = Índice de Productividad, STB/D/Psi

$P_r$  =Presión promedio del área de drenaje (Presión Estática), Psi

$P_{wf}$  =Presión de Fondo Fluyendo, Psi

$\Delta P$  =Caída de Presión, Psi

---

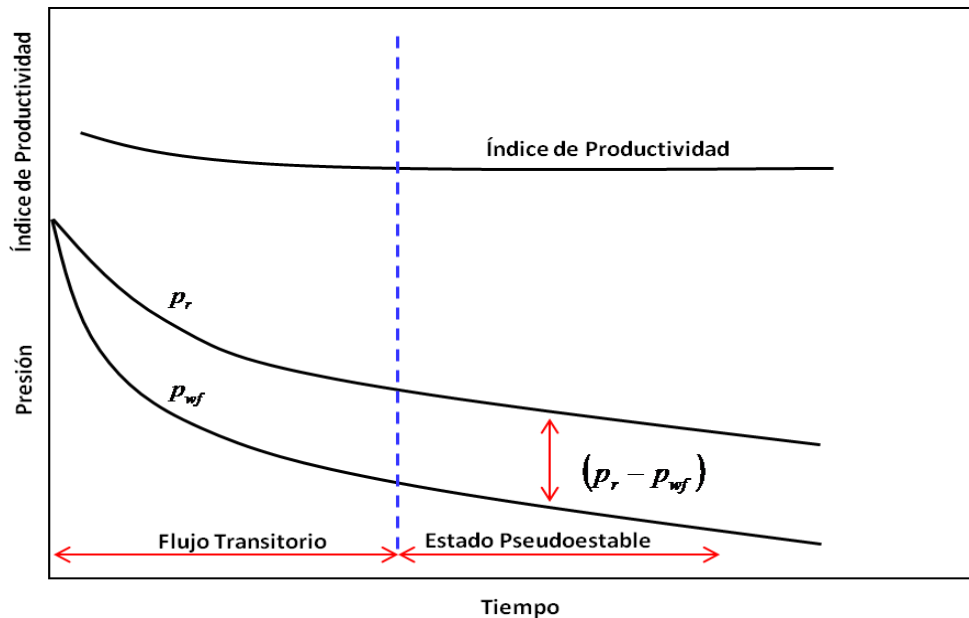
<sup>15</sup> AHMED T, PhD, PE. Reservoir Engineering Handbook. Burlington:.. Cuarta Edición. Elsevier, 2010

La escala típica de valores de índice de productividad  $J$  STB/D/Psi son:

Productividad Baja	$J < 0,5$
Productividad Media	$0,5 < J < 1,0$
Productividad Alta	$1,0 < J < 2,0$
Productividad Excelente	$2,0 < J$

El índice de productividad generalmente se mide durante una prueba de producción en el pozo. El pozo se cierra hasta alcanzar la presión de yacimiento promedio. Luego de esto, el pozo se pone en producción a una tasa constante  $Q$  y a una presión de fondo fluyendo estabilizada  $P_{wf}$ . Como una presión estabilizada en superficie no refleja necesariamente una  $P_{wf}$ , estabilizada en fondo, la  $P_{wf}$  debe registrarse continuamente y al tiempo que el pozo esta fluyendo. Entonces, se calcula el índice de productividad a partir de la ecuación anterior, que es válido siempre y cuando el pozo este fluyendo a condiciones de flujo pseudo-estable y a tasa constante como se observa en la Figura 40.

Figura 40. Índice de productividad durante los regímenes de flujo



Fuente: Modificado de AHMED T, PhD, PE. Reservoir Engineering Handbook. Burlington: Elsevier, 2010. Cuarta Edición.

El índice de productividad puede calcularse numéricamente definiendo ( $J$ ) en términos de las condiciones de flujo semi-estable.

$$Q_o = \frac{0.00708k_o h(p_r - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]} \quad (96)$$

Al combinar esta ecuación con la **Ecuación 95** se obtiene:

$$J = \frac{0.00708k_o h}{\mu_o B_o \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]} \quad (97)$$

Dónde:

$J$  = Índice de Productividad, STB/D/Psi

$k_o$  = Permeabilidad efectiva del aceite, md

$S$  = Factor Skin, adimensional

$h$  = Espesor, ft

El concepto de permeabilidad relativa puede incluirse convenientemente en la **Ecuación 97** para obtener:

$$J = \frac{0.00708kh}{\left[ \ln\frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S \right]} \left[ \frac{k_{rO}}{\mu_o B_o} \right] \quad (98)$$

Debido a que gran parte de la vida productiva de un pozo, este se mantiene en condiciones cercanas a las de flujo pseudo-estable, el índice de productividad puede utilizarse para predecir el comportamiento futuro de los pozos. Adicionalmente, monitoreando el índice de productividad durante este periodo, es posible determinar si este tiene daño, el cual pudo ser causado durante el

completamiento, workover, producción, operaciones de inyección, u operaciones mecánicas.

Como los índices de productividad pueden variar de un pozo a otro por la variación en el espesor del yacimiento, es importante, normalizar estos índices dividiendo cada uno por el espesor productor del pozo, lo que se conoce como índice de productividad específico ( $J_S$ ) el cual está representado:

$$J_S = \frac{J}{h} = \frac{Q_o}{h(P_r - P_{wf})} \quad (99)$$

Por otra parte, asumiendo que el índice de productividad del pozo es constante, la **Ecuación 95** puede reescribirse como:

$$Q_o = J(P_r - P_{wf}) = J\Delta P \quad (100)$$

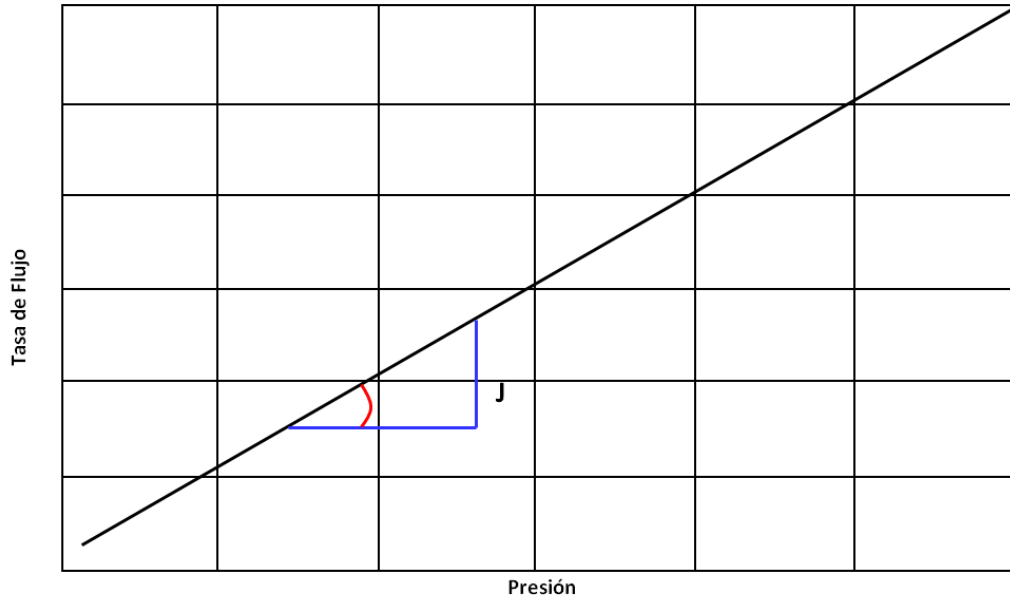
Dónde:

$\Delta P$  =Caída de Presión, Psi

$J$  = Índice de productividad, STB/D/Psi

La **Ecuación 100** indica que la relación entre ( $Q_o$  y  $\Delta P$ ) es una línea recta que pasa por el origen de las coordenadas, con una pendiente ( $J$ ), como se observa en la Figura 41.

Figura 41. Relación de  $Q_o$  Vs  $\Delta P$



Fuente: Modificado de AHMED T, PhD, PE. Reservoir Engineering Handbook. Burlington: Elsevier, 2010. Cuarta Edición.

Alternativamente, la **Ecuación 95** puede escribirse como:

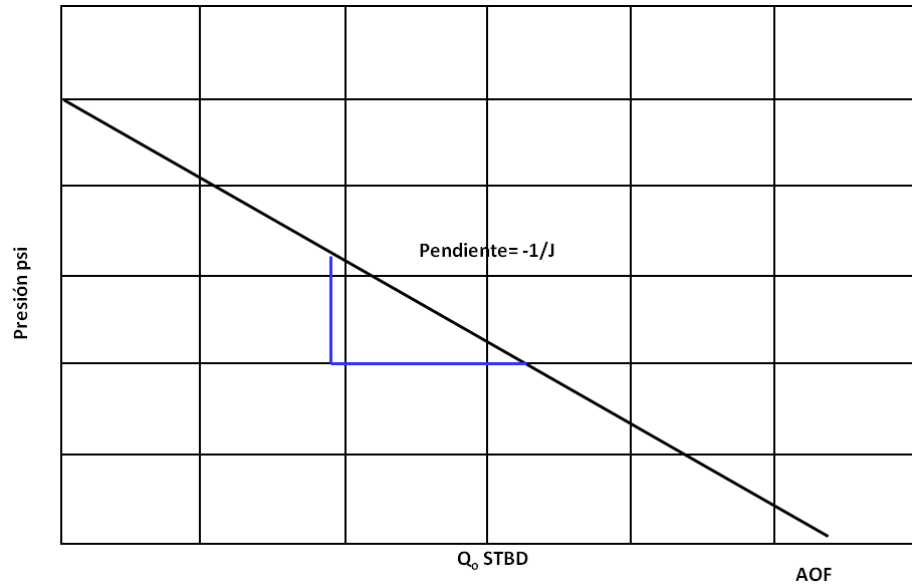
$$P_{wf} = P_r - \left(\frac{1}{J}\right) Q_o \quad (101)$$

La expresión anterior muestra que una gráfica de  $P_{wf}$  contra  $Q_o$  es una línea recta con pendiente  $(-1/J)$  como se muestra esquemáticamente en la Figura 42. Esta representación gráfica de la relación que existe entre la tasa de flujo de aceite y la presión de fondo fluyendo se denomina "Inflow Performance Relationship" o IPR.

Algunas características importantes de la línea recta de IPR pueden verse en la Figura 42:

Cuando  $P_{wf}$  es igual a la presión promedio del yacimiento, la tasa de flujo es cero debido a la ausencia de caídas de presión.

Figura 42. IPR.



Fuente: Modificado de AHMED T, PhD, PE. Reservoir Engineering Handbook. Burlington: Elsevier, 2010. Cuarta Edición.

La tasa máxima de flujo ocurre cuando  $P_{wf}$  es igual a cero. Esta tasa máxima es llamada “Absolute Open Flow” o AOF. Aunque en la práctica esta condición no puede alcanzarse, esta definición es muy útil en varias de las aplicaciones de la industria del petróleo.

En general, comparando el potencial de flujo de diferentes pozos en el mismo campo, el AOF puede calcularse como:

$$AOF = JPr$$

La pendiente de la línea recta es el inverso del índice de productividad.

La **Ecuación 100** sugiere que el influjo hacia el pozo es directamente proporcional a la caída de presión, y la constante de proporcionalidad es el índice de productividad. Muskat y Evinger (1942) y Vogel (1968), observaron que cuando la

presión cae por debajo de la presión del punto de burbuja, el IPR se desvía, de una relación de línea recta, a la que se muestra en la Figura 43.

Renombrando la **Ecuación 101** como:

$$J = \left[ \frac{0.00708kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S} \right] \left( \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)$$

Tratando el término entre los dos paréntesis angulares como una constante  $c$ , se tiene:

$$J = c \left( \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \quad (102)$$

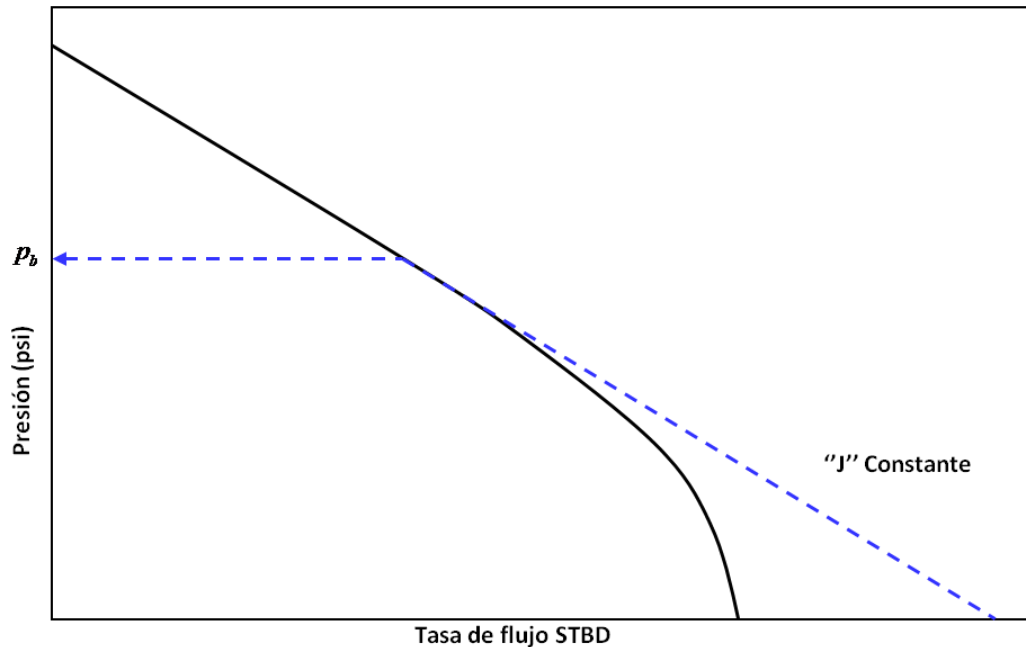
Con el coeficiente  $c$  definido por:

$$c = \frac{0.00708kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S} \quad (103)$$

La **Ecuación 102** revela que las variables que afectan el índice de productividad son precisamente aquellas que dependen de la presión, es decir:

- Viscosidad del Aceite,  $\mu_o$ .
- Factor Volumétrico de Formación del Crudo,  $B_o$ .
- Permeabilidad relativa al aceite,  $k_{ro}$ .

Figura 43. IPR bajo  $P_b$



Fuente: Modificado de AHMED T, PhD, PE. Reservoir Engineering Handbook. Burlington: Elsevier, 2010. Cuarta Edición.

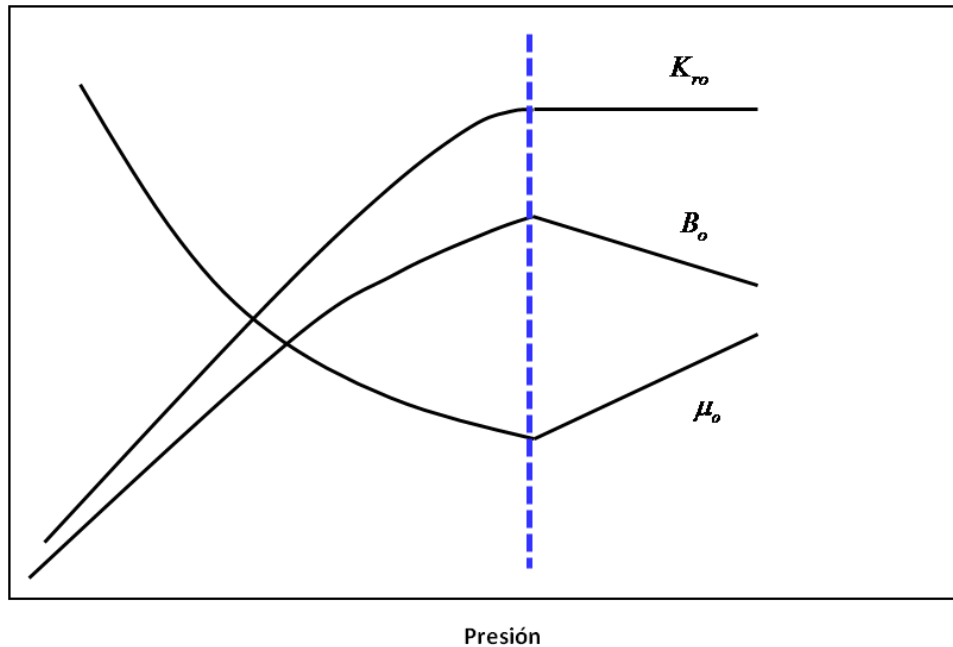
La **Ecuación 102** revela que las variables que afectan el índice de productividad son precisamente aquellas que dependen de la presión, es decir:

- Viscosidad del Aceite,  $\mu_o$ .
- Factor Volumétrico de Formación del Crudo,  $B_o$ .
- Permeabilidad relativa al aceite,  $k_{ro}$ .

La Figura 44 ilustra esquemáticamente el comportamiento de aquellas variables como función de la presión. La Figura 44 muestra el efecto total del cambio en la presión sobre el término  $(k_{ro}/\mu_o B_o)$ . Por encima del punto de burbuja,  $P_b$ , la permeabilidad relativa del aceite  $k_{ro}$  es igual a 1 y el término  $(k_{ro}/\mu_o B_o)$ , es aproximadamente constante. A medida que la presión declina por debajo de  $p_b$ , el gas se libera de la solución y puede causar una gran reducción tanto en  $k_{ro}$ , como

en  $(k_{ro}/\mu_o B_o)$ . La Figura 46 muestra cualitativamente los efectos de la depleción del yacimiento sobre el IPR.

Figura 44. Efectos de la presión sobre  $k_{ro}$ ,  $\mu_o$  y  $B_o$

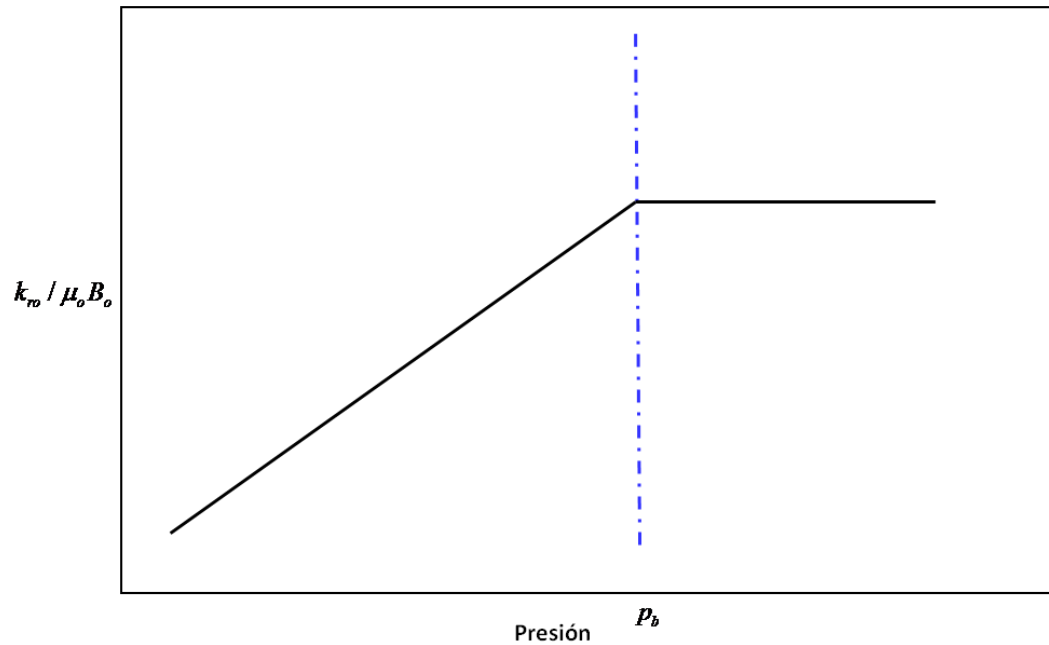


Fuente: Modificado de AHMED T, PhD, PE. Reservoir Engineering Handbook. Burlington: Elsevier, 2010. Cuarta Edición.

Existen varios métodos empíricos diseñados para predecir el comportamiento no lineal del IPR para un yacimiento con empuje por gas en solución. Muchos de estos métodos requieren de al menos una prueba de flujo estabilizada en la cual sean medidas  $Q_o$  y  $P_{wf}$ . Todos los métodos incluyen todos los siguientes pasos computacionales:

- Usando los datos de la prueba de flujo estabilizada, construir la curva IPR a la presión promedio de yacimiento,  $P_r$ .
- Predecir el IPR futuro como una función de las presiones promedio de yacimiento.

Figura 45.  $k_{ro}/\mu_o B_o$  , Como una función de la presión

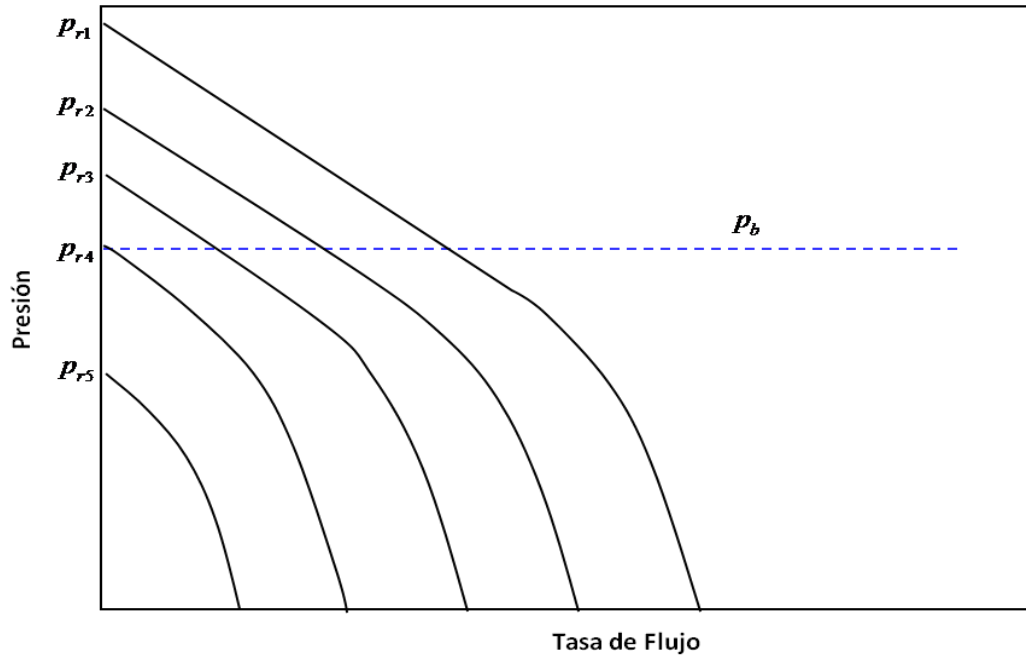


Fuente: Modificado de AHMED T, PhD, PE. Reservoir Engineering Handbook. Burlington: Elsevier, 2010. Cuarta Edición.

Los siguientes métodos empíricos han sido diseñados para construir la curva IPR presente y futura:

- Método de Vogel.
- Método de Wiggins.
- Método de Standing.
- Método de Fetkovich.
- Método de Klins-Clark.

Figura 46. Efectos de la presión de yacimiento sobre el IPR



Fuente: Modificado de AHMED T, PhD, PE. Reservoir Engineering Handbook. Burlington: Elsevier, 2010. Cuarta Edición.

#### 4.2 MÉTODO DE VOGEL<sup>16</sup>

Vogel (1968), utilizó un modelo de computadora para generar IPR's para varios yacimientos hipotéticos de aceite saturado, que producían bajo una amplia gama de condiciones. Vogel normalizó los IPR's calculados y expresó estas relaciones de forma adimensional. El normalizó los IPR's introduciendo los siguientes parámetros adimensionales:

$$\text{Presión Adimensional} = \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)$$

$$\text{Caudal Adimensional} = \left( \frac{Q_o}{Q_{o,máx}} \right)$$

<sup>16</sup> AHMED T, PhD, PE. Reservoir Engineering Handbook. Burlington: Cuarta Edición. Elsevier, 2010

Donde  $Q_{O,m\acute{a}x}$  es la tasa de flujo a una presi3n en la cara de la formaci3n de cero, es decir el AOF.

Vogel grafic3 las curvas IPR adimensionales para todos los casos de yacimiento y lleg3 a la siguiente relaci3n entre los par3metros adimensionales descritos anteriormente:

$$\frac{Q_o}{Q_{O,m\acute{a}x}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (104)$$

Donde:

$Q_o$  = Tasa de aceite a  $P_{wf}$ , STB/D

$Q_{O,m\acute{a}x}$  = M3xima tasa de flujo de aceite a una  $P_{wf} = 0$ , es decir, el AOF, STB/D

$P_r$  = Presi3n promedio de yacimiento, Psi

$P_{wf}$  = Presi3n en la cara de la formaci3n, Psi

Note que  $P_{wf}$  y  $P_r$  pueden expresarse en Psig.

El m3todo de Vogel puede extenderse para tener en cuenta la producci3n de agua, reemplazando la tasa adimensional por  $\frac{Q_L}{Q_{O,m\acute{a}x}}$  donde  $Q_L = Q_o + Q_w$ , esto ha probado ser v3lido para pozos productores con cortes de agua mayores al 97 %.

El m3todo requiere de los siguientes datos:

- Presi3n promedio de yacimiento,  $P_r$ .
- Presi3n del punto de burbuja,  $P_b$ .

- Datos de prueba de flujo estabilizada que incluyen  $Q_o$  y  $P_{wf}$ .

El método de Vogel puede utilizarse para predecir las curvas de IPR para los siguientes dos tipos de yacimiento:

- Yacimientos de aceite saturado,  $P_r < P_b$
- Yacimientos de Aceite sobresaturado,  $P_r > P_b$

**4.2.1 Yacimientos de aceite saturado.** Cuando la presión de yacimiento es igual a la presión del punto de burbuja, al yacimiento se le denomina “yacimiento de aceite saturado”. El procedimiento computacional para aplicar el método de Vogel en un yacimiento saturado y generar la curva IPR a partir de los datos de la prueba de flujo estabilizada, son los siguientes:

**Paso 1:** Utilizando los datos de la prueba de flujo estabilizada, es decir  $Q_o$  y  $P_{wf}$ , calcular  $Q_{o,máx}$  de la **Ecuación 104** o:

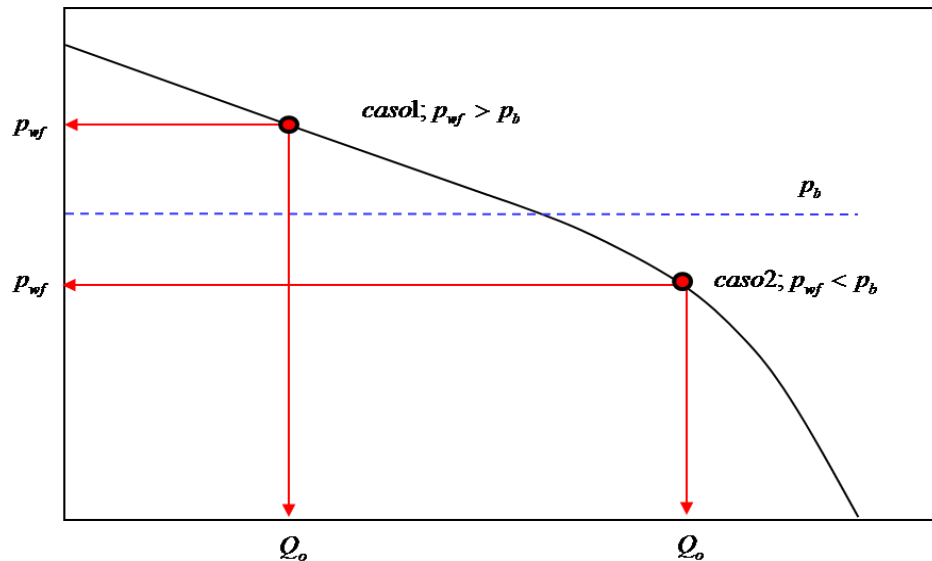
$$Q_{o,máx} = \frac{Q_o}{\left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2\right]}$$

**Paso 2:** Construir la curva IPR, asumiendo varios valores de  $P_{wf}$  y calculando el correspondiente  $Q_o$  de:

$$Q_o = Q_{o,máx} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2\right]$$

**4.2.2 Yacimientos de Aceite Subsaturado.** Beggs (1991) indicó que en la aplicación del método de Vogel para yacimientos sub-saturados, existen dos posibles resultados registrados en la prueba de flujo estabilizada que pueden considerarse, como se muestra esquemáticamente en la figura 47.

Figura 47. Data de una prueba de flujo estabilizada



Fuente: Modificado de AHMED T, PhD, PE. Reservoir Engineering Handbook. Burlington: Elsevier, 2010. Cuarta Edición.

- La presión de fondo fluyendo estabilizada es mayor o igual que la presión del punto de burbuja,  $P_{wf} \geq P_b$ .
- La presión de fondo fluyendo estabilizada es menor que la presión del punto de burbuja,  $P_{wf} < P_b$ .

**Caso 1: Para  $P_{wf} \geq P_b$ .**

Beggs describió el siguiente procedimiento para determinar el IPR cuando la presión de fondo fluyendo es más grande o igual a la presión del punto de burbuja.

**Paso 1**, Usando el punto de prueba estabilizado ( $Q_o$  y  $P_{wf}$ ), calcular el índice de productividad,  $J$ :

$$J = \frac{Q_o}{P_r - P_{wf}}$$

**Paso 2**, Calcular la tasa de flujo de aceite a la presión del punto de burbuja:

$$Q_{ob} = J(P_r - P_b) \quad (105)$$

Donde  $Q_{ob}$  es la tasa de flujo a  $P_b$

**Paso 3**, Generar los valores de IPR por debajo de la presión de punto de burbuja, asumiendo diferentes valores de  $P_{wf} < P_b$  y calcular las tasa correspondiente de flujo aplicando la siguiente correlación:

$$Q_o = Q_{ob} + \frac{JP_b}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (106)$$

La tasa de flujo de aceite máxima ( $Q_{o,máx}$  o AOF) ocurre cuando la presión de fondo fluyendo es cero,  $P_{wf} = 0$  el cual puede determinarse a partir de la siguiente expresión:

$$Q_{o,máx} = Q_{ob} + \frac{JP_b}{1.8}$$

Esto resultaría en que cuando  $P_{wf} \geq P_b$ , el IPR es lineal y se describe por la expresión:

$$Q_o = J(P_r - P_{wf})$$

**Caso 2: Para  $P_{wf} < P_b$ .**

Cuando la  $P_{wf}$  registrada de la prueba de flujo está por debajo de la presión del punto de burbuja, como se muestra en la figura 47, se propone el siguiente procedimiento para generar los datos IPR:

**Paso 1**, utilizando los datos de flujo estabilizado de la prueba de producción para resolver el índice de productividad J, se obtiene:

$$J = \frac{Q_o}{(P_r - P_b) + \frac{P_b}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (107)$$

**Paso 2**, Calcular  $Q_{Ob}$  utilizando:

$$Q_{Ob} = J(P_r - P_b)$$

**Paso 3**, Generar el IPR para  $P_{wf} \geq P_b$  asumiendo varios valores de  $P_{wf}$  por encima de la presión del punto de burbuja y calcular el correspondiente  $Q_o$  a partir de:

$$Q_o = J(P_r - P_{wf})$$

**Paso 4**, Calcular  $Q_o$  para varios valores de  $P_{wf}$  por debajo de  $P_b$ , o:

$$Q_o = Q_{Ob} + \frac{JP_b}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$$

A menudo es necesario predecir el comportamiento de influjo de los pozos a tiempos futuros a medida que la presión del yacimiento declina. Los cálculos para tiempos futuros requieren el desarrollo de una correlación que pueda utilizarse para predecir las tasas de flujo máximas de aceite futuras.

Existen varios métodos diseñados para resolver el problema de cómo el IPR varía a medida que la presión de yacimiento declina. Algunos de estos métodos de predicción requieren de la aplicación de una ecuación de balance de materia para generar datos de saturación de aceite futuros en función de la presión de yacimiento. En ausencia de tales datos, existen dos métodos de aproximación simples que pueden utilizarse conjuntamente con el método de Vogel para predecir IPR's futuros.

### 4.3 MÉTODO DE WIGGINS

Wiggins (1993), utilizó cuatro sets de permeabilidades relativas y datos de propiedades de los fluidos como entrada para un modelo de computador que desarrolla ecuaciones para predecir el comportamiento de influjo. Las correlaciones generadas están limitadas por la suposición de que el yacimiento inicialmente está a la presión del punto de burbuja. Wiggins, propuso correlaciones generalizadas aplicables para predecir el IPR durante un flujo de tres fases. Sus expresiones propuestas son similares a las expresadas por Vogel y son las siguientes:

$$Q_o = Q_{o,m\acute{a}x} \left[ 1 - 0.52 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.48 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad (108)$$

$$Q_w = Q_{w,m\acute{a}x} \left[ 1 - 0.72 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.28 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad (109)$$

Dónde:

$Q_w$  = Tasa de flujo de agua, STB/D

$Q_{w,m\acute{a}x}$  = Tasa de producción de agua máxima a  $P_{wf} = 0$ , STB/D

Como en el método de Vogel, los datos de flujo estabilizado deben estar disponibles para determinar  $Q_{O,máx}$  y  $Q_{W,máx}$ .

Wiggins extendió la aplicación de las correlaciones anteriores para predecir el IPR futuro con expresiones para estimar tasas de flujo máximas en el futuro. Wiggins expresó las tasas máximas futuras como función de:

- Presión promedio de yacimiento presente,  $(P_r)_p$
- Presión promedio de yacimiento futura,  $(P_r)_f$
- Tasa de flujo máxima de aceite,  $(Q_{O,máx})_p$
- Tasa de flujo máxima de agua,  $(Q_{W,máx})_p$

Wiggins propuso las siguientes relaciones:

$$(Q_{O,máx})_f = (Q_{O,máx})_p \left\{ 0.15 \left[ \frac{(P_r)_f}{(P_r)_p} \right] + 0.84 \left[ \frac{(P_r)_f}{(P_r)_p} \right]^2 \right\} \quad (110)$$

$$(Q_{W,máx})_f = (Q_{W,máx})_p \left\{ 0.59 \left[ \frac{(P_r)_f}{(P_r)_p} \right] + 0.36 \left[ \frac{(P_r)_f}{(P_r)_p} \right]^2 \right\} \quad (111)$$

#### 4.4 MÉTODO DE STANDING

Standing (1970) básicamente extendió la aplicación de Vogel para predecir el IPR futuro de un pozo como función de la presión de yacimiento. El notó que la ecuación de Vogel puede ser re-expresada como:

$$\frac{Q_o}{(Q_o)_{máx}} = \left( 1 - \frac{P_{wf}}{P_r} \right) \left[ 1 + 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) \right]$$

Standing introdujo el índice de productividad,  $J$  como se definió en la **Ecuación 95** para encontrar:

$$J = \frac{(Q_o)_{m\acute{a}x}}{P_r} \left[ 1 + 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) \right] \quad (112)$$

Luego, Standing definió el índice de productividad a una caída de presión de cero en el presente como:

$$J_p^* = 1.8 \left[ \frac{(Q_o)_{m\acute{a}x}}{(P)_r} \right] \quad (113)$$

Donde  $J_p^*$  es el índice de productividad de Standing para una caída de presión igual a cero. El término  $J_p^*$  está relacionado al índice de productividad  $J$  como:

$$\frac{J}{J_p^*} = \frac{1}{1.8} \left[ 1 + 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) \right] \quad (114)$$

La **Ecuación 95** permite el cálculo de  $J_p^*$  a partir de un valor medido de  $J$ . Para llegar a la expresión final de predicción del IPR, Standing combina la ecuación 110 con la ecuación 109 para eliminar  $(Q_o)_{m\acute{a}x}$  y obtener:

$$Q_o = \left[ \frac{J_f^*(P_r)_f}{1.8} \right] \left\{ 1 - 0.2 \left[ \frac{P_{wf}}{(P_r)_f} \right] - 0.8 \left[ \frac{P_{wf}}{(P_r)_f} \right]^2 \right\} \quad (115)$$

Donde el subíndice  $f$  significa condiciones futuras.

Standing sugirió que  $J_f^*$  puede estimarse a partir del valor presente de  $J_p^*$  mediante la siguiente expresión:

$$J_f^* = J_p^* \frac{\left(\frac{k_{rO}}{\mu_o B_o}\right)_f}{\left(\frac{k_{rO}}{\mu_o B_o}\right)_p} \quad (116)$$

Donde el subíndice  $p$  se refiere a las condiciones del presente.

Si no se tiene disponibles datos de permeabilidad relativa,  $J_f^*$  también puede estimarse a partir de:

$$J_f^* = J_p^* \left[ \frac{(P_r)_f}{(P_r)_p} \right]^2 \quad (117)$$

La metodología de Standing para predecir el IPR futuro se resume en los siguientes pasos:

**Paso 1**, usando la condición de tiempo y los datos de la prueba de flujo calcular  $(Q_{O,máx})$  de la **Ecuación 114**.

**Paso 2**, calcular  $J^*$  a la condición presente utilizando la **Ecuación 116**.

**Paso 3**, utilizando las propiedades de los fluidos, saturación y permeabilidad relativa calcular los factores  $\left(\frac{k_{rO}}{\mu_o B_o}\right)_f$  y  $\left(\frac{k_{rO}}{\mu_o B_o}\right)_p$ .

**Paso 4**, calcular  $J_f^*$  utilizando la **Ecuación 116**. Use la **Ecuación 117** si no cuenta con datos de permeabilidad relativa al aceite.

**Paso 5**, genere la curva IPR a partir de la **Ecuación 116**.

#### 4.5 MÉTODO DE FETKOVICH

Muskat y Evinger (1942), intentaron tomar en cuenta el efecto del comportamiento de flujo no lineal de pozos a través del cálculo de un índice de productividad teórico con la ecuación de flujo pseudo-estable. Ellos expresaron la ley de Darcy como:

$$Q_o = \frac{0.00708kh}{\left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]} \int_{P_{wf}}^{P_r} f(p) dp \quad (118)$$

Donde el término  $f(p)$  se define como:

$$f(p) = \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$$

Dónde:

$k_{ro}$  = Permeabilidad relativa al aceite.

$\mu_o$  = Viscosidad del aceite.

$B_o$  = Factor volumétrico del aceite.

Fetkovich (1973) sugirió que la función  $f(p)$  puede caer en una de las siguientes dos regiones:

##### **Región 1: Región Subsaturada**

La función  $f(p)$  cae en esta región si  $p > p_b$ . Como la permeabilidad relativa en esta región es igual a la unidad, entonces:

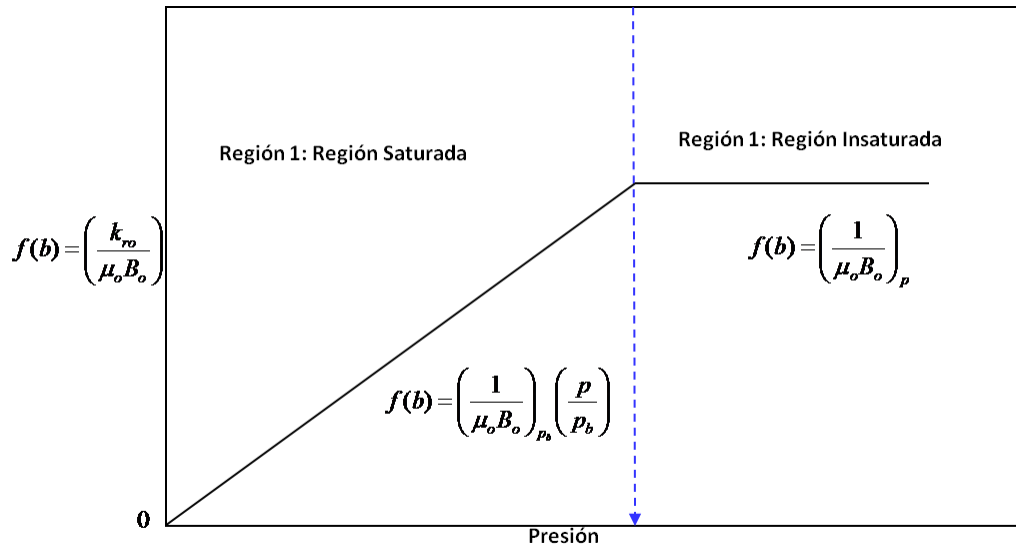
$$f(p) = \left( \frac{1}{\mu_o B_o} \right)_p \quad (119)$$

Fetkovich observó que la variación en  $f(p)$  es leve y la función de  $(p)$  es considerada constante como se muestra en la Figura 48.

## Región 2: Región Saturada

En la región saturada donde  $p < p_b$ , Fetkovich muestra que el factor  $(k_{ro}/\mu_o B_o)$  cambia linealmente con la presión y que la línea recta pasa por el origen de coordenadas. Este comportamiento, que se ilustra esquemáticamente en la Figura 48, puede representarse matemáticamente como:

Figura 48. Concepto de función de presión



Fuente: Modificado de AHMED T, PhD, PE. Reservoir Engineering Handbook. Burlington: Elsevier, 2010. Cuarta Edición.

$$f(p) = \left( \frac{1}{\mu_o B_o} \right)_{p_b} \left( \frac{P}{P_b} \right) \quad (120)$$

Donde  $\mu_o$  y  $B_o$  están evaluados a la presión del punto de burbuja. En la aplicación de la función de presión de línea recta, existen tres casos que deben ser considerados:

$$P_r \text{ y } P_{wf} > P_b$$

$$P_r \text{ y } P_{wf} < P_b$$

$$P_r > P_b \text{ y } P_{wf} < P_b$$

Todos los casos se presentan a continuación.

**Caso 1:**  $P_r \text{ y } P_{wf} > P_b$

Este es el caso de un pozo productor en un yacimiento de aceite sub-saturado donde, tanto  $P_{wf}$  como  $P_r$  son mayores que la presión del punto de burbuja. La función de presión  $f(p)$  en este caso esta descrita por la **Ecuación 119**. Sustituyendo la ecuación 116 en la ecuación 114 nos da:

$$Q_o = \frac{0.00708kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S} \int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{1}{\mu_o B_o} dp$$

Como  $\left(\frac{1}{\mu_o B_o}\right)$  es constante, se tiene:

$$Q_o = \frac{0.00708kh}{\mu_o B_o [\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S]} (P_r - P_{wf}) \quad (121)$$

**O:**

$$Q_o = J(P_r - P_{wf}) \quad (122)$$

El índice de productividad está definido en términos de los parámetros de yacimiento como:

$$J = \frac{0.00708kh}{\mu_o B_o \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]} \quad (123)$$

Donde  $B_o$  y  $\mu_o$  están evaluadas a  $(P_r + P_{wf})/2$ .

#### 4.6 EL MÉTODO DE KLINS-CLARK

Klins y Clark (1993) propusieron una expresión de influjo similar en su forma a la de Vogel y puede utilizarse para estimar datos de IPR futuros. Para mejorar la capacidad predictiva de la ecuación de Vogel, los autores incluyeron un nuevo exponente “d” a dicha expresión:

$$\frac{Q_o}{Q_{o,máx}} = 1 - 0.295 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.705 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^d \quad (124)$$

Dónde:

$$d = \left[ 0.28 + 0.72 \left( \frac{P_r}{P_b} \right) \right] (1.24 + 0.001 P_b) \quad (125)$$

El procedimiento computacional para el método de Klins y Clark se resume a continuación:

**Paso1**, conociendo la presión del punto de burbuja y la presión de yacimiento, calcular el exponente d a partir de la **Ecuación 125**

**Paso 2**, A partir de los datos disponibles de flujo, es decir,  $Q_o$  y  $P_{wf}$ , resolver la **Ecuación 124** para  $Q_{o,m\acute{a}x}$ .

**Paso 3**, Construir el IPR asumiendo varios valores de  $P_{wf}$  en la **Ecuación 124** y resolverlo para  $Q_o$ .

#### **4.7 FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS**

El estudio del flujo multifásico en tuberías permite estimar la presión requerida en el fondo de pozo para transportar un determinado caudal de producción hasta la estación de flujo en la superficie. Existe un gran número de correlaciones desarrolladas para flujo, las desarrolladas por Poettman & Carpenter, Baxendell & Thomas y Fancher & Brown; las cuales consideran que no existe deslizamiento entre las fases y no establecen patrones de flujo, más conocidas como correlaciones de Tipo A. Por otro lado están las correlaciones desarrolladas por Hagedorn & Brown (Tipo B), estas consideran que existe deslizamiento entre las fases, pero no toman en cuenta los patrones de flujo, y las correlaciones Tipo C, que consideran que existe deslizamiento entre las fases y los patrones de flujo, entre ellas: Duns & Ros, Orkiszweski, Aziz & colaboradores, Chierici & colaboradores, y Beggs & Brill.

**4.7.1 Definiciones básicas para flujo multifásico.** El conocimiento de la velocidad y de las propiedades de los fluidos tales como densidad, viscosidad y en algunos casos, tensión superficial son requeridos para los cálculos de gradientes de presión. Cuando estas variables son calculadas para flujo bifásico, se utilizan ciertas reglas de mezclas y definiciones únicas a estas aplicaciones.

A continuación se presentan las definiciones básicas para flujo bifásico y la forma de calcular estos parámetros.

- **Hold-Up de líquido.** La fracción de líquido es definido como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por líquido al volumen total del segmento de tubería.

$$H_L = \frac{\text{volumen de liquido en un segmento de tubería}}{\text{volumen del segmento de tubería}}$$

El hold up es una fracción que varía a partir de cero para flujo monofásico de gas a uno para flujo de líquido únicamente.

El remanente del segmento de tubería es ocupado por gas, el cual es referido como un hold up de gas o fracción ocupada por gas.

$$H_g = 1 - H_L$$

- **Fracción de líquido sin deslizamiento.** Hold up sin deslizamiento, algunas veces llamado contenido de líquido de entrada, es definido como la razón del volumen de líquido en un segmento de tubería dividido para el volumen del segmento de tubería, considerando que el gas y el líquido viajaran a la misma velocidad (no slippage).

$$\lambda_g = \frac{q_L}{q_L - q_g} = \frac{V_{SL}}{V_m}$$

Donde  $q_g$  y  $q_L$  son las tasas de flujo de gas y líquido en sitio, respectivamente. El hold up de gas sin deslizamiento (no slip) es definido:

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_L - q_g}$$

Es obvio que la diferencia entre el hold up de líquido y el hold up sin deslizamiento es una medida del grado de deslizamiento entre las fases de gas y líquido.

- **Densidad de líquidos.** La densidad total de líquido puede calcularse usando un promedio ponderado por volumen entre las densidades del petróleo y del agua, las cuales pueden ser obtenidas de correlaciones matemáticas, para ello se requiere del cálculo de la fracción de agua y de petróleo a través de las tasas de flujo en sitio.

$$\rho_L = \rho_o F_o + \rho_w F_w$$

$$F_o = \frac{q_o B_o}{q_o B_o + q_w B_w}$$

$$F_w = 1 - F_o$$

- **Densidad Bifásica.** El cálculo de la densidad bifásica requiere conocer el factor hold up de líquido, con o sin deslizamiento.

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g H_g$$

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g \lambda_g$$

$$\rho_k = \frac{\rho_L \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_g \lambda_g^2}{H_g}$$

$$\rho_f = \frac{\rho_m^2}{\rho_s} = \frac{[\rho_L \lambda_g + \rho_g (1 - \lambda_L)]^2 \lambda_g^2}{\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)}$$

La primera de las ecuaciones es usada por la mayoría de los investigadores para determinar el gradiente de presión debido al cambio de elevación.

Algunas correlaciones son basadas en la suposición que no existe deslizamiento y por eso usan la segunda de las ecuaciones para calcular la densidad bifásica. Las últimas ecuaciones son presentada por (Hagedorn & Brown, por ejemplo) para definir la densidad utilizada en las pérdidas por fricción y número de Reynolds.

- **Velocidad.** Muchas de las correlaciones de flujo bifásico están basadas en una variable llamada velocidad superficial. La velocidad superficial de una fase fluida está definida como la velocidad que esta fase exhibiría si fluyera solo ella a través de toda la sección transversal de la tubería.

La velocidad superficial del gas viene dada por:

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A}$$

La velocidad real del gas es calculada con:

$$V_{sg} = \frac{q_g}{AH_g}$$

Donde A es el área transversal de la tubería.

La velocidad superficial del líquido viene dada por:

$$V_{sL} = \frac{q_L}{A}$$

La velocidad real del líquido es calculada con:

$$V_L = \frac{q_L}{AH_L}$$

En unidades de campo se tiene:

Para el líquido

$$V_{sL} = \frac{5,615(q_o B_o + q_w B_w)}{86400 A_t}$$

Y para gas

$$V_{sg} = \frac{(q_L RGL + q_o R_s) B_g}{86400 A_t}$$

Donde las unidades son:

$V_{sL}$  y  $V_{sg}$ : pie/seg

$q_o$  y  $q_w$ : bn/d bn: barriles normales

$B_o$  y  $B_w$ : b/bn

$A_t$ : ft<sup>2</sup>

5,615 convierte barriles a ft<sup>3</sup>

86400 convierte días a segundos

La velocidad superficial bifásica viene dada por:

$$V_m = V_{sL} + V_{sg}$$

La velocidad de deslizamiento (slip) es definida como la diferencia entre las velocidades reales del gas y del líquido.

$$V_s = V_g + V_L = \frac{V_{Sg}}{H_g} - \frac{V_{sL}}{H_L}$$

- **Viscosidad.** La viscosidad del fluido, es usada para calcular el número de Reynolds y otros números adimensionales usados como parámetros de correlación. El concepto de una viscosidad bifásica es además incierto y es definida de forma diferente por varios autores.

La viscosidad de una mezcla de agua-petróleo es generalmente calculada usando la fracción de agua y del petróleo como un factor de peso:

$$\mu_s = F_o\mu_o + F_w\mu_w$$

La siguiente ecuación ha sido usada para calcular una viscosidad bifásica.

$$\mu_m = \lambda_L\mu_L + \lambda_g\mu_g \dots \text{sin deslizamiento}$$

$$\mu_s = \mu_L^{H_L}\mu_g^{H_g} \dots \text{con deslizamiento}$$

- **Tensión Superficial.** Cuando la fase líquida contiene agua y petróleo se utiliza:

$$\sigma_L = F_o\sigma_o + F_w\sigma_w$$

Donde:

$\sigma_o$ : Tension en la superficie de petroleo.

$\sigma_w$ : Tension en la superficie de agua.

Como se mencionó al principio de este capítulo, diversos investigadores han desarrollado diferentes correlaciones de flujo multifásico para tuberías verticales y horizontales, basándose en los principios termodinámicos y de flujo de fluidos,

pero principalmente en observaciones empíricas limitadas por caídas de presión por fricción, diámetros de tuberías, características de los fluidos utilizados, geometría y condiciones de flujo, y relaciones gas – líquido.

Tabla 7. Ecuaciones de flujo multifásico para flujo Vertical y Horizontal

Flujo Vertical	
<b>*Duns &amp; Ross</b>  1961	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tienen en cuenta las velocidades de flujo de las fases y además se presentan correlaciones para hallar la densidad de la mezcla y el factor de fricción de acuerdo al régimen de flujo.</li> <li>No es válida para emulsiones estables, la caída de presión es más precisa en un rango de tuberías de diámetro de 1 – 3 in.</li> <li>Crudos de gravedad °API de 18 – 56, además para crudos con GOR &lt; 5000 scf/bbl, los errores son mayores al 20%.</li> <li>Se presenta como una forma compleja de interrelacionar parámetros y ecuaciones lo que hace más difícil relacionar físicamente lo que ocurre dentro de la tubería.</li> </ul>
<b>*Hagerdon &amp; Brown</b>  1965	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incluye el término de energía cinética y considera el deslizamiento entre las fases, considera solo el patrón de flujo burbuja. El factor de fricción se calcula utilizando el diagrama de Moody.</li> <li>La viscosidad líquida tiene un efecto importante en las pérdidas de presión que ocurre en el flujo bifásico.</li> <li>Incluye el factor de entrapamiento o fracción de volumen de la tubería ocupado por el líquido (Hold Up), el cual es función de 4 números adimensionales; número de velocidad del líquido, número de velocidad del gas, número de diámetro de la tubería y número de la viscosidad líquida.</li> <li>La aplicación de esta correlación presenta un porcentaje de error del 1,5 % con una desviación estándar de 5,5%.</li> </ul>
<b>*Orkiszewski</b> 1967	<ul style="list-style-type: none"> <li>Es una revisión y modificación de otros modelos incluyendo manejo de altos rangos de velocidades.</li> <li>Considera el deslizamiento entre las fases y la existencia de 4 regímenes de flujo (burbuja, tapón, transición y neblina).</li> <li>Una característica diferente es este método, es que el factor de entrapamiento se deriva de fenómenos físicos observados, también considera el término de densidades relacionadas con el factor de entrapamiento; además se determinan las pérdidas por fricción de las propiedades de la fase continua.</li> <li>Presenta resultados más acordes para tuberías con diámetros de 1- 2 in, para gravedades API de 13 – 30 y para crudos con GOR &lt; 5000 scf/bbl.</li> </ul>
<b>Beggs &amp; Brill</b> 1974	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las pruebas se realizaron utilizando mezclas de aire-agua fluyendo en tuberías acrílicas de 90 ft y de 1 – 1,5 in de diámetro.</li> <li>El tipo de fluido es agua y gas. Datos de laboratorio.</li> <li>Presenta un error promedio de 1,34 % y una desviación estándar de 6,45%.</li> </ul>
<b>Gray</b> 1974	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desarrollada por H.E Gray de la compañía Shell, predomina para sistemas de gas y condensado en flujo multifásico, requiere de datos de campo.</li> <li>Es aplicable para casos en los que las velocidades de flujo estén por debajo de los 50 ft/s y diámetros de tubería menores a 3½ in y que las relaciones de condensado- agua estén por debajo de de 50 scf/mmpcn y</li> </ul>

Flujo Vertical	
	5 scf/mmpcn respectivamente.

\* Datos de campo y laboratorio, tipo de fluido aceite, agua y gas. Aplica para un rango amplio de diámetros de tuberías.

Flujo Horizontal	
<b>Lochart-Martinelli</b> 1949	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aplica para tuberías con diámetros de 0.0586 -1.101 in, datos de laboratorio y para fluido; aceite, agua y gas.</li> </ul>
<b>Eaton</b> 1966	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aplica para diámetros de tuberías de 2- 4 in, fluido aceite, gas y agua.</li> </ul>
<b>Bukler</b>  <b>1969</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Datos de laboratorio, fluido aceite, gas y agua, aplica para un amplio rango de diámetros de tubería.</li> </ul>

Fuente: Los Autores.

En la tabla anterior se muestra un resumen de las correlaciones más utilizadas para el análisis de las pérdidas por fricción en tuberías verticales y horizontales.

No existe una correlación que sea la más adecuada para utilizarla en todas las aplicaciones. Cuando se utiliza algún modelo, se debe examinar la clase de sistemas en las cuales está basado, es decir, si el modelo y los datos que lo soportan son compatibles físicamente con el sistema propuesto para su aplicación. Por ejemplo, algunas correlaciones están basadas en datos para tuberías horizontales de diámetro pequeño. Su aplicación es limitada para tuberías de diámetro mayor con perfiles topográficos que presenten diferencias de nivel con respecto a un plano de referencia.

Tabla 8. Limitaciones de las Ecuaciones de Flujo Multifásico Respecto a las Características del Sistema de Producción de los Pozos de Aplicación

Sistema de producción pozos de Aplicación	Duns & Ross	Orkiszewski	Hagerdon & Brown
Patrón de Flujo burbuja (La fase continua es líquida)	Considera todos los patrones de flujo	Considera todos los patrones de flujo	Considera solo el patrón de flujo burbuja.
Oíl 15-23° API	18-56°API	13-30°API	13-30°API
OD 2.441 in	1-3 in	1-2 in	Amplio rango de diámetros de tubería.
GOR<2500 SCF/STB	GOR<5000 SCF/STB	GOR<5000	GOR<5000

Sistema de producción pozos de Aplicación	Duns & Ross	Orkiszewski	Hagerdon & Brown
		SCF/STB	SCF/STB
PORCENTAJE DE ERROR DE LA CORRELACION	>20%	>1.34%	>1.5%

En la tabla anterior se recopilamos las condiciones que soportan algunas de las ecuaciones de flujo multifásico, comparadas con las del sistema de producción de los pozos de Aplicación.

Las correlaciones de Beggs & Drill están basadas bajo pruebas de laboratorio en sistemas agua-gas y probadas en diámetros de tuberías hasta de 1.5 in, por lo que no es compatible físicamente con nuestro sistema de producción.

Las correlaciones de Duns & Ross, Orkiszewski y Hagerdon & Brown, están basadas en datos de campo y laboratorio con tipos de fluido aceite, agua y gas. Las dos primeras tienen en cuenta los cuatro tipos de patrones de flujo (burbuja, tapón, transición y neblina), mientras que la correlación de Hagerdon & Brown solo tiene en cuenta el patrón de flujo burbuja.

El sistema de producción de aceite de los pozos a analizar, está basado en el patrón de flujo burbuja donde la fase gaseosa es dispersa en pequeñas burbujas discretas en una fase líquida continua, siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería, por lo tanto las ecuaciones de Duns & Ross, Orkiszewski y Hagerdon & Brown pueden aplicar a este patrón de flujo.

En cuanto a la gravedad API del líquido la correlación de Duns & Ross puede tener limitación en los pozos donde la gravedad API es 15.3° dando un porcentaje de error superior a 20% por tanto la compatibilidad de la correlación con el sistema de producción puede subestimar las pérdidas por fricción.

La ecuación de Orkiszewski, tiene una limitante y es que está basada bajo pruebas realizadas en tuberías de 1-2 in de diámetro por lo que su aplicación al sistema de producción de estudio está limitada por el diámetro de la tubería.

Para el caso de la aplicación en este trabajo, se aplicara la correlación de Hagerdon & Brown, debido a que este modelo presenta más compatibilidad con los datos del sistema para el cual se desea determinar las pérdidas por fricción en la tubería, por lo tanto se presenta a continuación una descripción de las ecuaciones las cuales conforman esta correlación.

**4.7.2 Correlación de Hagedorn & Brown.** *Hagedorn & Brown*, desarrollaron una correlación general par un amplio rango de condiciones. Los aspectos principales de dichas correlación son:

1. La ecuación de gradiente de presión incluyen el término de energía cinética y considera que existe deslizamiento entre las fases.
2. No considera los patrones de flujo.
3. El factor de fricción para flujo bifásico se calcula utilizando el diagrama de Moody.
4. La viscosidad líquida tiene un efecto importante en las pérdidas de presión que ocurre en el flujo bifásico.
5. El factor de entrampamiento líquido o fracción del volumen de la tubería ocupado por líquido es función de cuatro (4) números adimensionales: número de velocidad líquida, número de velocidad del gas, número del diámetro de la tubería y el número de la viscosidad líquida (introducidos por Duns & Ros).

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{1}{144} \left[ \rho_m + \frac{f_m \rho_f V_m^2}{2g_c d} + \frac{\rho_m \Delta(V_m^2)}{2g_c \Delta H} \right] \quad (126)$$

Calculo de  $\rho_m$  y  $\rho_f$ :

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad (127)$$

$$\rho_f = \frac{\rho_m^2}{\rho_s} = \frac{[\rho_L \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L)]^2}{\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)} \quad (128)$$

Vi. Cálculo de  $H_L$ :

Se determina LB:

Donde LB debe ser  $\geq 0,13$

Si  $\frac{V_{sg}}{V_m} < LB$ , existe patrón de burbuja, entonces:

$$H_L = 1 - 0,5 \left\{ \sqrt{\left[1 + \frac{V_m}{V_s}\right]^2 - 4 \left[\frac{V_{sg}}{V_s}\right]} \right\} \quad (129)$$

Siendo  $V_s = 0,8 \text{ ft/sg}$

Si  $\frac{V_{sg}}{V_m} > LB$ , entonces  $H_L$  es función de números adimensionales:

$$NLV = 1,938 V_{sL} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{\frac{1}{4}}$$

$$NGV = 1,938 V_{sg} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{\frac{1}{4}}$$

$$ND = 120.872d \left( \frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}}$$

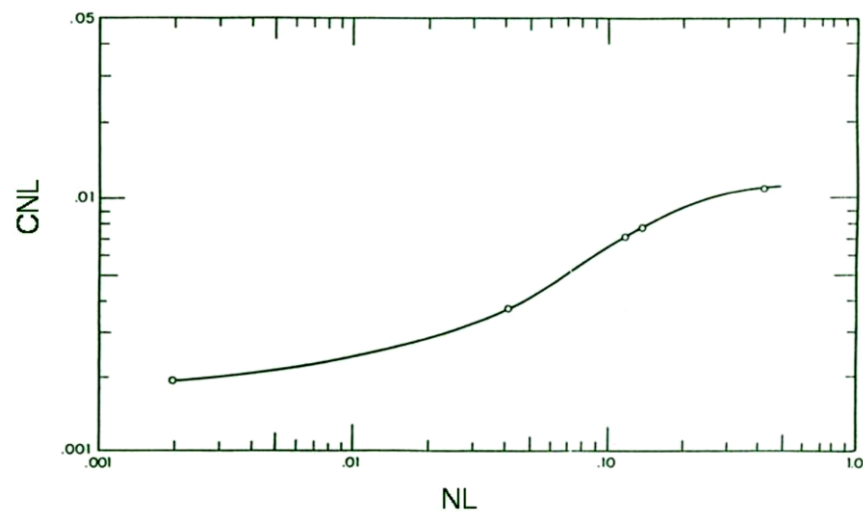
$$NLV = 0,15726\mu_L \left( \frac{1}{\sigma_L^3 \rho_L} \right)^{\frac{1}{4}}$$

Con:

$$\rho_L = \rho_o F_o + \rho_w F_w \text{ y } \sigma_L = \sigma_o F_o + \sigma_w F_w$$

vii. Con NL se obtiene a partir de la figura 49 de CNL.

Figura 49. Obtención de CNL

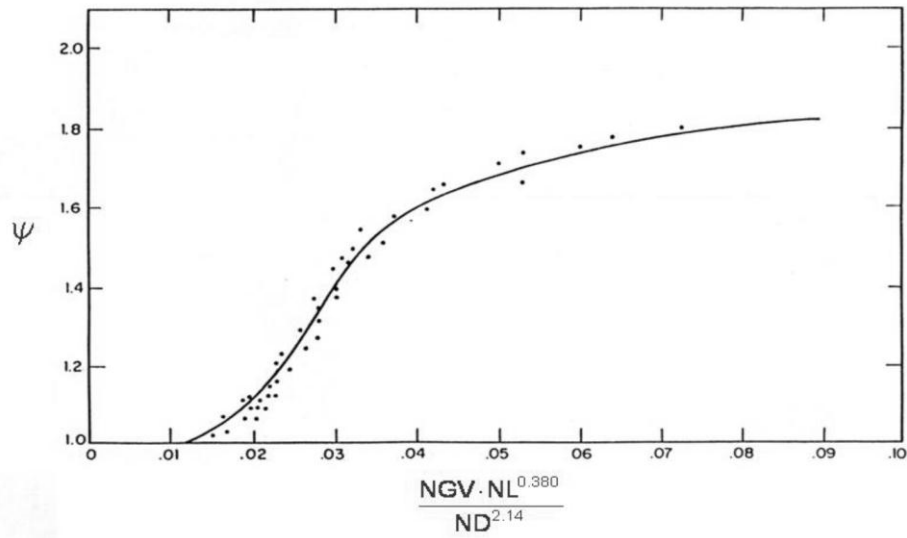


Fuente: Tomado de MAGGIOLO R. Optimización de la Producción Mediante el Análisis Nodal. WorkShop International: Lima –Peru, 2008.

viii. con el factor  $\left( \frac{NGV * NL^{0,380}}{ND^{2,14}} \right)$  y utilizando la siguiente figura, se obtiene  $\psi$ :

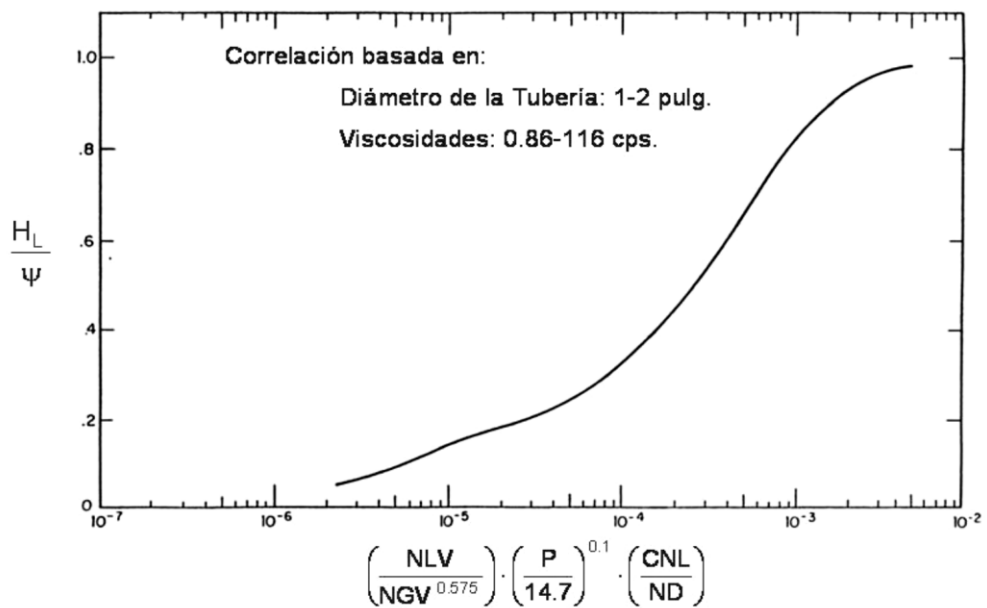
ix. con el factor  $\left( \frac{NLV}{NGV^{0,575}} \right) \left( \frac{P}{14,7} \right)^{0,1} \left( \frac{CNL}{ND} \right)$  se obtiene  $\left( \frac{H_L}{\psi} \right)$  a partir de la siguiente figura:

Figura 50. Obtención de  $\left(\frac{H_L}{\psi}\right)$



Fuente: Tomado de MAGGIOLO R. Optimización de la Producción Mediante el Análisis Nodal. WorkShop Internacional: Lima –Peru, 2008.

Figura 51. Obtención de  $\left(\frac{H_L}{\psi}\right)$



Fuente: Tomado de MAGGIOLO R. Optimización de la Producción Mediante el Análisis Nodal. WorkShop Internacional: Lima –Peru, 2008.

Luego,

$$H_L = \left(\frac{H_L}{\psi}\right) \psi$$

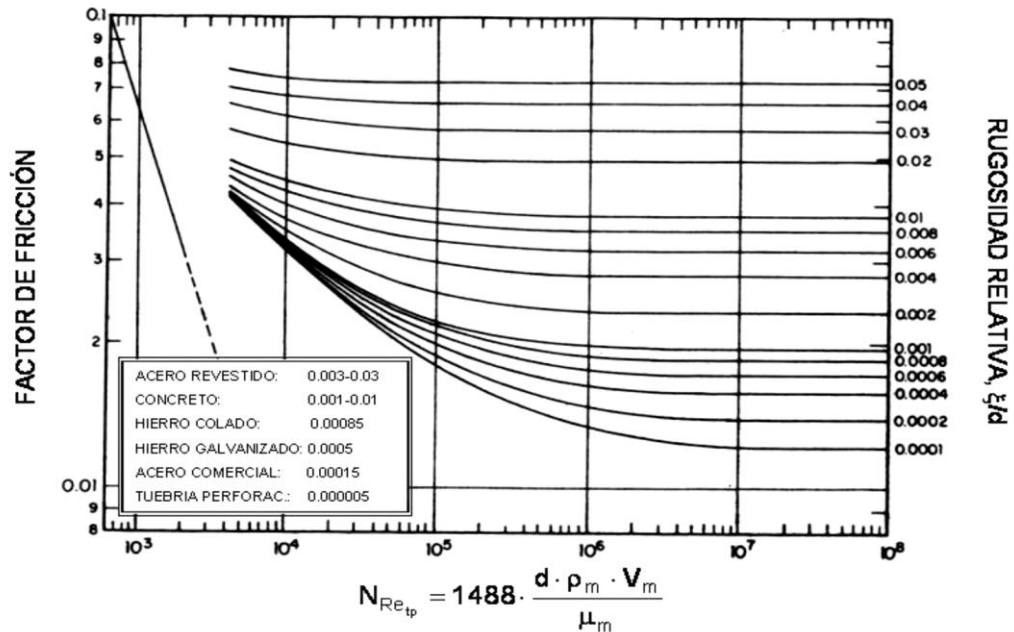
X. calculo de  $f_m$  (factor de fricción de Moody):

Conocido  $\frac{\xi}{d}$ , se calcula:

$$N_{Retp} = 1488 \frac{d \cdot \rho_m \cdot V_m}{\mu_m} \text{ Con } \mu_m = \mu_L^{H_L} * \mu_g^{(1-H_L)}$$

Con la figura de Moody y  $N_{Retp}$  se obtiene  $f_m$ .

Figura 52. Gráfico de Moody



Fuente: Tomado de MAGGIOLO R. Optimización de la Producción Mediante el Análisis Nodal. WorkShop Internacional: Lima -Peru, 2008.

Si el patrón es de tipo burbuja la fase predominante es la líquida, luego se tiene:

$N_{Retp} = 1488 \frac{d^* \rho_L * V_L}{\mu_L}$  con  $VL = \frac{V_{sL}}{H_L}$  y el gradiente de presión por fricción se convierte en:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_f = \left[\frac{f_m \rho_L V_L^2}{2 d g_c}\right] \quad (130)$$

Xi. Cálculo del gradiente de energía cinética, EK:

$$EK = \frac{\rho_m \Delta (V_m^2)}{2 g_c \Delta H} \quad \text{O} \quad EK = \left(\frac{dP}{dZ}\right)_{acc} = \frac{\rho_m \Delta (V_m^2)}{2 g_c \Delta Z} \quad (131)$$

Dicho gradiente es despreciable cuando la presión promedio es mayor de 150 lpc.

$$V_m^2 = |V_{m1}^2 - V_{m2}^2|$$

$$V_{m1}^2 = (V_{sL1} + V_{sg1})^2 \text{ a } P1 \text{ y } T1 \text{ y } V_{m2}^2 = (V_{sL2} + V_{sg2})^2 \text{ a } P2 \text{ y } T2$$

#### 4.8 SELECCIÓN DEL MÉTODO EMPÍRICO PARA EL MODELAMIENTO DEL IPR EN LOS POZOS DE APLICACIÓN.

El Inflow Performance Relationship (IPR), es una estimación cuantitativa de la producción potencial de un sistema yacimiento-pozo. A través de esta relación los ingenieros determinan los elementos básicos tales como el esquema óptimo de producción, diseño y operación del sistema de levantamiento.

Existen correlaciones diferentes IPR en la industria del petróleo, dentro de las más comúnmente utilizadas los modelos de Vogel y Fetkovitch. Adicionalmente se encuentran otras correlaciones analíticas que usualmente tienen limitaciones de aplicabilidad.

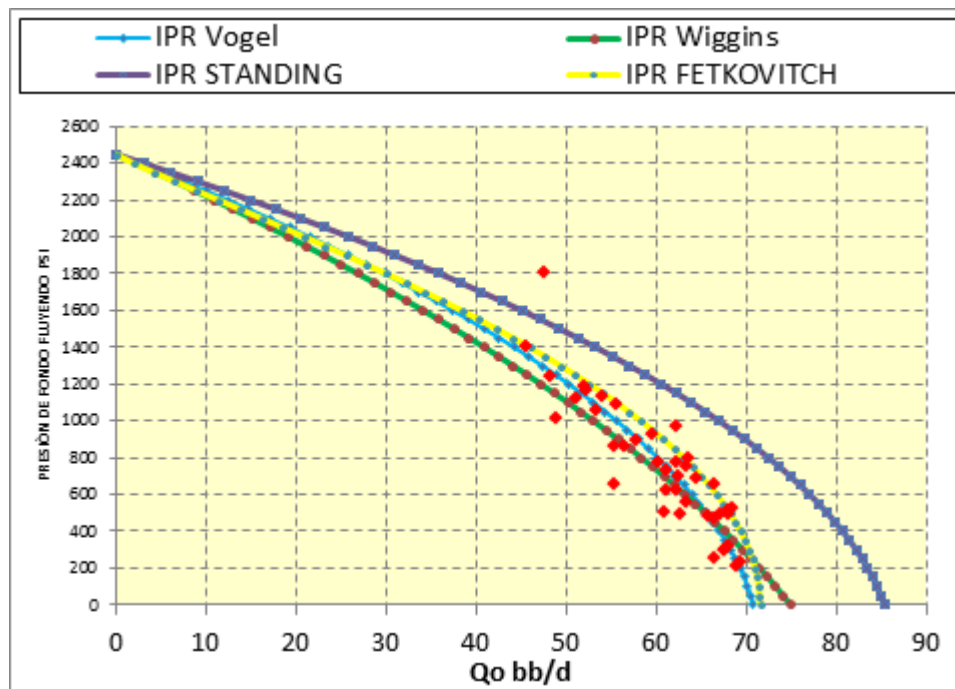
Es preciso determinar la correlación para el modelamiento del IPR que más se ajuste a las características del yacimiento y del fluido con la que se pueda

encontrar el modelo de producción más representativo del comportamiento real del pozo.

Para la determinación del modelo IPR a utilizar en el modelamiento de producción de los pozos de estudio se tomaron cuatro correlaciones aplicables a yacimientos de aceite saturado como es el caso de estudio. Estas correlaciones fueron: Vogel, Fetckovich, Wiggins y Standing.

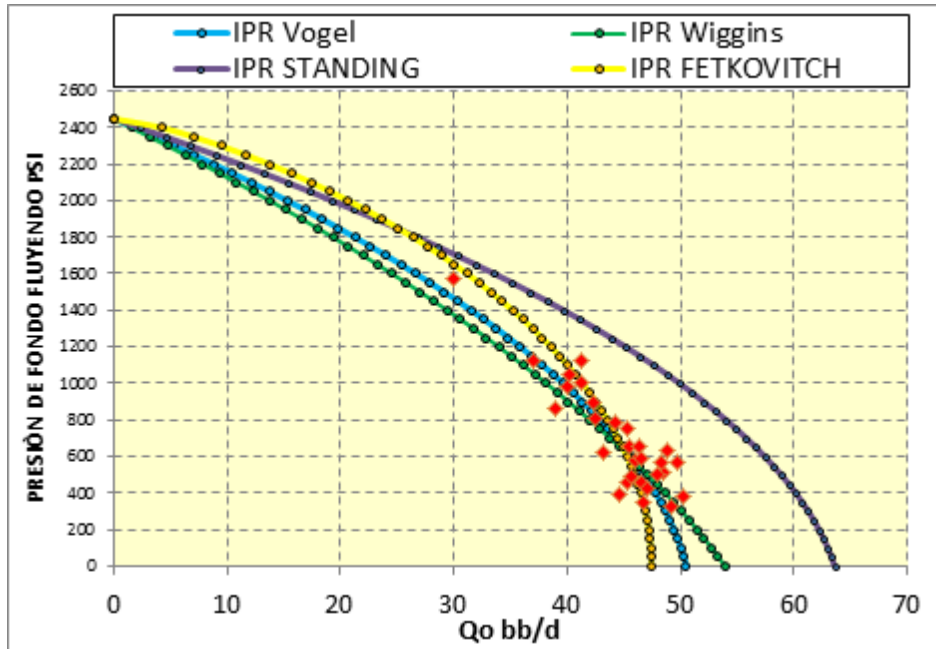
Se realizó el modelamiento de producción para el pozo FRAC 5 con las cuatro correlaciones anteriormente detalladas y se determinó la que más ajustara con los datos de pruebas de producción que se habían desarrollado en este pozo antes y después del fracturamiento. (Figura 53 y Figura 54).

Figura53. Comparación de Cuatro Modelos de Producción POST- FRAC



Fuente: Los Autores.

Figura 53. Comparación de Cuatro Modelos de Producción PRE- FRAC



Fuente: Los Autores.

A partir de las simulaciones realizadas de la productividad del pozo FRAC 5 mediante los cuatro modelos de producción, se determinó la correlación IPR más apropiada para aplicar a los pozos de estudio. Para esto se tuvo en cuenta tanto el ajuste de los datos de producción medidos con los simulados, y las limitaciones de las correlaciones utilizadas.

El método de Standing sugiere un procedimiento simple para obtener el IPR en un pozo ideal para una etapa de depleción futura. En el caso de FRAC 5, la presión del yacimiento aún corresponde a la presión inicial por tanto las razones de movilidad presente y futura corresponden a 1 y se sobreestima el valor de productividad como se observa en las gráficas anteriores.

La limitante principal de la correlación de Wiggins, es que ignora los efectos de capilaridad, los efectos de la gravedad, y la solubilidad del gas en el agua, por lo

que a presiones de fondo bajas la cantidad de aceite es sobreestimada al no tener en cuenta estos factores.

El método de Fetckovich tiene un buen ajuste con los datos reales de producción en el modelo POST-FRAC, pero no en el modelo de producción PRE-FRAC. Esto radica principalmente a que el método utiliza los valores C y de n, éstos coeficientes se obtienen a través de una prueba de presión – producción de un pozo y si no se cuentan con pruebas de producción representativas del potencial del pozo el método puede presentar falencias.

Como se observa en el modelamiento de la productividad, el método de Vogel es el que más ajusta con los datos de las pruebas de producción tomados en el pozo. Esto se da principalmente porque las condiciones a las que opera el método de Vogel se Aplica a las características de los fluidos y del yacimiento de estudio las cuales son:

Tabla 9. Comparación de las Características del yacimiento de Aplicación con el método de Vogel

<b>YACIMIENTOS CAMPO DE APLICACIÓN</b>	<b>METODO DE VOGEL</b>
Yacimiento saturado con presión inicial de yacimiento igual o por debajo de la presión de Burbuja.	<b>APLICA</b>
Yacimiento con mecanismo de Gas en Solución.	<b>APLICA</b>
Viscosidad de Yacimiento 50 – 100 cp BSW 1-12%	Viscosidad >10 cp BSW <10%
Propiedades de la roca y del fluido.  POZO VERTICAL	Aplica a Amplios rangos de propiedades de la roca y del fluido Pozos con inclinación menor a 15°
Históricamente la correlación de Vogel ha sido aplicada en campo con un buen ajuste a la respuesta de producción real de los pozos.	-----

Fuente: Los Autores

Las consideraciones y las limitantes del método de Vogel se cumplen para la aplicación de esta correlación en los pozos de estudio. Las características de los fluidos y de la roca, el mecanismo de producción y la configuración del pozo se ven reflejados en el modelo de producción simulado que tiene un buen ajuste con las pruebas de producción realizadas en los pozos como se observa en la **Figura 53 y Figura 54.**

#### **4.9 CALCULO DE IPR Y EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD ADIMENSIONAL PARA LOS POZOS DE ESTUDIO**

Para evaluar la efectividad del tratamiento de Fracturamiento, se determinó el IPR antes y después del tratamiento para conocer los incrementales de producción. Los pasos seguidos para este proceso fueron:

El cálculo de la presión de fondo fluyendo  $P_{wf}$  se determinó mediante la siguiente ecuación, donde se tiene en cuenta la densidad de la mezcla encontrada, el Punto medio de los perforados, el nivel de fluido, el porcentaje de líquido, la presión en el Casing y el BSW:

$$P_{wf} = ((0,052 * \rho_{mezcla}) * PMP - (Niveldefluido * \%Liq)) + P_{CSG} \quad (132)$$

$$\rho_{mezcla} = \left( \rho_o * \left( 1 - \left( \frac{BSW}{100} \right) \right) \right) + \left( \rho_w * \left( \frac{BSW}{100} \right) \right) \quad (133)$$

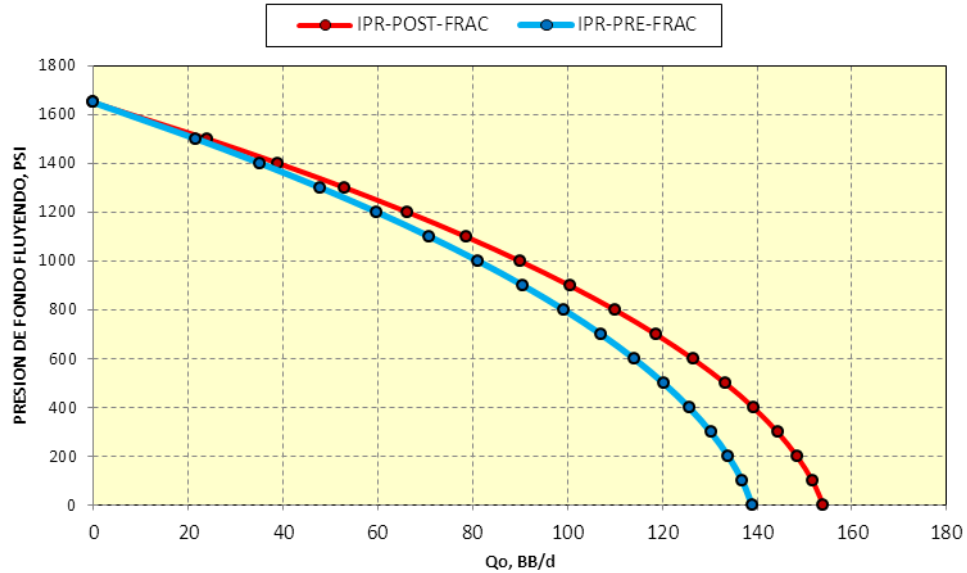
Las correcciones de los caudales medidos en superficie se llevaron a fondo para estimar el potencial productor del yacimiento. Para tal fin se utilizó la ecuación de flujo multifásico de Hagedorn & Brown. El gradiente de pérdidas por fricción se obtuvo a partir de mediciones de la presión en el cabezal del pozo, del separador y el cálculo de la presión de fondo fluyendo.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{1}{144} * \left[ \rho_m + \frac{f_m * \rho_f * V_m^2}{2 * g_c * d} + \frac{\rho_m * \Delta(V_m^2)}{2 * g_c * \Delta H} \right] \quad (134)$$

Asumiendo un factor de fricción para tuberías de producción, se determinó la velocidad real del líquido y de esta se calculó el caudal de fondo. El IPR modelado con la ecuación de Vogel fué comparado con los datos de producción históricos de cada uno de los pozos presentando un buen Ajuste para el modelo de producción.

#### 4.9.1 Cálculo del IP para el pozo FRAC 1

Figura 54. IPR para el pozo FRAC 1



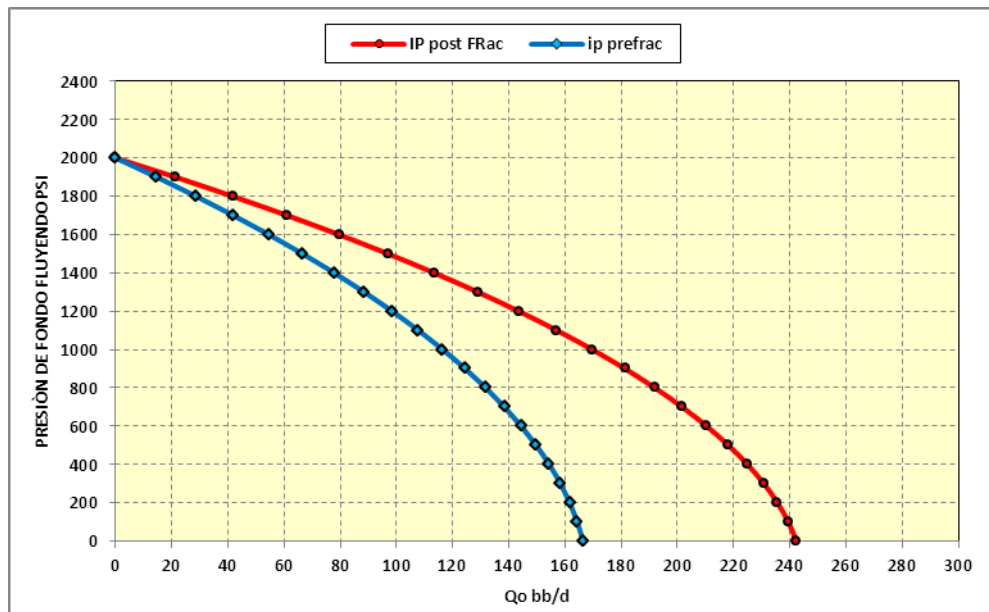
	Post-FRAC	Pre-FRAC
Presión de yacimiento, PSI	1648	1648
Niveles de fluido desde superficie, ft	4680	4426
Topo de Perforaciones, ft	5386	5386
Base de las perforaciones, ft	5450	5450
Fondo de Pozo, ft	8120	8120
BSW	12	10
Presión en el Casing, psi	25	35
Presión de Fondo, psi	328	470
Punto Medio de Perforaciones, ft	5418	5418
Gradiente de pérdidas de presión, psi/ft	0,0334	0,03875
Caudal de Fondo, bb/d	143	122
% Líquido	0,98	0,87
IP BB/psi*d	0,122	0,10356
JD Índice de Productividad Adimensional	0,222	-----

Fuente: Los Autores.

$$J_D = \frac{141.2 * (69 \text{ cp}) \left(1.08359 \frac{BB}{STB}\right)}{(101.30 \text{ md})(57 \text{ ft})} \left(0.122 \frac{BOPD}{PSI}\right) = 0.222$$

**4.9.2 Cálculo del IP para el pozo FRAC 2.** En la grafica se observa el IPR generado para el pozo FRAC 2.

Figura 55. IP para el pozo FRAC 2



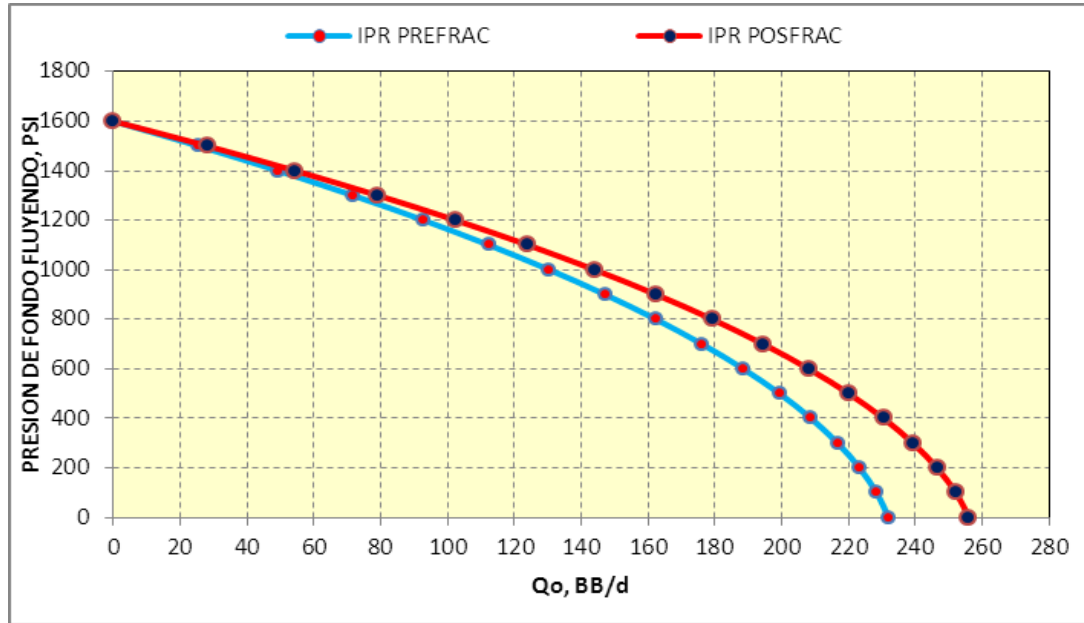
	Post-FRAC	Pre-FRAC
Presión de yacimiento, PSI	2000	2000
Niveles de fluido desde superficie, ft	3389	2400
Tope de Perforaciones, ft	5590	5590
Base de las perforaciones, ft	5637	5637
Fondo de Pozo, ft	7980	7980
BSW	24	15
Presión en el Casing, psi	20	35
Presión de Fondo, psi	789	918
Punto Medio de Perforaciones, ft	5613,5	5613,5
Gradiente de pérdidas de presión, psi/ft	0,09936	0,11798
Caudal de Fondo, bb/d	193	123
% Líquido	0,82	0,69
IP BB/psi*d	0,122	0,1136
JD índice productividad Adimensional	0,241	-----

Fuente: Los Autores

$$J_D = \frac{141.2(38 \text{ cp}) \left(1.1340 \frac{BB}{STB}\right)}{(64.213 \text{ md})(48 \text{ ft})} \left(0.122 \frac{BOPD}{PSI}\right) = 0.241$$

### 4.9.3 Cálculo del IP para el pozo FRAC 3

Figura 56. IPR para el pozo FRAC 3



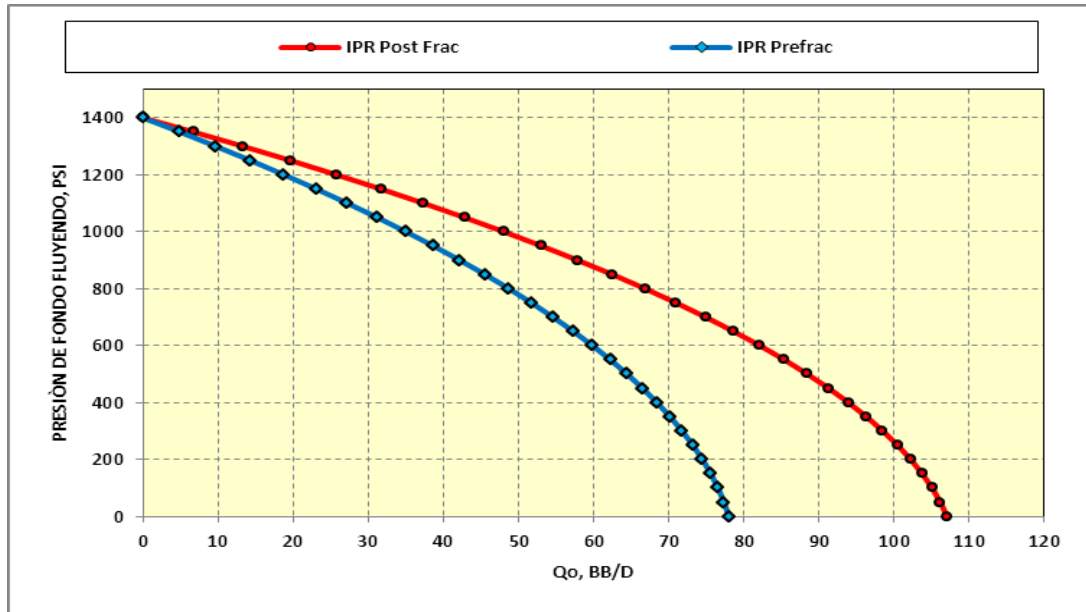
	Post-FRAC	Pre-FRAC
Presión de yacimiento, PSI	1600	1600
Niveles de fluido desde superficie, ft	5798	6123
Tope de Perforaciones, ft	7299	7299
Base de las perforaciones, ft	8082	8082
Fondo de Pozo, ft	8120	8120
BSW	25	23
Presión en el Casing, psi	37	45
Presión de Fondo, psi	724	737
Punto Medio de Perforaciones, ft	7690,5	7690,5
Gradiente de pérdidas de presión, psi/ft	0,06410	0,0794
Caudal de Fondo, bb/d	173	189
% Líquido	0,86	0,79
IP BB/psi*d	0,108	0,0878
JD índice productividad Adimensional	0,233	-----

Fuente: Los Autores

$$J_D = \frac{141.2(78,9 \text{ cp}) \left(1.003 \frac{BB}{STB}\right)}{(110.74 \text{ md})(48 \text{ ft})} \left(0.108 \frac{BOPD}{PSI}\right) = 0.233$$

**4.9.4 Cálculo del IP para el pozo FRAC 4.** El yacimiento fracturado producía 27 BPD antes del fracturamiento. Luego de la estimulación inició produciendo 75 BPD y ahora produce 62 BPD (tasas en superficie).

Figura 57. IPR para el pozo FRAC 4



	Post-FRAC	Pre-FRAC
Presión de yacimiento, PSI	1400	1400
Niveles de fluido desde superficie, ft	6498	6307
Tope de Perforaciones, ft	7250	7250
Base de las perforaciones, ft	7529	7529
Fondo de Pozo, ft	8100	8100
BSW	4,5	8
Presión en el Casing, psi	25	35
Presión de Fondo, psi	363	384
Punto Medio de Perforaciones, ft	7389,5	7389,5
Gradiente de pérdidas de presión, psi/ft	0,0207	0,0143
Caudal de Fondo, bb/d	95	69
% Líquido	0,89	0,75
IP BB/psi*d	0,072	0,0564
JD índice productividad Adimensional	0,270	-----

Fuente: Los Autores

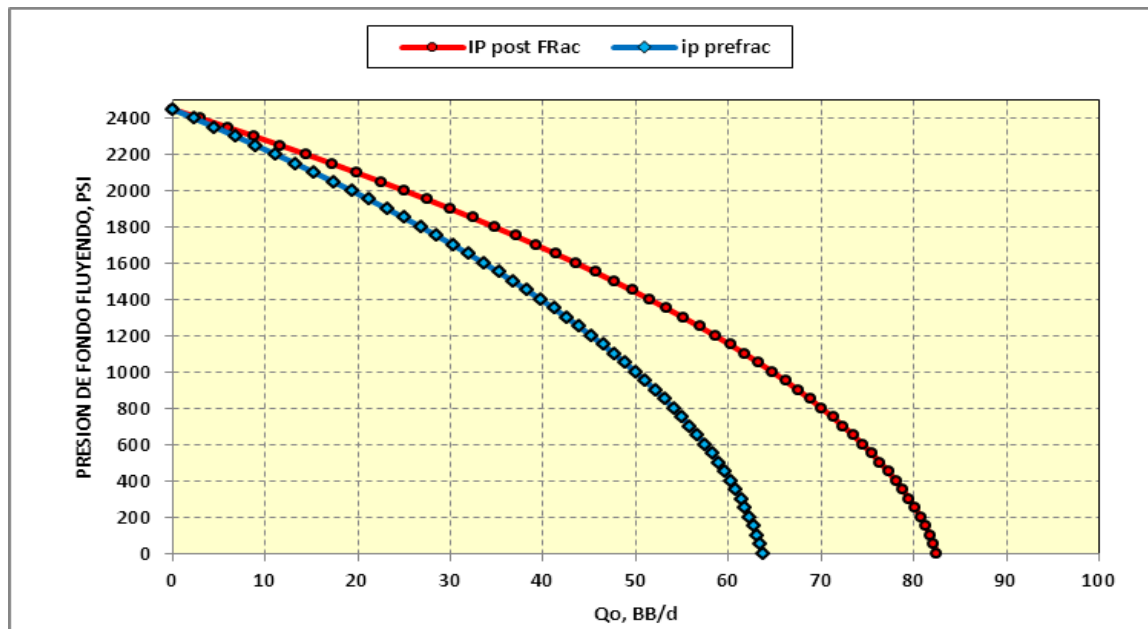
$$J_D = \frac{141.2(30 \text{ cp}) \left(1.025 \frac{\text{BB}}{\text{STB}}\right)}{(46.97 \text{ md})(25 \text{ ft})} \left(0.072 \frac{\text{BOPD}}{\text{PSI}}\right) = 0.270$$

Como se observa en la Figura 57 el comportamiento de afluencia cambio drásticamente después de la intervención de la estimulación, pasó de tener un AOF de 78 BB/D a 106 BB/D con una presión de fondo de 384 a 363 y con un nivel de fluido de 6307 a 6498 desde superficie. Esto indica que las condiciones de flujo del yacimiento cambiaron favorablemente después de la estimulación. El

índice de productividad adimensional evaluado con los datos de campo es de 0,2805.

**4.9.5 Cálculo del IP para el pozo FRAC 5.** Antes de fracturarse el yacimiento producía 24 BPD. Después del Fracturamiento la producción alcanzó 66 BPD y se estabilizó en 57 BPD (Potencial que llega al tanque). El intervalo fracturado fue probado para determinar la efectividad del tratamiento. El índice de productividad post-frac fue determinado en 0.03648 BPD/PSI como se observa en la Figura 59.

Figura 58. IP para el pozo FRAC 5



	Post-FRAC	Pre-FRAC
Presión de yacimiento, PSI	2450	2450
Niveles de fluido desde superficie, ft	3822,44	3662
Tope de Perforaciones, ft	5220	5220
Base de las perforaciones, ft	5262	5262
Fondo de Pozo, ft	7600	7600
BSW	10	15
Presión en el Casing, psi	33	45
Presión de Fondo, psi	234	230
Punto Medio de Perforaciones, ft	5241	5241
Gradiente de pérdidas de presión, psi/ft	0,052	0,030
Caudal de Fondo, bb/d	81	62
% Líquido	0,8	0,79
IP BB/psi*d	0,05220	0,02447
JD índice productividad Adimensional	0,2862	-----

Fuente: Los Autores.

El comportamiento después de la intervención de la estimulación, pasó de tener un AOF de 64 BB/D a 83 BB/D con una presión de fondo de 234 a 230 BB/D. Esto indica que las condiciones de flujo del yacimiento cambiaron favorablemente después de la estimulación.

Transformando este índice de productividad al parámetro del diseño unificado de fractura se encuentra el índice de productividad adimensional:

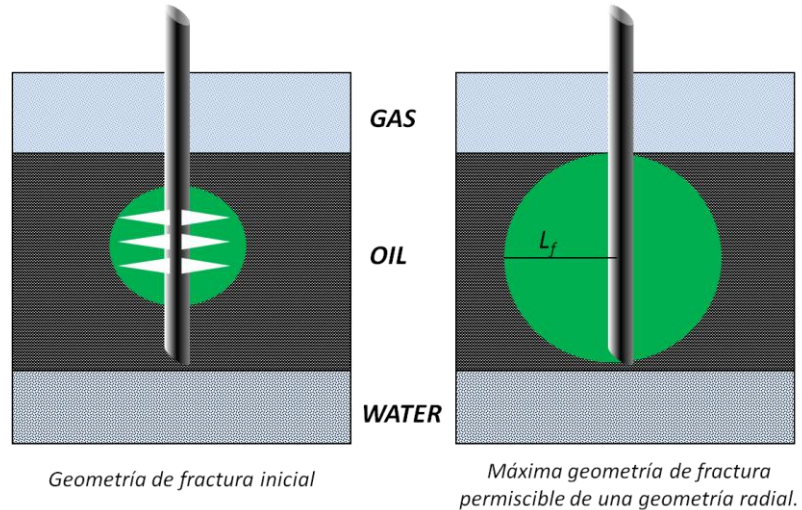
$$J_D = \frac{141.2(41 \text{ cp}) \left(1.121 \frac{\text{BB}}{\text{STB}}\right)}{(42.27 \text{ md})(28 \text{ ft})} \left(0.05202 \frac{\text{BOPD}}{\text{PSI}}\right) = 0.2862$$

## 5. DIAGNÓSTICO DE LA ALTURA DE LA FRACTURA MEDIANTE EL MÉTODO TRADICIONAL DE CONTRASTE DE ESFUERZOS

La altura de la fractura es el parámetro que gobierna el comportamiento del fracturamiento hidráulico y por lo tanto el análisis de la presión de fracturamiento y el diseño de fractura.

Un volumen alto de fluido de fracturamiento puede crear una fractura grande, con costo más alto pero también potencialmente más productiva. Sin embargo, casi nunca es deseable el crecimiento descontrolado de la fractura desde el punto de vista de producción, ya que las zonas de petróleo están bajo capas de gas y sobre agua que puede ser producida. En la Figura 60, se muestra como el tamaño máximo de la fractura está limitado a esta situación.

Figura 60. Tamaño de la fractura limitada por la geometría y contactos de fluidos



Fuente: Tomado de THydraulic Fracturing. Production Technology, 2004

Si se asume que la fractura se inicia desde las perforaciones en el punto medio de la zona de aceite y, si la fractura se propaga radialmente (es decir la formación es homogénea con un gradiente de esfuerzos igual a la columna hidrostática del

fluido de fracturamiento), el resultado de la longitud máxima media de fractura  $x_f$  es ligeramente menor que la mitad de la altura de la columna de aceite.

## **5.1 CONTENCIÓN DE LA FRACTURA.**

Una fractura hidráulica crece en altura tanto como pueda y donde quiera. La fractura hidráulica, debería ser diseñada de tal forma que esta no contacte fluidos que no queremos producir de las formaciones adyacentes. En otras palabras considerar el caso donde la fractura hidráulica está contenida dentro de la zona productora, es decir donde el crecimiento de la fractura por encima y por debajo está retardada por cambios en el contraste de las propiedades de la formación entre las dos capas.

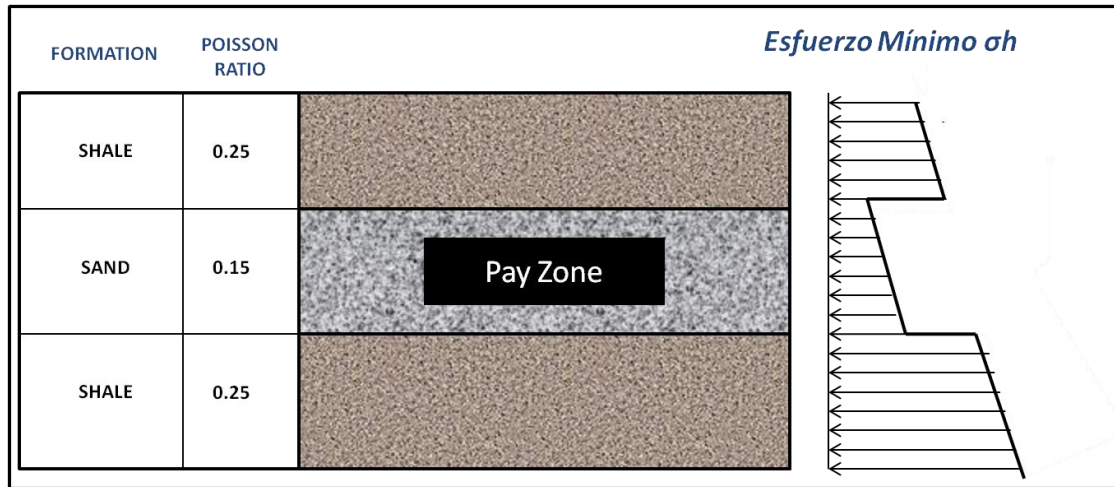
### **5.1.1 Factores que controlan contención de la fractura.**

**5.1.1.1 Contraste de esfuerzo mínimo.** Las formaciones permeables (típicamente arenas) tienen una relación más baja de Poisson comparados con las capas de Shale. Cuando los esfuerzos in situ son bajos se ayuda a la contención de la fractura hidráulica.

La variación de los esfuerzos de cierre de zona a zona es el factor que controla la altura de la fractura. (Ver Figura 61).

**5.1.1.2 Dureza de fractura.** Cuando incrementa el valor de la Dureza de la fractura en una zona significa que es más difícil para la fractura propagarse en esa zona.

Figura 61. Contraste de esfuerzos In-Situ



Fuente: Modificado de Production Technology, Heriot Watt University, 2004

**5.1.1.3 Leak off.** Altas tasas de pérdidas de fluido pueden retardar la propagación de la fractura a través de la zona.

Los modelos de propagación de fractura 3D pueden predecir simultáneamente el crecimiento lateral y vertical de la fractura hidráulica.

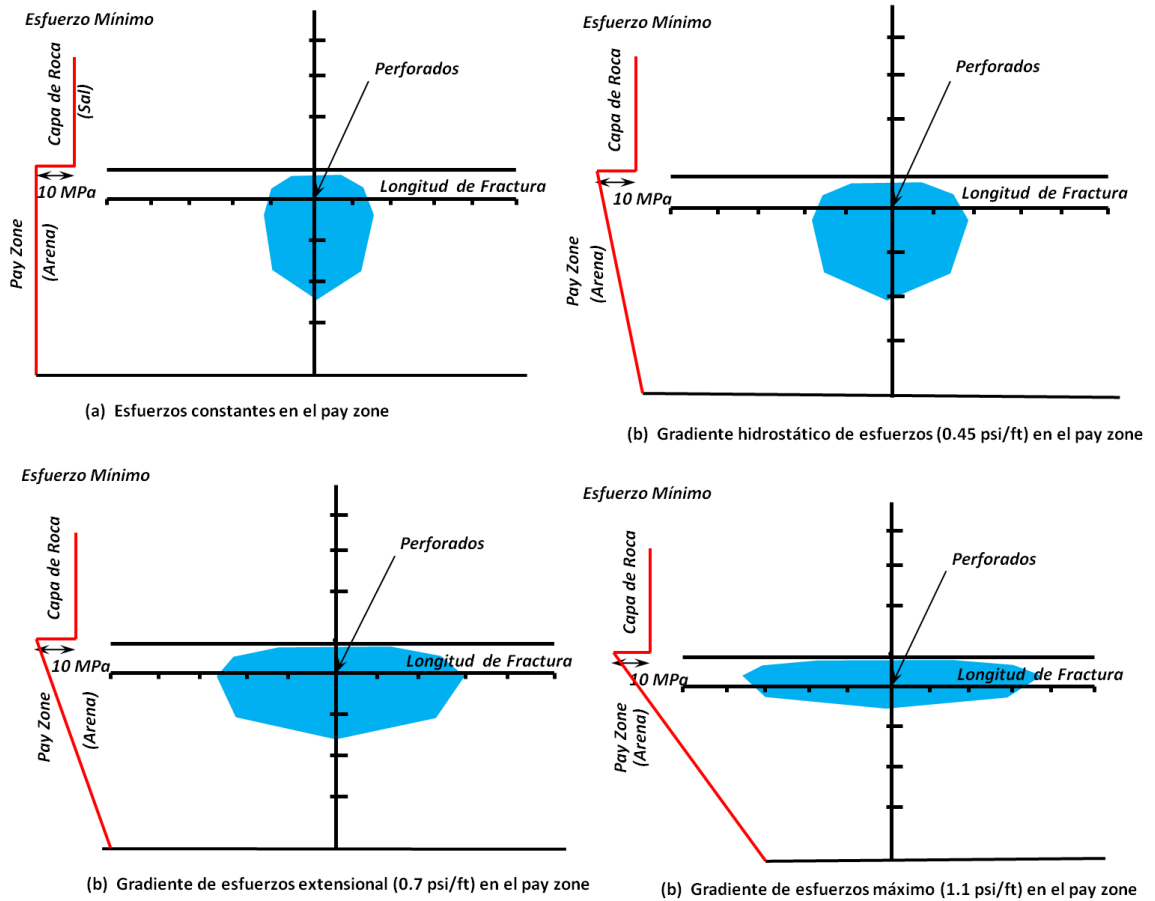
**5.1.2 El valor del contraste de esfuerzos y la forma de la fractura.** La Figura 62 muestra el caso donde una homogénea arena gasífera está rodeada por una zona de sal (capa de roca). El pozo está cañoneado cerca al tope de la zona productora. Debido a la naturaleza plástica de la sal:  $\sigma_h = \sigma_H = \sigma_v$ .

Se presenta un contraste de esfuerzos alto in-situ (estimado en 10 MPa) entre las fronteras de sal y arena resultando en una contención de la altura de la fractura hacia arriba, es decir no hay crecimiento. Debido a la naturaleza homogénea de la arena se espera que haya un gradiente de esfuerzos constante.

En la Figura 62 **(a)** se presenta el caso en que en la arena los esfuerzos fueran constantes (ó el gradiente de esfuerzos es cero). La fractura crece hacia abajo del

punto de los perforados debido a la densidad del fluido de fracturamiento dando paso a un incremento de la presión en la superficie baja de la fractura comparada con la superficie de encima.

Figura 62. Efecto del contraste de esfuerzos.



Fuente: Modificado de Production Technology, Heriot Watt University, 2004

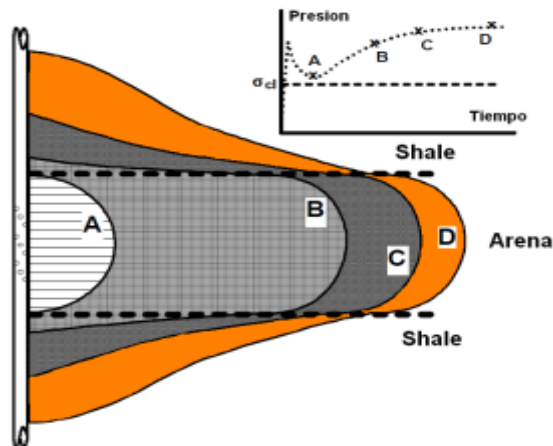
En la Figura 62 **(b)** el gradiente hidrostático de esfuerzos es de 0.45 psi/ft. El gradiente de esfuerzos la formación es el mismo que el del fluido de fracturamiento, resultando en una propagación radial de la fractura apartada del tope de la superficie donde el crecimiento hacia arriba está detenido debido al alto contraste de esfuerzos (10MPa) entre las fronteras de sal y arena.

La Figura 62 **(c)**, presenta un gradiente de esfuerzos extensional (0.7 psi/ft) comúnmente encontrados en ambientes tectónicamente tranquilos. En este caso la forma de la fractura resulta en una longitud más larga ya que el crecimiento de la fractura hacia abajo llega a ser limitado debido a que el esfuerzo mínimo incrementa a una relación más grande (0.7 psi/ft) que la columna hidrostática del fluido de fracturamiento (0.45 psi/ft).

El gradiente de esfuerzos de overburden o máximo gradiente de esfuerzos (1.1 psi/ft) es mostrado en la Figura 62 **(d)**. Este escenario permite más longitud de fractura con un mínimo crecimiento hacia abajo. En efecto la fractura intenta crecer hacia arriba pero está contenida por el contraste alto de esfuerzos de las fronteras de sal y arena.

El efecto de la altura de la fractura de formaciones con diferentes esfuerzos de cierre ( $\sigma_h$ ) se ilustra la Figura 63.

Figura 63. Contención de la fractura.



Fuente: Tomado de la NSI Technologies, Desing parameters of hydraulic Fracturing.

En la Figura 63 se muestra el caso ideal don de un arena está rodeada por una capa infinita de Shale con más altos esfuerzos. Cuando una fractura es iniciada en la formación está crece rápidamente en forma radial debido a la homogeneidad de

la arena como se observa en la zona A. Como el bombeo continúa la fractura tiende a extenderse en longitud debido a que los esfuerzos altos en el Shale proveen una barrera para el crecimiento vertical. La presión neta del tratamiento puede incrementar hasta la zona B ya que la viscosidad del fluido fuerza a una longitud más grande de fractura.

Como la presión neta incrementa la altura de la fractura crece a partir de una relación presión/altura como se observa en la Figura 62.

Para el caso ideal esta relación presión/altura está dada por:

$$P_{Neta} = P - \sigma_{Cl} = \frac{K_{IC}}{\sqrt{\pi H_0}} \left[ \frac{1}{H/H_0} - 1 \right] + \frac{2\Delta\sigma_{Cl}}{\pi} \cos^{-1} \left[ \frac{1}{H/H_0} \right] \quad (135)$$

Donde  $K_{IC}$  es el factor de intensidad crítica de esfuerzos o dureza de fracturar la roca. Un valor típico podría ser  $K_{IC}=1000\text{psi}\cdot\sqrt{\text{inch}}$ , sin embargo, en general la segunda porción de esta ecuación es la que domina por lo tanto puede simplificarse a:

$$P_{Neta} = P - \sigma_{Cl} = \frac{2\Delta\sigma_{Cl}}{\pi} \cos^{-1} \left[ \frac{1}{H/H_0} \right] \quad (136)$$

Así como la longitud de la fractura crece, debe aumentar la presión neta del tratamiento, y la altura de la fractura incrementará hasta la presión neta igual al 75-80% de la diferencia de esfuerzos- punto C. incrementos de presión por encima del 80 % resultaría en grandes incrementos de altura de fractura y la tasa de crecimiento de longitud de fractura puede decrecer lentamente o posiblemente parar por completo como se ve en la zona D. Cuando la presión neta alcanza este nivel la altura crece incontroladamente fuera de la zona y el tamaño del tratamiento podría ser inútil.

Por ejemplo asumamos el caso que la diferencia de esfuerzos entre el Shale/arena es de 1000 psi. Ahora asumamos que al tiempo A la presión neta es 500 psi ó ( $P_{Net}/\Delta\sigma_{cl} = 0.5$ ). A este tiempo, la altura de la fractura puede tener incrementos del 20% de la altura base -10% por encima y 10% por debajo.

Como el bombeo continúa la longitud de fractura incrementa y la presión continúa aumentando hasta el tiempo B. La presión neta puede ser 700 psi ( $P_{Net}/\Delta\sigma_{cl} = 0.7$ ). Esta relación resultaría en el crecimiento del doble de la fractura 50% del espesor base por encima y 50% por debajo. En este punto hay un claro incremento de la altura de la fractura con un total del doble del espesor de la zona neta. Sin embargo el volumen de este aumento de altura es más significativo cerca al pozo, no obstante el ancho de la fractura sobre las fronteras de Shale es muy pequeño.

Finalmente continúa el bombeo y la fractura crece hasta el tiempo D. En este punto la presión neta puede ser por ejemplo 800 psi y la altura de la fractura se triplica una parte por encima y otra por debajo. La relación presión/altura puede llegar a ser contundente y un aumento extenso de la altura de la fractura se puede dar con aumentos pequeños de presión neta.

En orden de calcular cuando una fractura podría estar confinada en una formación particular se requiere alguna idea de los esfuerzos de cierre de la fractura de la formación. Si la diferencia de esfuerzos de cierre es de 500-600 psi, el incremento incontrolado de la altura de la fractura empezaría a ocurrir con presiones netas de 450 psi.

A no ser que la longitud de fractura deseada pueda ser creada con esta presión neta baja, podría ser necesario diseñar un tratamiento teniendo en cuenta los crecimientos en altura grandes. En otros casos, con grandes contrastes de

esfuerzos como 1000 psi, es posible obtener una longitud de fractura deseable antes de alcanzar un crecimiento significativo de la altura de la fractura.

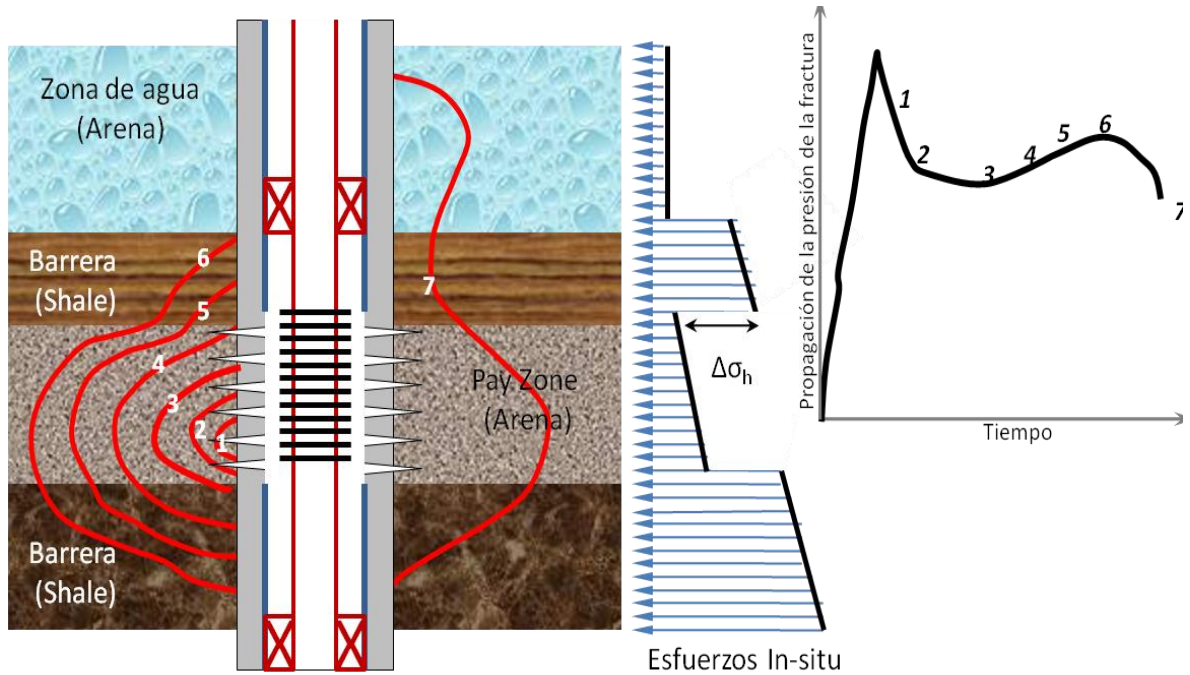
**5.1.3 Efecto de Contraste del Módulo Sobre El Crecimiento De La Altura.** La presión neta requerida para crear la longitud de fractura deseada, la diferencia de esfuerzos entre las diferentes formaciones y el espesor relativo de la formación son los parámetros que controlan el crecimiento de la altura de la fractura. Sin embargo, otras propiedades de la roca pueden tener un efecto para casos especiales donde estas propiedades dominan el crecimiento de la altura. Una de estas propiedades es el módulo de Young E, de la formación, y un contraste de módulos puede afectar el crecimiento de la altura de la fractura. Si las formaciones que rodean la zona de interés tiene un módulo alto (es decir son más rígidas), entonces estas pueden inhibir el crecimiento de la altura fuera de la zona de interés. Sin embargo se puede demostrar que el grado de confinamiento de altura debido al contraste de módulo es pequeño lo que hace pensar que la relación longitud/altura permisible es ligeramente mayor a "1".

## **5.2 CRECIMIENTO DE LA FRACTURA DENTRO DE LAS FRONTERAS**

Si las fronteras de una zona productora fracturada son capaces de contener una fractura, dependerá sobre la magnitud del mecanismo de contención, es decir el contraste de esfuerzo mínimo y el espesor de las fronteras. La Figura 63 ilustra lo que ocurre cuando la contención de la fractura no es efectiva debido a que los esfuerzos de las zonas de frontera son insuficientes para prevenir que la fractura crezca a través de zonas que contienen agua.

La fractura inicia su propagación en el centro de la zona productora de interés (*tiempo 1*) y crece radialmente (*tiempo 2 y 3*) hasta que se presente un gradiente hidrostático de esfuerzos. Este resultado hace que decrezca la presión de propagación de la fractura a medida que la fractura llega a ser más larga.

Figura 59. Crecimiento de la fractura dentro de las fronteras



Fuente: Los Autores

El contraste de esfuerzos en las fronteras sobre y bajo la zona de interés retardan el crecimiento de la fractura hacia arriba y hacia abajo dentro de las fronteras. La fractura crecerá más fácilmente hacia arriba solo si el contraste de esfuerzos es menor en esta dirección. El efecto de esta parcial contención de fractura es el incremento de la presión de la propagación de la fractura (*tiempo 4, 5 y 6*).

*En el tiempo 7* el crecimiento de la fractura por encima hace que la fractura irrumpa a través de zonas de agua, ya que esta tiene un gradiente de fractura muy bajo y constante, y esta crecerá rápidamente por encima resultando en una caída de la presión de propagación de la fractura. La longitud de la fractura en la zona de interés tiende a reducirse debido a la rápida expansión dentro de las fronteras acuíferas.

### 5.3 MEDIDA DE LA ALTURA DE LA FRACTURA

El conocimiento de la altura de la fractura es muy importante cuando se diseña y se ejecuta un tratamiento de fracturamiento hidráulico. Existe un número de técnicas las cuales pueden hacer posible la medida de la fractura.

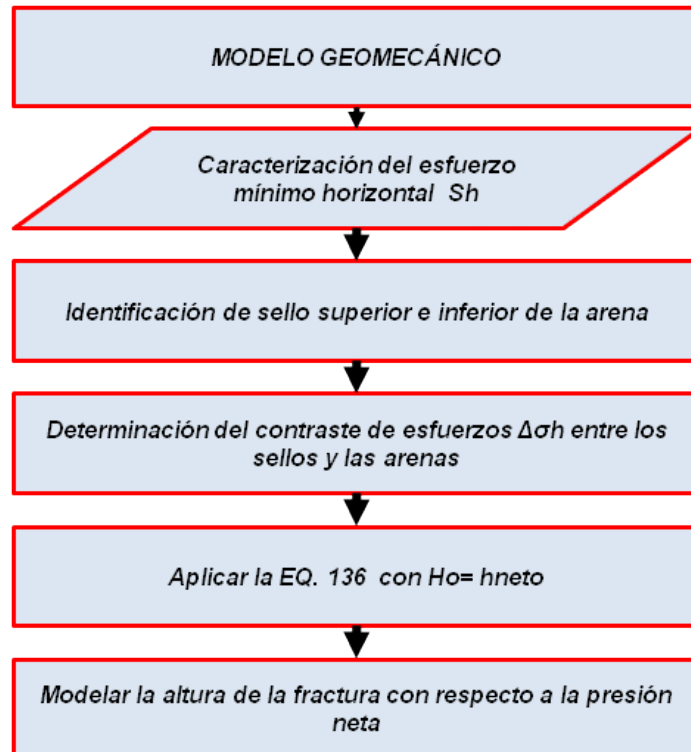
- Se puede correr un registro de temperatura inmediatamente después al tratamiento de fractura para medir las zonas frías denotando la entrada del fluido de fractura.
- La profundidad en la cual el fluido está entrando al pozo desde la fractura puede ser medido corriendo un registro de producción a través del intervalo cañoneado para medir el perfil de flujo, o el ruido inducido por el flujo o los cambios de temperatura.
- El propante puede estar recubierto por una ligera capa radioactiva, por ende corriendo un registro de rayos Gamma inmediatamente después de limpiar el exceso de propante en el pozo mediría la altura de la fractura apuntalada.
- La fractura puede ser físicamente observada en completamientos de hueco abierto usando Microescaner de la formación o una cámara de pozo que generan una imagen de la pared del pozo mediante video o señales acústicas.
- Utilizando sísmica pasiva. Esta involucra la triangulación de los eventos sísmicos emitidos de la propagación de la punta de la fractura. Estos eventos sísmicos son medidos con geófonos instalados en la superficie o en el pozo.
- El uso de Tiltmeters en la superficie. Este mecanismo muy sensitivo mide los cambios topográficos en la superficie debido a la propagación de la fractura

hidráulica. Esos cambios indican la longitud y la orientación de la fractura hidráulica.

Cada una de estas técnicas hace una medida en sólo el wellbore (excepto Tiltmeter). Adicionalmente estas técnicas no miden los mismos atributos de la fractura. Por ejemplo la primera y la quinta miden la fractura creada y la tercera mide la fractura apuntalada mientras que la técnica uno dos y tres miden la altura permeable de la fractura.

#### 5.4 METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS CLÁSICO DE CONTRASTE DE ESFUERZOS

Figura 60. Metodología para el cálculo de la fractura mediante el contraste de esfuerzos

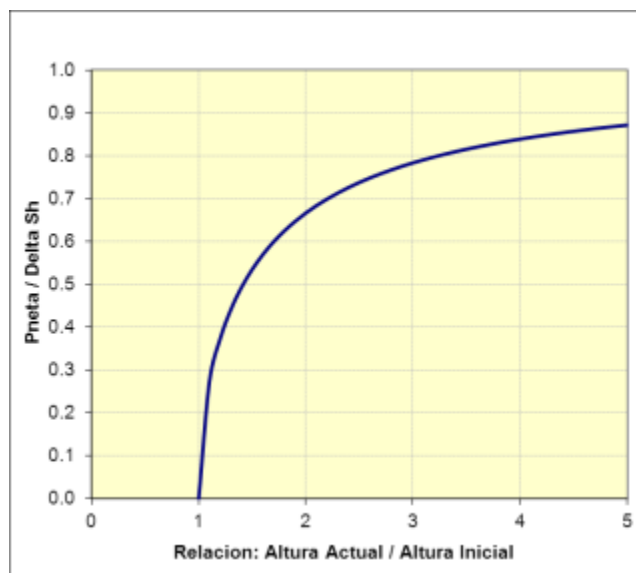


Fuente: Los Autores

La metodología del contraste de esfuerzos acude al esfuerzo mínimo horizontal o esfuerzos de cierre para estimar el crecimiento vertical de la fractura. El modelo Geomecánico caracteriza la presión de poro para luego determinar los esfuerzos in situ y las propiedades mecánicas de las rocas. La caracterización del esfuerzo mínimo horizontal se realiza utilizando diferentes correlaciones existentes en la literatura.

La identificación de los estratos a fracturar y de los sellos que la rodean es indispensable para la aplicación de la metodología. Cuando la fractura es iniciada en la arena esta crece rápidamente y en forma radial dentro del estrato de interés. Dependiendo de la diferencia de esfuerzos entre la arena y los sellos, la presión neta del tratamiento puede inducir el crecimiento por fuera de las barreras de shale.

Figura 61. Efecto de la diferencia de esfuerzos en la altura de la fractura



Fuente: Los Autores

La anterior figura se observa la relación de presión neta respecto al contraste de esfuerzos para determinar el crecimiento de la fractura. Cuando la presión neta es

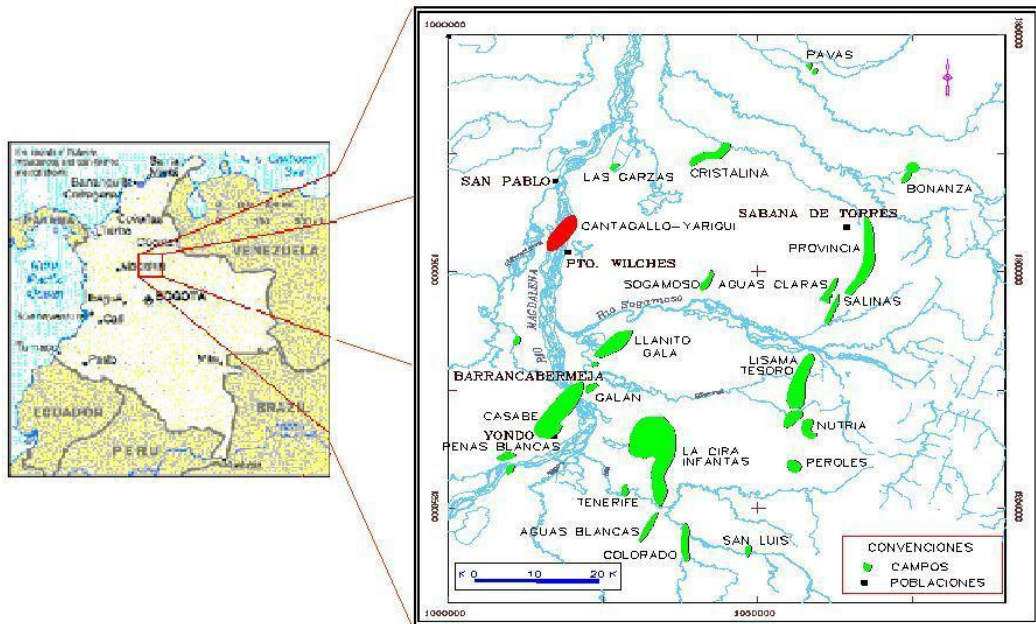
cercana al 70% del contraste de esfuerzos, la fractura crecerá cerca del doble de la altura inicial. Si la presión neta supera el 90% de la diferencia de esfuerzos de cierre la fractura inicia el crecimiento vertical incontrolado. De acuerdo a la presión neta promedio lograda en el tratamiento principal se puede aproximar el valor al cual crecerá la fractura.

## 6. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DEL DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA EN LOS CAMPOS-YARIGUÍ CANTAGALLO.

### 6.1 GENERALIDADES DEL CAMPO

El Campo Yariguí – Cantagallo, se encuentra localizado hacia la parte central del flanco Occidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en los límites de los Departamentos de Santander y de Bolívar; a la altura de los municipios de Puerto Wilches (Santander) y Cantagallo (Bolívar), con una extensión aproximada de 14 km<sup>2</sup>, 7 Km de largo por 2 Km de ancho (ver Figura 67).

Figura 62. Localización del Campo Yarigui- Cantagallo.



Fuente: Ecopetrol S.A.

La geología del área corresponde a una secuencia estratigráfica que abarca rocas con edades desde el paleozoico hasta el cuaternario. En la Fig. 56 se muestra la columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Magdalena Medio. A continuación se hará una breve descripción de las unidades de interés:

- **Formación REAL.** Compuesta por arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerática, subangular a subredondeado, con intercalaciones de arcillolita de color gris verdoso, rojo y violeta, parcialmente limosas. Existen pequeños lentes de carbón lignítico micropiritoso. Su espesor aproximado es de 2600 pies.
  
- **Formación COLORADO.** Operacionalmente ha sido dividida en las unidades Arenas A0 a A3, y está conformada por una alternancia de areniscas de grano medio con intercalaciones de arcillolitas varicoloreadas. El miembro superior de esta formación se conoce como La Cira Shale, caracterizada por una secuencia de arcillolitas verdes ricas en restos y fragmentos de fósiles.
  
- **Formación MUGROSA.** Con base en las propiedades de los registros eléctricos se divide en cuatro miembros informales de base a techo: “Arenas B3”, “Arenas B2”, “Arenas B1”, “Arenas B0” y el “Horizonte Fosilífero de Mugrosa”. Las “Arenas B3” se consideran como un tercer objetivo de producción del Campo. Litológicamente están constituidas por una alternancia de areniscas grauwáticas con arcillolitas y limolitas varicoloreadas. Su contacto con las infrayacentes “Arenas C” de La Formación La Paz es discordante, mientras que con las suprayacente “Arenas B2” es concordante.
  
- **Formación LA PAZ.** Con base en las propiedades eléctricas se han diferenciado dos miembros denominados “Arenas Cantagallo” y “Arenas C”.
  - **Arenas Cantagallo.** Principal horizonte productor, constituido por areniscas grauwáticas, mal seleccionadas, intercaladas con niveles de arcillolitas. En general denotan una gran variación en su composición y en su granulometría, tanto en sentido lateral como en el sentido vertical. El máximo espesor es de aproximadamente 2000 pies. Su contacto inferior con la Fm Umir y/o La Luna, se caracteriza por una discordancia regional bien marcada, que evidencia la ausencia de sedimentos de La Formación Lizama. Su contacto con las suprayacentes

“Arenas C” es concordante y está dado por un incremento en los valores de las curvas de resistividad.

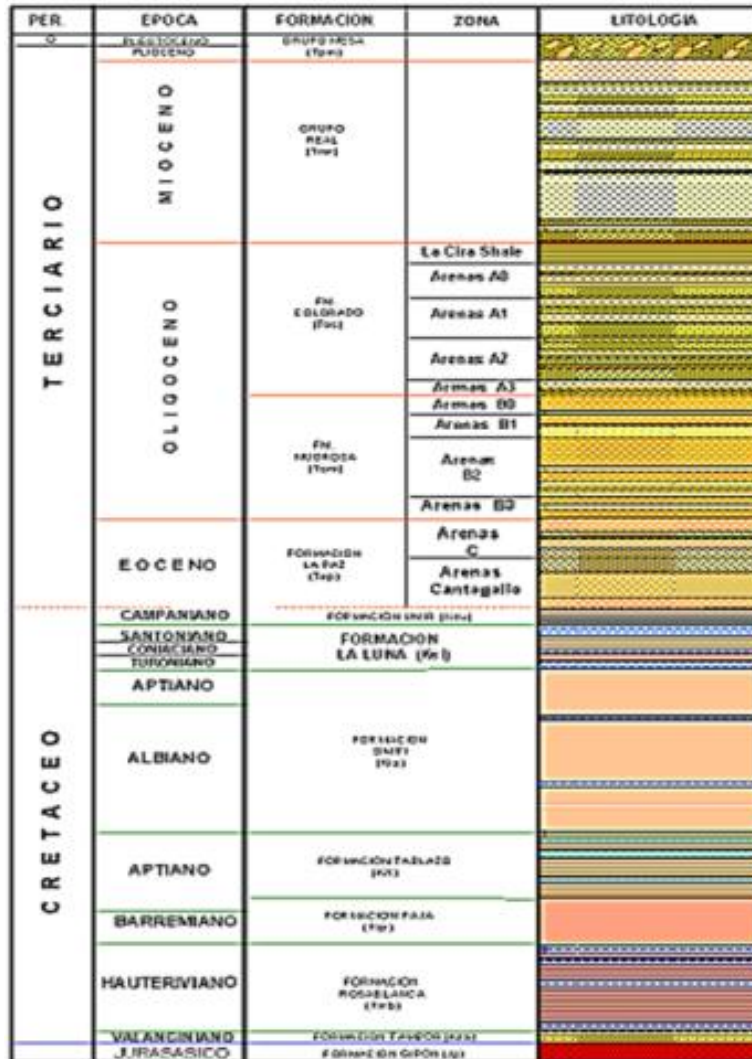
- **Arenas C.** Constituyen el miembro superior de La Formación La Paz. Litológicamente no se diferencian de las Arenas Cantagallo. Se consideran como el segundo objetivo de producción del Campo Yariguí - Cantagallo. El máximo espesor es de aproximadamente 1500 pies. Estratigráficamente se ubica entre las “Arenas Cantagallo” en la base y las “Arenas B” de La Formación Mugrosa en el techo. Su contacto con las Arenas Cantagallo es concordante mientras que con las “Arenas B” es discordante, por la ausencia de La Formación Esmeraldas.

- **Formación LA LUNA.** Se trata de una Formación predominantemente lodosa, está compuesta de shales negros, calizas y algunas capas de chert. Su edad es Turoniano a posiblemente Campaniano inferior. Su contacto infrayacente con la Formación Simití es gradacional, está constituida por tres Miembros denominados de base a techo: Salada, Pujamana y Galembo. A partir de los registros se puede concluir que la parte basal de la Formación La Luna (Miembros Salada y Pujamana) es predominantemente lodosa y contiene menor proporción de calizas que la parte superior de esta Formación (Miembro Galembo), esto indica que la parte basal se depositó en ambientes relativamente más profundos que la parte superior. Se interpreta entonces, que el Miembro Galembo se depositó en un ambiente de plataforma marina somera y que tiene un importante contenido de carbonatos.

- **Formación UMIR.** Consiste de lodolitas fisiles (Shale) gris oscura a lodolita gris medio, con delgadas interestratificaciones de limolita, las cuales son más abundantes en la parte superior de la Formación, donde alternan con delgadas capas de areniscas de grano fino y capas delgadas de carbón (seamlets). La lodolita contiene numerosas bandas de siderita o de óxidos de hierro. El ambiente de sedimentación ha sido interpretado como nerítico en su parte inferior hasta

llanuras de marea y frentes deltaicos en su parte superior. El espesor de esta Formación varía de sur a norte de 2850 a 4400 pies, en la parte este de la cuenca alcanza un máximo espesor observado de 5250 pies

Figura 63. Columna generalizada con la secuencia litológica para el Valle Medio del Magdalena.



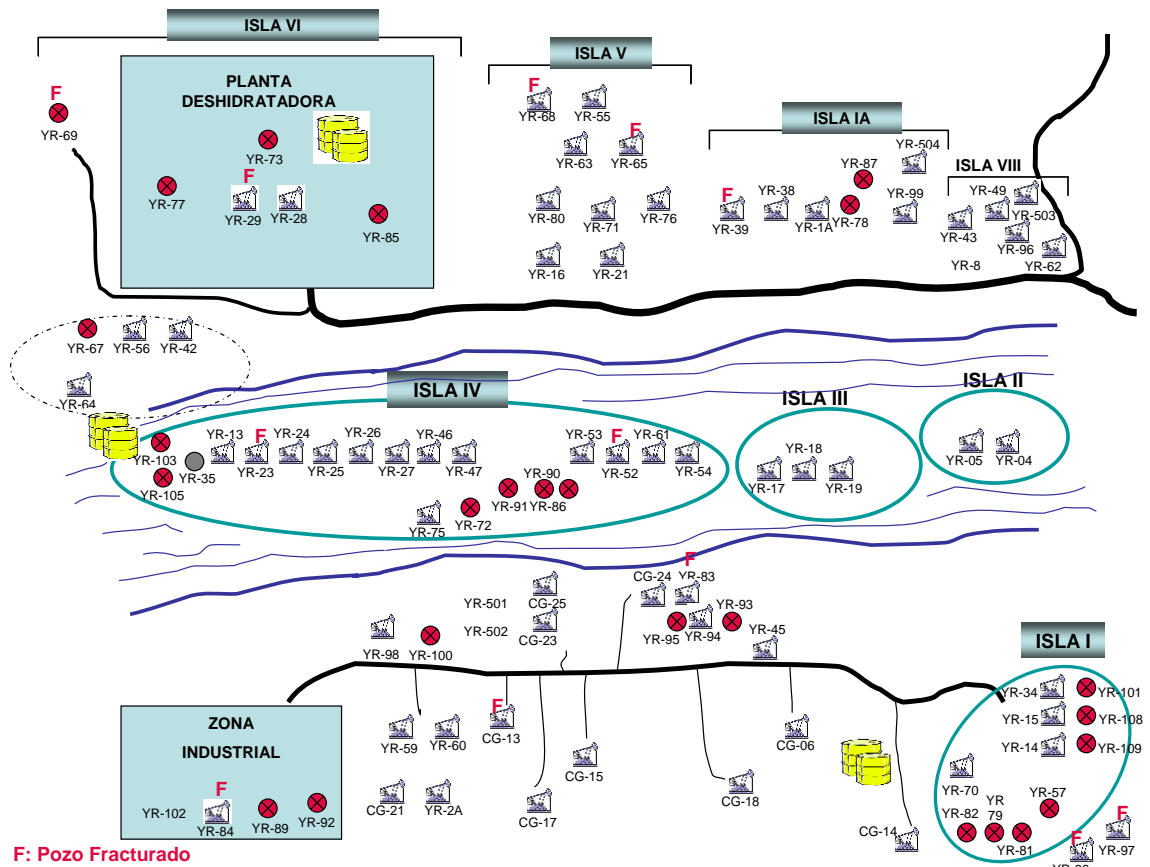
Fuente: Cuenca del Valle de Magdalena Medio, ECOPEPETROL S.A:

## 6.2 POZOS SELECCIONADOS PARA LA APLICACIÓN

En Yariguí-Cantagallo se han realizado campañas de Fracturamiento hidráulico desde el año 2005, cuyo objetivo ha sido mejorar la productividad de los pozos y solucionar el problema de control de arenas en los mismos.

Para la aplicación de la metodología de Optimización y Evaluación en el Campo, se recolectó la información de 5 pozos los cuales fueron fracturados durante las campañas realizadas en los años 2005 a 2007. Estos pozos son: FRAC 1; FRAC 2; FRAC 3; FRAC 4 y FRAC 5. (Figura 69).

Figura 64. Ubicación de los pozos fracturados a Evaluar en Yariguí- Cantagallo



Fuente: Pozos candidatos a Fracturamiento ECOPETROL S.A.

En la Tabla 10 se presenta un resumen de los trabajos de fracturamiento ejecutados en los pozos a evaluar. Los pozos seleccionados han sido fracturados en los distintos horizontes productores de la Formación Mugrosa y la Formación La Paz. Todos los pozos tuvieron producción incremental después del fracturamiento.

Tabla 10. Trabajos de Fracturamiento Hidráulico a Evaluar

<b>Pozo</b>	<b>Arena</b>	<b>Fecha</b>	<b>Producción Anterior BOPD</b>	<b>Producción Incremental Inicial BOPD</b>	<b>Producción Incremental Actual BOPD</b>	<b>Producción Incremental Acumulada BBLS</b>
FRAC1	B3	10/Oct/05	108	213	74	248107
FRAC 2	B3	11/Dic/05	72	66	62	238192
FRAC 3	C5	15/Dic/05	167	15	13	62364
FRAC 4	C5	18/Nov/06	27	46	38	71748
FRAC 5	B3	4/May/07	24	42	47	54714

Fuente: Tomado de Vargas A. ET AL. Fracturamiento hidráulico de pozos como técnica para controlar la producción de arena e incrementar la producción en el campo Yarigí-Cantagallo, ACIPET. 2005.

La metodología del Diseño Unificado de Fractura desarrollada en esta tesis se aplicó para determinar el diseño físico con el cual se pueden obtener los beneficios económicos máximos, provenientes del incremento de la productividad debido a una fractura hidráulica inducida.

En la optimización del diseño físico se determinó si la cantidad de propante inyectada en el tratamiento que justificara un potencial productivo.

La altura de la fractura se estimó mediante el contraste de esfuerzos entre la arena fracturada y los sellos y comparada con la generada en el Ajuste de Presión neta del tratamiento.

La Optimización física termina con la aplicación del Diseño unificado de fractura para determinar la conductividad óptima, la productividad esperada y la geometría que se debe inducir.

De igual manera se evaluaron los trabajos ejecutados asociando el Ajuste de Presión Neta realizado por la compañía de servicios y el cálculo del IP post-frac del yacimiento fracturado para determinar si los parámetros del UFD fueron próximos a los diseñados.

Basados en la metodología adoptada del diseño Unificado de Fractura se efectuaron los siguientes pasos antes de su aplicación:

**1. Recolección de la Información.** La información recopilada necesaria para la aplicación comprendió para cada uno de los pozos fracturados: Informes de los fracturamiento Hidráulico realizados durante el 2005, 2006 y 2007, Estados Mecánicos, Información de producción, Información Petrofísica, PVT.

**2. Control de Calidad de la Información.** Se revisó la información proporcionada en los reportes de fracturamiento procurando que se contara con los datos básicos necesarios para la aplicación de la metodología. Estos datos comprenden las características del propante (Tipo, Cantidad inyectada), propiedades reológicas del fluido fracturante, propiedades del yacimiento utilizadas en el Match de presión Neta (Principalmente permeabilidad y espesor Neto petrolífero), y la simulación de la fractura mediante el Ajuste de Presión Neta.

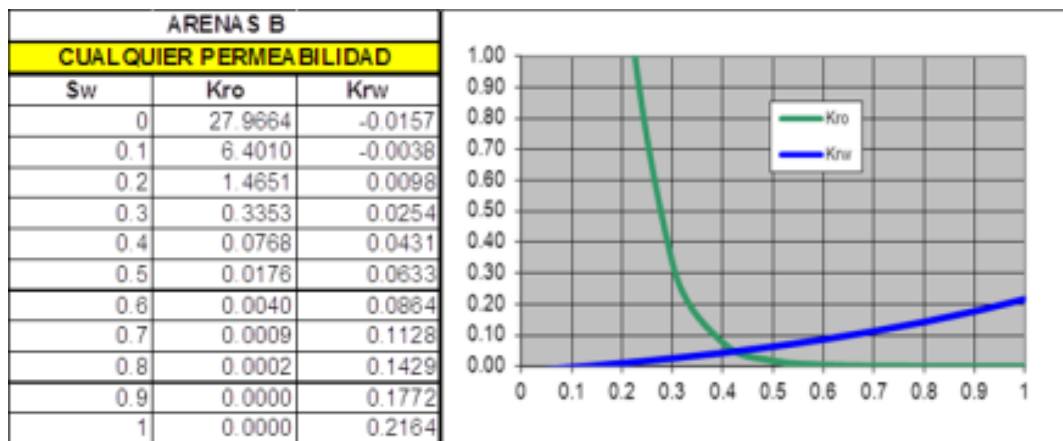
**3. Organización de la Información.** Se generó una tabla (Ver tabla 14) con el Input necesario para el proceso de Optimización física de la fractura mediante la herramienta OPTFRAC. Esta información consta de datos del Yacimiento, datos del propante, del fluido de fractura y parámetros de diseño de acuerdo a la metodología UFD.

### 6.3 INFORMACIÓN DE ENTRADA AL DISEÑO DE LOS TRATAMIENTOS

- **Input del Yacimiento:** La permeabilidad efectiva es un dato crítico del diseño pues el determina el tipo de tratamiento. La permeabilidad efectiva fue obtenida de las correlaciones generadas para las distintas unidades productoras. El espesor es determinado mediante registros litológicos y representa el intervalo productivo del yacimiento.

El módulo de Young es caracterizado mediante correlaciones de ondas de corte y compresionales y representa la rigidez de la roca para deformarse.

Figura 70. Curvas de permeabilidad relativa para las arenas B.

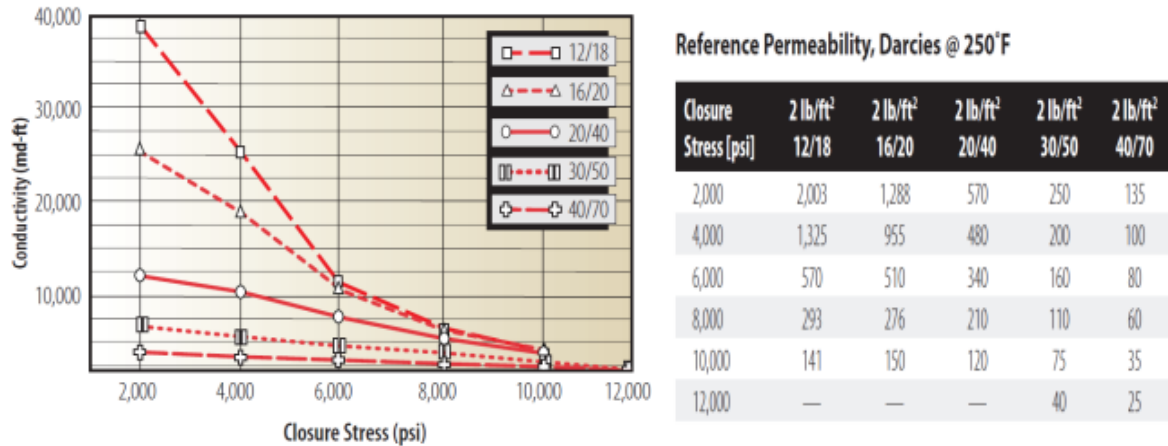


Fuente: PVT's Campo Yariguí.

El daño en la formación es determinado a partir de pruebas de presión corridas antes del tratamiento de fracturamiento.

**Input del Propante:** El material de sostén o propante que se inyectó a la formación fue carbolite ®, que permite un alto flujo en la fractura para el mejoramiento de la productividad.

Figura 65. Diseño de las conductividades de la fractura de acuerdo a los esfuerzos de cierre.



Fuente: CarboLITE®, www.carboceramicsproppants.com

Los esfuerzos de cierre de la formación fueron determinados mediante una prueba MINI-FRAC que determina la conductividad del colchón de propante. De acuerdo a la magnitud de los esfuerzos que puede soportar el propante, se determina la permeabilidad de fractura que pueden ser obtenidas. En la Figura 70 se observa los valores de conductividad y permeabilidad que se pueden alcanzar de acuerdo al esfuerzo al que va a estar sometido el material para cada tamaño de propante.

- Input del Fluido de fractura.** De las pruebas a las cuales fue sometido el fluido de fractura para determinar su comportamiento reológico con los fluidos del yacimiento fueron obtenidos los valores de  $k'$  y  $n'$  y los coeficientes de pérdidas de fluido.

En la Tabla 16 se puede encontrar los datos necesarios o el input para la optimización física de los tratamientos de los pozos seleccionados.

La Optimización UFD y el modelo de fractura (Tradicional O TSO) son definidos por los valores de las permeabilidades efectivas por consiguiente este valor debe no puede ser presumible.

El espesor permeable o espesor neto petrolífero controla la pérdida de fluido y por ende los parámetros del tratamiento como son el tiempo de bombeo y la eficiencia de fluido. El prospecto de drenaje de cada pozo es de 800 ft<sup>2</sup>.

Dentro del Input del propante una de las variables a optimizar es la masa a inyectar. Dependiendo de la cantidad de propante inyectado se aumenta o disminuye el contacto de la fractura con el yacimiento y por ende la respuesta de la productividad.

La permeabilidad del pad obedece a la permeabilidad in situ de la fractura correspondiente al tipo de propante y a los esfuerzos de cierre de la formación.

Las propiedades reológicas del fluido de fractura dependen del tipo de fluido fracturante que se utilizó, en este caso los pozos fueron fracturados con el fluido SPECTRA 3000 de la compañía de servicios.

Otro parámetro crítico es la altura de la fractura, recordando que el diseño óptimo solo permite modelar el crecimiento de la longitud y el ancho de la fractura definido por una altura vertical. Como la altura de la fractura es un parámetro de entrada para este diseño se asumieron tres valores para determinar la sensibilidad de la geometría y de la productividad. El primer valor asumido de altura de fractura es la consideración que la fractura se va a contener dentro del espesor neto o que la fractura no crece dentro de las barreras de Shale; el segundo valor es considerar la altura de fractura simulada en el análisis de Presión Neta y el tercer valor de altura de fractura es asumido como un crecimiento mucho mayor del espesor neto.

Tabla 11. Input de la información necesaria para el diseño UFD de los pozos Seleccionados.

INPUT	PROPIEDAD	FRAC 1	FRAC 2	FRAC 3	FRAC 4	FRAC 5
YACIMIENTO	Permeabilidad absoluta, md	268.7	111	158.52	90	81
	Permeabilidad efectiva $K_o$ , md	101.30	64.213	110.74	46.97	42.27
	Espesor permeable, ft	57	48	48	25	28
	Radio de drenaje del pozo, ft	2100	2100	2100	2100	2100
	Radio del pozo, ft	0.328	0.328	0.328	0.328	0.328
	Factor skin	6.68	-1.12	2.91	0	0
	Módulo de deformación E	3E+06	3E+06	3E+06	3E+06	3E+06
	----	--	--	--	--	--
PROPANTE	Tipo de propante	CARBOLITE 20/40	CARBOLITE 20/40	CARBOLITE 20/40	CARBOLITE 16/20	CARBOLITE 16/20
	Masa De inyección, lb	50800	50200	46460	71900	92400
	Gravedad específica	2.73	2.73	2.73	2.73	2.73
	Porosidad, %	0.402	0.402	0.402	0.390	0.390
	Permeabilidad del pad, md	208077	204504	319577	353102	431305
	Máximo diámetro del propante, in	0.028	0.028	0.028	0.028	0.028
FLUIDO DE FRACTURA	Tipo de fluido	SPECTRA 3000	SPECTRA 3000	SPECTRA 3000	SPECTRA 3000	SPECTRA 3000
	Tasa de inyección (slurry), bpm	24.8	19.9	19.2	19.9	19.9
	Reología $k'$ , (lb/ft <sup>2</sup> )*s <sup>n'</sup>	0.010	0.010	0.010	0.010	0.010
	Reología $n'$	0.333	0.333	0.333	0.333	0.333
	Coefficiente de pérdida de fluido, CL, ft/min <sup>0.5</sup>	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008
	Coefficiente de pérdida por goteo, Sp, gal/ft <sup>2</sup>	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
PARAMETROS DE DISEÑO	Altura de la fractura, ft	58/94/120	48/82/100	48/77/100	25/84/100	
	Max. Concentración del propante, lb/galón	18	18	18	18	18
	Factor de multiplicación de longitud óptima	1	1	1	1	1
	Factor de multiplicación del Pad	1	1	1	1	1
	Criterio TSO	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7

Fuente: Reportes de Fracturamiento Yariguí-Cantagallo, BJ Services. 2005.

## **6.4 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA UFD PARA EL DISEÑO Y EVALUACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS**

El fracturamiento hidráulico se ha convertido en el campo Yariguí-Cantagallo en un complemento del completamiento y en la técnica de estimulación que puede mejorar la productividad de los pozos.

En este trabajo se presentan cinco tratamientos de fracturamiento hidráulico y su productividad fue analizada y comparada con la diseñada y las variables ejecutadas.

El well performance puede ser medido a través del índice de productividad adimensional derivado de campo y comparado contra el concepto de Diseño Unificado de fractura, el cual fue utilizado para la optimización física y la maximización del índice de productividad del tratamiento de fracturamiento hidráulico.

En la optimización física que se trató en el capítulo 2, para una cantidad dada de propante existe una conductividad adimensional específica que la llamamos óptima, a la cual el JD llega a ser máximo. El número de propante es una cantidad que unifica la fractura apuntalada y los volúmenes de drenaje con la permeabilidad del propante y del yacimiento.

Con el objetivo de Optimizar físicamente los diseños de fractura y al mismo tiempo cerrar la brecha entre lo diseñado y lo ejecutado, algunos datos son de extrema importancia. Por ejemplo es de crítico conocimiento el valor de la permeabilidad efectiva del yacimiento, porque para una masa y volumen de propante, la geometría de la fractura para un yacimiento de permeabilidad de 1 puede ser significativamente diferente que para un yacimiento con permeabilidad de 10. De igual importancia es la altura de la fractura pues esta define que fracción del

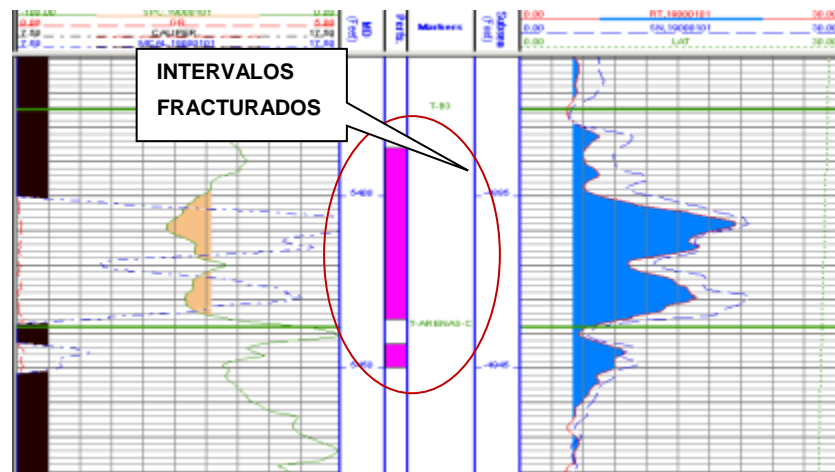
propante está realmente en el yacimiento y puede contribuir a la productividad del pozo.

En la evaluación de los tratamientos el JD fue calculado de la información de producción. Antes de la introducción del UFD en la evaluación de la fractura la geometría simulada podría ser tomada como verdadera y la permeabilidad del yacimiento se ajustaba al reflejo de esta. Con el diseño unificado de fractura esta práctica ha cambiado apropiadamente y ahora el performance de la fractura es determinado de variables diferentes a la permeabilidad o la geometría de fractura es basada en el ajuste de presión del tratamiento.

#### 6.4.1 Aplicación al Pozo FRAC 1

**6.4.1.1 Diseño Optimo del Tratamiento de Fractura mediante la metodología UFD.** El pozo FRAC 1 fue estimulado en los intervalos 5386'-5436' y 5443-5450 de la arena B3 de la formación Mugrosa como se observa en la Figura 72.

Figura 66. Intervalos fracturados en la Formación B3

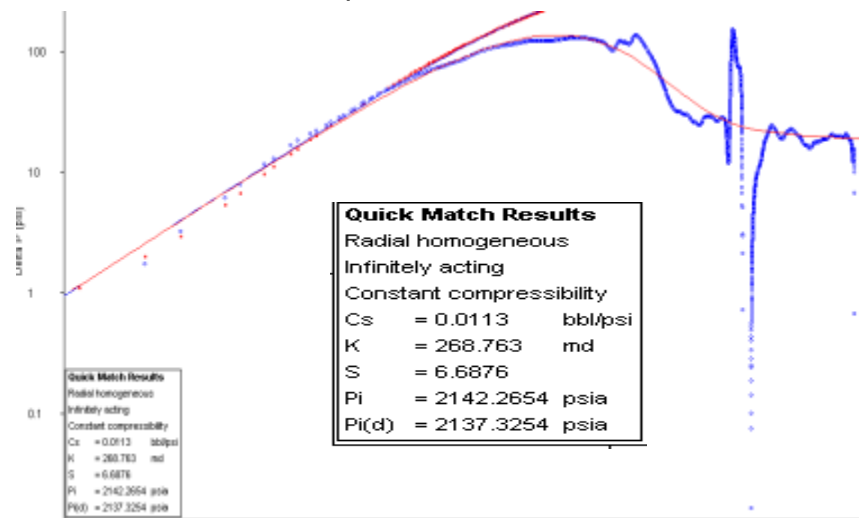


Fuente: Registros y Petrofísica FRAC 1

El Diseño óptimo permitió encontrar la geometría de fractura con la cual se esperaba la máxima productividad del yacimiento de acuerdo a los parámetros de diseño del propante y del yacimiento.

Una prueba de presión PBU tomada a la formación de interés permitió determinar la permeabilidad y el daño para el diseño como se muestra en la Figura 73.

Figura 67. Prueba de Ascenso de presión PBU en la formación a Fracturar



Fuente: Tomado del Departamento de Producción, GRM, ECOPETROL S. A.

La permeabilidad efectiva de la arena es de 101.30 md, valor utilizado para el diseño y la evaluación post-tratamiento. La data de diseño es mostrada en la Tabla 12. Después de ingresar el input en la herramienta OPTFRAC utilizada para los cálculos del UFD (ver anexo A), se debió determinar el modelo de fractura con el cual se simulará la geometría. Por ejemplo para la altura de fractura  $h_f=58$  ft al desarrollar el diseño con un modelo tradicional se observó lo siguiente:

Tabla 12. OUTPUT Diseño FRAC 1 Modelo PKN Tradicional

Parámetros de diseño $h_f = 58 \text{ ft}$	Diseño Optimo	Diseño Subóptimo
Masa de propante	<b>50800</b>	<b>1900</b>
Número de Propante, $N_p$	0.00254	0.00011
IP adimensional, $J_D$	0.25142	0.1534
Conductividad adimensional óptima $CfD$	1.63	0.06121
Longitud óptima de fractura, $x_f$ , ft	<b>73.35</b>	<b>73.35</b>
Ancho óptimo de fractura, $w_f$ , in	0.701	0.0262
Skin Post-tratamiento	-4.78	-2.248
Folds of Increase (FOI)	3.883	2.37
<b>RESTRICCIONES DEL TRATAMIENTO</b> El Diseño No puede ser ejecutado Técnicamente La masa de propante diseñada no puede ser inyectada		

Fuente: Los Autores

- El diseño optimo permite establecer un incremento máximo de 3.88 veces el IP si se logra inyectar las 50800 lb de propante.
- Al inyectar toda la masa de propante la geometría de fractura óptima está definida por 73.35 ft de longitud y 0.701 in de ancho, que permitirían obtener la conductividad adimensional deseada de 1.63.
- El tratamiento óptimo está restringido debido a que técnicamente no es ejecutable porque no se pueden inyectar las 50800 lb de propante. En efecto si el objetivo es obtener una longitud de 73.35 ft, solo 1900 lb de propante pueden ser inyectadas dentro de la formación como lo muestra el diseño subóptimo. En otras palabras con un modelo tradicional cuando el crecimiento de la longitud de la fractura alcanza la longitud deseada, sólo se ha generado 0.0262 in de ancho de fractura lo que corresponde a una reducción de la masa de material de sosten. Este tratamiento puede realizarse a un número de propante muy bajo y el factor skin logrado será de -2.248 que no podría ser satisfactorio para la estimulación.
- El diseño óptimo no puede ser ejecutado satisfactoriamente debido a que el ancho de la fractura creada durante la propagación normal de la fractura no es

suficiente para aceptar más masa de propante. Además se diseñó con la máxima concentración posible de propante 18 ppg, pero esta aun no es suficiente.

- No se puede determinar el diseño óptimo de fractura mediante un modelamiento tradicional ya que no es ejecutable.

Como el objetivo óptimo del tratamiento es generar una fractura ancha 0.701 in y una longitud de fractura moderadamente corta 73.35 ft, la solución está en practicar un diseño TSO característico de un tratamiento de alta permeabilidad. Para realizar el tratamiento TSO físicamente lo que se debe hacer es detener la propagación de la fractura en la longitud de 73.35 ft e inflar la fractura de ahí en adelante hasta conseguir el ancho deseado de 0.701 in.

Tabla 13. OUTPUT Diseño FRAC 1 Modelo PKN TSO

Parámetros de diseño	Diseño Óptimo $h_f = 57 \text{ ft}$	Diseño Óptimo $h_f = 94 \text{ ft}$	Diseño Óptimo $h_f = 120 \text{ ft}$
Masa de propante	50800	50800	50800
Número de Propante, $N_p$	0.00254	0.00154	0.00121
IP adimensional, $J_D$	0.2514	0.23654	0.
Conductividad adimensional óptima $CfD$	1.63	1.63	1.63
Longitud óptima de fractura, $x_f$ , ft	73.35	57.12	31.24
Ancho óptimo de fractura, $w_f$ , in	0.7012	0.5460	0.7923
Skin Post-tratamiento	-4.78701	-4.53	-4.02
Folds of Increase (FOI)	3.88	3.65	3.55
<b>RESTRICCIONES DEL TRATAMIENTO</b> El diseño puede ser ejecutado técnicamente El tratamiento TSO puede ser ejecutado técnicamente			

Fuente: Los Autores

Al generar el diseño óptimo de fractura mediante la técnica TSO para las tres alturas de fractura propuestas se obtuvieron los datos reportados en la Tabla 13.

En el **Anexo A** se observa que el diseño óptimo es igual al diseño subóptimo por lo tanto el tratamiento no tiene restricciones de ejecución. Al aplicar la técnica TSO en el tratamiento se puede obtener la geometría de fractura que pudiera

garantizar el éxito de la operación pues el diseño puede ser ejecutado técnicamente.

Como se observa en el diseño TSO se puede inyectar todo el propante propuesto garantizando que el crecimiento de la extensión de la fractura pueda ser detenida en la longitud deseada y luego inflarla hasta obtener el ancho de diseño. Esta masa puede ser colocada ajustando el programa del propante hasta alcanzar la concentración crítica en la fractura cuando la extensión lateral alcanza la longitud óptima.

Cuando la altura crece por fuera del intervalo productor (mayor a 58 ft) el índice de productividad disminuye ya que se está apuntalando una zona improductiva. Así mismo disminuye el ancho y la longitud de la fractura. El número de propante también disminuye debido a la relación  $h/h_f$ .

En conclusión en el diseño y la ejecución del tratamiento de fracturamiento hidráulico en FRAC 1 se debió aplicar la técnica Tip Screen Out debido a que la arena a fracturar presenta alta permeabilidad y la geometría óptima requiere corta extensión longitudinal y fractura de alto grosor.

La Tabla 14 muestra los detalles del tratamiento para generar una fractura con la altura de 94 ft. Para ejecutar el diseño TSO se debe inyectar dentro de la fractura 2421 lb de propante de forma usual (tratamiento tradicional) en 1.5939 min.

Después de transcurrido este tiempo la longitud de la fractura permanece constante debido a que la presión de extensión disminuye en la punta de la fractura debido al “tapón” que se ha generado y solo se infla aumentando el ancho de la fractura.

Tabla 14. Detalles del tratamiento FRAC 1 Modelo PKNTSO

<b>Detalles del Tratamiento</b> <i><math>h_f = 94 \text{ ft}</math></i>	
<i>Tiempo de bombeo del PAD, min</i>	<b>0.08389</b>
<i>Tiempo TSO, min</i>	<b>1.59391</b>
<i>Tiempo total de bombeo, min</i>	<b>9.5501</b>
<i>Masa de propante en la fractura a TSO, lb</i>	<b>2420.81</b>
<i>Concentración del propante a TSO, lb/gal</i>	<b>1.744</b>
<i>Longitud de fractura a TSO, ft</i>	<b>57.69</b>
<i>Espesor promedio de fractura a TSO, in</i>	<b>0.7785</b>
<i>Presión Neta a TSO, psi</i>	<b>79.49</b>
<i>Máxima concentración del propante lb/gal</i>	<b>18</b>
<i>Concentración areal del propante después del cierre lb/ft<sup>2</sup></i>	<b>0.37801</b>
<i>Presión Neta al finalizar el bombeo, psi</i>	<b>1318.53</b>

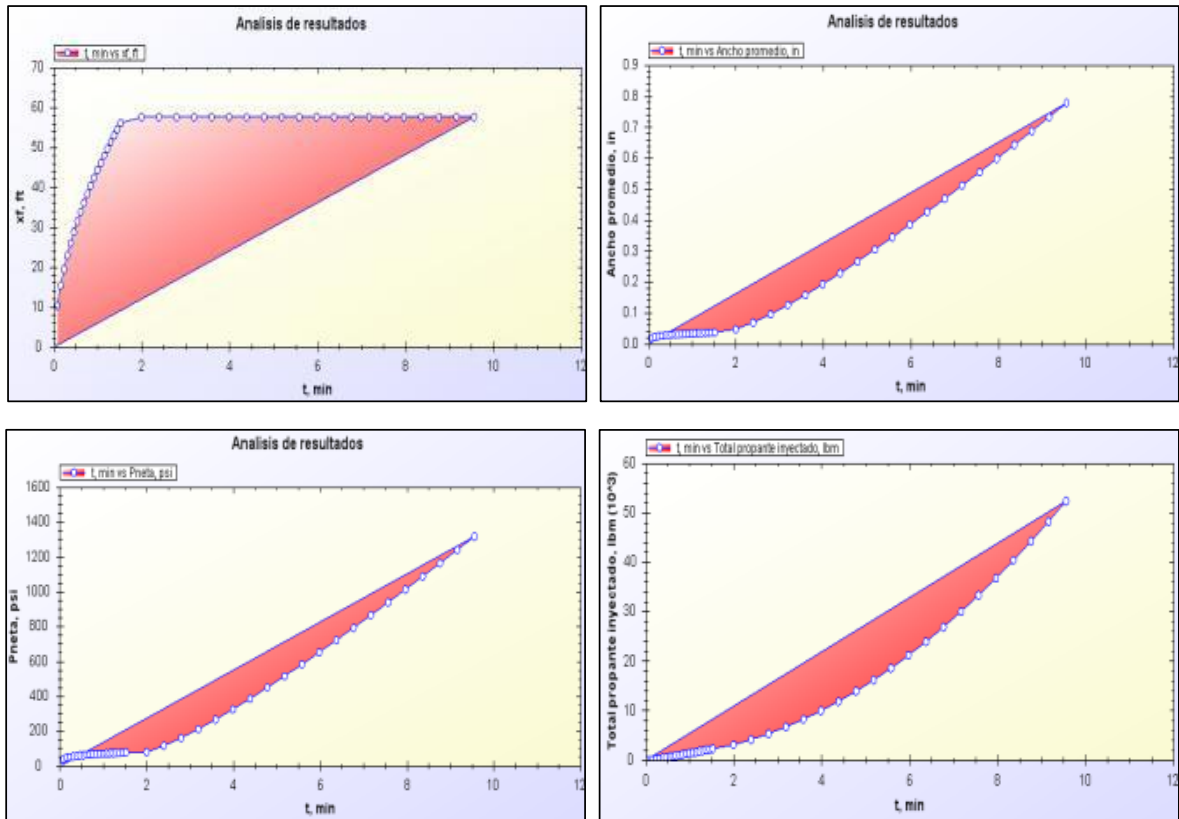
Fuente: Los Autores

La presión Neta tiene su valor más alto al finalizar el bombeo, 1318 psi. Esto es de esperarse ya que el ancho creado debe ser de 0.7785 in.

**6.4.1.2 Evaluación del tratamiento de fractura.** Luego de ejecutar el trabajo de fracturamiento la evaluación del mismo es necesaria para determinar el éxito o el fracaso de la estimulación del yacimiento. El objetivo de todo tratamiento debe ser cerrar la brecha entre lo diseñado y lo ejecutado. La metodología de evaluación que se aplicó se basa en la adopción de las técnicas de Ajuste de Presión Neta y la derivación del índice de productividad adimensional post-frac de datos de campo para valorar el tratamiento en términos de la geometría y la productividad lograda y su relación con la óptima diseñada.

Además determinar la altura de la fractura mediante la metodología del contraste de esfuerzos y evaluar si la masa de propante fue optimizada. (Figura 74).

Figura 68. Crecimiento, presión Neta y masa de propante vs el tiempo de bombeo

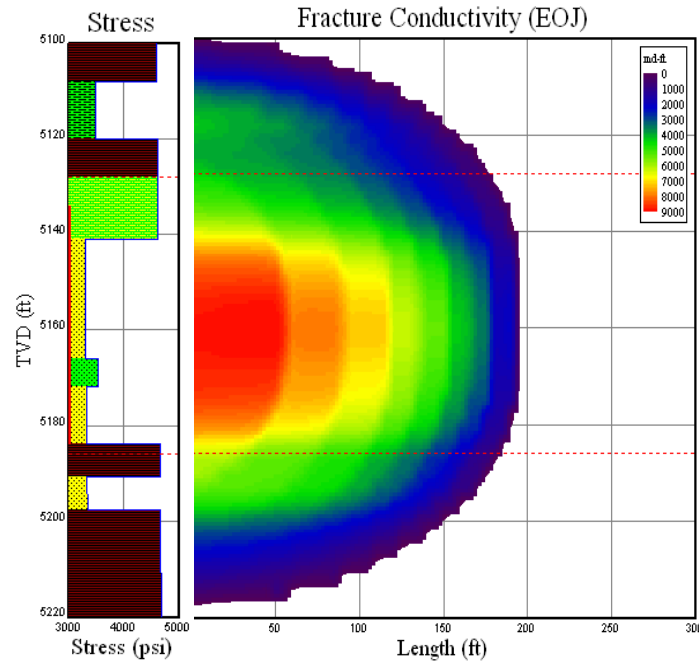


Fuente: Los Autores.

- **Análisis de Presión Neta.** La Figura 75 muestra la geometría de fractura lograda durante el tratamiento realizado mediante el Ajuste de Presión Neta.

Según la simulación del tratamiento mediante el Pressure Net Matching, los esfuerzos de cierre de las barreras impermeables no son suficientes para contener el crecimiento vertical de la fractura dentro del intervalo de interés, generando una fractura de un poco más de 94 ft. La longitud de la fractura apuntalada fue determinada en 194.38 ft y 0.327 in de ancho.

Figura 69. Geometría inducida en tiempo Real: Pressure Net Matching FRAC 1



PARAMETROS DE PRESION NETA	
Total Propped Fracture Length, ft	194.38
Avg. Propped Height in Fracture, ft	94.18
Avg. Propped Width (Closure), in	0.32727
Avg. Frac Conductivity md-ft	7545.9
Avg. Dim. Fracture Cond.	0.31649

Fuente: Reporte Final de Fracturamiento FRAC 1 BJ Services.

Teniendo en cuenta el diseño óptimo determinado para este tratamiento asumiendo la altura de fractura de 94 ft, se observó que la geometría lograda no alcanzó los parámetros óptimos que pudieran generar la máxima productividad.

- **Número de propante del Ajuste de Presión neta.** Con los parámetros determinados del ajuste de presión neta como la conductividad y la conductividad adimensional se puede determinar la permeabilidad del yacimiento y del propante utilizados como referencia.

$$k_{pr} = \frac{k_f w_f}{C_{fD} x_f} = \frac{7545.9}{0.3165 * 194.38} = 122.65$$

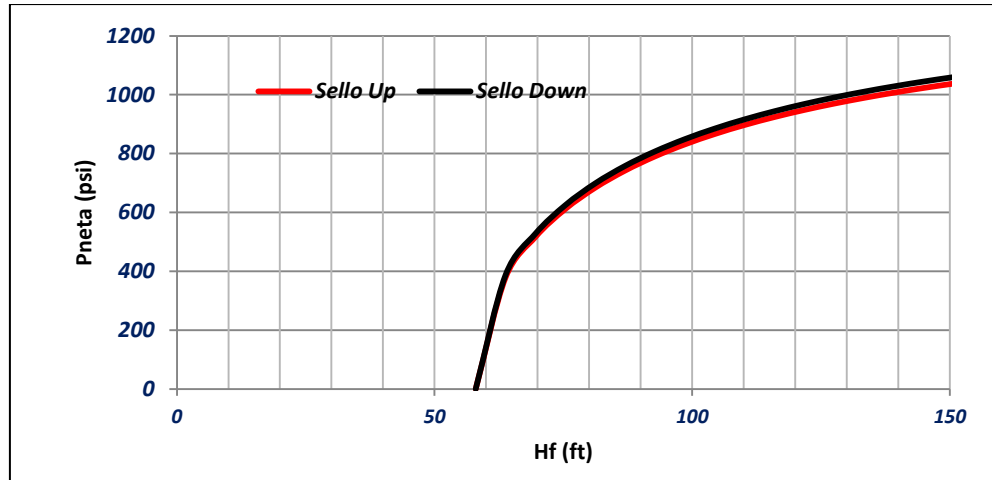
$$k_f = \frac{7545.9}{(0.3272/12)} = 276744$$

$$N_{pPNETA} = 0.00173$$

Se encontró que en la permeabilidad presumible en el ajuste de presión neta es mayor que la permeabilidad efectiva del aceite y en la permeabilidad de la fractura no se ha tenido en cuenta el efecto de crushing y embedment del propante, por tanto la conductividad de la fractura y la conductividad adimensional en realidad son menores que las presupuestadas en el Ajuste de presión. Sin embargo la geometría de fractura generada por la presión neta es independiente de los valores de permeabilidades.

- **Estimación de la altura de la fractura mediante el contraste de esfuerzos.** Mediante la metodología de contrastes de esfuerzos se determinó un estimativo de la altura de fractura para verificar el crecimiento vertical del Ajuste de Presión Neta. Cuando la presión de fondo supera el gradiente de fractura de la formación, esta crece superficialmente en todo el intervalo del yacimiento, es decir 58 ft en este caso. De ahí en adelante la propagación vertical y longitudinal de la fractura es función de la presión neta que definirá si la fractura crecerá dentro de las barreras de shale de acuerdo al contraste de esfuerzos (Figura 76).

Figura 70. Crecimiento vertical de la fractura FRAC 1



PARAMETRO DE TRATAMIENTO	OPERACION
Presión de "rompimiento" en superficie, Psi	3171
Presión máxima en superficie, Psi	3190
Presión promedio de tratamiento en Superficie, Psi.	2990
Tasa máxima de bombeo, BPM	25.1
Tasa promedio de bombeo, BPM	24.8
Pre-ISIP	-
ISIP	1778
Pérdidas de Presión por fricción, Psi	820
Presión de cierre en superficie, Psi	1353
Presión de cierre en fondo, Psi.	3562
Gradiente de fractura, Psi/Ft.	0.79

Contraste de esfuerzos Sellos-Arenas			
FRAC1	Delta Sh (psi)	Pneta (psi)	Hf (ft)
<b>Sello Up (5121' – 5142')</b>	1386	832	98,60
<b>Sello Down (5185'-5192')</b>	1416	849,50	98,60

Fuente: Los Autores

En la figura anterior se evidencia el comportamiento de propagación vertical de la fractura de acuerdo a la presión neta. Como los contrastes de esfuerzo son similares entre la arena y los sellos Down y up, la geometría de la fractura tenderá a ser simétrica o crecerá la misma magnitud hacia arriba y hacia debajo del espesor neto. Una presión neta no superior a los 400 psi garantiza la contención de la fractura dentro del espesor neto.

La presión neta promedio alcanzada durante la ejecución del tratamiento fue determinada de la siguiente manera (**Anexo C**):

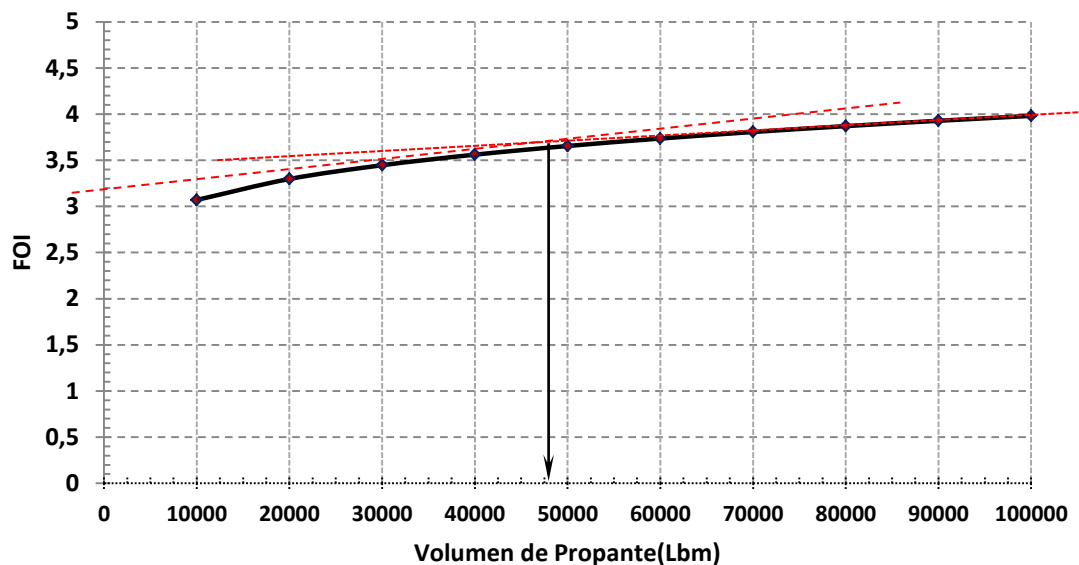
$$P_{Neta} = P_f - P_c = P_s + P_H - P_{Perdidas} - P_{cierre} = 817 \text{ psi.}$$

En el caso de FRAC 1 la metodología de contraste de esfuerzos sugiere que con la presión neta de 817 alcanzada en el tratamiento que equivale al 0.6% del contraste, la altura de la fractura crecerá un poco más de 90 ft que es un valor próximo a la altura determinada en el Ajuste de Presión Neta, es decir 94.18 ft.

- **Optimización de la masa de propante.** Se realizaron modelamientos para diferentes masas de propante en busca de determinar si la cantidad inyectada fue la óptima. Se determinaron los incrementos de productividad variando masas de propante de 10000 a 100.000 lbm. (Figura 76).

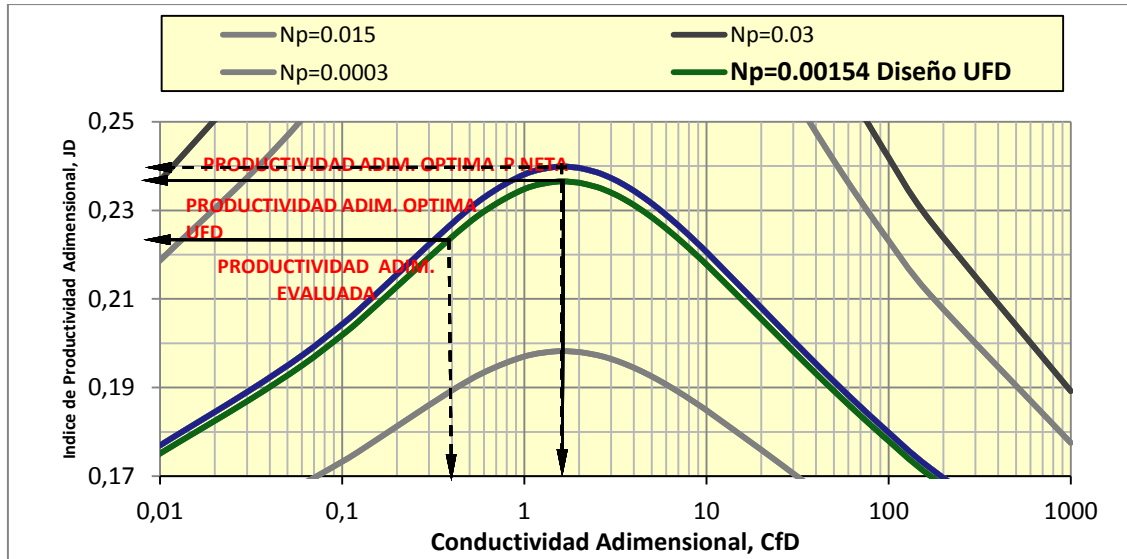
De acuerdo a los resultados obtenidos la masa óptima de propante se encuentra alrededor de las 50000 libras. Por encima de este valor no se observa una diferencia importante en el incremento del índice de productividad por tanto la masa inyectada optimiza el tratamiento de fracturamiento.

Figura 71. FOI vs Volumen de propante FRAC 1



Fuente: Los Autores.

Figura 72. Escenarios de evaluación Pozo FRAC 1



Fuente: Los Autores.

Como se observa en la Figura 78 el índice de productividad adimensional real es menor comparado con el diseñado. Para el número de propante con las condiciones de diseño la conductividad adimensional de la fractura que muestra el índice de productividad adimensional real corresponde a 0.222.

Tabla 15. Resumen del diseño y evaluación para el pozo FRAC 1

RESULTADOS ANÁLISIS POZOS FRAC 1				
AITURA DE FRACTURA (Hf, ft)	LONGITUD DE FRACTURA (Xf, ft)	ANCHODE FRACTURA (wf, IN)	CONDUCTIVIDAD ADIMENSIONAL DE LA FRACTURA (CfD)	INDICE DE PRODUCTIVIDAD ADIMENSIONAL (JD)
ALTURA DE FRACTURA				
94	LA DETERMINACIÓN DE LA ALTURA DE LA FRACTURA SE ESTABLECIÓ MEDIANTE EL ANÁLISIS DEL CONTRASTE DE ESFUERZOS DE LA ZONA FRACTURADA Y COTEJADA CON LA PRESENTADA EN EL ANÁLISIS DE PRESION NETA NETA			
DISEÑO ÓPTIMO DE FRACTURA PARA Hf=94 ft				
94	57.12	0.5460	1.63	0.23654
EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO (ANÁLISIS DE PRESIÓN NETA)				
94.18	97	0.3272	0.3164	0.225
EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO (MÉTODO IP)				
94	121.4	0.262	0.3689	0.222

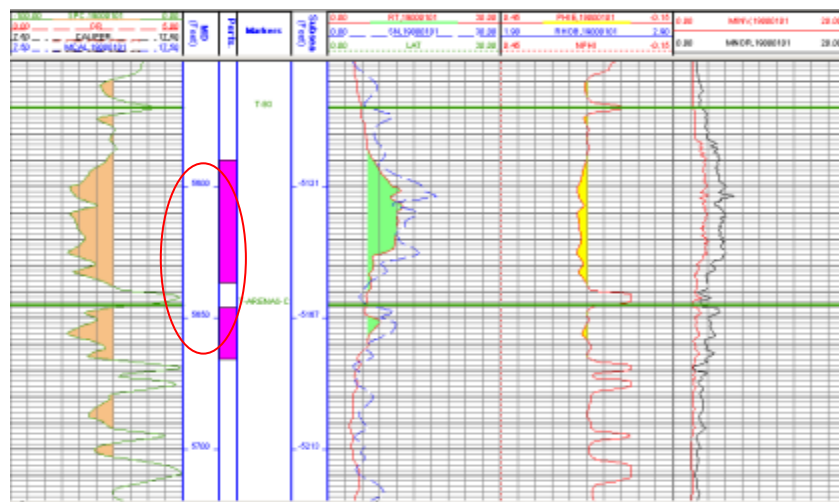
Fuente: Los Autores.

En la tabla anterior se presentan el resumen sobre los resultados obtenidos en el análisis del diseño y evaluación para el pozo FRAC 1.

## 6.4.2 Aplicación al Pozo FRAC 2

**6.4.2.1 Diseño Optimo del Tratamiento de Fractura mediante la metodología UFD.** El día 10 de Diciembre de 2005 se inició la operación de Fracturamiento Hidráulico en el pozo FRAC 2 en el intervalo 5590'-5637' de la Arena B3-Mugrosa (**Figura 79**) con 450 Bls de Fluido de fractura Spectra 3000, 18125 lb de Carbolita 20/40 y 35200 lb de Carbolita resinada Super DC 16/20.

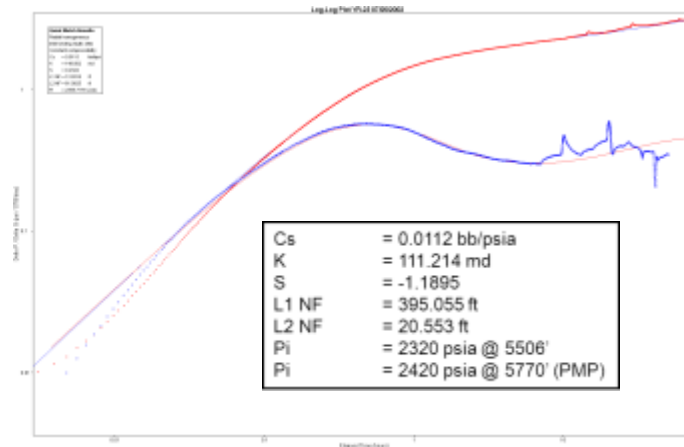
Figura 73. Registros eléctricos del intervalo fracturado FRAC 2



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

En el intervalo a fracturarse corrió una PBU (Figura 79), determinando una permeabilidad absoluta de 111.21 md, la permeabilidad efectiva del aceite para el diseño y la evaluación con una saturación de agua de 0.265 es de 77.92 md. La permeabilidad del colchón del propante se espera alcance los 200 Darcys incorporando el daño por embedment que se puede generar de acuerdo al tipo de propante inyectado.

Figura 80. PBU corrida en el intervalo a fracturar en FRAC 2



Fuente: Gerencia Técnica de Producción, GRM, ECOPETROL S.A.

A continuación se presenta el diseño óptimo de fractura mediante la metodología UFD que pudiera ser obtenido en FRAC 2 con los parámetros de entrada (Tabla 16). Se suministraron tres escenarios posibles de crecimiento vertical de la fractura: espesor Neto, Altura de Ajuste de Presión Neta y el doble del espesor neto.

Tabla 16. OUTPUT Diseño FRAC 2 Modelo PKN TSO

Parámetros de diseño	Diseño Óptimo $h_f = 48 \text{ ft}$	Diseño Óptimo $h_f = 82 \text{ ft}$	Diseño Óptimo $h_f = 100 \text{ ft}$
Masa de propante	50200	50200	50200
Número de Propante, $N_p$	0.00472	0.00276	0.00226
IP adimensional, $J_D$	0.27261	0.25407	0.24782
Conductividad adimensional óptima $C_{fd}$	1.636	1.63	1.6363
Longitud óptima de fractura, $x_f$ , ft	99.93	76.4587	69.23
Ancho óptimo de fractura, $w_f$ , in	0.6161	0.4714	0.4268
Skin Post-tratamiento	-5.09	-4.82	-4.72
Folds of Increase (FOI)	2.08	1.94	1.89
<b>RESTRICCIONES DEL TRATAMIENTO</b>			
El diseño puede ser ejecutado técnicamente			
El tratamiento TSO puede ser ejecutado técnicamente			

Fuente: Los Autores

Igual que en el diseño de FRAC 1 mediante una técnica tradicional las restricciones no permiten la inyección total de la masa de propante para conseguir

la geometría que se requiere. En este conflicto de diseño se tienen dos opciones: cambiar el tipo de fluido o equipo, o considerar un diseño Tip screen out (TSO) en esta formación de alta permeabilidad.

El diseño TSO realizado puede ser ejecutado técnicamente. Como se observa en el output del diseño, el crecimiento vertical de la fractura por fuera del espesor neto incide en el resultado de la productividad esperada. Cuando la fractura crece en zonas que no son de interés el resultado de la estimulación tiende a ser menos optimista, ya que se pierde masa de propante en zonas distintas a la del net pay.

El diseño TSO difiere del procedimiento de un tratamiento tradicional en una característica que es el uso de un criterio TSO para separar el periodo de propagación lateral de la fractura del periodo de inflación del ancho. En este modelo de diseño este criterio es basado en la relación del “ancho seco al ancho húmedo” asumido como 0.7. Este valor especifica la relación del ancho seco o ancho apuntalado al ancho húmedo o el ancho dinámicamente logrado durante el bombeo.

El screen out ocurre y se detiene la propagación de la fractura cuando la relación de ancho seco a húmedo alcanza el valor 0.7 (Ver Tabla 17). Después de provocado el TSO solo se genera el inflamamiento del ancho hasta que se inyecta el slurry faltante. Esto es posible mediante el diseño del programa del propante tal que el criterio TSO sea alcanzado en el momento que la longitud de fractura alcanza la distancia deseada.

Tabla 17. Detalles del tratamiento FRAC 2 Modelo PKNTSO

<b>Detalles del Tratamiento</b> <i><math>h_f = 82 \text{ ft}</math></i>	
<i>Tiempo de bombeo del PAD, min</i>	<b>0.1044</b>
<i>Tiempo TSO, min</i>	<b>1.9836</b>
<i>Tiempo total de bombeo, min</i>	<b>9.7472</b>
<i>Masa de propante en la fractura a TSO, lb</i>	<b>3006.03</b>
<i>Concentración del propante a TSO, lb/gal</i>	<b>1.7400</b>
<i>Longitud de fractura a TSO, ft</i>	<b>76.45</b>
<i>Espesor promedio de fractura a TSO, in</i>	<b>0.6295</b>
<i>Presión Neta a TSO, psi</i>	<b>97.88</b>
<i>Máxima concentración del propante lb/gal</i>	<b>18</b>
<i>Concentración areal del propante después del cierre lb/ft<sup>2</sup></i>	<b>0.4206</b>
<i>Presión Neta al finalizar el bombeo, psi</i>	<b>1221.91</b>

t, min	caudal de líquido inyectado, bpm	total líquido inyectado, gal	concentración libras de propante agregado por galon de líquido lb/gal	Total propante inyectado, lb	xf, ft	Ancho promedio, in	Ancho promedio/Dpmx	Criterio TSO	P Neta, psi
0.10	24.50	99.23	0.00	0.00	13.76	0.02	0.76	0.00	51
0.29	23.00	285.97	1.48	267.28	25.90	0.03	0.96	0.28	65
0.58	22.91	564.64	1.58	700.71	38.29	0.03	1.11	0.42	75
0.68	22.89	657.36	1.60	848.98	41.74	0.03	1.15	0.46	78
0.87	22.87	842.65	1.63	1149.32	48.00	0.03	1.21	0.51	82
0.96	22.86	935.22	1.64	1301.08	50.88	0.03	1.23	0.53	84
1.16	22.84	1120.25	1.66	1607.21	56.27	0.04	1.28	0.57	87
1.25	22.83	1212.71	1.67	1761.43	58.80	0.04	1.30	0.59	89
1.64	22.80	1582.28	1.70	2384.67	68.13	0.04	1.38	0.65	94
1.93	22.79	1859.22	1.71	2857.71	74.45	0.04	1.42	0.69	97
2.42	22.32	2228.19	2.22	3676.94	76.46	0.05	1.69	0.73	98
3.21	21.42	2943.60	3.28	5828.97	76.46	0.08	2.98	0.66	162
3.60	20.96	3290.04	3.85	7161.76	76.46	0.11	3.80	0.63	207
4.39	20.05	3960.37	5.05	10340.92	76.46	0.16	5.68	0.61	308
5.17	19.14	4600.64	6.38	14204.83	76.46	0.22	7.75	0.61	421
5.96	18.23	5210.85	7.83	18753.49	76.46	0.28	9.98	0.63	542
6.35	17.78	5504.69	8.61	21284.61	76.46	0.31	11.14	0.64	605
7.14	16.87	6069.82	10.31	26860.40	76.46	0.38	13.53	0.67	735
8.32	15.51	6861.17	13.22	36508.01	76.46	0.48	17.26	0.71	938
9.90	13.69	7811.10	18.00	51768.13	76.46	0.63	22.45	0.77	1220

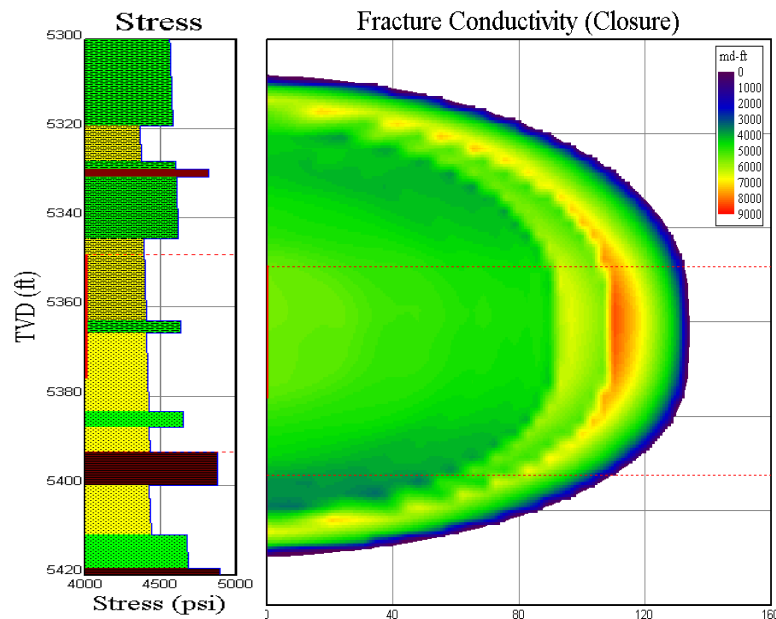
Fuente: Los Autores

### 6.4.2.2 Evaluación del tratamiento de fractura.

- **Análisis de Presión Neta.** El ajuste de presión neta presentado por la compañía de servicios indica que la fractura se contuvo en altura en 82 ft. (Figura 81).

Con esta altura debemos obtener una longitud de 76.45 ft y 0.4714 in de ancho para lograr la conductividad adimensional optima de 1.63 e incrementar la productividad del pozo hasta estimularlo a -4.82.

Figura 74. Geometría inducida en tiempo Real: Pressure Net Matching FRAC 2



PARAMETROS DEL AJUSTE DE PRESION NETA	
Total Propped Fracture Length, ft	134.47
Avg. Propped Height in Fracture	82.24
Avg. Propped Width (Closure)	0.2677
Avg. Frac Conductivity in Pay Zone (Closure)	5086.4
Avg Dimensionless Conductivity	0.4788

Fuente: Reporte de Fracturamiento FRAC 2, B.J. Services.

En esta zona se observó que los contrastes de esfuerzos entre las arenas y los sellos no superan los 400 psi. Este bajo valor hace que no exista una magnitud de esfuerzo suficiente para detener el crecimiento vertical de la fractura. Sin embargo pudo evidenciar el crecimiento preferencial de la fractura hacia la zona superior y más contención hacia abajo debido a que en la zona inferior se encuentra un sello con alto esfuerzos de cierre y más espesor que actúa como barrera al crecimiento vertical.

El tratamiento real no logró generar el “tapón” o TSO necesario para que el ancho de la fractura creciera en valor más amplio que se acercara al requerido en un tratamiento de alta permeabilidad.

- **Número de propante del Ajuste de Presión neta.** La conductividad del ajuste de presión neta fue establecida en 5086.4 y la conductividad adimensional fue de 0.4788. a partir de estos valores podemos establecer el número de propante del ajuste de presión neta.

$$k_{pr} = \frac{k_f w_f}{C_{fD} x_f} = \frac{5086.4}{0.4788 * 134.47} = 79$$

$$k_f = \frac{5086.4}{(0.2677/12)} = 228004$$

$$N_{pPNETA} = 0.0025$$

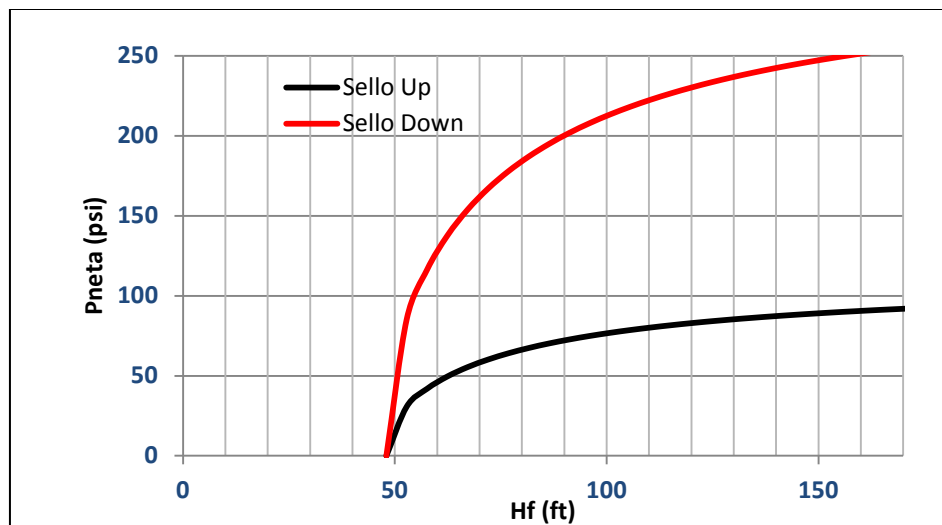
Las permeabilidades presumibles del propante y del yacimiento son al menos próximas a las utilizadas en el diseño.

- **Estimación de la altura de la fractura mediante el contraste de esfuerzos.** El contraste de esfuerzos entre la arena productora y los sellos en la zona a fracturar es muy bajo. Esto tiene consecuencias en la contención de la

fractura y en la presión neta del tratamiento. El contraste con el sello superior es de 112 psi y con el sello inferior es de 312 psi (Figura 82). Estos bajos valores de contrastes de esfuerzos hacen que las barreras de shale no sean suficientes para detener el crecimiento vertical de la fractura.

Al tener la arena menor contraste de esfuerzo con el sello superior que con el inferior, posibilita el crecimiento preferencial de la fractura hacia la arena con menor contraste.

Figura 75. Crecimiento vertical de la fractura FRAC 2



PARAMETRO DE TRATAMIENTO	OPERACIÓN
Presión de "rompimiento" en superficie, Psi	3220
Presión máxima en superficie, Psi	3495
Presión promedio de tratamiento en superficie, Psi.	3152
Tasa máxima de bombeo, BPM	19.9
Tasa promedio de bombeo, BPM	18.6
Pre-ISIP	3280
ISIP	2440
Pérdidas de Presión por fricción, Psi	1470
Presión de cierre en superficie, Psi	1451
Presión de cierre en fondo, Psi.	3461
Gradiente de fractura, Psi/Ft.	0.89

Contraste de esfuerzos Sellos-Arenas			
FRAC2	Delta Sh (psi)	Pneta (psi)	Hf (ft)
Sello Up (5328'-5347')	112	70	81,6
Sello Down (5394'-5400')	312	190,29	81,6

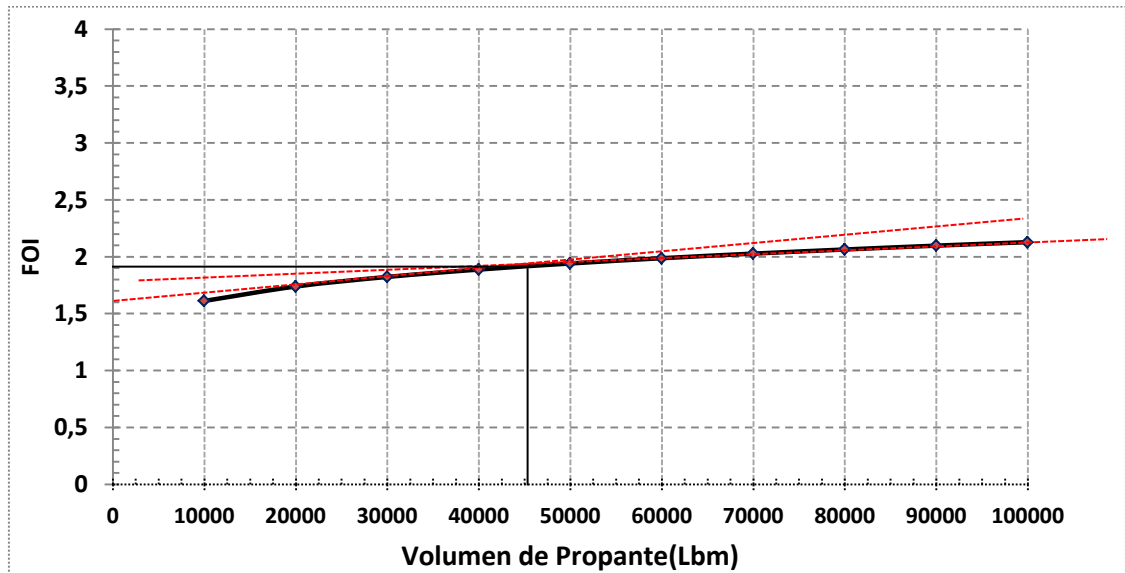
Fuente Los Autores.

$$P_{Neta} = P_f - P_c = P_s + P_H - P_{Perdidas} - P_{cierre} = 212 \text{ psi.}$$

Cuando los contrastes de esfuerzos son pequeños la presión neta necesaria para propagar la fractura decrece. La presión neta del tratamiento es de 190 psi para la generación de una fractura de 81.6 ft de alto con preferencia de crecimiento hacia el sello superior. Es evidente que presiones netas más altas que el contraste de esfuerzos podría generar un crecimiento descontrolado de la altura de la fractura por fuera del espesor neto. Sin embargo, la metodología de contrastes de esfuerzos no desempeña un buen papel en la predicción de la altura de fractura cuando los contrastes entre la zona superior e inferior son muy diferentes.

- **Optimización de la masa de propante.** De acuerdo al modelamiento realizado para el fracturamiento en FRAC 2 la masa óptima de propante se encuentra alrededor de las 46000 libras.

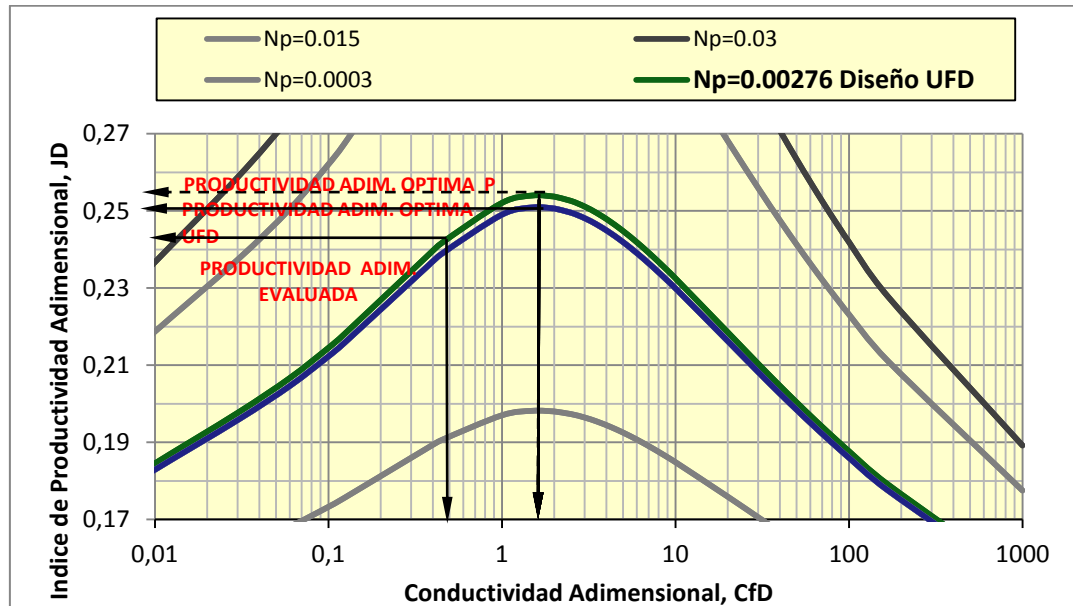
Figura 76. FOI vs masa de propante FRAC 2



Fuente: Los Autores.

Por encima de este valor económicamente no se justifica un aumento en la masa de propante debido a que no se observa una diferencia importante en el incremento del índice de productividad (Figura 83).

Figura 77. Escenarios de evaluación Pozo FRAC 2



Fuente: Los Autores

Tabla 18. Resumen del diseño y evaluación para el pozo FRAC 2

RESULTADOS ANÁLISIS POZOS FRAC 2				
AITURA DE FRACTURA (Hf, ft)	LONGITUD DE FRACTURA (Xf, ft)	ANCHODE FRACTURA (wf, IN)	CONDUCTIVIDAD ADIMENSIONAL DE LA FRACTURA (CfD)	INDICE DE PRODUCTIVIDAD ADIMENSIONAL (JD)
ALTURA DE FRACTURA				
82	LA DETERMINACIÓN DE LA ALTURA DE LA FRACTURA SE ESTABLECIÓ MEDIANTE EL ANÁLISIS DEL CONTRASTE DE ESFUERZOS DE LA ZONA FRACTURADA Y COTEJADA CON LA PRESENTADA EN EL ANÁLISIS DE PRESION NETA NETA			
DISEÑO ÓPTIMO DE FRACTURA PARA Hf=32 ft				
82	76.45	0.4714	1.63	0.2540
EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO (ANÁLISIS DE PRESIÓN NETA)				
82.24	134.5	0.2677	0.4788	0.238
EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO (MÉTODO IP)				
82	145.2	0.248	0.45236	0.241

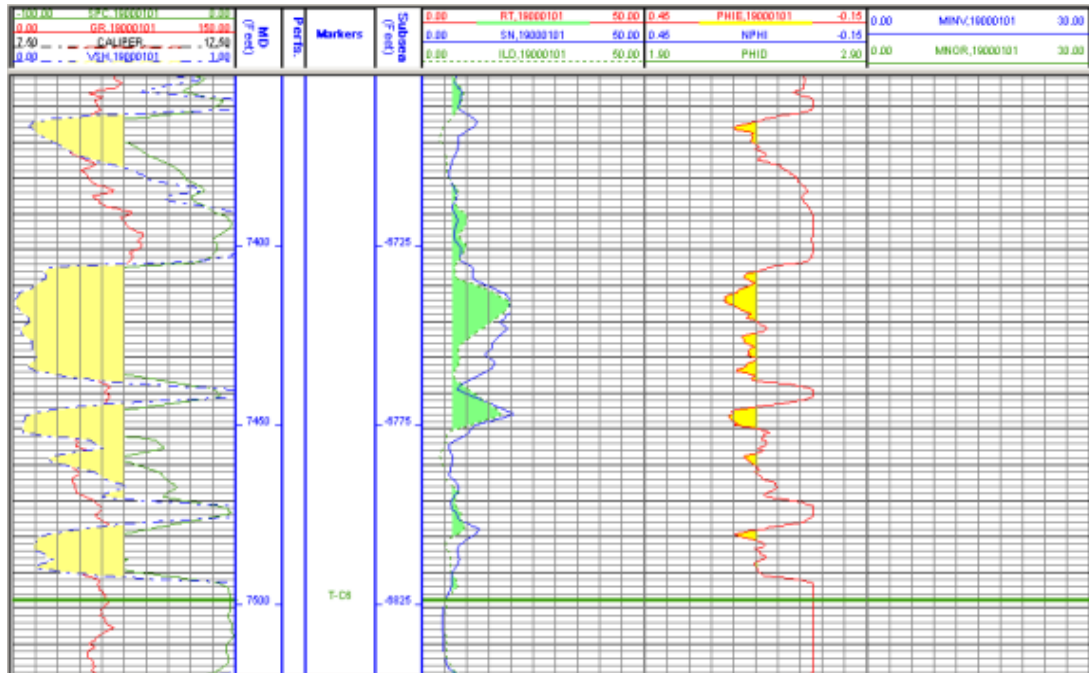
Fuente: Los Autores.

En la tabla anterior se presenta el resumen sobre los resultados obtenidos en el análisis del diseño y evaluación para el pozo FRAC 2.

### 6.4.3 Aplicación Pozo FRAC 3

**6.4.3.1 Diseño del Tratamiento de Fractura mediante la metodología UFD.** El día 3 de Diciembre de 2005 se inició la operación de Fracturamiento Hidráulico en el pozo FRAC 3 en la formación Mugrosa arena C5 en el intervalo 7411-7421 y 7445-7451. Durante el fracturamiento se inyectaron 52250 lb de arena Carbolita 20/40 de las cuales se lograron colocar en la formación 46468 lb y 5700 quedaron en la tubería y un total de 430 bbl de lechada. La permeabilidad efectiva es de 110.74, lo que nos sugiere que en el diseño se debe ejecutar un TSO.

Figura 78. Intervalo de interés Fracturado



Fuente: Gerencia Regional Magdalena Medio, ECOPEPETROL SA

El diseño TSO se muestra en la Tabla 19. El número de propante que se debe obtener debe ser al menos 0.0001 para que exista un efecto de estimulación en el yacimiento. Para formaciones de alta permeabilidad es aceptable obtener números de propantes entre 0.0005 y 0.001 debido a que proporcionan un JD de 0.2.

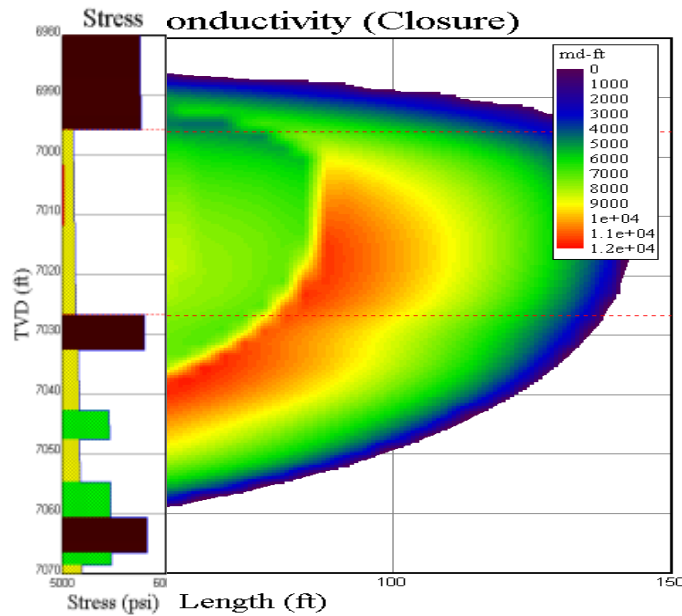
Debido a que los pozos de alta permeabilidad presentan un daño grande (positivo) el beneficio económico se presenta al bypasear el daño original. Para incrementar el índice de productividad adimensional a un valor mayor que 0.2, se necesitaría aumentar el orden de magnitud del número de propante lo que no representa una opción económica ni muchas veces factible desde el punto de vista técnico.

Tabla 19. OUTPUT Diseño FRAC 3 Modelo PKN TSO

Parámetros de diseño	Diseño Optimo $h_f = 48 \text{ ft}$	Diseño Optimo $h_f = 77 \text{ ft}$	Diseño Optimo $h_f = 100 \text{ ft}$
Masa de propante	46460	46460	46460
Número de Propante, $N_p$	0.00396	0.00247	0.0019
IP adimensional, JD	0.2662	0.25047	0.2425
Conductividad adimensional óptima CfD	1.63	1.63	1.63
Longitud óptima de fractura, $x_f$ , ft	91.51	72.25	63.40
Ancho óptimo de fractura, $w_f$ , in	0.6226	0.4916	0.4314
Skin Post-tratamiento	-5.00	-4.77	-4.64
Folds of Increase (FOI)	3.10	2.92	2.83
<b>RESTRICCIONES DEL TRATAMIENTO</b> El diseño puede ser ejecutado técnicamente El tratamiento TSO puede ser ejecutado técnicamente			

Fuente: Los Autores

Figura 79. Geometría inducida en tiempo Real: Pressure Net Matching FRAC 3



PARAMETROS DE AJUSTE DE P NETA	
Total Propped Fracture Length, ft	108.83
Avg. Propped Height in Fracture	76.72
Avg. Propped Width (Closure)	0.3278
Avg. Frac Conductivity in Pay Zone md-ft	8730
Avg. DimensionlessConductivity	0.42223

Fuente: Reporte de Fracturamiento FRAC 3, B.J. Services

El ajuste de presión neta muestra que la altura creció verticalmente hasta 77 ft. En este diseño se observó que el número de propante decrece. Esto ocurre debido a que el aumento en la altura de la fractura disminuye la eficiencia volumétrica del propante, que es la cantidad de propante que está influyendo en el efecto de estimulación. La fractura muestra más contención hacia arriba debido a que el sello superior tiene mayor espesor que la barrera inferior.

- **Calculo del número de propante del Ajuste de presión neta.** Con los parámetros suministrados por el ajuste de presión podemos determinar las permeabilidades utilizadas para el cálculo de las conductividades y compararlas con las diseñadas. Con estos valores podemos calcular un número de propante

que representa el ajuste de presión neta. Cabe resaltar que la geometría de fractura generada del histórico de presión es independiente de las permeabilidades utilizadas.

$$k_{pr} = \frac{k_f w_f}{C_{fD} x_f} = \frac{8730}{0.42223 * 108.83} = 189.9$$

$$k_f = \frac{8730}{(0.3278/12)} = 319585$$

$$N_{pPNETA} = 0.00144$$

- **Estimación de la altura de la fractura mediante el contraste de esfuerzos.**

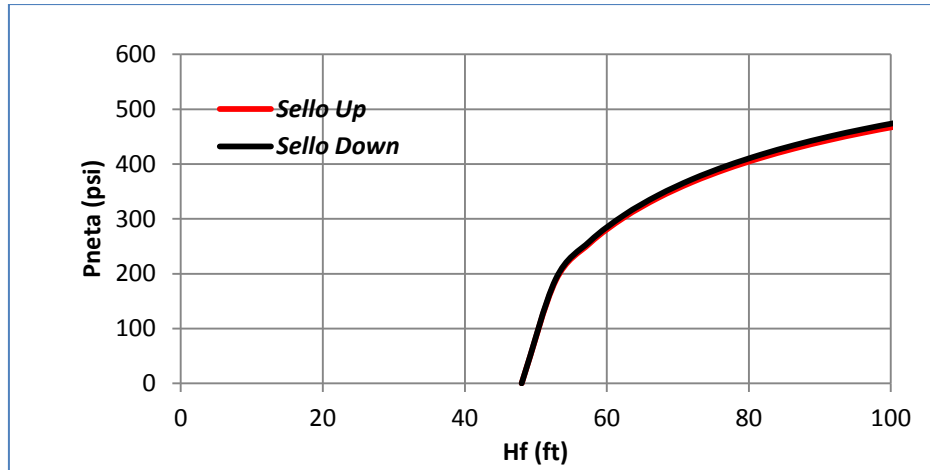
La presión neta promedio del tratamiento fue calculada de las presiones observadas durante la ejecución de la operación de fracturamiento y determinada en 405 psi.

#### 6.4.3.2 Evaluación del tratamiento de fractura FRAC 3

- **Análisis de Presión Neta.** El Ajuste de presión neta para el tratamiento en FRAC 3 no muestra evidencia de generación de TSO. Esto se ve reflejado en que la longitud de fractura pudo crecer lateralmente con mejor preferencia que un crecimiento en ancho.

En la (Figura 87) se presenta la geometría de fractura generada a partir del Histórico de presión del tratamiento de fracturamiento hidráulico. Se evidencia un crecimiento preferencial de la fractura hacia la parte inferior del horizonte de interés, debido a delgadas capas de arcilla, que aunque poseen mayor presión y por ende el esfuerzo de cierre también lo es, pueden ser fácilmente fracturadas debido a que el espesor es pequeño.

Figura 80. Crecimiento vertical de la fractura FRAC 3



PARAMETRO DE TRATAMIENTO	OPÉRACION
Presión de "rompimiento" en superficie, Psi	3660
Presión máxima en superficie, Psi	4285
Presión promedio de tratamiento en superficie, Psi.	3640
Tasa máxima de bombeo, BPM	19.2
Tasa promedio de bombeo, BPM	18.4
Pre-ISIP	4285
ISIP	2900
Pérdidas de Presión por fricción, Psi	1085
Presión de cierre en superficie, Psi	2150
Presión de cierre en fondo, Psi.	4920
Gradiente de fractura, Psi/Ft.	0.79

Contraste de esfuerzos Sellos-Arenas			
FRAC3	Delta Sh (psi)	Pneta (psi)	Hf (ft)
<b>Sello Up (6980'-6996')</b>	685	390,69	76,80
<b>Sello Down (7027'-7034')</b>	695	396,27	76,80

Fuente: Los Autores

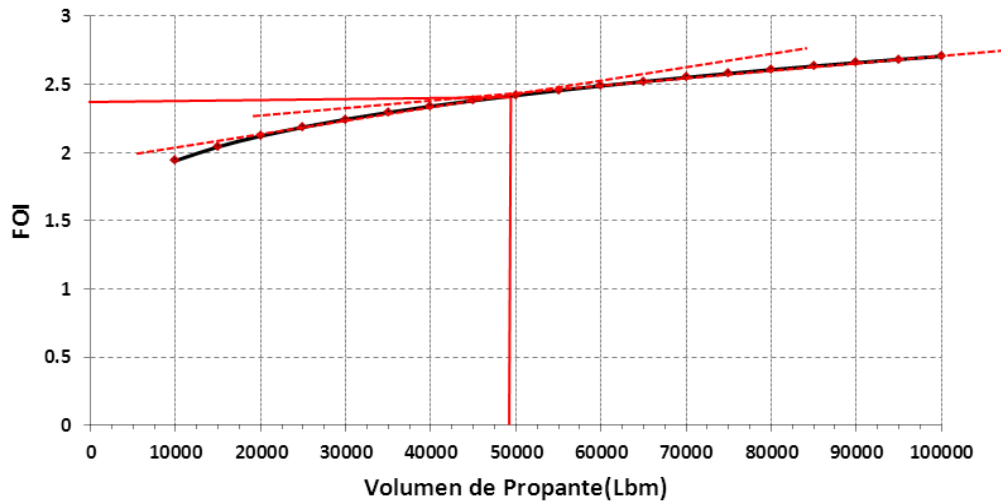
De acuerdo con esta presión que equivale al 60% del contraste de esfuerzos, la fractura crecerá por debajo de los 88 ft como se observa en la Figura 87.

$$P_{Neta} = P_f - P_c = P_s + P_H - P_{Perdidas} - P_{cierre} = 405 \text{ psi.}$$

Este estimación del crecimiento vertical de la fractura valida el modelamiento de la geometría proporcionada por el ajuste de presión.

- **Optimización de la masa de propante.** La variación del incremento de productividad respecto a tasas de masa de propante determinó una masa óptima de 48000 lb de propante que podrían generar un FOI de 2.4.

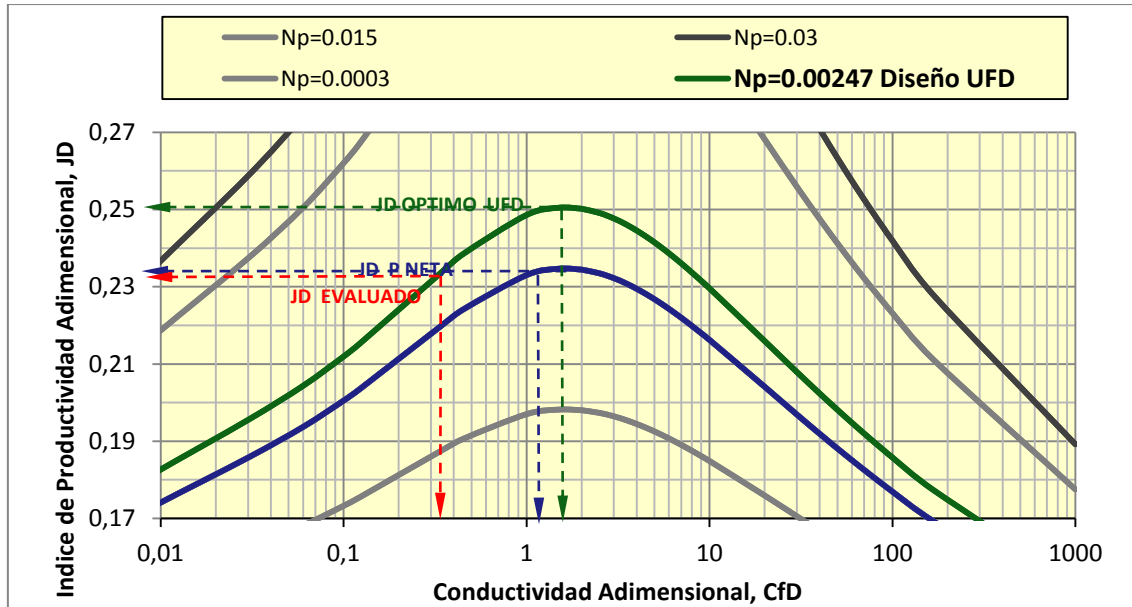
Figura 81. FOI vs volumen de propante FRAC 3



Fuente: Los Autores

En índice de productividad calculado de la información de producción es cercano al óptimo con el que se pudiera conseguir la máxima estimulación. En efecto, las conductividades de diseño coinciden con las pronosticadas en el ajuste de presión neta, pero el número de propante no coincide con la productividad real mostrada por el yacimiento (Figura 89).

Figura 82. Escenarios de evaluación Pozo FRAC 3



Fuente: Los Autores

El Ajuste de Presión neta predijo una conductividad adimensional de 0.42 y una conductividad de 8730 psi/ft.

Tabla 15. Resumen del diseño y evaluación para el pozo FRAC 3

RESULTADOS ANÁLISIS POZOS FRAC 3				
AITURA DE FRACTURA (Hf, ft)	LONGITUD DE FRACTURA (Xf, ft)	ANCHODE FRACTURA (wf, IN)	CONDUCTIVIDAD ADIMENSIONAL DE LA FRACTURA (CfD)	INDICE DE PRODUCTIVIDAD ADIMENSIONAL (JD)
ALTURA DE FRACTURA				
77	LA DETERMINACIÓN DE LA ALTURA DE LA FRACTURA SE ESTABLECIÓ MEDIANTE EL ANÁLISIS DEL CONTRASTE DE ESFUERZOS DE LA ZONA FRACTURADA Y COTEJADA CON LA PRESENTADA EN EL ANÁLISIS DE PRESION NETA NETA			
DISEÑO ÓPTIMO DE FRACTURA PARA Hf=77 ft				
77	72.25	0.4916	1.63	0.2504
EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO (ANÁLISIS DE PRESIÓN NETA)				
76.72	108.8	0.3278	0.4222	0.3112
EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO (MÉTODO IP)				
77	159.6	0.224	0.3369	0.233

Fuente: Los Autores.

En la tabla anterior se presenta el resumen sobre los resultados obtenidos en el análisis del diseño y evaluación para el pozo FRAC 3.

#### 6.4.4 Aplicación Pozo FRAC 4

**6.4.4.1 Diseño del Tratamiento de Fractura mediante la metodología UFD.** La operación de Fracturamiento Hidráulico se realizó en el intervalo 7372- 7384 de la formación la Paz arena C5. Con los datos de entrada se determinó un diseño de fracturamiento hidráulico. En esta formación se inyectaron 71900 lb de propante.

Tabla 16. Diseño FRAC 4 Modelo PKNTSO

Parámetros de diseño	Diseño Optimo $h_f = 25 \text{ ft}$	Diseño Optimo $h_f = 84 \text{ ft}$	Diseño Optimo $h_f = 100 \text{ ft}$
Masa de propante	46460	46460	46460
Número de Propante, $N_p$	0.0194	0.00577	0.00485
IP adimensional, $J_D$	0.3379	0.28033	0.27364
Conductividad adimensional óptima $CfD$	1.663	1.63	1.63
Longitud óptima de fractura, $x_f$ , ft	202.63	110.54	101.31
Ancho óptimo de fractura, $w_f$ , in	0.5292	0.2885	0.2646
Skin Post-tratamiento	-5.80	-5.19	-5.11
Folds of Increase (FOI)	2.95	2.45	2.39
<b>RESTRICCIONES DEL TRATAMIENTO</b> El diseño puede ser ejecutado técnicamente El tratamiento TSO puede ser ejecutado técnicamente			

Fuente: Los Autores

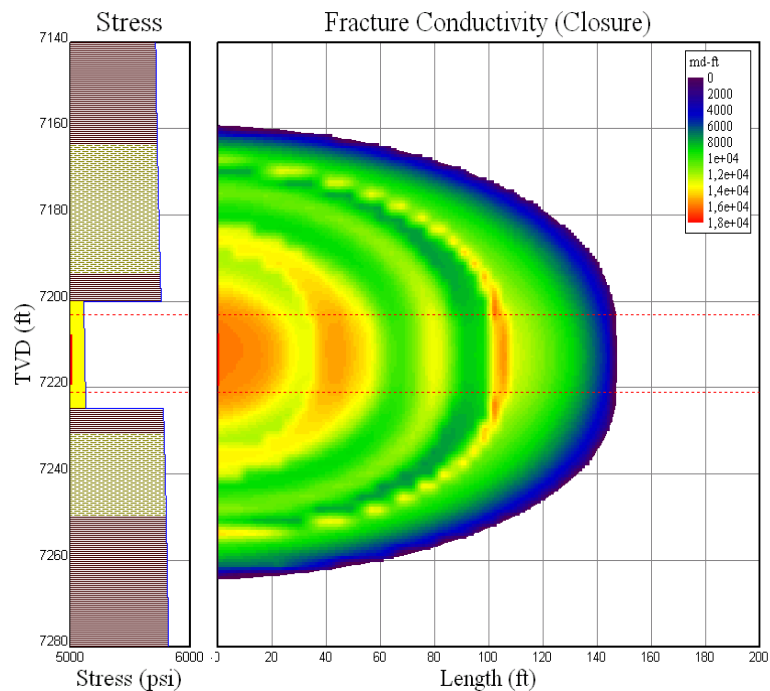
El diseño sugiere para la permeabilidad de de 46.7 md la geometría de fractura debe ser de 110.54 ft de longitud y 0.2885 in de grosor si crece verticalmente hasta 84 ft.

Si se logra durante la ejecución este diseño, la conductividad adimensional óptima de 1.63 será obtenida y la productividad se maximizará en 2.45 veces de incremento. El daño por estimulación será de -5.19.

#### 6.4.4.2 Evaluación del tratamiento de fractura FRAC 4

- Análisis de Presión Neta.** La geometría de fractura mediante el Ajuste de presión neta mostró que la fractura se contuvo en los 84 ft, generando una fractura simétrica hacia arriba y hacia la parte inferior debido a la homogeneidad en los contrastes de esfuerzos de cierre de los sellos y a la continuidad de las barreras. El ajuste de presión generó una longitud de fractura de 136.52 ft y un ancho de 0.3651 como se observa en la **(Figura 90)**.

Figura 90. Geometría inducida en tiempo Real: Pressure Net Matching FRAC 4



PARAMETROS DE AJUSTE DE P NETA	
Total Propped Fracture Length, ft	136.52
Avg. Propped Height in Fracture	84.9
Avg. Propped Width (Closure)	0.3651
Avg. Frac Conductivity in Pay Zone md-ft	15639
Avg. Dimensionless Conductivity	1.2728

Fuente: Reporte de Fracturamiento FRAC 3, B.J. Services

- **Calculo del número de propante del Ajuste de presión neta.** El número de propante calculado con las permeabilidades mostradas del ajuste de presión neta fue determinado en 0.00447.

$$k_{pr} = \frac{k_f w_f}{C_{fD} x_f} = \frac{15639}{1.2728 * 136.52} = 90 \text{ md}$$

$$k_f = \frac{15639}{(0.3651/12)} = 514018$$

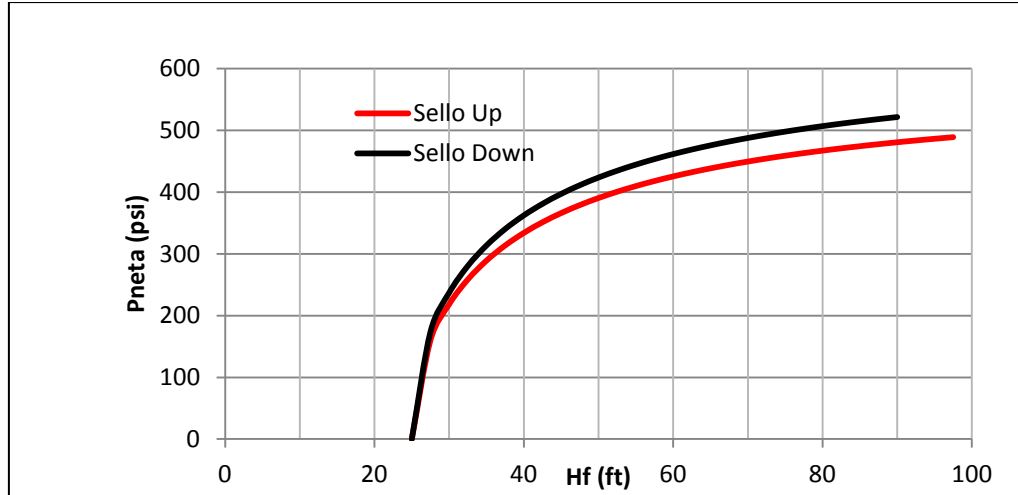
$$N_{pPNETA} = 0.00447$$

Se observa que la permeabilidad de referencia fue la permeabilidad del yacimiento y no se tuvo en cuenta la permeabilidad efectiva del fluido de interés.

- **Estimación de la altura de la fractura mediante el contraste de esfuerzos.** Los espesores homogéneos y continuos de las barreras de shale que rodean la arena a fracturar, permiten que la fractura crezca verticalmente en magnitud similar hacia arriba que hacia abajo. El contraste de esfuerzos entre la arena y los sellos es en promedio 610 psi.

Con la presión neta promedio del tratamiento, la altura de la fractura crecerá en un valor cercano al determinado en el Ajuste de presión neta como se observa en la **(Figura 91)**.

Figura 83. Crecimiento vertical de la Fractura FRAC 4



PARAMETRO DE TRATAMIENTO	MINIFRAC
Presión de "rompimiento" en superficie, Psi	3800
Presión máxima en superficie, Psi	4475
Presión promedio de tratamiento en superficie, Psi.	4290
Tasa máxima de bombeo, BPM	18,3
Tasa promedio de bombeo, BPM	16,9
Pre-ISIP	4400
ISIP	2930
Pérdidas Totales de Presión por fricción, Psi	1570
Fricción teórica en tubería, psi	1380
Fricción en Near Wellbore	290
Presión de cierre en superficie, Psi	2290
Presión de cierre en fondo, Psi.	5415

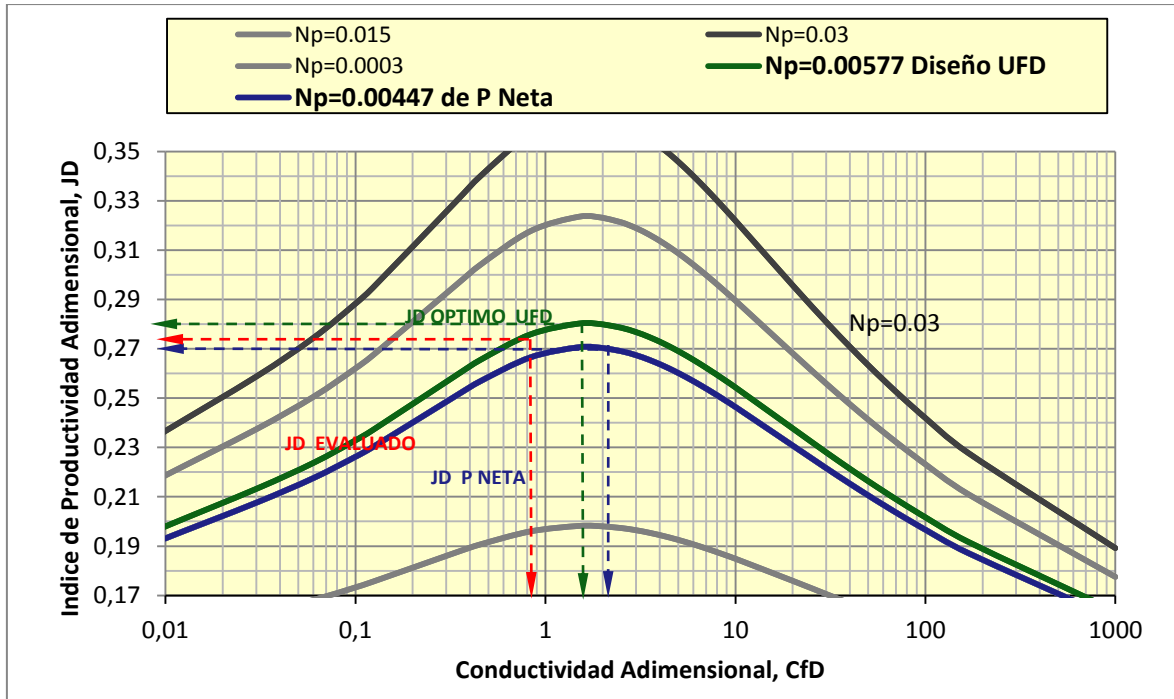
Contraste de esfuerzos Sellos-Arenas			
FRAC4	Delta Sh (psi)	Pneta (psi)	Hf (ft)
Sello Up (7164'-7200')	586	470,00	82,50
Sello Down (7225'-7253')	635	510,00	82,50

Fuente: los Autores

$$P_{Neta} = P_f - P_c = P_s + P_H - P_{Perdidas} - P_{cierre} = 430 \text{ psi}$$

El índice de productividad adimensional de la fractura calculado de la información de producción no alcanzó el valor óptimo de diseño. La conductividad determinada del ajuste de presión neta, no coincide con el valor de la productividad que se debería obtener con este parámetro. **(Figura 92).**

Figura 84. Escenarios de evaluación Pozo FRAC 4



Fuente: los Autores

A continuación se presentan una tabla del resumen sobre los resultados obtenidos en el análisis del diseño y evaluación para el pozo FRAC 4.

Tabla 17. Resumen del diseño y evaluación para el pozo FRAC 4

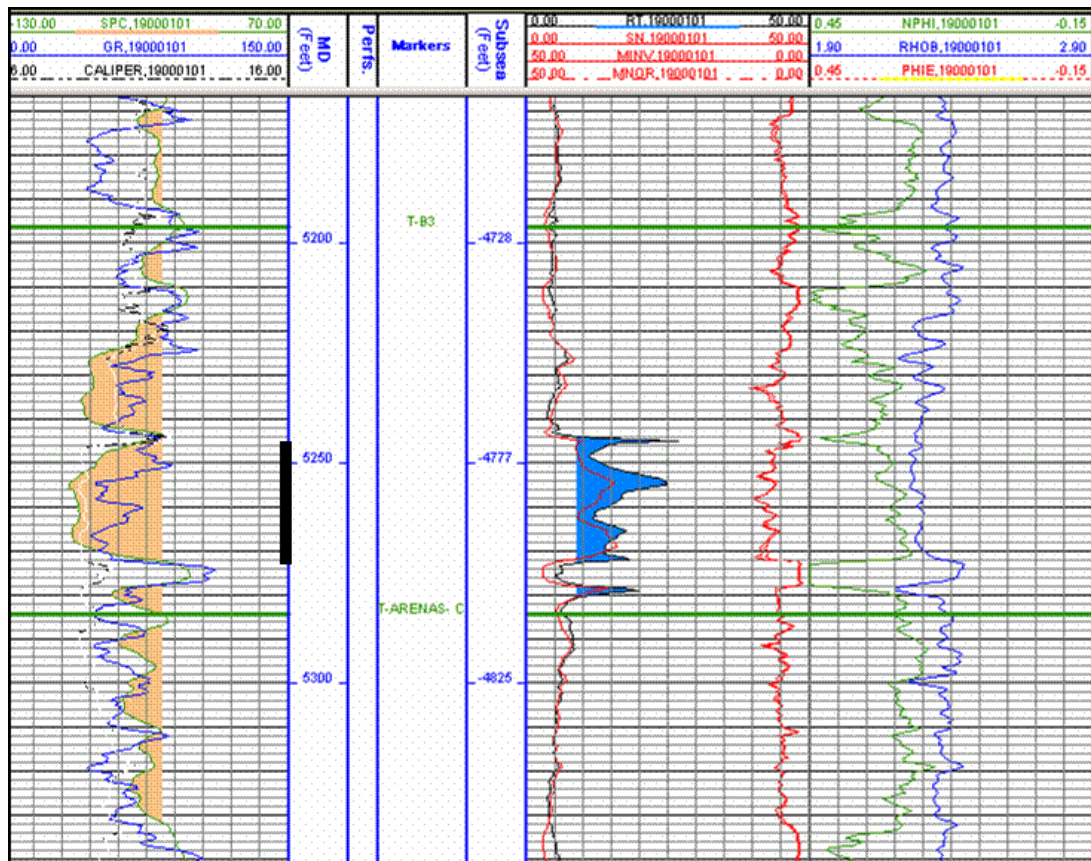
RESULTADOS ANÁLISIS POZOS FRAC 4				
AITURA DE FRACTURA (Hf, ft)	LONGITUD DE FRACTURA (Xf, ft)	ANCHODE FRACTURA (wf, IN)	CONDUCTIVIDAD ADIMENSIONAL DE LA FRACTURA (CfD)	INDICE DE PRODUCTIVIDAD ADIMENSIONAL (JD)
ALTURA DE FRACTURA				
<b>84</b>	<b>LA DETERMINACIÓN DE LA ALTURA DE LA FRACTURA SE DETERMINÓ MEDIANTE EL ANÁLISIS DEL CONTRASTE DE ESFUERZOS DE LA ZONA FRACTURADA Y COTEJADA CON LA PRESENTADA EN EL ANÁLISIS DE PRESION NETA NETA</b>			
DISEÑO ÓPTIMO DE FRACTURA PARA Hf=84 ft				
<b>84</b>	<b>110.5</b>	<b>0.2885</b>	<b>1.63</b>	<b>0.2803</b>
EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO (ANÁLISIS DE PRESIÓN NETA)				
<b>84.98</b>	<b>134.5</b>	<b>0.2677</b>	<b>0.4788</b>	<b>0.238</b>
EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO (MÉTODO IP)				
<b>84</b>	<b>193.5</b>	<b>0.258</b>	<b>0.3369</b>	<b>0.270</b>

Fuente: Los Autores.

## 6.4.5 Aplicación Pozo FRAC 5

**6.4.5.1 Diseño del Tratamiento de Fractura mediante la metodología UFD.** El pozo FRAC 5 fue estimulado mediante fracturamiento hidráulico, en el intervalo 5245 – 5273 ft MD, de la formación Mugrosa (Figura 93). El espesor neto productivo de la formación está estimado en 28 ft. El Ajuste de presión neta del tratamiento mediante el contraste de propiedades mecánicas y esfuerzos de cierre de la arena y los sellos estimó un crecimiento vertical de la fractura de 105 ft. El diseño del tratamiento con los tres crecimientos en altura es mostrado en la Tabla 28.

Figura 85. Intervalo de interés FRAC 5



Fuente: Gerencia Regional de Magdalena Medio, ECOPETROL SA

Tabla 18. OUTPUT Diseño FRAC 5 Modelo PKN TSO

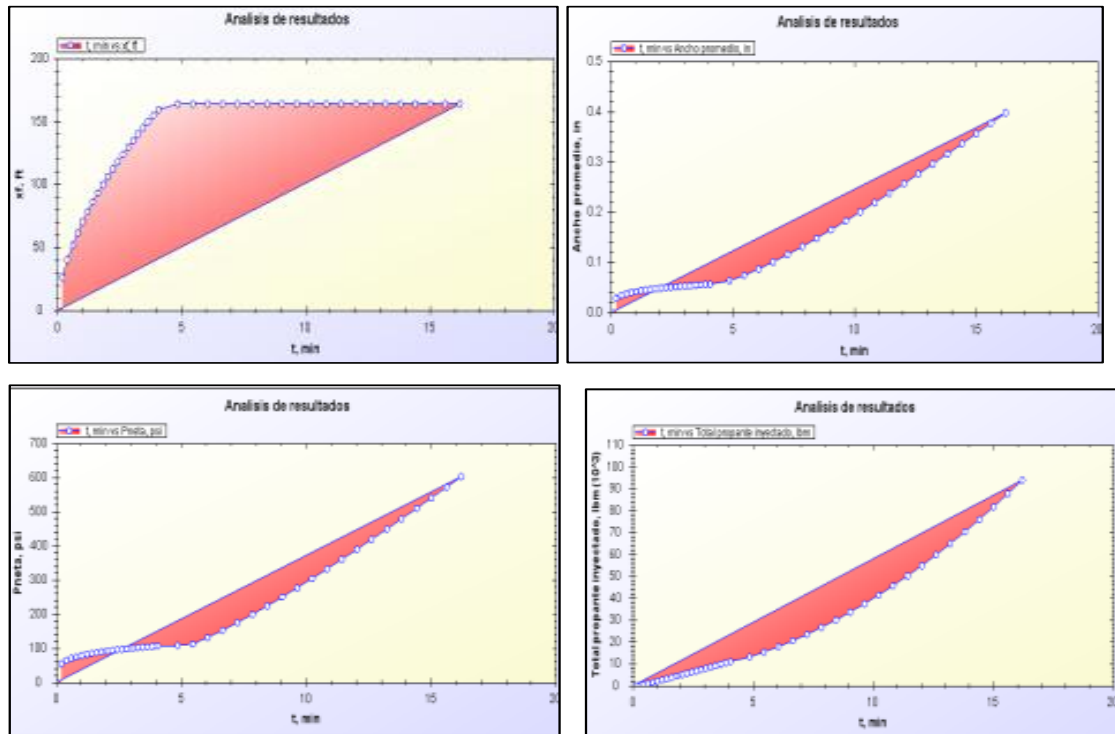
Parámetros de diseño	Diseño Optimo $h_f = 28ft$	Diseño Optimo $h_f = 50ft$	Diseño Optimo $h_f = 105ft$
Masa de propante	92400	92400	92400
Número de Propante, Np	0.04676	0.02618	0.01247
IP adimensional, JD	0.3966	0.3557	0.31424
Conductividad adimensional óptima CfD	1.63	1.63	1.633
Longitud óptima de fractura, xf, ft	314.59	235.4	162.4
Ancho óptimo de fractura, wf, in	0.6054	0.453	0.3126
Skin Post-tratamiento	-6.24	-5.95	-5.58
Folds of Increase (FOI)	3.47	3.11	2.754
<b>RESTRICCIONES DEL TRATAMIENTO</b> El diseño puede ser ejecutado técnicamente El tratamiento TSO puede ser ejecutado técnicamente			

Fuente: Los Autores.

En este pozo la permeabilidad de la arena fue determinada en 81 md y la permeabilidad efectiva del aceite en 42.27 md. Se inyectaron a la formación 92400 lb de propante que se deben inyectar óptimamente utilizando un tratamiento TSO ya que a la altura lograda el ancho ideal debe ser de 0.3126 imposible de alcanzar con un tratamiento tradicional.

Tabla 19. Detalles del tratamiento FRAC 5 Modelo PKNTSO

Detalles del Tratamiento $h_f = 105ft$	
Tiempo de bombeo del PAD, min	0.22435
Tiempo TSO, min	4.2626
Tiempo total de bombeo, min	16.1967
Masa de propante en la fractura a TSO, lb	11701.99
Concentración del propante a TSO, lb/gal	3.36
Longitud de fractura a TSO, ft	164.07
Espesor promedio de fractura a TSO, in	0.3979
Presión Neta a TSO, psi	108.291
Máxima concentración del propante lb/gal	18
Concentración areal del propante después del cierre lb/ft <sup>2</sup>	1.31007
Presión Neta al finalizar el bombeo, psi	603.193



Fuente: Los Autores

Para lograr el TSO se deben bombear 11701 lb de propante en la formación con una concentración de 3.36 lb/galón durante un tiempo de 4.2626 min. Al transcurrir este tiempo la fractura tendrá una extensión igual a la longitud óptima y se creará en la punta de la fractura un tapón que hará caer la presión de extensión y la fractura se inflará hasta lograr el ancho deseado.

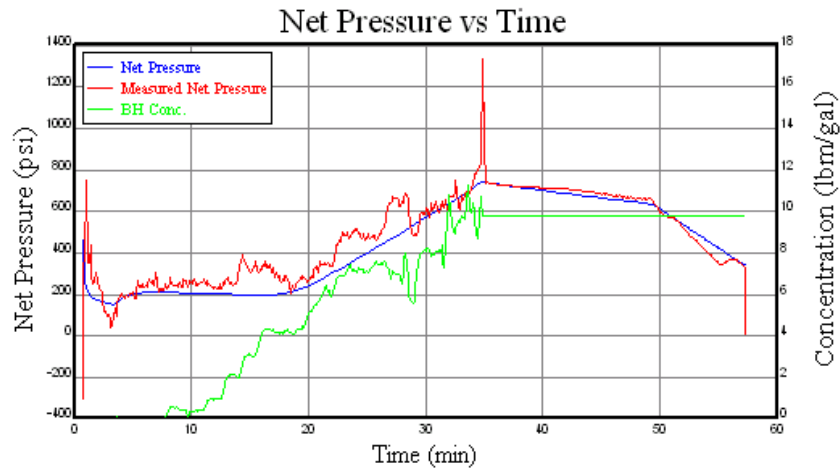
Ejecutar este diseño significa conseguir una productividad adimensional de 0.31424 que generaría un factor de estimulación de -5.95. En la Tabla 29 se muestran los parámetros de diseño para la altura conseguida

#### **6.4.5.2 Evaluación del tratamiento de fractura FRAC 5**

- **Análisis de Presión Neta.** El ajuste de presión neta presentado por la compañía de servicios indica que la fractura se contuvo en altura en 105 ft. (Ver Figura 93). Se observa en el perfil de esfuerzos que aunque existen dos barreras o sellos impermeables en la parte superior e inferior de la zona de interés y el contraste de esfuerzos es de casi 500 psi, la fractura creció verticalmente debido a la alta presión neta del tratamiento que alcanzó los casi 800 psi como se observa en la Figura 94. Esta presión neta es suficiente para inducir el crecimiento de la fractura en las zonas vecina a la arena de interés.

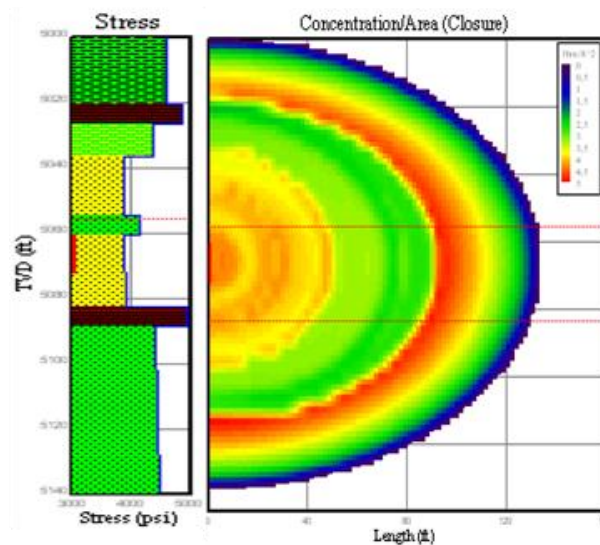
Al ajustar este histórico de presión neta para determinar la geometría inducida, se determinó una longitud de fractura de 133.82 ft y un ancho de 0.4741 in. El aumento de la presión neta después de los 20 minutos es producto del Tip Screen Out al alcanzar la concentración de 7 lb/ galón de fluido. Esto generó un tapón en la punta de la fractura que disminuye la presión de extensión de la misma provocando el inflamamiento.

Figura 86. Presión Neta del Tratamiento FRAC 5



Fuente: Reporte de Fracturamiento FRAC 5 B.J. Services. 2005.

Figura 87. Geometría inducida en tiempo Real: Pressure Net Matching FRAC 5



PARAMETROS DEL AJUSTE DE PRESION NETA	
Total Propped Fracture Length, ft	133.82
Avg. Propped Height in Fracture	105.08
Avg. Propped Width (Closure)	0.4741
Avg. Frac Conductivity in Pay Zone ( Closure)	23686
Dimensionless Frac Conductivity	2.2125

Fuente: Reporte de Fracturamiento FRAC 5, B.J. Services

- **Número de propante del Ajuste de Presión neta.** La permeabilidad efectiva y la permeabilidad del propante que se utilizaron para determinar las

conductividades del ajuste de presión neta pueden ser obtenidas para determinar el número de propante del Ajuste.

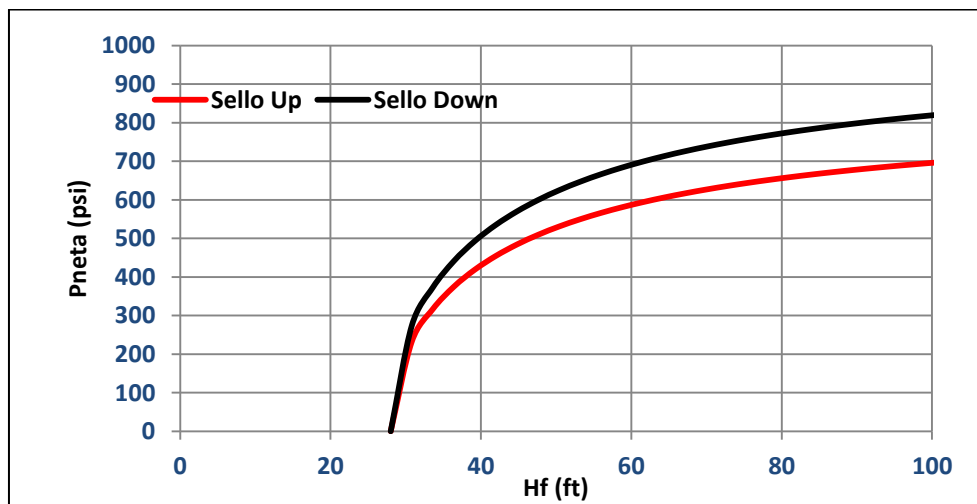
$$k_{pr} = \frac{k_f w_f}{C_{fD} x_f} = \frac{23686}{2.2125 * 133.82} = 79.9$$

$$k_f = \frac{23686}{(0.4741/12)} = 599519$$

$$N_{pPNETA} = 0.00917$$

- **Estimación de la altura de la fractura mediante el contraste de esfuerzos.** El contraste de esfuerzos entre los sellos y la arena es alto. Esto hace que si la presión neta del tratamiento es baja, el crecimiento de la fractura por fuera de la zona de interés sea más difícil debido a los altos esfuerzos en las barreras superiores e inferiores.

Figura 88. Crecimiento vertical de la fractura FRAC 5



PARAMETRO DE TRATAMIENTO	MINI FRAC
Presión de "rompimiento" en superficie, Psi	3370
Presión máxima en superficie, Psi	5125
Presión promedio estabilizada de tratamiento en superficie, Psi.	3570
Tasa máxima de bombeo, BPM	20
Tasa promedio de bombeo, BPM	19,5

PARAMETRO DE TRATAMIENTO	MINI FRAC
Pre-ISIP	3605
ISIP	2350
Pérdidas Totales de Presión por fricción, Psi	1255
Fricción teórica en tubería, psi	900
Fricción en Near Wellbore	355
Presión de cierre en superficie, Psi	1491
Presión de cierre en fondo, Psi.	3693

Contraste de esfuerzos Sellos-Arenas			
FRAC5	Delta Sh (psi)	Pneta (psi)	Hf (ft)
Sello Up (5021'-5038')	849	705,00	106,4
Sello Down (7225'-7253')	1000	830,00	106,4

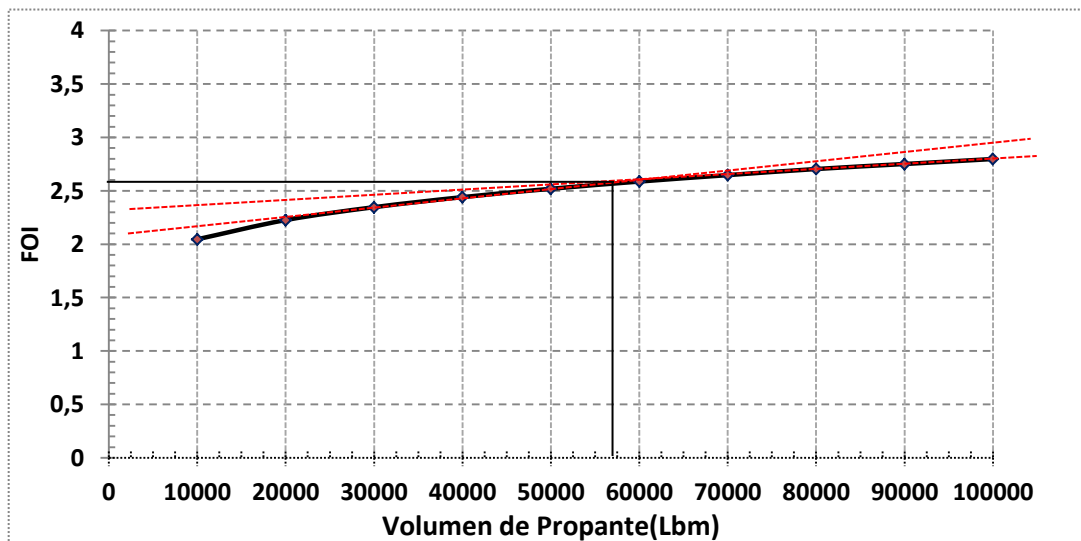
Fuente: los Autores

$$P_{Neta} = P_f - P_c = P_s + P_H - P_{Perdidas} - P_{cierre} = 824 \text{ psi.}$$

La presión neta del tratamiento fue de 824 psi, valor cercano a la presión necesaria para que la fractura creciera los 105 ft, mostrados en por el Ajuste de presión neta.

- **Optimización de la masa de propante.** Las simulaciones de productividad variando la masa de propante muestran que la cantidad óptima de propante es cercana a 58000 lb. En este pozo se inyectaron a la formación 26000 lb de más que solo pudiera generar un incremento de menos de 0.2 del FOI.

Figura 89. FOI vs volumen de propante FRAC 5

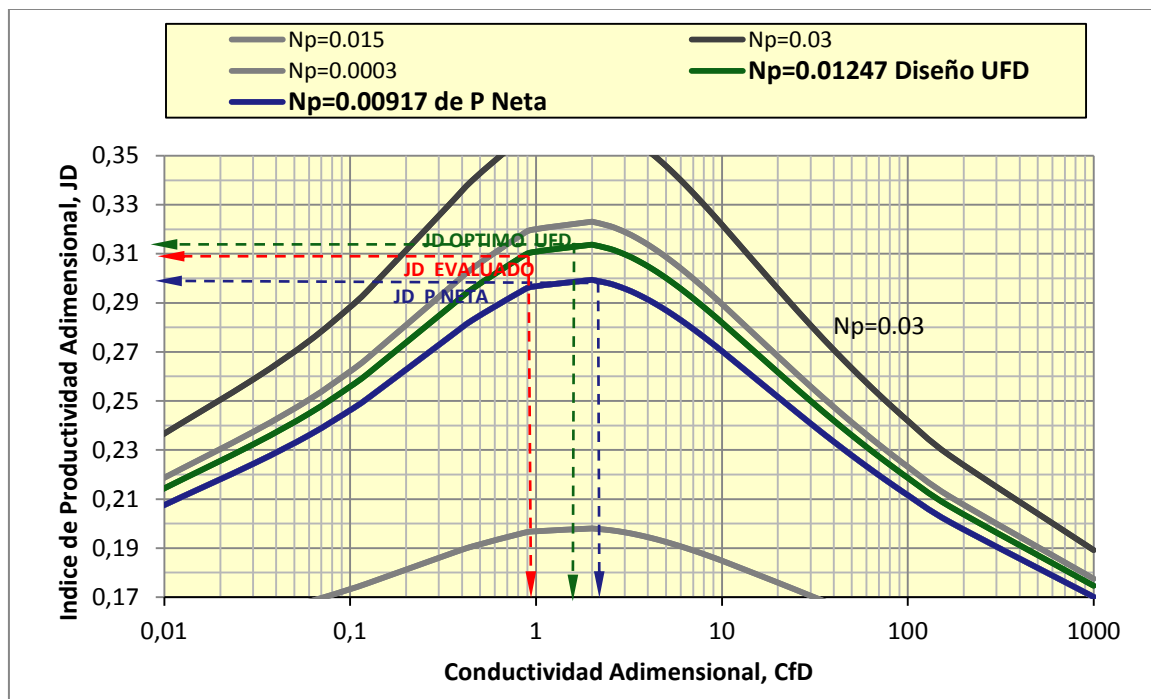


Fuente: Los Autores

La productividad adimensional calculada de la información de producción es menor que la diseñada por la metodología UFD. Además este bajo valor de productividad corresponde a una conductividad adimensional que está alejada de la óptima diseñada.

La conductividad pronosticada en el ajuste de presión neta no corresponde a la productividad real calculada y es muy próxima a la diseñada como se observa en la Figura 98.

Figura 90. Escenarios de evaluación Pozo FRAC 5



Fuente: Los Autores

A continuación se presentan una tabla del resumen sobre los resultados obtenidos en el análisis del diseño y evaluación para el pozo FRAC 5.

Tabla 25. Resumen del diseño y evaluación para el pozo FRAC 5.

<b>RESULTADOS ANÁLISIS POZOS FRAC 5</b>				
<b>ALTURA DE FRACTURA (HF, FT)</b>	<b>LONGITUD DE FRACTURA (XF, FT)</b>	<b>ANCHO DE FRACTURA (WF, IN)</b>	<b>CONDUCTIVIDAD ADIMENSIONAL DE LA FRACTURA (CFD)</b>	<b>INDICE DE PRODUCTIVIDAD ADIMENSIONAL (JD)</b>
ALTURA DE FRACTURA				
<b>105</b>	<b>LA DETERMINACIÓN DE LA ALTURA DE LA FRACTURA SE ESTABLECIÓ MEDIANTE EL ANÁLISIS DEL CONTRASTE DE ESFUERZOS DE LA ZONA FRACTURADA Y COTEJADA CON LA PRESENTADA EN EL ANÁLISIS DE PRESION NETA NETA</b>			
DISEÑO ÓPTIMO DE FRACTURA PARA Hf=105 ft				
<b>105</b>	<b>162.4</b>	<b>0.3126</b>	<b>1.63</b>	<b>0.3142</b>
EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO (ANÁLISIS DE PRESIÓN NETA)				
<b>105</b>	<b>133.8</b>	<b>0.4741</b>	<b>0.2125</b>	<b>0.2351</b>
EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO (MÉTODO IP)				
<b>105</b>	<b>191.0</b>	<b>0.270</b>	<b>0.956</b>	<b>0.304</b>

Fuente: Los Autores

## 7. ANÁLISIS TÉCNICO Y ESTADÍSTICO DE LOS TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO EVALUADOS.

En el presente análisis se extraen los resultados obtenidos del diseño y la evaluación de los pozos analizados para determinar el comportamiento de las variables involucradas en el diseño unificado de fractura dentro de la efectividad del tratamiento.

La Tabla 26 muestra los resultados del diseño y la evaluación de los tratamientos de los cinco pozos a los cuales se les aplicó la metodología UFD.

Tabla 26. Resultados del diseño UFD, Pneta y datos de producción

		DISEÑO UNIFICADO DE FRACTURA					
POZO	$N_p$	$h_f$	$x_f$	$w_f$	$C_{fD}$	$J_D$	$J$
FRAC 1	0.00154	94	57.12	0.546	1.63	0.2365	0.1747
FRAC 2	0.00276	82	76.45	0.4714	1.63	0.2540	0.1279
FRAC 3	0.00247	77	72.25	0.4916	1.63	0.2504	0.1154
FRAC 4	0.00577	84	110.5	0.2885	1.63	0.2803	0.0750
FRAC 5	0.01247	105	162.4	0.3126	1.63	0.3142	0.0345

		ANÁLISIS DE PRESION NETA					EVALUACIÓN DEL IP				
POZO	$N_p$	$h_f$	$x_f$	$w_f$	$C_{fD}$	$J_D$	$J_D$	$J$	$C_{fD}$	$x_f$	$w_f$
FRAC 1	0.00173	94.18	97	0.3272	0.3164	0.225	0.222	0.122	0.3689	121.4	0.262
FRAC 2	0.0025	82.24	134.5	0.2677	0.4788	0.238	0.241	0.122	0.45236	145.2	0.248
FRAC 3	0.00144	76.72	108.8	0.3278	0.4222	0.31	0.233	0.108	0.3369	159.6	0.224
FRAC 4	0.00447	84.98	136.5	0.3651	1.2728	0.221	0.270	0.072	0.8336	193.5	0.258
FRAC 5	0.00917	105	133.8	0.4741	2.2125	0.235	0.286	0.052	0.956	191.0	0.270

Fuente: Los Autores

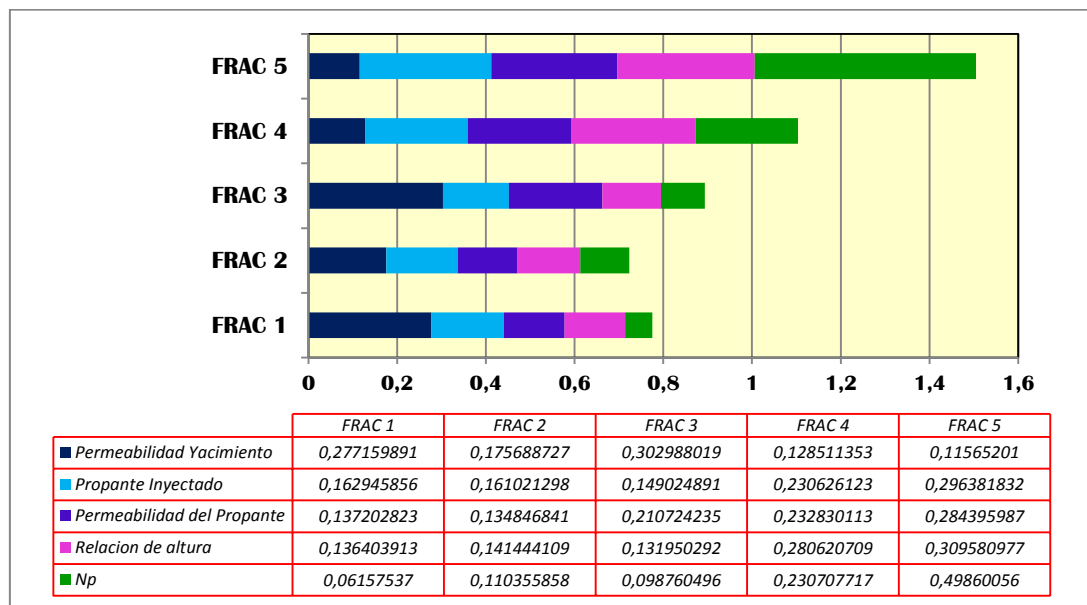
El índice de productividad adimensional es la medida que representa el fracaso o el éxito de una operación de fracturamiento. En el diseño generado a partir de la metodología UFD, el Número de propante en el que intervienen las variables que

determinan el valor óptimo del índice de productividad adimensional, es el parámetro con el cual se puede establecer el comportamiento esperado de una intervención de fracturamiento hidráulico en un yacimiento.

Dentro de las variables que definen el Número de propante está la permeabilidad efectiva del aceite, la permeabilidad del colchón del propante, la masa de propante inyectada, y la relación de altura.

En la Figura 99, se puede observar la influencia de cada una de las variables anteriormente mencionadas sobre el Número de propante en los pozos Analizados. Los datos que se presentan están estructurados en fracción.

Figura 91. Variables que definen el Número de propante



Fuente: Los Autores

El pozo FRAC 5 y FRAC 4 tuvieron los números de propantes más altos. Se nota además que son estos dos pozos los que tienen la menor permeabilidad efectiva lo que representa una oportunidad de aumentar la productividad del yacimiento al ser fracturado. La masa de propante inyectada en FRAC 5 y FRAC 4 es superior a

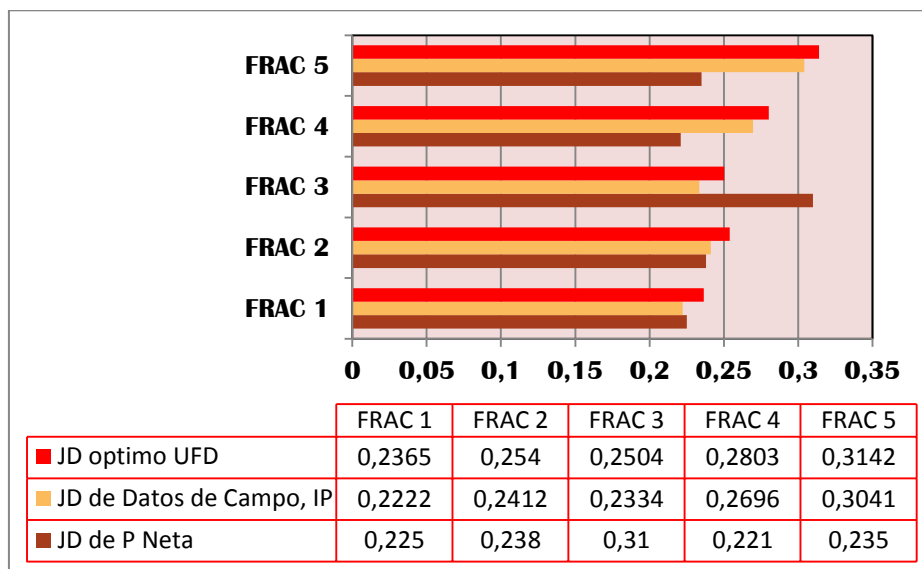
la de los otros pozos fracturados, por lo que la fractura generada puede penetrar más volumen del yacimiento. El tipo de propante inyectado en estos dos pozos favorece la conductividad del fluido, pues posee una mayor permeabilidad que posibilita lograr altas conductividades dentro de la fractura hacia la cara del pozo. Una de las variables más importantes sobre el número de propante es la relación de alturas. Si una relación de altura es 1 entonces la fractura crecerá solo en el intervalo neto petrolífero por lo que no se pierde propante apuntalando zonas que no son de interés.

En el pozo FRAC 1, FRAC 2 y FRAC 3 las relaciones de altura son menores, lo que significa que el crecimiento vertical de la fractura inducida ha penetrado en zonas adyacentes a la zona de interés haciendo que se disminuya el número de propante con relación a los pozos FRAC 4 y FRAC 5.

Un mayor número de propante se traduce en una mejor posibilidad de producción de fluidos en el yacimiento medido a través del índice de productividad adimensional.

En la Figura 100. Está representado el índice de productividad adimensional óptimo obtenido a partir de la metodología UFD y los evaluados mediante el análisis de Presión neta y el obtenido a través de datos de campo mediante el IP.

Figura 100. Índice de productividad adimensional óptimo obtenido a partir de la metodología UFD



Fuente: Los Autores

Como se mencionó anteriormente los pozos con mayor número de propante tendrán mayor capacidad de producción y la expectativa de éxito en estos pozos es favorable. La mayor productividad adimensional de diseño fue lograda en los pozos FRAC 5 y FRAC 4 debido a los parámetros de diseño que se utilizaron.

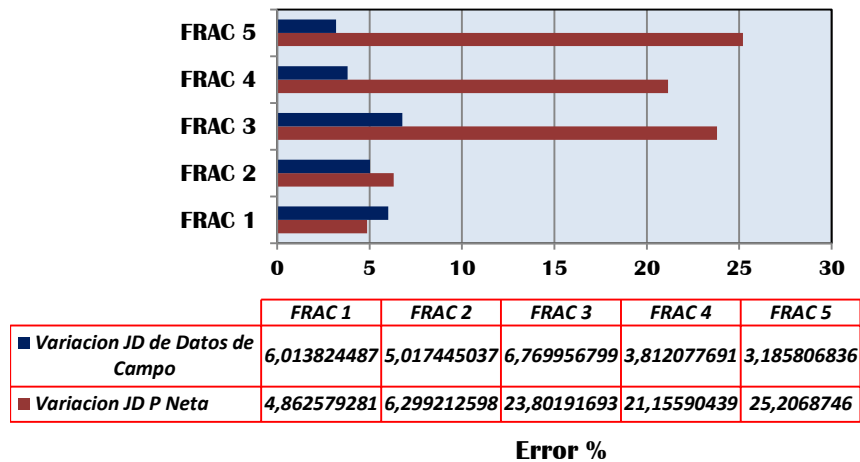
La evaluación del índice de productividad en campo a partir de pruebas de producción, permitió evaluar éste valor y compararlo con el optimizado de diseño, encontrando que aunque no se logró alcanzar la máxima productividad que podría ser generada por el número de propante si se alcanzó un valor aceptable que puede evaluar el tratamiento favorablemente.

En la Figura 101, se presenta el porcentaje de error de las técnicas de Evaluación del índice de productividad adimensional con respecto al diseñado con el UFD.

El error relativo es menor con la medida de JD a partir de datos de campo que con el análisis de P Neta. Esto significa que evidentemente el JD estuvo más cercano

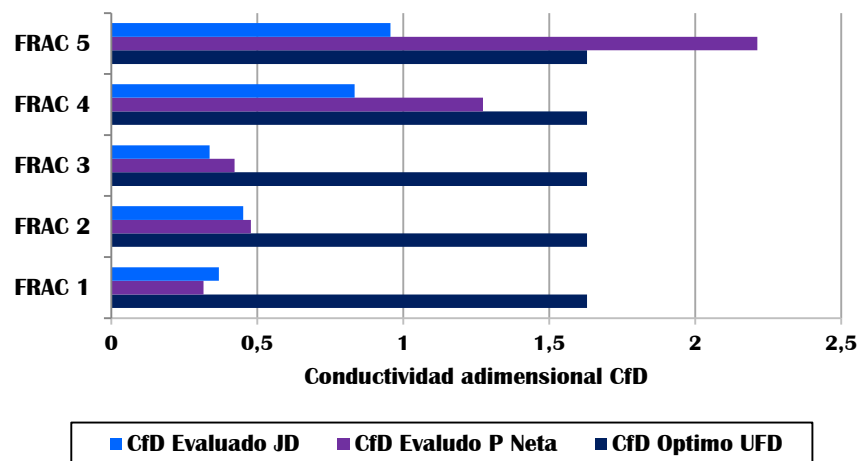
al óptimo. El error relativo del JD a través del ajuste de presión neta está por encima del 20% en los pozos FRAC 5, FRAC 4 y FRAC 3.

Figura 92. Porcentaje de error de las técnicas de Evaluación del índice de productividad adimensional



Fuente: Los Autores

Figura 93. Análisis de los resultados de la Conductividad de fractura



Fuente: Los Autores

La conductividad óptima que proporciona la máxima productividad es 1.63 como se observa en la Figura 102, debido a que  $N_p$  es menor que 0.1. De acuerdo a la

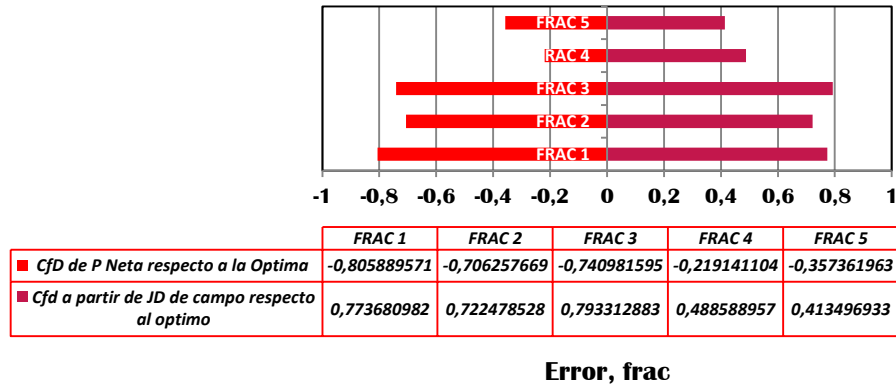
conductividad adimensional obtenida a partir del índice de productividad evaluado a partir de los datos de campo, y el evaluado por el análisis de presión neta, no se logró obtener ésta conductividad deseada. La conductividad adimensional es una función principalmente de la geometría de fractura y de la permeabilidad que el propano pueda generar dentro de la fractura. Varios aspectos diferentes a el de no generar la geometría óptima pueden ser utilizados para describir las causas de la conductividad adimensional sub-óptima.

La conductividad del ajuste de presión neta está obedeciendo solamente a la geometría de fractura simulada por el comportamiento de presión durante el tratamiento y por la permeabilidad del colchón de propano de diseño de acuerdo al tipo de propano inyectado. Por el contrario, cuando se evalúa la conductividad a partir del índice de productividad adimensional obtenido a partir de datos de producción, se tienen en cuenta otros factores que determinan la conductividad adimensional de una respuesta de producción real.

Estos factores que pueden ser omitidos en un análisis de presión neta son principalmente los efectos del crushing y embedment del propano en la disminución de la permeabilidad de la fractura, los efectos adversos producidos por el mal rompimiento del fluido de fractura, la compatibilidad y los componentes del fluido de fractura con los del yacimiento que pueden también generar cambio en el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta la fractura.

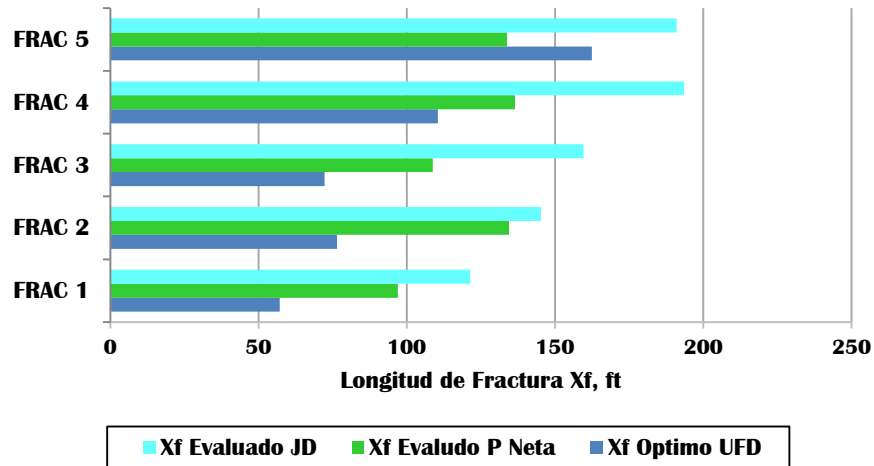
Es decir el valor de la conductividad adimensional más cercano al real es el evaluado a partir de datos de producción.

Figura 94. Error de CFD de las técnicas de evaluación respecto a la de diseño



Como se observa en la Figura 103 los errores relativos de la conductividad obtenida de las dos formas de evaluación con respecto al optimo de diseño es menor en los pozos FRAC 5 y FRAC 4. En estos pozos la conductividad obtenida del indice de productividad de datos de campo alcanzo el 52 y el 59% de la conductividad ideal.

Figura 95. Análisis de los resultados de la longitud de Fractura



Fuente: Los Autores

En la Figura 104. Se muestra las longitudes de fractura de diseño y las evaluadas. Mediante el índice de productividad adimensional, se determinó la conductividad

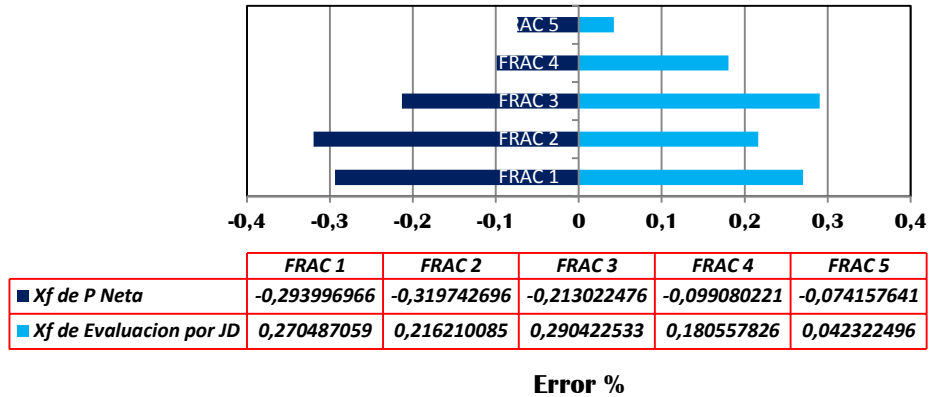
adimensional, y de ésta la geometría de fractura. Como la conductividad adimensional alcanzada fue menor la geometría inducida es subóptima. La longitud de fractura más larga es proveniente del diseño de los yacimientos de más baja permeabilidad como lo son el pozo FRAC 5 y FRAC 4.

La geometría de fractura medida mediante el diagnóstico de presión neta está determinada por el comportamiento de la presión durante el tratamiento. En esta técnica de evaluación el modelamiento de las pérdidas por fricción pueden generar a que surjan diferentes geometrías de fractura como respuesta a un mismo comportamiento de presión.

La evaluación de la geometría de fractura mediante la conductividad adimensional obtenida de datos de campo a través del JD, teniendo en cuenta el concepto de diseño Unificado de fractura, presenta la longitud presumible con la cual el yacimiento pudo generar la respuesta de producción utilizada para determinar el índice de productividad adimensional.

Los errores de las técnicas medidos con respecto al óptimo de diseño tienen menor magnitud en los pozos FRAC 5 Y FRAC 4 como se evidencia en la siguiente gráfica.

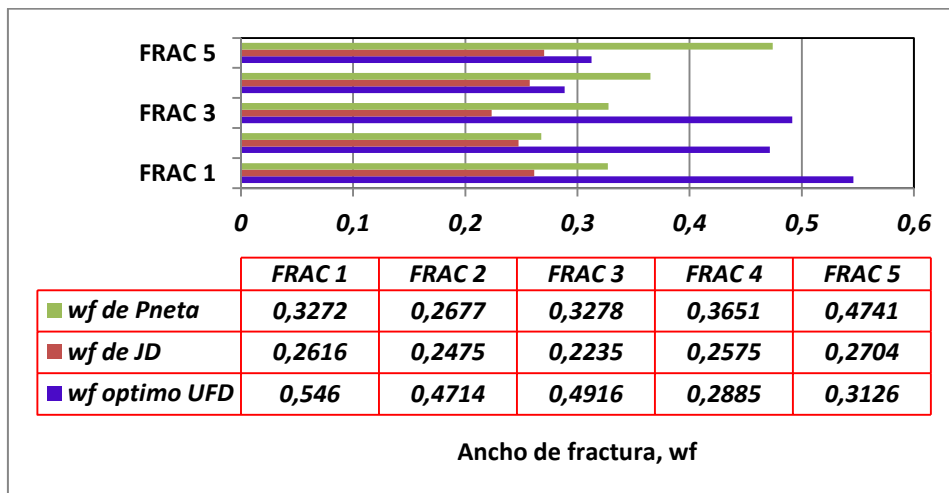
Figura 96. Error relativo de la longitud de fractura de las técnicas de evaluación respecto a la óptima diseñada



Fuente: Los Autores

Las longitudes de fractura más largas obedecen a yacimientos de baja permeabilidad como ya se ha mencionado, además en estos yacimientos se debería inducir un acho de fractura corto como se puede observar en la **Figura 106**.

Figura 97. Análisis de los resultados del Ancho de Fractura



Fuente: Los Autores

Se puede también observar que ambas técnicas de evaluación muestran que la longitud de fractura inducida es más larga que la óptima de diseño y el ancho de la fractura es menor que el ancho óptimo. Esto muestra principalmente que en los tratamientos de fractura evaluados no se ejecutó un TipScreenOut necesario en los tratamientos de más baja permeabilidad como lo son el pozo FRAC 3, FRAC 2 Y FRAC 1 si no se realizó un tratamiento tradicional en el que no se pudo obtener longitudes de fractura menos largas y más gruesas.

## 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se ha logrado aplicar el concepto de Unified Fracture Design (UFD) mediante una metodología de Optimización, que tiene como objeto central maximizar el Índice de Productividad Adimensional ( $JD$ ) posible luego de un tratamiento de fracturamiento hidráulico.

Todas las magnitudes importantes como permeabilidades, tamaño de la fractura y el volumen del yacimiento, están relacionadas con el Número de Propante. Para cada masa de propante inyectado hay un Número de Propante correspondiente y una conductividad adimensional específica con la que se puede obtener el máximo IP adimensional.

Incrementando la masa de propante o la permeabilidad de la fractura empaquetada, resultaría en un aumento del  $JD$ , que tiene un límite máximo de aproximadamente 1.9. Este valor nunca puede darse en la realidad y existen tres razones para que ello no ocurra, una económica y dos físicas. La razón económica es obvia: Al incrementar el tamaño del trabajo, podría resultar en un diferencial mínimo de los beneficios, injustificando los costos incrementales. De la misma manera, usar un propante mejor (y más costoso), puede no justificarse por un decrecimiento incremental similar de los beneficios. De los problemas físicos, el primero afecta a los yacimientos de baja permeabilidad donde el ancho indicado de la fractura puede ser demasiado pequeño; éste no puede ser menor a tres veces los diámetros del propante. Para yacimientos de alta permeabilidad, se tienen anchos de fractura gruesos, que pueden dar lugar a presiones netas muy grandes, excediendo los límites operacionales. Esto último puede llevar a alturas de fractura inaceptables.

Se construyó una herramienta computacional que integra la metodología de diseño UFD para determinar el diseño óptimo de fractura para tratamientos tradicionales y tratamientos TipScreenOut.

Se aplicó la metodología de optimización del Diseño Unificado de Fractura a cinco pozos del Campo Yarigui-Cantagallo, en donde se determinó para cada tratamiento la geometría, que maximizaría la productividad de acuerdo a los parámetros utilizados en la ejecución tales como; la masa de propante inyectada y la permeabilidad del propante. Se determinó, cuál sería el tipo de tratamiento de acuerdo a la permeabilidad efectiva del pozo resultando en tratamientos TSO debido a las altas permeabilidades.

Se utilizaron tres mecanismos de evaluación del diseño óptimo, el Ajuste de Presión Neta, la Metodología Clásica De Contraste De Esfuerzos Y La Información De Producción. En el ajuste de Presión Neta realizada por la compañía de servicios, se encontró la geometría resultante del modelamiento del ajuste de la presión del tratamiento en tiempo real, con la metodología de contraste de esfuerzos se validó el crecimiento vertical de la fractura y de la información de producción se derivó el índice de productividad post-frac.

Se evaluaron los tratamientos en los pozos de estudio mediante la valoración de lo diseñado con lo ejecutado. Se consideraron tratamientos exitosos aquellos en donde se cerró la brecha entre lo planeado y lo evaluado.

Al evaluar estadísticamente el índice de productividad adimensional, se pudo encontrar que el error promedio es inferior al 6% por ende se puede concluir que las fracturas inducidas en los pozos evaluados están optimizadas físicamente, ya que permiten obtener una productividad bastante aceptable, la cual es cercana a la óptima diseñada por el UFD para la masa de propante inyectada teniendo en cuenta las propiedades del yacimiento y del fluido.

Para tener una mayor certeza del comportamiento post-frac de la fractura, es necesario emplear herramientas que permitan una mejor evaluación. Por ello, se recomienda correr pruebas de presión después del fracturamiento, para identificar la conductividad de la fractura y posibles daños que pudieron ser inducidos. Los registros de temperatura antes y después de la fractura, permiten caracterizar la contención o el crecimiento vertical de la fractura, lo que podría ser una herramienta muy útil.

La forma definitiva de obtener información certera acerca de la geometría de fractura inducida en la formación, es mediante el mapeo microsísmico o tiltmeter, que pueden detectar el crecimiento longitudinal de la fractura a través de la propagación sísmica durante el tratamiento.

## BIBLIOGRAFÍA

Britt, L.K.: "Optimized Oil Well Fracturing of Moderate-Permeability Reservoirs." Paper SPE 14371, 1985.

Cinco-Ley, H., and Samaniego, E "Transient Pressure Analysis for Fractured Wells" JPT, 1749-1766, September 1981.

Daal, J.A., Economides, M.J.: "Optimization of hydraulically fractured wells in irregularly shaped drainage areas." Paper SPE 98047, 2006.

Demarchos, A.S., Chomatas, A.S. y Economides, M.J.: "Pushing the Limits in Hydraulic Fracture Design." Paper SPE 86483, 2004.

Department of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, Hydraulic Fracturing. ProductionTechnology, 2004

Dietrich, J.K., JD as a Performance Indicator for Hydraulically Fractured Wells, SPE 93630, April 2005

Diyashev I.R., Sibneft, and Economides M.J., A General Approach to Well Evaluation, SPE 94644, May 2005

Diyashev, I.R., Economides, M.J.: "A General Approach to Well Evaluation." Paper SPE 94644, 2005.

Economides M.J., Demarchos A.S., Mach J.M., Rueda J. and Wolcott D.S., Pushing the Limits of Hydraulic Fracturing in Russia, SPE 90357, September 2004

Economides Michael J., Hill A. Daniel, Ehlig-Economides Christine, Petroleum Production Systems, 1994

Economides Michael J., Martin Tony, Modern Fracturing: Enhancing Natural Gas Production, Chapter 4: Hydraulic Fracture Design for Production Enhancement, 2007

Economides, M.J., Oligney, R.E. y Valkó P.P.: "Unified Fracture Design." OrsaPress, Alvin TX, May 2002.

Gringarten, A. C., and Ramey, A. J., Jr., "Unsteady State Pressure Distributions Created by a Well with a Single-Infinite Conductivity Vertical Fracture" SPEJ, pp. 347-360, August 1974.

Holditch Stephen A., Petroleum Engineering Handbook: Volume IV, Chapter 8: Hydraulic Fracturing, 2007

Howard, G.C., and Fast, C.R.: Hydraulic Fracturing, Monograph Series Vol. 2, SPE, Dallas, Texas, USA, (1970).

Manrique J.F. and B.D. Poe Jr., Evaluation and Optimization of Low- Conductivity Fractures, SPE 106317, January 2007

Marongiu-Porcu M. and Economides M.J., Economic and Physical Optimization of Hydraulic Fracturing, Paper SPE 111793, 2008

Martin Tony, Hydraulic Fracturing Manual, BJ Services Company, June 2005.

Mukherjee, H. y Economides M.J.: "A Parametric Study of Horizontal and Vertical Well Performance." Paper SPE 18303, 1991.

Newberry, B. M., Nelson, R. F., and Ahmed, U., "Prediction of Vertical Hydraulic Fracture Migration Using Compressional and Shear Wave Slowness" SPE Paper 13895, 1985

Oberwinkler, C., Economides, M.J. The Definitive Identification Of Candidate Wells for Refracturing, SPE 84211, October 2003.

Prats, M., "Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior-Incompressible Fluid Case" SPEJ, pp. 105-118, June 1961

Romero, D.J., Valkó, P.P. y Economides, M.J.: "The optimization of the productivity index and the fracture geometry of a stimulated well with fracture face and choke skins." Paper SPE 73758, 2002.

Simonson, E. R., "Containment of Massive Hydraulic Fractures" SPEJ, pp. 27-32, February 1978.

Valkó Peter P., HF2D Frac Design Spreadsheets, Texas A&M University, February 2004.

Valkó Peter P., Mini Frac Spreadsheet, Texas A&M University, February 2004

Valkó, P., and Economides M, . J., "A Continuum Damage Mechanics Model of HydraulicFracturing" JPT,198-205, February 1993

Veatch, R.W. Jr.: "Economics of Fracturing: Some Methods, Examples, and Case Studies." Paper SPE 15509, 1986.

Vincent, M.C., Pearson, C.M., and Kullman, J.: "Non-Darcy and Multiphase Flow in Propped Hydraulic Fractures: Case Studies Illustrate the Dramatic Effect on Well

Productivity”, paper SPE 54630, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Oct 1999.

Wang, X., Economides, M.J.: “Aggressive fracturing slashes turbulence in high permeability gas wells.” WorldOil (July 2004) pp 73-79.

Wang, X., Indriati, S., Valkó, P.P. y Economides, M.J.: “Production Impairment and Purpose-Built Design of Hydraulic Fractures in Gas Condensate Reservoirs.” Paper SPE 64749, 2000.

Warembourg, P.A., Klingensmith, E.A., Hodges, J.E. y Erdle, J.E.: “Fracture Stimulation Design and Evaluation.” Paper SPE 14379, 1985.

Wei, Y., Economides, M.J.: “Transverse Hydraulic Fractures from a Horizontal Well.” Paper SPE 94671, 2005.

# **ANEXOS**

## ANEXO A. CORRIDA DISEÑO YR-52 CON LA HERRAMIENTA OPTFRAC

1. Al iniciar la Herramienta se observa el menú que se muestra a continuación.



2. Para realizar el diseño de fractura, seleccionar el icono optimización del diseño basado en el UFD.

3. Luego aparece la ventana donde se ingresa la información requerida y se selecciona en la parte inferior el modelo de fractura con el que se quiere modelar.

The image shows the input form of the OPTFRAC software. It is divided into several sections: 'Yacimiento' (Reservoir), 'Fluido de fractura' (Fracture fluid), 'Propano' (Propane), and 'Modelo de diseño' (Design model). Each section contains various parameters with input fields. The 'Modelo de diseño' section at the bottom has four radio buttons for selecting a design model: 'Perkins and Kern' (selected), 'Perkins and Kern TSO', 'Geertsma and de Klark', and 'Geertsma and de Klark TSO'. A 'Calcular' (Calculate) button is located at the bottom right of the form.

Yacimiento:	
Permeabilidad, md	105.30
Espesor permeable, ft	57
Radio de drenaje del pozo, ft	2190
Radio del pozo, ft	0.328
Factor skin	6.68
Módulo de deformación E', psi	2000000

Fluido de fractura:	
Tasa de inyección (Bg + prep) bpm	24.8
Viscosidad, cP (Bg/102)in	0.070
Porosidad, n'	0.303
Coefficiente de pérdida de fluido, CL, ft/in <sup>0.5</sup>	0.008
Coefficiente de pérdida por golpeo, Sp, gal/102	0.002

Propano:	
Masa de propano inyectado, lbs	50800
Gravedad específica del material propano	2.73
Porosidad del material propano, %	0.402
Permeabilidad del coque del propano, md	288077
Máximo diámetro del propano, in	0.028

Parámetros de diseño:	
Altura de la fractura, ft	84
Máxima Concentración de propano, lb/galón de fluido	18
Factor de multiplicación de la longitud óptima	1
Factor de multiplicación del pad	1
Cilindro TSO Ancho/saco/ancho húmedo	

**Modelo de diseño**

Perkins and Kern    Perkins and Kern TSO    Geertsma and de Klark    Geertsma and de Klark TSO  

4. Los diseños que no son TSO no requieren del último dato mostrado por tanto esta casilla se inhabilita.

5. Luego de ingresar la información y seleccionar el modelo de fractura deseado, se selecciona en el menú de la parte superior la opción parámetros óptimos del tratamiento.

6. Una vez hecho lo anterior aparecen los parámetros óptimos y subóptimos del diseño. Cuando estas dos columnas son diferentes es porque el diseño óptimo no puede ser ejecutado como se muestra en la siguiente figura.



7. Como el diseño optimo no se puede lograr como lo muestran las observaciones de la herramienta, se acude a un modelo de fractura TSO. Nos dirigimos al menú de entrada y seleccionamos un modelo TSO, asigna un valor en la casilla criterio TSO y calcula.



8. Cuando es seleccionado nuevamente el menú parámetros óptimos del tratamiento, se observa que el diseño óptimo es igual al diseño con restricciones de la parte izquierda, por tanto este puede ser alcanzado técnicamente.



9. En el menú detalles del tratamiento se encuentran las variables respecto al tiempo de ejecución del tratamiento que se requieren para alcanzar el diseño óptimo.



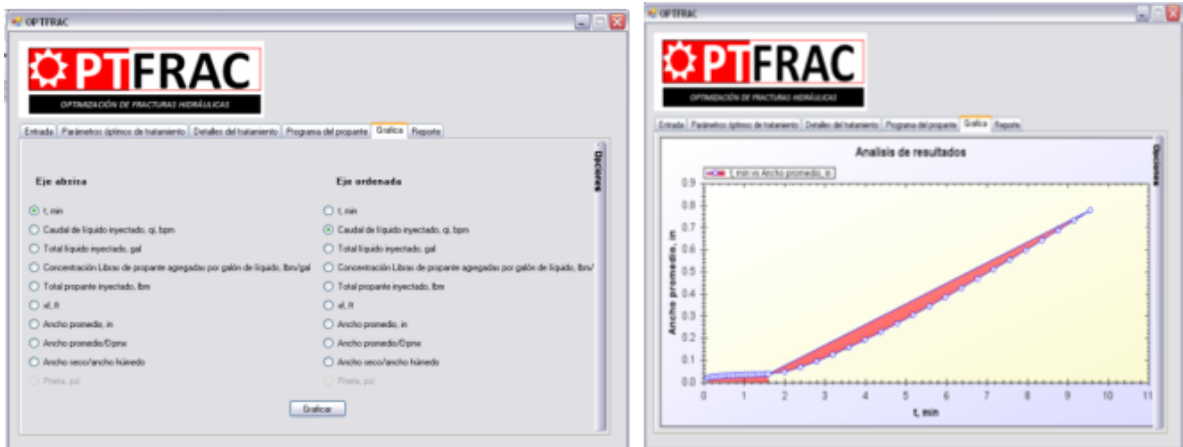
10. En el programa del propano se detalla una tabla simulando las concentraciones y la masa de propano junto con la geometría generada desde el inicio hasta la finalización del tratamiento.

PTFRAC  
OPTIMIZACIÓN DE FRACTURAS HIDRÁULICAS

Entrada | Parámetros óptimos de tratamiento | Detalles del tratamiento | Programa del proyecto | Gráfica | Reporte

t, min	Caudal de líquido inyectado, q, bpm	Total líquido inyectado, gal	Concentración Líbraz de proppante agregadas por galón de líquido, lbs/gal	Total proppante inyectado, lbs	w, ft	A, ft
0.0759	24.8	79.05688	0	0	10.35489	0.1
0.1518	23.30519	153.54225	1.39985	104.20727	15.4854	0.1
0.2277	23.26663	227.71234	1.50149	215.57254	19.52161	0.1
0.3036	23.22238	302.74716	1.54776	328.15179	22.98381	0.1
0.3795	23.15014	375.67685	1.57944	441.85403	25.88072	0.1
0.4554	23.17116	448.54247	1.60195	565.1545	28.67686	0.1
0.5313	23.15349	523.35176	1.62016	684.73758	31.4738	0.1
0.6072	23.13868	597.11306	1.63577	805.39575	33.98449	0.1
0.6831	23.12593	670.8283	1.64924	926.90012	36.18936	0.1
0.7590	23.11472	744.521	1.66189	1049.37086	38.38073	0.1
0.8349	23.10471	818.17479	1.67489	1172.50476	40.45359	0.1
0.9108	23.09566	891.79972	1.68727	1296.2879	42.44023	0.1
0.9867	23.0874	965.39832	1.69902	1420.67089	44.39683	0.1
1.0626	23.0799	1039.97271	1.69989	1545.69279	46.26295	0.1
1.1385	23.07276	1112.52408	1.70054	1671.09194	47.99411	0.1
1.2144	23.0662	1186.05668	1.71251	1796.57436	49.7228	0.1

11. En la parte gráfica se puede divisar el comportamiento de las variables inmersas en el Diseño unificado de fractura con respecto al tiempo u otra variable.



## ANEXO B. CALCULO DE CAUDAL EN FONDO DE POZO E IP.

### EJEMPLO DE APLICACIÓN POZO FRAC 5.

Para obtener el IPR del yacimiento se realizo mediante la metodología a continuación:

1. Cálculo de los caudales en fondo mediante las ecuaciones de flujo multifásico.

Para el cálculo del caudal en fondo de pozo se utilizó la correlación de flujo multifásico de Hagedorn & Brown como se explicó en el capítulo 4.

La data necesaria para utilizar la correlación de Hagedorn & Brown es: (para la condición actual)

$BSW \% = 0.01757$      $\rho_{water} \text{ Lb/gal} = 8.34$      $\rho_{oil} \text{ Lb/gal} = 7.774$      $Q_{O \text{ superficie}} \text{ bb/d} = 61.95$   
 $P_{Bomba} \text{ psi} = 2200$      $P_{wh} \text{ psi} = 510$      $\% \text{Líquido} = 79$      $PMP \text{ (ft)} = 5256$   
 $P_{casing} \text{ (psi)} = 25.3$      $Level \text{ Fluid (ft)} = 3822.4$      $OD = 2.441 \text{ in}$      $fm = 0.022$

1. a Calculamos la densidad de la mezcla con la siguiente ecuación:

$$\rho_{mezcla} = \left( \rho_o * \left( 1 - \left( \frac{BSW}{100} \right) \right) \right) + \left( \rho_w * \left( \frac{BSW}{100} \right) \right)$$

$$\rho_{mezcla} = \left( 7.774 * \left( 1 - \left( \frac{0,01757}{100} \right) \right) \right) + \left( 8,34 * \left( \frac{0,01757}{100} \right) \right) = 7.775 \text{ lb/gal}$$

1. b Luego se determina la presión  $P_{wf}$  mediante la siguiente expresión:

$$P_{wf} = ((0,052 * \rho_{mezcla}) * PMP - (Nivel\ de\ fluido * \%Liq)) + P_{CSG}$$

$$P_{wf} = ((0,052 * 7.775) * 5256 - (3822.4 * 0,79)) + 25.3 = 483.12$$

1. c. Aplicación de la ecuación de Hagedorn & Brown:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{1}{144} * \left[ \rho_m * \text{sen}(\emptyset) + \frac{f_m * \rho_f * V_m^2}{2 * g_c * d} + \frac{\rho_m * \Delta(V_m^2)}{2 * g_c * \Delta H} \right]$$

En esta ecuación se determinan las pérdidas de presión total. El primer término corresponde a las pérdidas de presión por gravedad, el segundo término a las pérdidas de presión por fricción y el tercero a las pérdidas de presión por energía cinética.

Conociendo la presión de fondo y la presión en el cabezal del pozo se determinó el gradiente de pérdidas de presión totales como:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \left(0.51048 \frac{psi}{ft} - 0.09703 \frac{psi}{ft}\right) = 0.413456 \frac{psi}{ft}$$

En la ecuación de pérdidas de presión total, se desprecia el término de las pérdidas de presión por energía cinética ya que en flujo vertical se asume que la velocidad de flujo es constante y laminar.

Conociendo las pérdidas totales determinamos las pérdidas por fricción:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f = \left(\frac{f_m * \rho_L * VL^2}{2 * d * g}\right) = 0.413456 - \left[7.775 * \left(\frac{42}{5.615}\right) * \frac{\text{sen}(90)}{144}\right] = 0.05243 \frac{psi}{ft}$$

Es decir cerca del 80% de las pérdidas de presión es producto del efecto gravitacional.

Una vez conocida las pérdidas por caída de presión en la tubería, el diámetro de las líneas de flujo, se calcula la velocidad real del líquido mediante la siguiente expresión:

$$V_L = \sqrt{\frac{\frac{\Delta P}{\Delta H} * 2 * d * g}{f_m * \rho_L}}$$

$$V_L = \sqrt{\frac{0.05243 * 2 * \left(\frac{2.441}{12}\right) * 32}{0.022 * 7.774 * \left(\frac{42}{5.615}\right)}} = 0.7327 \frac{ft}{s}$$

Se determina la velocidad superficial del líquido en base al % de líquido y la velocidad real del líquido mediante la siguiente expresión:

$$V_{sL} = V_L * H_L$$

$$V_{sL} = 0,7327 * 0,79 = 0.5788 \frac{ft}{seg}$$

Una vez determinado el factor volumétrico del líquido, el área transversal de la tubería es posible calcular el caudal de líquido total como se muestra a continuación:

$$B_L = B_o * (1 - W_{ather}\%) + B_w * W_{hater}\%$$

$$B_L = 1,2 * (1 - 0,01757) + 1,14 * 0,01757 = 1,1895 \text{ BB/STB}$$

$$Q_L = \frac{V_{sL} * 86400 * A_t}{5,615 * B_L}$$

$$Q_L = \frac{0,5788 * 86400 * 0,00812}{5,615 * 1,1895} = 65.79 \text{ bb/d}$$

Es decir en superficie se producen 61.95 bb/d, lo que significa que a esas condiciones de presión se pierden 3.87 bb/d flujo de aceite.

El mismo procedimiento se realizó para cada prueba de producción dando los siguientes resultados:

BSW	PMP ft	Casing Nivel Fluid psi	% Líquido	Presión del Casing psi	Pwf psi	(ΔP/ΔZ)T	(dp/dL)f	vL	vsl	Q POTENCIAL	qIFONDO
0.0231	5256	3420	80	26.1	619.878	0.387	0.0261	0.5173	0.4138	41.113	43.236
0.0254	5256	3652	75	24	510.326	0.399	0.0376	0.6208	0.4656	44.503	48.526
0.0220	5256	3562	79	31.4	572.405	0.391	0.0304	0.5581	0.4409	40.933	45.969
0.0231	5256	3878.6	79	51.6	491.4945	0.417	0.0559	0.7568	0.5979	57.142	67.946
0.0254	5256	3815.56	77	26.1	474.4818	0.4175	0.0565	0.7606	0.5857	58.957	66.561
0.022	5256	3852.94	82	24	489.1051	0.4051	0.0441	0.6717	0.5508	53.471	62.597
0.0029	5256	3856.63	81	31.4	489.6184	0.4128	0.0518	0.7281	0.5898	48.227	67.028
0.0026	5256	3867.64	86	28.9	511.5757	0.4084	0.0474	0.6966	0.5991	52.316	68.086
0.0059	5256	3752.74	89	23	563.854	0.4088	0.0478	0.6998	0.6228	74.597	70.782
0.0192	5256	3833.12	86	25.3	519.9828	0.4091	0.048	0.7013	0.6031	65.681	68.546
0.021	5256	3782.63	79	32.9	503.4433	0.4059	0.0449	0.678	0.5356	50.801	60.869
0.0172	5256	3816.14	82	19.9	497.2024	0.4199	0.0589	0.7768	0.6369	61.354	72.387
0.0176	5256	3822.44	79	25.3	483.1282	0.4135	0.0524	0.7328	0.5789	61.957	65.79

## 2. Calculo del IPR

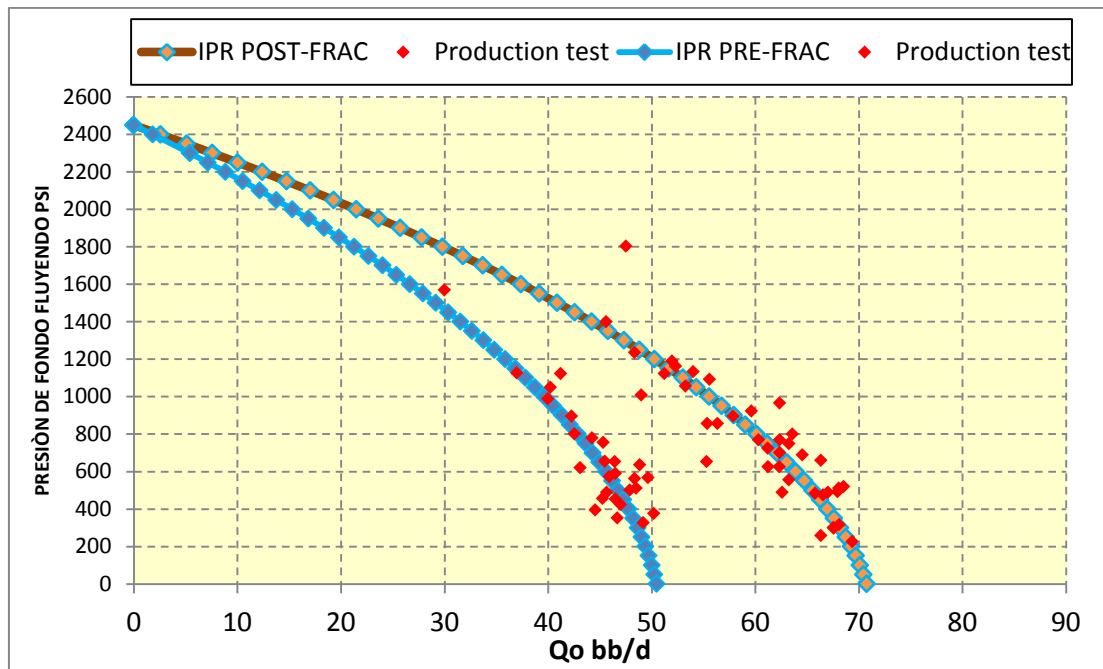
2. a Se determinó el IP mediante la ecuación de Vogel, la cual presento mejor el ajuste con los datos de producción para un yacimiento sub- saturado.

$$Q_{Omax} = Q_o / \left[ 1 - 0,2 * \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

		ANTES	DESPUES
PWF	PSI	572.4	483.12
QO	BB/D	45.93	65.79
PWF/PR	ADIM	0.2336	0.1971
DROWDOWN	PSI	1877	1966
IP ACTUAL	BPD/PSI	0.024	0.034
AOF	BB/D	50.49	70.78

$$Q_o = Q_{o_{max}} * \left[ 1 - 0,2 * \left( \frac{P_{w_f}}{P_r} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{w_f}}{P_r} \right)^2 \right]$$

Pwf	Qo ANTES	Qo DESPUES
2450	0.0	0.0
2400	1.8	2.6
2300	5.4	7.6
2200	8.9	12.4
2100	12.2	17.0
2000	15.3	21.5
1900	18.4	25.7
1800	21.3	29.8
1700	24.0	33.7
1600	26.7	37.4
1500	29.2	40.9
1400	31.5	44.2
1300	33.8	47.3
1200	35.9	50.3
1100	37.8	53.0
1000	39.6	55.6
900	41.3	57.9
800	42.9	60.1
700	44.3	62.1
600	45.6	63.9
500	46.8	65.5
400	47.8	67.0
300	48.7	68.2
200	49.4	69.3
100	50.0	70.1
0	50.5	70.8



$$J^* = \frac{1.8J}{\left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{P}\right)}$$

$$J^*_{ANTES} = \frac{1.8 * (45.93/1877)}{\left(1 + 0.8 \frac{572.4}{2450}\right)} = 0.037109 \text{ BPD/PSI}$$

$$J^*_{DESPUES} = \frac{1.8 * (65.79/1966)}{\left(1 + 0.8 \frac{483.12}{2450}\right)} = 0.052027 \text{ BPD/PSI}$$

## ANEXO C. CÁLCULO DE LA ALTURA DE FRACTURA Y LA PRESION NETA

Mediante el método del contraste de esfuerzos, el cual se encuentra conceptualizado en el capítulo de parámetros de diseño para fracturas hidráulicas en la NSI, se realizó la determinación de la altura de la fractura  $H_f$  para algunos pozos del campo Yrigui-Cantagallo. A continuación, se muestra detalladamente el procedimiento realizado para el pozo FRAC 1. De esta misma forma, se realizó el ejercicio completo para los demás pozos intervenidos.

1. Se debe contar con los registros de del perfil de esfuerzos mínimos con la profundidad y la litología de cada pozo. Estos registros fueron obtenidos de los reportes de campo.
2. Determinar cuál es la zona de interés a fracturar según y en base a los registros obtenidos, para determinar en cada una de las zonas a que profundidades se encuentran tanto la arena como el sello de la misma.
3. Se debe determinar el gradiente de esfuerzos tanto para la arena como para el sello, el cual es la presión del perfil del esfuerzo minio dividido por la profundidad en unidades de  $psi/ft$ .
4. Calcular el promedio del gradiente de esfuerzos en  $psi/ft$  para cada arena y para cada sello. Lo anteriormente mencionado, se puede visualizar en la siguiente Figura.

Perfil de esfuerzo mínimo y promedios entre arenas y sellos.

TVD(ft)	Shmin(psi)	Gradiente (psi/ft)	G Prom (psi/ft)				
5121	4670	0.911931263	0.910066674		5156	3277.90476	0.635745687
5122	4670	0.911753221			5157	3278.66667	0.635770151
5123	4670	0.911575249			5158	3279.42857	0.635794605
5124	4670	0.911397346			5159	3280.19048	0.635819049
5125	4670	0.911219512			5160	3280.95238	0.635843485
5126	4670	0.911041748			5161	3281.71429	0.635867921
5127	4670	0.910864053			5162	3282.47619	0.635892327
5128	4670	0.910686427			5163	3283.2381	0.635916734
5129	4670	0.910508871			5164	3284	0.635941131
5130	4670	0.910331384			5165	3284.7619	0.635965519
5131	4670	0.910153966			5166	3285.52381	0.635989897
5132	4670	0.909976617			5167	3286.28571	0.636014266
5133	4670	0.909799338			5168	3287.04762	0.636038626
5134	4670	0.909622127			5169	3287.80952	0.636062976
5135	4670	0.909444985			5170	3288.57143	0.636087317
5136	4670	0.909267913			5171	3289.33333	0.636111648
5137	4670	0.909090909			5172	3290.09524	0.636135977
5138	4670	0.908913974			5173	3290.85714	0.636160283
5139	4670	0.908737108			5174	3291.61905	0.636184586
5140	4670	0.908560311			5175	3292.38095	0.636208888
5141	4670	0.908383583			5176	3293.14286	0.636233164
5142	4670	0.908206923			5177	3293.90476	0.636257439
5143	3268	0.635426794	0.635940403		5178	3294.66667	0.636281705
5144	3268.7619	0.635451381			5179	3295.42857	0.636305961
5145	3269.52381	0.635475959			5180	3296.19048	0.636330208
5146	3270.28571	0.635500527			5181	3296.95238	0.636354445
5147	3271.04762	0.635525086			5182	3297.71429	0.636378673
5148	3271.80952	0.635549636			5183	3298.47619	0.636402892
5149	3272.57143	0.635574175			5184	3299.2381	0.636427102
5150	3273.33333	0.635598706			5185	3300	0.636451302
5151	3274.09524	0.635623226			5186	4700	0.905762324
5152	3274.85714	0.635647737			5187	4700	0.906111432
5153	3275.61905	0.635672239			5188	4700	0.905936777
5154	3276.38095	0.635696731			5189	4700	0.905762189
5155	3277.14286	0.635721214			5190	4700	0.905587669
					5191	4700	0.905413215
					5192	4700	0.905238829

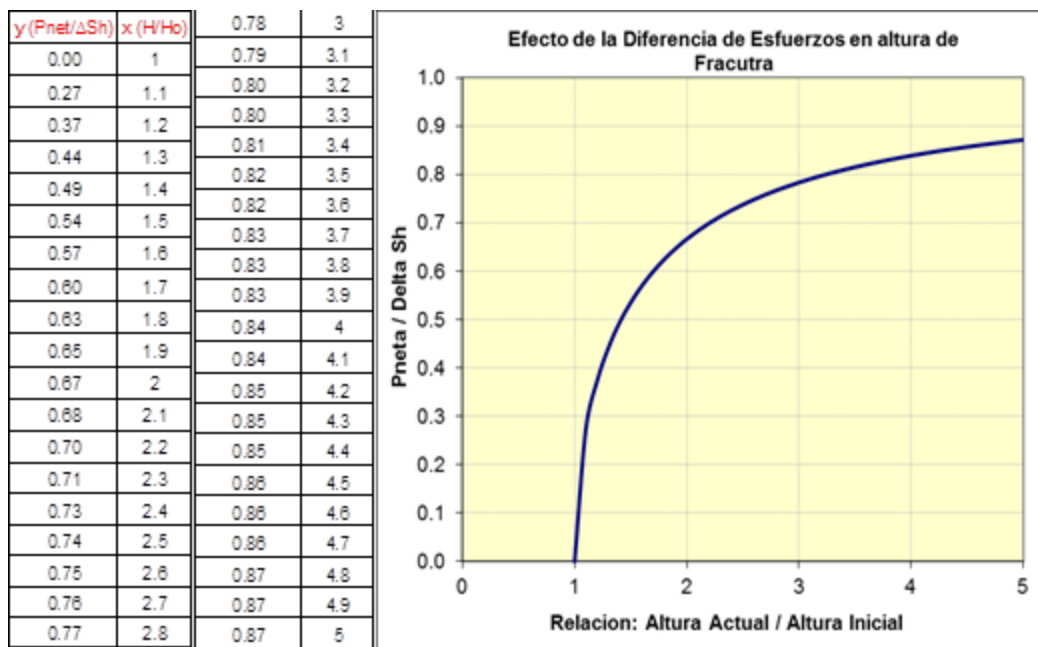
5. Definir las arenas y los sellos (sello Up y Sello Down), respecto a la profundidad y el gradiente de esfuerzos.

Definición de la Arena Sello		
Pozo FRAC 1		Sh (psi/ft)
5121'-5142'	Sello Up	0,910066674
5142'-5185'	Arena	0,635940403
5185'-5192'	Sello Down	0,905762324

6. Definir el contraste de esfuerzos para los sellos (Sello Up y Sello Down), esto se hace mediante la diferencia de gradiente de esfuerzos entre la arena y cada uno de los sellos.

CONTRASTE	
FRAC 1	Sh (psi/ft)
Sello Up	0,274126271
Sello Down	0,26982192

7. Aplicar el método de contraste de esfuerzos teniendo como criterio, el efecto de la diferencia de esfuerzos en el crecimiento de la altura de la fractura. Este criterio utiliza una función  $y$ , la cual es la relación de la presión necesaria para que la fractura crezca en altura a la diferencia del esfuerzo mínimo ( $y (P_{net}/\Delta Sh)$ ), esta relación esta expresada por la siguiente ecuación Vs la relación entre la altura  $H$ , la cual indica la altura que se puede lograr  $yH_0$  como la altura de la fractura equivalente al espesor de la arena.



$$\left(\frac{P_{net}}{\Delta Sh}\right) = \frac{2}{\pi} \left( \cos^{-1} \left[ \frac{1}{\frac{H}{H_0}} \right] \right)$$

8. Finalmente, basados en el numeral anterior, se determina cuanto es el crecimiento de la altura de la fractura mediante el ajuste de la presión que se genera a partir de la diferencia del delta de presión sobre el esfuerzo mínimo para cada uno de los sellos.

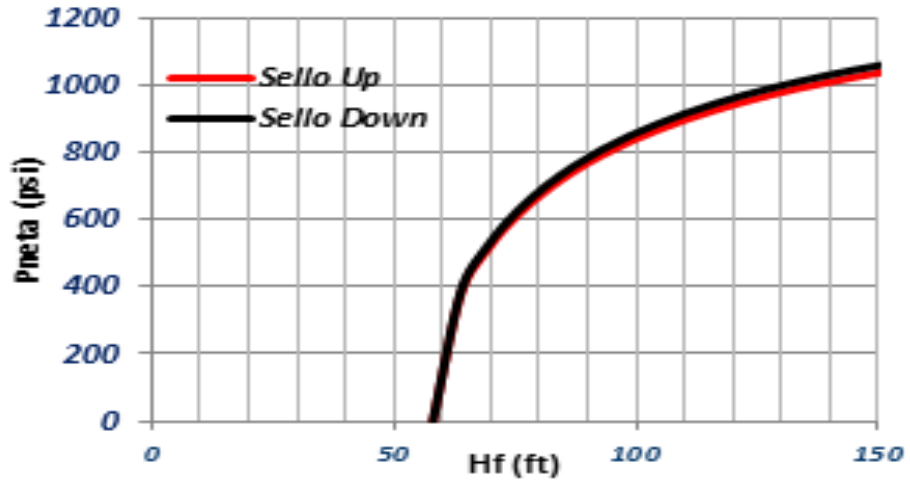
### Crecimiento vertical de la fractura con la Presión neta.

Pozo 52					
Arena 1 - Sello Up	Pneta	Altura Fractura	Arena 1 - Sello Down	Pneta	Altura Fractura
Delta Sh (psi/ft)	0.00	58.00	Delta Sh (psi/ft)	0.00	58.00
0.27	379.24	63.80	0.27	387.32	63.80
Delta Sh = psi	516.91	69.60	Delta Sh = psi	527.92	69.60
1386	611.76	75.40	1416	624.79	75.40
Ho	684.16	81.20	Ho	698.74	81.20
58	742.30	87.00	58	758.11	87.00
Stop 1 (Geometria)	790.48	92.80	Stop 1 (Geometria)	807.33	92.80
832	831.31	98.60	849.52	849.02	98.60
Stop 2 (Sello)	866.47	104.40	Stop 2 (Sello)	884.93	104.40
21	897.16	110.20	7	916.27	110.20
100	924.22	116.00	72	943.91	116.00
	948.30	121.80		968.50	121.80
	969.88	127.60		990.55	127.60
	989.35	133.40		1010.44	133.40
	1007.02	139.20		1028.48	139.20
	1023.14	145.00		1044.94	145.00
	1037.90	150.80		1060.02	150.80

9. Mediante la ecuación para determinar la presión neta del crecimiento de la altura de la fractura y los parámetros de tratamiento como la presión de superficie  $P_s$ , la presión hidrostática  $P_H$ , la presión por pérdidas  $P_{perdidas}$  y la presión de cierre  $P_{cierre}$ , se obtiene que dicha presión corresponde al valor de 817 psi, para lograr una fractura de 98,6 ft de altura aproximadamente.

$$P_{Neta} = P_f - P_c = P_s + P_H - P_{Perdidas} - P_{cierre} = 817 \text{ psi.}$$

Crecimiento vertical de acuerdo a la presión neta lograda en el tratamiento.



PARAMETRO DE TRATAMIENTO	OPERACIÓN
Presión de "rompimiento" en superficie, Psi	3171
Presión máxima en superficie, Psi	3190
Presión promedio de tratamiento en Superficie, Psi.	2990
Tasa máxima de bombeo, BPM	25.1
Tasa promedio de bombeo, BPM	24.8
Pre-ISIP	-
ISIP	1778
Pérdidas de Presión por fricción, Psi	820
Presión de cierre en superficie, Psi	1353
Presión de cierre en fondo, Psi.	3562
Gradiente de fractura, Psi/Ft.	0.79

Contraste de esfuerzos Sellos-Arenas			
FRAC1	Delta Sh (psi)	Pneta (psi)	Hf (ft)
<b>Sello Up (5121' – 5142')</b>	1386	832,00	98,60
<b>Sello Down (5185'-5192')</b>	1416	849,50	98,60