

**METODOLOGÍA PARA IDENTIFICAR LOS FACTORES GEOMECÁNICOS Y
GEOLÓGICOS INFLUYENTES EN TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO EN POZOS DE UN CAMPO COLOMBIANO**



IVÁN ARTURO VECINO VILLAMIZAR

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

2013

**METODOLOGÍA PARA IDENTIFICAR LOS FACTORES GEOMECÁNICOS Y
GEOLÓGICOS INFLUYENTES EN TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO EN POZOS DE UN CAMPO COLOMBIANO**

IVÁN ARTURO VECINO VILLAMIZAR

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

Director

Msc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ

Codirectores

Ing. SERGIO ANDRÉS ARDILA ARDILA

Msc. REINEL CORZO RUEDA

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

2013

DEDICATORIA

Primero a Dios todo Poderoso, por darme la oportunidad de estar aquí.

A mi viejo, que aunque hoy no está físicamente conmigo, desde el cielo ha sido la base para lograr este sueño que una vez los dos juramos alcanzar. Gracias por ser mi héroe y mi mejor amigo. Hoy estoy dando el último paso para conseguirlo.

A mi mamá, mi empujoncito de siempre, la persona más importante en mi vida, que nunca me dejó ni me ha dejado caer pese a las adversidades y siempre ha estado tanto en mis triunfos como en mis derrotas haciendo de mí la persona que soy hoy. Te amo.

A mis chicuelas, Sandra y Andrea, gracias por ser más que mis hermanas, mis mejores amigas.

A todos mis familiares. Tíos, tías abuelos, primos... Por escucharme, apoyarme, enseñarme cada día a ser la persona que soy hoy. Por ser la mejor familia que cualquier persona hubiese querido tener. Gracias.

A Mayra y Camilo por ser mis mejores amigos, mis compañeros de las mejores cosas que haya hecho en la vida.

Finalmente, todos mis amigos y compañeros de la carrera. Un honor poder compartir tantos conocimientos y experiencias con ustedes.

AGRADECIMIENTOS

El autor desea expresar sus más sinceros agradecimientos a:

Ingeniero Sergio Ardila, porque más que el codirector de este proyecto fue un gran amigo, que siempre estuvo pendiente de hacerme los mejores aportes para sacar adelante este trabajo y hacerme crecer tanto como profesional como persona. Por toda su paciencia y tiempo dedicado al presente proyecto, muchas gracias.

Ingeniero Fernando Calvete, por todos los aportes y sabias recomendaciones para desarrollar el presente proyecto.

Ingeniero Reinel Corzo, por todos sus valiosos aportes a lo largo de este trabajo y saber ser un consejero tanto para el conocimiento como para la vida. Gracias por tantas enseñanzas.

A la **Doctora Zuly Calderón**, por ser una gran consejera tanto para la vida como para mi desarrollo profesional, además de los excelentes aportes realizados a éste proyecto.

Grupo de Investigación de Estabilidad de Pozo, por darme la oportunidad de trabajar con ustedes el presente proyecto y convertirse en mi segunda casa de conocimiento. Muchas gracias a todos los integrantes por sus opiniones y sabios aportes y por permitirme ser un mejor profesional.

Universidad Industrial de Santander, por permitir formarme como un excelente profesional y ser mi segunda casa durante estos cinco años.

Escuela de Ingeniería de Petróleos, a cada uno de sus profesores que transmitieron su conocimiento e hicieron de mi hoy un profesional de alta calidad.

A todos mis compañeros de la carrera por tantas experiencias y batallas ganadas con esfuerzo y dedicación y por sus palabras de apoyo en todo momento. A mis grandes amigos petroleros Anny, Laura, Harley y Vane, gracias por todo.

TABLA DE CONTENIDO.

INTRODUCCION.....	18
1. TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	20
1.1. ORIGEN E HISTORIA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	20
1.2. DEFINICIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	21
1.2.1. Descripción del proceso.....	22
1.3. ¿EN QUÉ CASOS SE DEBE REALIZAR UN TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO?.....	23
1.3.1. Aumentar el índice de producción en zonas con bajos valores de permeabilidad.....	23
1.3.2. Remover el daño en las cercanías al pozo.....	24
1.3.3. Mejorar las condiciones de un posible recobro secundario.....	25
1.3.4. Eliminación de residuos y fluidos en superficie.....	25
2. GEOMECAÁNICA DE LOS TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	26
2.1. PARAMETROS GEOMECAÁNICOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ..	26
2.1.1. Esfuerzos principales e In-Situ.....	26
2.1.2. Esfuerzo efectivo.....	27
2.1.3. Presión de poro.....	28
2.1.4. Gradiente de fractura.....	28
2.1.5. Presión de cierre.....	29
2.1.6. Distribución de esfuerzos alrededor del pozo.....	29
2.2. GEOMETRÍA DE LA FRACTURA HIDRÁULICA.....	31
2.3. PROPAGACIÓN Y ORIENTACIÓN DE LA FRACTURA HIDRÁULICA.....	32
2.3.1. Fractura vertical.....	33
2.3.2. Fractura horizontal.....	34
2.3.3. Tortuosidad de la fractura.....	35
3. FACTORES GEOMECAÁNICOS Y GEOLÓGICOS INFLUYENTES EN EL COMPORTAMIENTO DE LA FRACTURA HIDRÁULICA.....	37
3.1. TIPO DE FALLA DE LA ROCA.....	38
3.1.1. Falla por corte o cizalla.....	38
3.1.1.1. Criterio de falla de Mohr-Coulomb.....	39
3.1.2. Falla por tensión o extensión.....	40
3.1.2.1. Resistencia tensil de la roca (T_0).....	40

3.1.3.	Falla por tensión en fracturamiento hidráulico.	42
3.1.4.	Sensibilidad al tipo de falla en función de las propiedades mecánicas de la roca.	45
3.1.4.1.	Deducción del tipo de falla a partir del archivo tipo Macro Excel.	47
3.2.	ORIENTACIÓN DEL POZO.....	48
3.2.1.	Distribución de esfuerzos en la cara de un pozo orientado.....	48
3.2.2.	Efecto de la orientación del pozo de acuerdo al régimen de esfuerzos	52
3.3.	ANISOTROPÍA DE ESFUERZOS HORIZONTALES.....	56
3.3.1.	Efectos de la anisotropía en la creación y propagación de la fractura	56
3.3.2.	Influencia de la anisotropía en el gradiente de fractura.....	57
3.4.	PRESENCIA DE FRACTURAS NATURALES Y MÚLTIPLES.....	60
3.4.1.	Fracturamiento hidráulico en presencia de fracturas naturales.....	61
3.4.1.1.	Orientación de fracturas naturales en la dirección de PPF	62
3.4.1.2.	Orientación de fracturas naturales en dirección diferente al PPF	62
3.4.2.	Interacción fractura hidráulica-fractura natural.....	63
3.5.	PRESENCIA DE FALLAS GEOLÓGICAS Y TECTÓNICA ACTIVA.....	66
3.5.1.	Incidencia de la tectónica activa en el campo de esfuerzos.....	67
3.5.2.	Desajuste entre el valor de esfuerzo mínimo y esfuerzo de cierre.....	69
3.6.	CONTRASTE DE ESFUERZO MÍNIMO Y RELACIÓN DE ESPESOR ENTRE FORMACIONES.....	71
3.6.1.	Contraste de esfuerzo de cierre entre formaciones	73
3.6.2.	Relación de espesor entre formaciones adyacentes	74
3.7.	CONTRASTE DE PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA.....	76
3.7.1.	Módulo de Young	76
3.7.2.	Relación de Poisson.....	77
4.	ANÁLISIS DE PRESIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	79
4.1.	PRUEBAS PRE-FRAC DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	80
4.1.1.	Step Rate Test (S.R.T.).....	80
4.1.2.	Prueba Step Down Test (S.D.T.)	82
4.1.3.	Prueba Minifrac	84
4.2.	“FUNCIÓN G” O DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN DE NOLTE.....	85
4.2.1.	Análisis de la presión dependiente del leakoff (Barre y Mukherjee)	87
4.2.1.1.	Leakoff dependiente de la presión.	88
4.2.1.2.	Recesión de la altura.	89

4.3.	GRÁFICAS DE NOLTE-SMITH.....	90
4.4.	RELACIÓN DE LA PRESIÓN NETA CON REGÍMENES TECTÓNICOS ACTIVOS	94
5.	DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PARA LOS FACTORES GEOMECÁNICOS Y GEOLÓGICOS A IDENTIFICAR.....	96
5.1.	METODOLOGÍA PARA EL TIPO DE FALLA.....	97
5.2.	METODOLOGÍA PARA LA ORIENTACIÓN DEL POZO.....	98
5.3.	METODOLOGÍA PARA LA ANISOTROPÍA DE ESFUERZOS HORIZONTALES	100
5.4.	METODOLOGIA PARA FRACTURAS NATURALES Y MULTIPLES.....	102
5.5.	METODOLOGÍA PARA LA PRESENCIA DE FALLAS GEOLÓGICAS Y TECTÓNICA ACTIVA.....	107
5.6.	METODOLOGÍA PARA EL CONTRASTE DE ESFUERZOS DE CIERRE ENTRE FORMACIONES.....	110
5.7.	METODOLOGÍA PARA EL CONTRASTE DE PROPIEDADES MECÁNICAS ENTRE FORMACIONES.....	111
6.	DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA Y GEOMECÁNICA DEL CAMPO DE ESTUDIO.....	113
6.1.	LOCALIZACIÓN DEL CAMPO.....	113
6.2.	DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA.....	114
6.2.1.	Estratigrafía.....	114
6.2.2.	Modelo geológico-estructural del campo.....	116
6.2.2.1.	Densidad de fracturas naturales de la Unidad K1.....	117
6.3.	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL ÁREA Y MODELAMIENTO GEOMECÁNICO DEL CAMPO.....	119
6.3.1.	Desarrollo del modelo geomecánico.....	120
6.3.1.1.	Caracterización litológica.....	121
6.3.1.2.	Determinación del perfil de presión de poro.....	122
6.3.1.3.	Cálculo de propiedades mecánicas de la roca.....	124
6.3.1.4.	Determinación del perfil de esfuerzos (ajuste del perfil de esfuerzo mínimo) y orientación del esfuerzo máximo horizontal.....	129
7.	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DESARROLLADA AL CAMPO DE ESTUDIO.....	138
7.1.	EJEMPLO DE APLICACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA. Pozo A22. Intervalo 10662-10685 ft.....	139
7.2.	COMPARACIÓN DE RESULTADOS.....	151

7.3.	RESULTADOS APLICACIÓN METODOLOGÍA POZOS FRACTURADOS CAMPO DE ESTUDIO	153
7.4.	DISTRIBUCIÓN DE FACTORES IDENTIFICADOS Y DE SU EFECTO EN EL CAMPO DE ESTUDIO (FORMACIÓN K1).	165
8.	CONCLUSIONES.....	171
9.	RECOMENDACIONES	174
10.	BIBLIOGRAFÍA.	176
	ANEXOS	181

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema general de un tratamiento de Fracturamiento Hidráulico.	21
Figura 2. Proceso de creación de una fractura hidráulica.	23
Figura 3. Fractura hidráulica inducida con el fin de remover daño en cercanías a la cara del pozo.....	24
Figura 4. Esfuerzos normales y de corte actuantes en un cuerpo junto con su respectivo tensor.	27
Figura 5. Distribución de esfuerzos alrededor del pozo.....	30
Figura 6. Geometría ideal de una fractura hidráulica.	31
Figura 7. Dirección de crecimiento y azimut de una fractura hidráulica.....	33
Figura 8. Esquema de una fractura vertical.....	33
Figura 9. Esquema de una fractura Horizontal.....	34
Figura 10. Efecto de la tortuosidad en el proceso de propagación de una fractura inducida.	35
Figura 11. Falla por corte o cizalla.	39
Figura 12. Línea de falla en un diagrama esfuerzo-deformación.....	40
Figura 13. Falla por tensión.	41
Figura 14. Representación de la falla por tensión a través del círculo de Mohr.....	41
Figura 15. Esfuerzos tangenciales alrededor del pozo.....	42
Figura 16. Falla por tensión requerida para un fracturamiento hidráulico en función de los esfuerzos alrededor del pozo.....	43
Figura 17. Representación de la falla por corte a través del círculo de Mohr.	43
Figura 18. Determinación del tipo de falla a través del archivo Macro.....	47
Figura 19. Distribución de esfuerzos alrededor de un pozo orientado.....	49
Figura 20. Comportamiento de presión de inicio de fractura en función del régimen de esfuerzos.	52
Figura 21. Fracturas ramificadas causadas por bajo esfuerzo diferencial.	57
Figura 22. Sensibilidad de la presión de inicio de fractura para diferentes anisotropías de esfuerzos.	58
Figura 23. Roca naturalmente fracturada.....	60
Figura 24. Intersección entre una fractura hidráulica y una fractura natural.	61
Figura 25. Tratamiento de fracturamiento hidráulico en red de fracturas naturales.	63
Figura 26. Fenómenos de apertura y cruce de la fractura natural.	64

Figura 27. Esquema de un Tip Screen Out.....	65
Figura 28. Regímenes de esfuerzos normal, rumbo deslizante e inverso.	67
Figura 29. Corte estructural de un régimen inverso tectónicamente activo.	68
Figura 30. Acople de la presión de cierre con la presión de poro. Análisis de Potocki.	70
Figura 31. Problemas más comunes causados por la no contención en altura de una fractura hidráulica.	71
Figura 32. Crecimiento de una fractura hidráulica confinada e inconfiada.....	73
Figura 33. Escenario optimo y adverso en la contención en altura de una fractura hidráulica.	75
Figura 34. Cálculo del módulo de Young por prueba triaxial en laboratorio.....	76
Figura 35. Deformación dimensional de un cuerpo sometido a una fuerza unidimensional. Relación de Poisson.	77
Figura 36. Configuración ideal de Modulo de Young y Relación de Poisson en operaciones de fracturamiento hidráulico.....	78
Figura 37. Presiones en el cuerpo de una fractura hidráulica.....	79
Figura 38. Prueba de Step Rate Test.....	81
Figura 39. Identificación de fracturas múltiples en una prueba Step Rate Test.	81
Figura 40. Prueba Step Down Test.	82
Figura 41. Análisis de la prueba SDT.....	83
Figura 42. Prueba Minifrac.....	84
Figura 43. Gráfica de declinación de presión versus raíz cuadrada del tiempo.	85
Figura 44. Representación gráfica de la Función G o de Nolte.	86
Figura 45. Esquema típico de la derivada y superposición de la derivada de la función G.	87
Figura 46. Comportamiento de la Función G para leakoff dominado por fisuras.	88
Figura 47. Comportamiento de la Función G para recesión en la altura.....	89
Figura 48. Gráfica de Nolte-Smith.....	91
Figura 49. Modo II y III de Nolte-Smith por presencia de discontinuidades naturales.....	93
Figura 50. Crecimiento vertical representado por los modos I, II y IV en la gráfica de Nolte- Smith.	94
Figura 51. Diagrama de flujo de la metodología para el Tipo de Falla.....	97
Figura 52. Diagrama de flujo de la metodología para Orientación del Pozo.	98
Figura 53. Análisis de la influencia de la inclinación del pozo en el gradiente de fractura y el tipo de falla.	99

Figura 54. Diagrama de flujo de la metodología para la Anisotropía de Esfuerzos.....	100
Figura 55. Diagrama de flujo de la metodología para Fracturas Naturales y Múltiples. ...	102
Figura 56. Función G y pérdidas por tortuosidad en prueba SDT.	104
Figura 57. Análisis de la prueba SRT.....	106
Figura 58. Diagrama de flujo de la metodología para la presencia de fallas geológicas y tectónica activa.....	107
Figura 59. Análisis de Potocki de acople de la presión de cierre con la presión de poro.	108
Figura 60. Diagrama de flujo de la metodología para el Contraste de esfuerzos y espesor entre formaciones adyacentes.....	110
Figura 61. Diagrama de flujo de la metodología para el Contraste de Propiedades Mecánicas.	111
Figura 62. Cuenca del Piedemonte Llanero colombiano (color rojo).	114
Figura 63. Columna estratigráfica Cuenca de los Llanos Orientales.	115
Figura 64. Mapa geológico-estructural del campo de estudio.	117
Figura 65. Distribución de discontinuidades naturales en la Sub Unidad K1 Superior.....	118
Figura 66. Pozos fracturados en la Unidad K1- campo de estudio.	120
Figura 67. Registro Gamma Ray y Vshale del pozo A22.	121
Figura 68. Perfil de esfuerzo de sobrecarga para el pozo A22.....	122
Figura 69. Gráfica de DT vs TVD. Método de Eaton.	123
Figura 70. Perfil de presión de poro para el pozo A22.	123
Figura 71. Perfil de propiedades mecánicas del pozo A22.....	126
Figura 72. Ubicación de propiedades desde el pozo con pruebas de laboratorio a un pozo de interés.....	128
Figura 73. Calibración de perfiles de propiedades mecánicas con datos de laboratorio.	129
Figura 74. Gráfica de presión vs Caudal durante una prueba SRT. Pozo A22.....	130
Figura 75. Determinación del gradiente de fractura para el pozo A22.....	131
Figura 76. Determinación del gradiente de fractura con alto esfuerzo de cierre (reportados).....	133
Figura 77. Determinación del gradiente de fractura con anisotropía variable.	134
Figura 78. Correlación para el esfuerzo de cierre del campo de estudio a partir del ajuste del esfuerzo mínimo por gradiente de fractura.....	136
Figura 79. Perfil de esfuerzos principales y ventana de estabilidad para el pozo A22....	137
Figura 80. Análisis gráfico de Potocki de la formación K1 del campo de estudio	138
Figura 81. Resultados Macro Excel Tipo de Falla para el pozo A22 (10662-10685 ft), ..	139

Figura 82. Registro de imagen Intervalo 10662-10685 pozo A22.....	142
Figura 83. Orientación y densidad de fracturas naturales en la sub-unidad MFS5 del campo de estudio.	143
Figura 84. Función G del intervalo 10662-10685 pozo A22	144
Figura 85. Pruebas SRT y Minifrac Intervalo 10662-10685 pozo A22.....	145
Figura 86. Ubicación estructural del pozo A22 en la formación K1.	147
Figura 87. Configuración de esfuerzo mínimo del pozo A22.	148
Figura 88. Contraste de Relación de Poisson y Módulo de Young en el intervalo 10622-10685 Pozo A22.	150
Figura 89. Geometría de fractura por registro de temperatura. Intervalo 10662-10685. Pozo A22.	151
Figura 90. Tipo de falla pozo A27 con esfuerzos ajustados a los del campo de estudio	162
Figura 91. Tipo de falla por corte antes que tensión en el pozo A27 (10733-10748 ft)...	163
Figura 92. Distribución del tipo de falla en los pozos analizados del campo de estudio.	165
Figura 93. Distribución del efecto de la orientación del pozo en los pozos analizados del campo de estudio.	166
Figura 94. Distribución del efecto de la anisotropía en los pozos analizados del campo de estudio.	167
Figura 95. Distribución del efecto de las fracturas naturales y múltiples en los pozos analizados del campo de estudio.....	167
Figura 96. Distribución del efecto de fallas geológicas y tectónica activa en los pozos analizados del campo de estudio.....	168
Figura 97. Distribución del efecto del contraste de esfuerzos y espesor entre formaciones de los pozos analizados del campo de estudio.	169
Figura 98. Distribución del efecto del contraste de propiedades mecánicas de la roca de los pozos analizados del campo de estudio.	170

LISTA DE TABLAS.

Tabla 1. Dirección de propagación de fracturas hidráulicas en función del régimen de esfuerzos.	34
Tabla 2. Sub-Unidades de la Unidad K1 Inferior en el campo de estudio.....	116
Tabla 3. Densidad de fracturas naturales en el campo de estudio.	119
Tabla 4. Propiedades mecánicas medidas en laboratorio del pozo A11.	127
Tabla 5. Cálculo de la anisotropía por breakouts medidos en cara de pozo.....	132
Tabla 6. Valores de esfuerzos de cierre para los pozos fracturados en el campo de estudio.	135
Tabla 7. Relación de esfuerzos de cierre y espesores del intervalo 10662-10685 A22. .	149
Tabla 8. Comparación de resultados entre la metodología y comportamiento real. Intervalo 10662-10685. Pozo A22.	152
Tabla 9. Resultados aplicación de la metodología pozo G4 (10722-10759).....	154
Tabla 10. Resultados aplicación de la metodología pozo A5 (10513-10525).	155
Tabla 11. Resultados aplicación de la metodología pozo A7 (10520-10541 ft)	156
Tabla 12. Resultados de la metodología pozo A14 (10600-10614 ft).....	158
Tabla 13. Resultados aplicación de la metodología pozo A20 (10518-10543 ft)	159
Tabla 14. Propiedades mecánicas y características del pozo A27 (10733-10748 ft).....	161
Tabla 15. Propiedades mecánicas y características del pozo A27 (10733-10748 ft). Obtención de falla por corte antes que tensión.	163

TITULO: METODOLOGIA PARA IDENTIFICAR LOS FACTORES GEOMECÁNICOS Y GEOLÓGICOS INFLUYENTES EN TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN POZOS DE UN CAMPO COLOMBIANO.*

AUTOR: IVÁN ARTURO VECINO VILLAMIZAR**

PALABRAS CLAVE: Fracturamiento Hidráulico, Generación y propagación de la fractura hidráulica, Factor geomecánico, Factor geológico, Modelamiento geomecánico, Pruebas de presión de fracturamiento hidráulico, Metodología.

RESUMEN. El fracturamiento hidráulico es la técnica de estimulación más utilizada alrededor del mundo, en yacimientos de baja permeabilidad y alto daño, principalmente por el incremento que se alcanza en las tasas de producción después de realizar el tratamiento.

Pese al impacto en la industria petrolera, para que dicha efectividad pueda ser alcanzada, es importante tener en cuenta que éste proceso se encuentra en función de ciertos factores, siendo los relacionados con el medio de propagación, es decir la formación de interés, los de mayor influencia.

Es por ésta razón que el presente trabajo inicia con un estudio teórico de los factores de tipo geomecánico y geológico generalmente relacionados con el desarrollo de los tratamientos de fracturamiento, así como de diversas técnicas de análisis de presiones como las gráficas de Nolte-Smith y “Función G”, y análisis de pruebas PRE-FRAC, presentando además la manera cómo éstos factores pueden ser identificados a través de las mencionadas técnicas de análisis de presiones.

Tomando como base lo anterior y a través de la caracterización del campo de aplicación, logrando así su pleno conocimiento y patronamiento, se desarrolla como objetivo principal de la investigación, una metodología que permite identificar qué factores de los estudiados con anterioridad pueden ejercer influencia, haciendo uso del conocimiento de su efecto en el proceso de propagación así como del mencionado análisis de las pruebas de presión, logrando un mejor entendimiento del comportamiento del tratamiento y así mismo a través de la comparación de los resultados arrojados por la metodología, con los obtenidos en el tratamiento como tal, validarla, para extender su uso a futuros fracturamientos, lo que ayudaría a aumentar la fiabilidad previa a su ejecución.

*proyecto de grado

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Fernando Calvete. Codirector: Sergio Ardila. Reinel Corzo.

TITLE: METHODOLOGY TO IDENTIFY THE GEOMECHANICAL AND GEOLOGICAL FACTORS INFLUENTIAL IN HYDRAULIC FRACTURING TREATMENTS IN WELLS OF A COLOMBIAN FIELD.

AUTHOR: IVÁN ARTURO VECINO VILLAMIZAR**

KEYWORDS: Hydraulic Fracturing, Generation and propagation of a hydraulic fracture, Geomechanical factor, Geological factor, Hydraulic Fracturing Pressure Tests, Geomechanical model, Methodology.

ABSTRACT. Hydraulic fracturing in the well's stimulation most used technique worldwide, in low-permeability and high damage reservoirs, mainly due to the increase that occurs at production rates after the treatment.

Despite the impact on the oil industry, that such effectiveness can be achieved, it is important to note that this process is in function of some factors, where the related with the propagation medium, I mean the reservoir, are the most influential.

Is for this reason that the present document begins with a theoretical study of the geomechanical and geological factors generally associated with the developments of hydraulic fracturing treatments, as well as various pressure analysis techniques such as Nolte-Smith and G Function plots, also presenting how these factors can be identified by the pressure analysis techniques mentioned above.

Based on the above and through application field characterization, its develops like the principal objective of this investigation, a methodology to identify what factors of the previously studied could influence, using the knowledge of the effect in the propagation process and analysis of the pressure tests, achieving a better understanding of the behavior of treatment as well through comparison of the results from the application of the methodology with obtained results at real fracture treatments, validate it, which will allows use it in future treatment, which will help to increase the realibility previous to the execution.

**1

**1Physical-Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Fernando Calvete. Codirector: Sergio Ardila. Reinel Corzo.

INTRODUCCIÓN

Desde los inicios de la industria petrolera, llevar a un máximo la producción de los pozos es uno de los principales objetivos que se traza en el desarrollo de un campo. Para lograr lo anterior, un incontable número de técnicas de estimulación, unas no tan exitosas como otras, han sido implementadas o al menos probadas, buscando alcanzar esos elevados índices que aseguren el éxito de la inversión.

Una de éstas técnicas es el fracturamiento hidráulico, que debido a los excelentes resultados que se presentan después de su implementación, se ha convertido sin duda en la técnica de estimulación del yacimiento, más popular dentro del marco de alcanzar los ya mencionados y anhelados incrementos de producción.

Pese a esta positiva prospectiva que está arraigada a los tratamientos por fracturas inducidas, para que dichas efectividades puedan ser exitosamente alcanzadas, debe tenerse en cuenta que los tratamientos de fracturamiento hidráulico son afectados durante su desarrollo por un amplio número de factores de todo tipo que se relacionan con los resultados obtenidos y que los convierten en una operación de alta complejidad.

Dentro de estos factores, los de índole geomecánico y geológico pueden ser considerados como los de mayor grado de afectación, debido a la directa relación de dependencia e interacción que tiene la fractura hidráulica inducida con el medio en el cual se encuentra propagándose y las condiciones bajo las cuales está ocurriendo dicho proceso de propagación, lo cual afectará directamente la geometría lograda y consecuentemente la efectividad de dicho tratamiento en términos de producción.

Es así como inconvenientes en algunas ejecuciones para iniciar y realizar el proceso de propagación, conllevaron a requerir un estudio de la manera como

ciertos factores de tipo geomecánico tanto geológico podrían encontrarse afectando dicho comportamiento.

Por lo anterior, y como eje central del presente proyecto, es de vital importancia identificar y estudiar los factores tanto de tipo geomecánico como geológico que pueden ejercer alguna influencia sobre el proceso de propagación y crecimiento de una fractura hidráulica inducida en el yacimiento, logrando así un mejor entendimiento sobre la manera en que dichos factores afectan éste proceso y por consiguiente establecer un criterio que permita reconocer los panoramas en los cuales un tratamiento de este tipo puede ser ejecutado con la mayor prospectividad de éxito y correcto desarrollo posible.

Con el fin de lograr lo anterior, en el presente proyecto se entrega una herramienta de tipo metodológico que permite identificar cuáles de dichos factores geomecánicos y geológicos ejercen algún tipo de influencia en los tratamientos por fracturas hidráulicas inducidas tanto en su proceso de creación como de propagación, para lo cual se inicia con la revisión y estudio de los factores que la literatura y la experiencia han mostrado como los de mayor influencia así como del uso de diversas técnicas desarrolladas dentro del marco de la industria del petróleo, tales como el análisis de las presiones de fracturamiento, logrando de éste modo un mejor entendimiento del efecto en el comportamiento de dicha fractura. Así, con éste conocimiento adquirido se plantea el procedimiento metodológico, para posteriormente tras una caracterización geomecánica y geológica previa del campo de aplicación, la cual permitirá conocer los estados de esfuerzos, propiedades de la formación así como condiciones geológicas, realizar dicha aplicación, logrando de ésta manera conocer cuáles de los factores estudiados influyen y la forma cómo lo hacen en el desarrollo de tratamientos por fracturas en los pozos de éste campo, y así mismo a través de la comparación de éstos resultados de la metodología con los obtenidos en el tratamiento como tal, validarla, para extender su uso a futuros fracturamientos, lo que ayudaría a aumentar la fiabilidad previa a su ejecución.

1. TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

1.1. ORIGEN E HISTORIA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico es una de las técnicas de estimulación de pozos más populares y aplicadas alrededor del mundo, debido principalmente a los excelentes incrementos en productividad que presentan los pozos después de ser sometidos a dicha técnica.

Esta práctica surgió como resultado de varios años de experimentación en laboratorio y estudios de campo, cuando en marzo de 1949 una compañía norteamericana, realizó de manera simultánea los dos primeros tratamientos de fracturamiento con fines comerciales en un campo ubicado en el sur de Texas. Así nació uno de los procesos de estimulación de mayor importancia que se haya desarrollado en el marco de la Industria Petrolera.

Reseña Histórica del Fracturamiento Hidráulico

En sí, los primeros tratamientos de fracturamiento hidráulico se mantuvieron dentro de un límite muy conservador. La inyección de volúmenes de 200 a 400 galones de fluido era considerado como un tratamiento promedio, y el doble de estas cantidades era ya de por sí un trabajo grande.

Actualmente, dichos tratamientos son muy diferentes en comparación a los que se realizaban hace más de 35 años. Aun cuando todos los días se completan un gran número de trabajos relativamente pequeños, es común ver alrededor de un pozo equipos bombeando de 200000 a 500000 galones de fluido fracturante.

Las estimaciones más conservadoras demuestran que tres de cada cuatro pozos tratados han experimentado aumento de producción provechoso y a su vez han incrementado en forma considerable el potencial de los yacimientos. En la

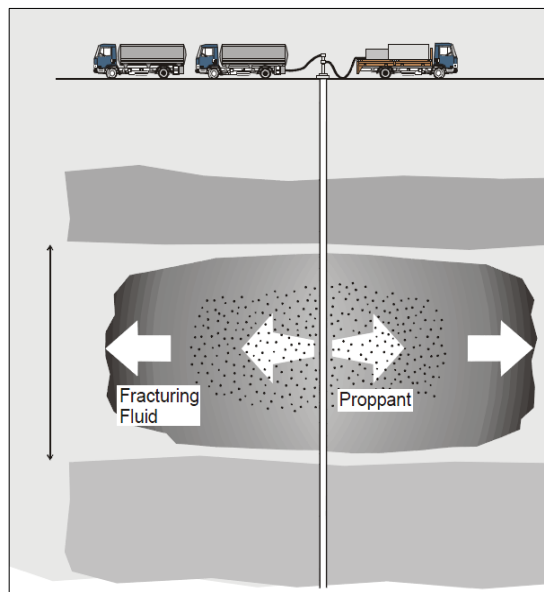
actualidad muchos campos existen gracias a esta técnica. Sin el Fracturamiento Hidráulico se hubiera dejado de lado muchos campos productivos considerándolos como no comerciales.

1.2. DEFINICIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Desde sus inicios, alrededor de un millón de estimulaciones por fracturas hidráulicas han sido desarrolladas y actualmente cerca de un 35% de los nuevos pozos que se perforan, posteriormente son candidatos a ser estimulados a través de ésta técnica.

Un tratamiento de fracturamiento hidráulico de un pozo consiste en la inyección de un fluido a alta presión, el cual es denominado fluido de fractura, hasta la profundidad a la que se encuentra la roca objetivo, para lograr la falla de la misma, o en otras palabras, hasta fracturarla, creando así un “hábil camino” para que los fluidos almacenados en la formación se desplacen con una mayor facilidad hacia la cara del pozo (Figura 1).

Figura 1. Esquema general de un tratamiento de Fracturamiento Hidráulico.



Fuente: Peirce, Anthony. Hydraulic Fracture: multiscale process and moving interfaces. University of British Columbia. 2005.

1.2.1. Descripción del proceso

El proceso de fracturamiento hidráulico básicamente consiste en una mezcla de químicos especiales para obtener un fluido apropiado y así poder bombearlo a altas tasas y presiones para acuñar y extender la fractura. Inicialmente un fluido llamado "Pad" (fluido de fracturamiento) es bombeado para la fractura inicial, la primera cantidad de fluido que entra en la fractura se encarga de su creación y del control de la pérdida de fluido dentro de la formación, a lo largo de las superficies de esta misma creadas por la fractura, las cuales son las paredes de ésta.

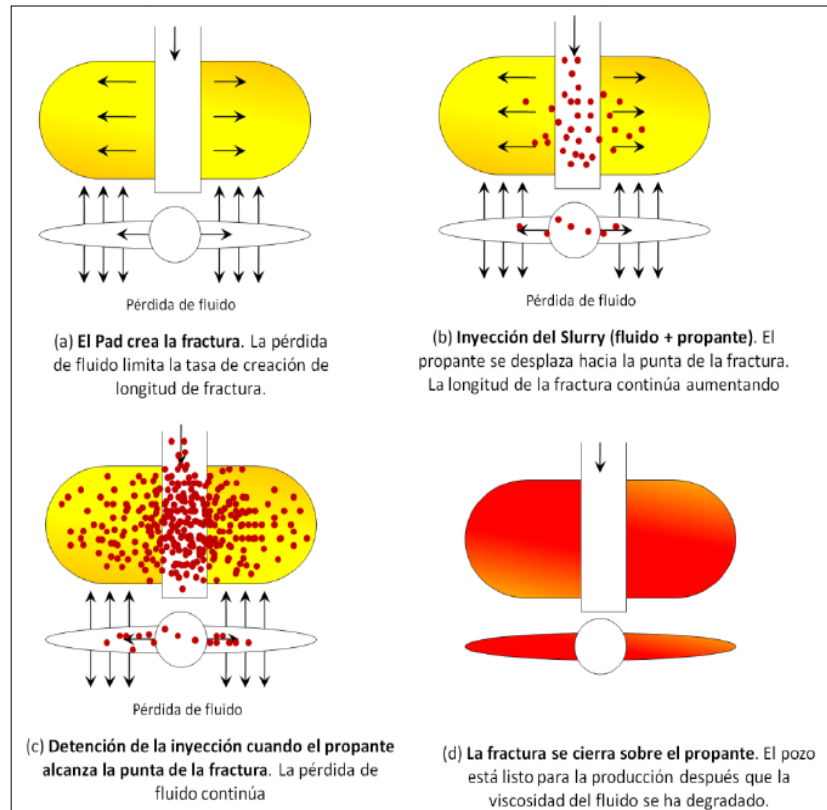
Luego se bombea una carga mayor que la anterior, pero esta es llenada con unos gránulos que reciben el nombre de propanes, los cuales deben presentar características de redondez, resistencia y tamaño perfectas, ya que su función es sostener y mantener abierta la fractura para que de esta manera pueda existir un flujo desde el yacimiento hacia la cara del pozo. Estos propanes son mezclados con el fluido base en un blender o mezclador para luego ser bombeados hacia la fractura.

Una vez han sido inyectados el propante y el fluido de fractura, la presión hidráulica disminuye y la operación de bombeo en superficie se finaliza. En este punto el fluido ha llegado a la punta de la fractura y se conserva una pérdida de éste.

La etapa final del proceso consiste en degradar el fluido de fractura después del tratamiento, el cual disminuye su viscosidad a través del tiempo por efectos de la temperatura del pozo y la tasa de corte con el fin de ser removido por flowback. Esto permitirá, finalmente, la producción de los fluidos que se encuentren almacenados en la formación².

²Mader, Dettlef. HYDRAULIC PROPPANT FRACTURING AND GRAVEL PACKING. Elsevier Science Publishers. 1989.

Figura 2. Proceso de creación de una fractura hidráulica.



Fuente: ARDILA, SERGIO. , RODRIGUEZ, JUAN. “Aplicación del Diseño Unificado de Fractura para Optimizar y Evaluar los Tratamientos de Fracturamiento Hidráulico en un Campo Colombiano”. Trabajo de Grado. UIS. 2012.

1.3. ¿EN QUÉ CASOS SE DEBE REALIZAR UN TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO?

1.3.1. Aumentar el índice de producción en zonas con bajos valores de permeabilidad

Existe una gran cantidad de formaciones que aunque presentan excelentes valores de porosidad, reservas y presión de poro, no pueden llegar a considerarse como prospectos productores debido al bajo valor que presentan en su permeabilidad efectiva. Es por esta razón, que realizar un tratamiento con fracturas hidráulicas profundas a través de dichas formaciones ayudará a incrementar la conductividad de éstas y por consiguiente su área de drenaje, para

finalmente lograr acelerar el recobro de grandes cantidades de hidrocarburos que inicialmente no hubiese podido producirse.

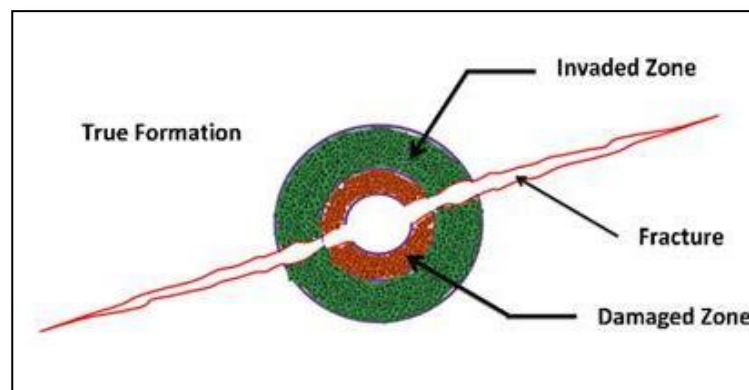
Los pozos nuevos que son fracturados, a menudo responden a primera instancia con una productividad de varios de cientos de veces superior al ensayo inicial. Ocasionalmente, este alto incremento de productividad puede ser mantenido. Los pozos viejos en bombeo, generalmente responden con incrementos de cinco a diez veces la producción inicial.

1.3.2. Remover el daño en las cercanías al pozo

Al iniciarse la producción de un yacimiento, generalmente pueden presentarse problemas en las vecindades de la cara del pozo por situaciones como migración de finos, depositación de parafinas y asfáltenos así como arenamiento, entre otros, que pueden llegar a afectar los canales de flujo en esta región.

Cuando se presentan dichas situaciones, es posible realizar una fractura hidráulica con el fin de “eliminar” este daño en el pozo y así permitir que los hidrocarburos sigan fluyendo normalmente desde la formación hacia éste.

Figura 3. Fractura hidráulica inducida con el fin de remover daño en cercanías a la cara del pozo



Fuente: Tomado de la web: <http://www.fekete.com/software/welltest>. Minifrac Test.

1.3.3. Mejorar las condiciones de un posible recobro secundario

En ciertas formaciones en las cuales no existe o ya se ha agotado el tipo de empuje que sostenía la presión en el yacimiento, se hace necesaria la inyección de un fluido (generalmente agua o gas) con el fin de recuperar dicho empuje de los fluidos y consecuentemente aumentar los índices de productividad del pozo. Por esta razón, en algunas ocasiones, el fracturamiento hidráulico se realiza buscando aumentar la capacidad de dichos pozos para aceptar fluido en estos procesos de inyección.

1.3.4. Eliminación de residuos y fluidos en superficie

La industria del petróleo dentro de sus actividades produce una gran cantidad de residuos, los cuales por disposiciones ambientales y gubernamentales deben ser tratados cuidadosamente.

Como solución a esto, se ha planteado desechar estos residuos por medio de su inyección en las formaciones geológicas a través del uso de fracturas hidráulicas que garanticen llevar estos fluidos hasta los depósitos requeridos.

2. GEOMECÁNICA DE LOS TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

2.1. PARAMETROS GEOMECÁNICOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

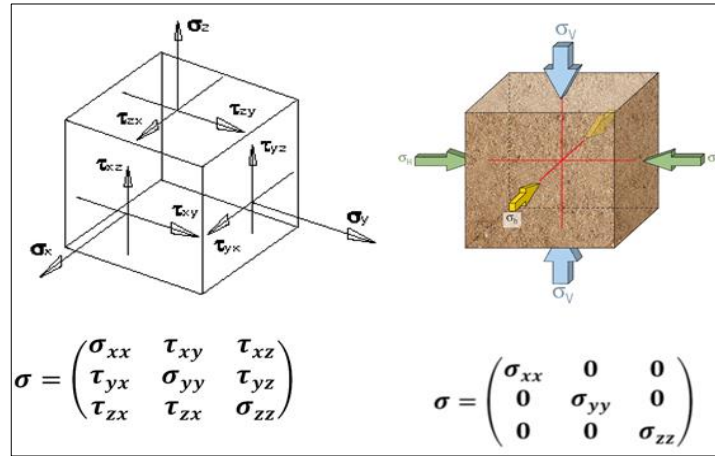
La operación de fracturamiento hidráulico como tal se encuentra directamente relacionada a la mecánica de rocas así como a diferentes parámetros de tipo geomecánico, entre los cuales se les considera como los de mayor importancia a los mencionado a continuación.

2.1.1. Esfuerzos principales e In-Situ

A menudo se asume que en los yacimientos los esfuerzos principales, los cuales en orden de magnitud de mayor a menor valor pueden ser expresados como $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$, se encuentran en la misma dirección que los esfuerzos in-situ. Estos esfuerzos son generalmente descompuestos en tres grupos: esfuerzo vertical (σ_V), esfuerzo horizontal máximo (σ_H) y esfuerzo horizontal mínimo (σ_h), considerando que son perpendiculares entre si y están orientados en sentido vertical y horizontal, como puede verse en la figura 4.

En la situación en la cual el anterior es el caso, el tensor de esfuerzos en ese punto deja de tener nueve componentes (tres normales y seis de corte), presentando solamente tres componentes actuando en forma perpendicular (normal al plano), es decir, en esta situación los esfuerzos o componentes de corte actuando en la caras paralelas se anulan, resultando en un tensor de esfuerzos como el mostrado en la figura 4 (derecha).

Figura 4. Esfuerzos normales y de corte actuantes en un cuerpo junto con su respectivo tensor.



Fuente: Modificado de COOK, et al. "Las rocas importan: Realidades de la Geomecánica". Oilfield Review. Schlumberger. Invierno 2007-2008.

2.1.2. Esfuerzo efectivo

El esfuerzo efectivo es considerado como la carga que efectivamente soporta el cuerpo rocoso sin tener en cuenta las cargas que son sostenidas por los fluidos allí almacenados. Por lo anterior, dicho esfuerzo efectivo está dado por:

$$\sigma' = \sigma - P_p \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde,

σ' = Esfuerzo efectivo (psi)

σ = Esfuerzo total aplicado a la roca (psi)

P_p = Presión de poro (psi)

Biot realizó una modificación para considerar el cambio en el volumen de poro, lo cual afecta la respuesta mecánica de la roca:

$$\sigma' = \sigma - \alpha P_p \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde α es la constante de Biot, que describe la eficiencia de la presión del fluido en contrarrestar el esfuerzo total aplicado, y se encuentra en un rango de 0 a 1.

2.1.3. Presión de poro

La presión de poro se define como la fuerza que ejercen los fluidos que se encuentran confinados en el espacio poroso de la roca. Si el incremento en la presión de sobrecarga por la depositación de sedimentos no excede la tasa a la cual el fluido puede escapar del poro, siempre existirá una conexión de los fluidos desde superficie hasta la profundidad de interés.

El método más utilizado para calcular dicha presión es el del Eaton (1975), el cual tiene como principio de que al leer valores de resistividad o acústicos de registros de pozos provenientes de shales, siempre existirá una línea de tendencia normal a través de una sección que está normalmente presurizada, dada por la ecuación que lleva su nombre:

$$\frac{P}{D} = \frac{s}{D} - \left[\frac{s}{D} - \frac{P_n}{D} \right] * f^\alpha \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde,

$\frac{P}{D}$ = gradiente de presión de poro (psi/ft).

$\frac{s}{D}$ = gradiente de presión de sobrecarga (psi/ft).

$\frac{P_n}{D}$ = gradiente normal de presión de poro (psi/ft).

f^α = parámetro de ajuste.

2.1.4. Gradiente de fractura

El gradiente de fractura puede ser definido como la presión por pie de profundidad necesaria para que la formación empiece a fallar por tensión. Para esto, el fluido de fracturamiento tiene que vencer el esfuerzo mínimo horizontal tangencial presente en la cara del pozo más la resistencia a la tensión. El gradiente de fractura está influenciado por factores como pérdidas de presión por fricción, tortuosidad en las formaciones, cañoneos, la trayectoria del pozo e intercalaciones de shale y arena.

El esfuerzo tangencial en la dirección del esfuerzo máximo horizontal está dado por:

$$\sigma_t = 3\sigma_h - \sigma_H - P_w \quad \text{Ecuación 4}$$

Definiendo así la presión necesaria para lograr la iniciación de la fractura (Hubbert and Willis, 1957) cuando:

$$P_w > 3\sigma_h - \sigma_H - P_p + T_0 \quad \text{Ecuación 5}$$

Dónde:

P_w : Presión de iniciación de fractura (psi)

σ_h : Esfuerzo horizontal mínimo (psi)

P_p : Presión de poro (psi)

T_0 : Resistencia tensil de la roca (psi)

2.1.5. Presión de cierre

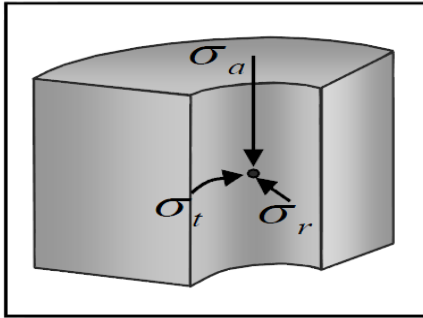
La presión de cierre de fractura es sinónimo de esfuerzo In-Situ mínimo y se le puede definir como la presión mínima que debe existir en el cuerpo de la fractura para mantenerla abierta, por esto, cuando la presión allí es mayor que la presión de cierre, la fractura permanece abierta. Cuando la presión es menor que la presión de cierre de la fractura, se considera que ésta se ha cerrado.

2.1.6. Distribución de esfuerzos alrededor del pozo

Una vez un pozo es perforado, el estado de equilibrio de esfuerzos en el que se encontraba la formación es alterado, lo cual causa una nueva reorganización de estos esfuerzos, creando los llamados “esfuerzos en la cara de pozo”. Estos esfuerzos pueden ser vistos en la figura 5.

A grandes distancias desde el pozo, estos tienden a hacerse nulos hasta llegar a los valores de los esfuerzos in-situ debido a que no alcanzan a ser perturbados.

Figura 5. Distribución de esfuerzos alrededor del pozo.



σ_r = esfuerzo radial

σ_t = esfuerzo tangencial

σ_a = esfuerzo axial

Fuente: OSORIO, J.G. SPE, BP Exploration Colombia. "Hydraulic Fracturing Project – Geomechanics Update". 2009.

Los esfuerzos anteriores pueden ser calculados a través de las siguientes expresiones en función de los esfuerzos principales in-situ, al suponer que se trata de un pozo vertical en el cual $\sigma_H \neq \sigma_h$.

$$\sigma_r = \frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h) * \left\{1 - \frac{r_w^2}{r^2}\right\} + \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) * \left\{1 + 3\frac{r_w^4}{r^4} - 4\frac{r_w^2}{r^2}\right\} \cos 2\theta + p_w \frac{r_w^2}{r^2} \quad \text{Ecuación 6}$$

$$\sigma_t = \frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h) * \left\{1 + \frac{r_w^2}{r^2}\right\} - \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) * \left\{1 + 3\frac{r_w^4}{r^4}\right\} \cos 2\theta - p_w \frac{r_w^2}{r^2} \quad \text{Ecuación 7}$$

$$\sigma_a = \sigma_v - \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) * v * \left(4 * \frac{r_w^2}{r^2}\right) \cos 2\theta \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde,

σ_h : Esfuerzo horizontal mínimo (psi)

σ_H : Esfuerzo horizontal máximo (psi)

σ_v : Esfuerzo vertical (psi)

r_w : Radio del pozo (ft)

θ : Angulo entre un punto del pozo y la dirección del esfuerzo horizontal máximo.

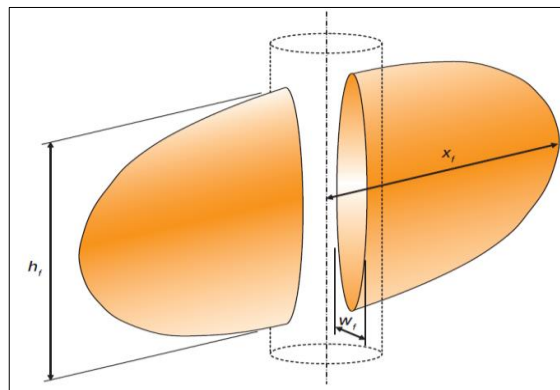
P_w : Presión del fluido en el pozo (psi)

2.2. GEOMETRÍA DE LA FRACTURA HIDRÁULICA

Una vez el fluido fracturante rompe la formación, la fractura inicia su propagación a través de esta, la cual está en función de una diversa cantidad de parámetros como las propiedades mecánicas de la roca, propiedades del fluido fracturante, condiciones de inyección del fluido (tasa de flujo y presión), la magnitud y orientación de los esfuerzos a través del medio poroso y entre otros muchos, los cuales serán el centro de estudio del presente trabajo.

La figura 6 muestra una fractura idealizada con dos alas de fractura simétricas y de forma elíptica ubicadas a lado y lado del pozo. En la realidad, la situación es mucho más compleja. Sin embargo, en ésta figura puede observarse los principales parámetros que definen la geometría de una fractura hidráulica inducida: la longitud, X_f , la altura, h_f , y el ancho, w_f , que son asumidos como máximos en dicho caso ideal.

Figura 6. Geometría ideal de una fractura hidráulica.



Fuente: ECONOMIDES, M. MARTIN, T. "Modern Fracturing: Enhancing Natural Gas Production". BJ Services Company. 2007.

Así como la permeabilidad tiene un gran efecto en la producción de una formación sin fracturar, también tiene similar impacto en la producción posterior en un intervalo estimulado por fracturamiento hidráulico.

Formaciones con baja permeabilidad requieren estimulación porque estas no poseen la suficiente capacidad para que los fluidos se desplacen a través de ella

de manera natural en tasas económicas, así tenga altas cantidades almacenadas en los poros. En este caso es fácil generar una fractura muchas veces más conductiva en dicha formación. Las fracturas de este tipo se les considera que son diseñadas para la **longitud**.

El fracturamiento en formaciones de alta permeabilidad es algo diferente. Las fracturas en estos casos son diseñadas para ser cortas y altamente conductivas, con el fin de mitigar los efectos de reducción del flujo causado por el efecto dual proveniente del daño de formación en las cercanías al pozo.

Con respecto a la geometría, la altura de la fractura tiene como el motivo más importante de su confinamiento en la zona de interés al contraste de esfuerzos y la relación de espesor entre dicha formación y las adyacentes, tal como se verá en capítulos siguientes.

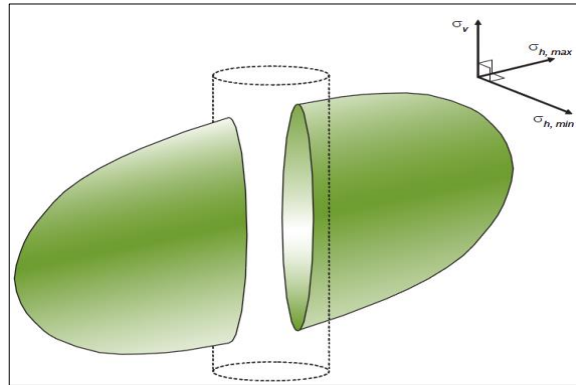
Por su parte, el ancho de fractura se encuentra directamente relacionado con el valor de los esfuerzos principales y del módulo de Young, siendo así que cuando se presenta un alto valor de dicho modulo, el ancho tiende a ser pequeño en comparación con la longitud de dicha fractura pues la roca se encuentra más cohesionada, lo que dificulta su separación transversal.

2.3. PROPAGACIÓN Y ORIENTACIÓN DE LA FRACTURA HIDRÁULICA

Los esfuerzos in situ y las propiedades de la roca son los agentes que mayor influencia tienen en el proceso de propagación y orientación de la fractura inducida, controlando su geometría así como su dirección.

El esfuerzo máximo In Situ da la dirección de crecimiento de fractura, mientras el mínimo da el azimut que esta tomará. Por ejemplo si se tiene un régimen de esfuerzos de tipo normal ($\sigma_V > \sigma_H > \sigma_h$), la fractura crecerá verticalmente pero la dirección de su propagación o azimut, estará dada por la dirección del esfuerzo mínimo horizontal (σ_h), también llamado esfuerzo de cierre de la fractura, siendo siempre perpendicular a éste, es decir en dirección del esfuerzo horizontal máximo (σ_H) (Figura 7).

Figura 7. Dirección de crecimiento y azimut de una fractura hidráulica.



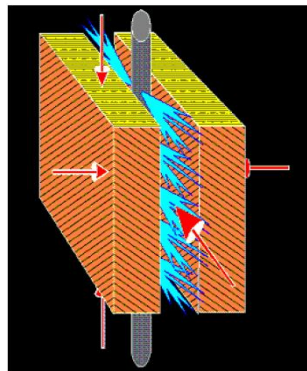
Fuente: ECONOMIDES, M. MARTIN, T. "Modern Fracturing: Enhancing Natural Gas Production". Chapter 4: Hydraulic Fracture Design for Production. BJ Services Company. 2007.

Como se mencionó anteriormente, la configuración del régimen de esfuerzos está en función de las magnitudes de cada uno de los esfuerzos principales de la formación. Dependiendo de esas magnitudes, se tendrá cierta dirección de crecimiento de la fractura a través de la formación.

2.3.1. Fractura vertical

Una fractura vertical es creada cuando uno de los tres esfuerzos principales se encuentra paralelo al pozo, a excepción del esfuerzo más pequeño. Es el tipo de fractura más común y que por lo general busca obtenerse en la ejecución del tratamiento de fracturamiento.

Figura 8. Esquema de una fractura vertical.

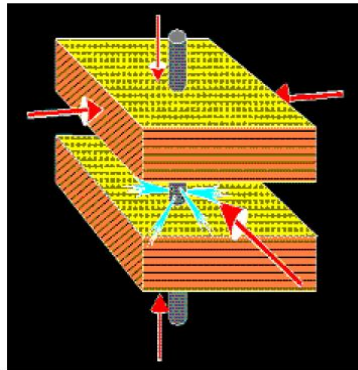


Fuente: CONTRERAS, O. M.; RODRIGUEZ, W.A.; "Desarrollo de la metodología para estimar el gradiente de fractura de la formación K1 de un campo de la Superintendencia de Operaciones Apiay". Trabajo de Grado. UIS. 2008.

2.3.2. Fractura horizontal

Si el esfuerzo menor esfuerzo horizontal In Situ es paralelo al eje del pozo, entonces la fractura creada será horizontal. La fractura iniciada en la pared del hueco es vertical; una vez esta se extiende y salga de la influencia del pozo, el plano de fractura cambia y continúa creciendo horizontalmente.

Figura 9. Esquema de una fractura Horizontal.



Fuente: CONTRERAS, O. M.; RODRIGUEZ, W.A.; “Desarrollo de la metodología para estimar el gradiente de fractura de la formación K1 de un campo de la Superintendencia de Operaciones Apiay”. Trabajo de Grado. UIS. 2008.

La tabla 1 muestra los tres regímenes de esfuerzos que pueden darse por la diferente configuración en magnitud de estos, así como el tipo de fractura que se obtendrá en cada una de las situaciones.

Tabla 1. Dirección de propagación de fracturas hidráulicas en función del régimen de esfuerzos.

Régimen de Esfuerzos	Magnitud de los esfuerzos	Dirección de propagación de la fractura
Normal	$\sigma_V > \sigma_H > \sigma_h$	Vertical
Inverso	$\sigma_H > \sigma_h > \sigma_V$	Horizontal
Rumbo-Deslizante	$\sigma_H > \sigma_V > \sigma_h$	Vertical

Fuente: El Autor.

La anterior tabla permite observar que tanto en el régimen normal como en el rumbo deslizante, la configuración de fractura que se obtiene es de tipo vertical,

debido a que el esfuerzo principal mínimo sigue siendo el esfuerzo horizontal mínimo, por lo cual la fractura estará propagándose en dirección perpendicular a este conservando su configuración vertical.

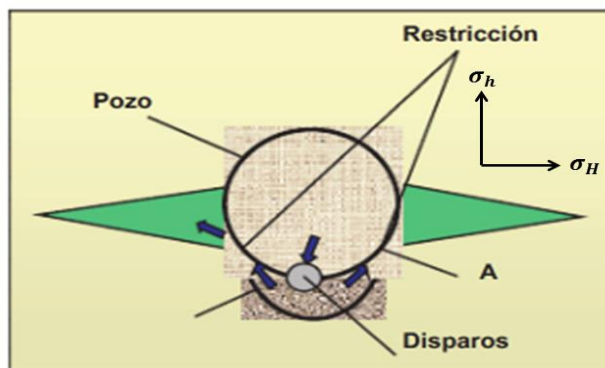
Nótese que cuando el esfuerzo mínimo principal deja de ser el esfuerzo mínimo horizontal, la fractura pasa a tener una forma horizontal o plana, debido a que ahora, el esfuerzo mínimo será el esfuerzo vertical, por lo cual la fractura empezará a propagarse en dirección perpendicular a este esfuerzo.

2.3.3. Tortuosidad de la fractura

La tortuosidad puede definirse como ese camino enroscado y de alta dificultad que debe realizar el fluido desde el pozo hasta el cuerpo principal de la fractura. Esto ocurre generalmente cuando las perforaciones o disparos del pozo no se encuentran alineadas con la dirección del esfuerzo máximo principal o plano preferencial de fractura, por lo cual la fractura gira desde la posición en la cual se inicia hasta encontrarse con dicho plano y así continuar con su crecimiento a través de la formación, como puede observarse en la figura 10.

Este fenómeno de tortuosidad puede afectar seriamente el proceso de propagación de la fractura así como su geometría.

Figura 10. Efecto de la tortuosidad en el proceso de propagación de una fractura inducida.



Fuente: Modificado de PEMEX, EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN. “Guía de Diseños para Fracturamientos Hidráulicos”. Pemex UPMP. 2008.

En la figura anterior, las flechas azules representan el camino “enroscado” que debe recorrer el fluido de fractura para iniciar su propagación a través del plano preferencial. Entre las consecuencias más serias que podría acarrear este fenómeno de tortuosidad están, entre otros:

- Screen-outs prematuros, causados principalmente por la reducción que se presenta en el ancho de fractura en el proceso de reorientación del cuerpo principal de esta, que termina en una restricción al flujo del fluido y posterior detenimiento del crecimiento de dicha fractura.
- Fracturas reorientadas.
- Formación de múltiples fracturas.
- Detenimiento de la operación.

3. FACTORES GEOMECÁNICOS Y GEOLÓGICOS INFLUYENTES EN EL COMPORTAMIENTO DE LA FRACTURA HIDRÁULICA.

El estudio del ambiente de propagación de la fractura inducida, los fluidos involucrados en su creación así como la manera en que estos pueden afectar su comportamiento, ha sido fundamental para día tras día reducir la incertidumbre y tratar de garantizar el desarrollo óptimo en la ejecución de éstos tratamientos.

Hacia el año 1957, Hubbert y Willis³ dan el primer paso en el estudio del fracturamiento hidráulico enfocándose en la mecánica del subsuelo. Éste estudio parte de los conceptos de la mecánica general para llegar al análisis de situaciones concernientes a dichas fracturas, tales como el estado de esfuerzos en la formación, el tipo de falla a presentarse en la roca a fracturar así como los posibles efectos de la anisotropía en la geometría y la orientación de éstas.

A medida que fue aumentando la magnitud de los tratamientos y la complejidad de las formaciones a fracturar, los avances en los aspectos de tipo geológico y geomecánico fueron ganando importancia paralelamente. Determinar qué factores afectaban dicho comportamiento y la manera en que lo hacían se convirtió en una necesidad fundamental a la hora de una buena planeación y alta expectativa de éxito del proyecto.

Para el presente proyecto, se analizarán los factores de este tipo que a lo largo de diferentes investigaciones realizadas (Osorio⁴, Willis Et Al⁵, NSI Recopilation⁶, entre otros), las cuales son la base para el inicio del desarrollo del presente proyecto, han sido relacionados como los de mayor criticidad en el

³ Hubbert, M.K. and Willis, D.G. "Mechanics of Hydraulic Fracturing". Washington, D.C. and Albern, California. 1957.

⁴ OSORIO, J.G. SPE, BP Exploration Colombia. "Hydraulic Fracturing Project – Geomechanics Update". 2009.

⁵ WILLIS, R.B.; FONTAINE, J.; PAUGH, L.; and GRIFFIN, L. "Geology and Geometry: A Review of Factors Affecting the Effectiveness of Hydraulic Fracturing." SPE 97993. 2005.

⁶ NSI TECHNOLOGIES, INC. "Bases, Design and Applications of Hydraulic Fracturing".

comportamiento de la fractura, siendo así de primera prioridad identificarlos a ellos así como a su efecto, a la hora de planear futuros tratamientos. Dichos factores son:

- Tipo de falla de la roca.
- Orientación del pozo.
- Presencia de fracturas naturales y múltiples.
- Anisotropía de esfuerzos horizontales principales.
- Presencia de fallas geológicas y tectónica activa.
- Contraste de esfuerzos de cierre entre formaciones adyacentes.
- Propiedades físicas y mecánicas de la roca.

3.1. TIPO DE FALLA DE LA ROCA.

Cuando una muestra de roca es sometida a una gran cantidad de esfuerzos lo más seguro es que ocurrirá una falla; igual situación se presenta en una formación, la cual se encuentra sometida a todo tipo de cargas en su extensión.

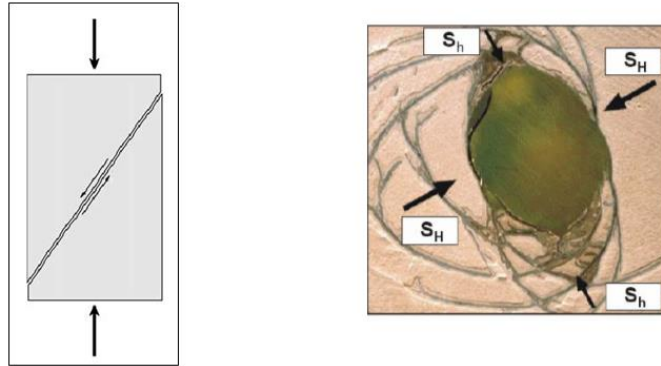
Que una roca alcance la falla por tensión antes que la falla por corte es un requisito indispensable para la viabilidad de un tratamiento por fracturas hidráulicas inducidas. Por lo anterior, determinar la manera en que una roca al estar sometida a un conjunto de esfuerzos falla, se convierte en un paso indispensable en el camino de la planeación de la operación de fracturamiento.

Dependiendo del tipo de límite que se alcance, así será el tipo de falla que presente este cuerpo rocoso.

3.1.1. Falla por corte o cizalla

La falla por corte ocurre cuando el esfuerzo de corte a lo largo de algún plano es suficientemente alto. Eventualmente a esto, se desarrolla una zona de falla a lo largo del plano de fallamiento, y los dos lados de éste se moverán uno con respecto al otro en un proceso de fricción, como se observa en la figura 11.

Figura 11. Falla por corte o cizalla.



Fuente: Modificado de FJAER, E.; HOLT, R. M. ; HORSRUD, P. ; RAAEN, A.M. and RISNES, R. Petroleum related rock mechanics. Second edition. Hungary: Elsevier. 2008.

Esta falla por corte generalmente se ve asociada con un fenómeno muy común que ejerce influencia en la estabilidad de pozo, llamado breakout, y que afecta la estabilidad de este provocando el derrumbe de la pared.

3.1.1.1. Criterio de falla de Mohr-Coulomb.

La aplicación del criterio de Mohr-Coulomb en la predicción de fallas de corte en la estabilidad de pozo y operaciones de estimulación de la roca proporciona resultados bastante conservativos.

En el plano $\tau - \sigma$, la ecuación 9 describe una línea que separa a una "zona segura" de un zona de falla, por lo que se puede considerar a esta ecuación como una representación de la superficie de falla en dicho plano. Esta línea es denominada comúnmente como línea o envolvente de falla, como puede verse en la figura 12.

Dicho criterio matemáticamente está dado por

$$\tau = S_0 + \sigma \tan \phi \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde

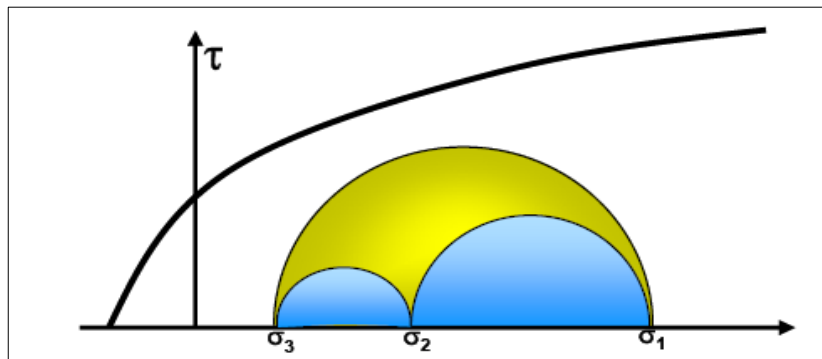
τ es el esfuerzo de corte (psi).

σ es el esfuerzo normal (psi)

S_0 es la resistencia de cohesión de la roca, que se puede definir como la adherencia que tienen los granos constituyentes debido a la atracción molecular existente entre ellos (psi)

ϕ es el ángulo de fricción interna ($^{\circ}$).

Figura 12. Línea de falla en un diagrama esfuerzo-deformación.



Fuente: Modificado de FJAER, E.; HOLT, R. M. ; HORSRUD, P. ; RAAEN, A.M. and RISNES, R. Petroleum related rock mechanics. Second edition. Hungary: Elsevier. 2008.

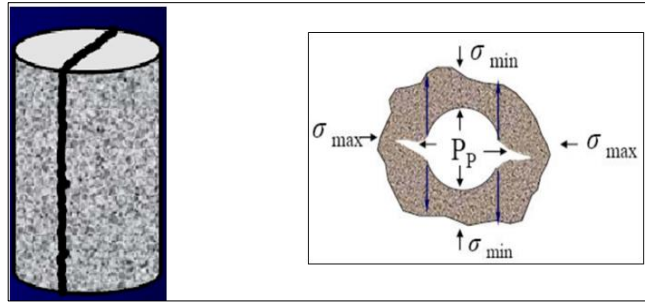
3.1.2. Falla por tensión o extensión.

La falla por tensión ocurre cuando el esfuerzo tensil efectivo a través de algún plano de la roca, excede un límite crítico. Este límite es llamado resistencia a la tensión de la roca, y tiene las mismas unidades de un esfuerzo.

3.1.2.1. Resistencia tensil de la roca (T_0).

La resistencia tensil es una propiedad característica de todos los cuerpos rocosos, la cual indica la cantidad de esfuerzo necesario que debe aplicarse a estos para fracturarlos.

Figura 13. Falla por tensión.



Fuente: OSORIO, J.G. SPE, BP Exploration Colombia. "Hydraulic Fracturing Project – Geomechanics Update". 2009.

Una falla por tensión ocurre más fácilmente que una falla por corte y se da en la dirección del esfuerzo máximo horizontal, lo que garantiza la creación de una fractura a través de este plano (Figura 13).

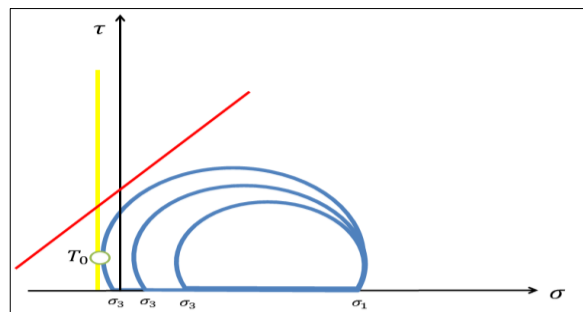
El criterio de falla, el cual especifica la condición de esfuerzo para el cual la falla por tensión ocurrirá, e identifica la ubicación de la superficie de falla en el espacio de los esfuerzos principales, está dado por:

$$\sigma_3 \leq -T_0 \quad \text{Ecuación 10}$$

Es decir, si el esfuerzo mínimo principal efectivo es menor que la resistencia tensil de la roca, se generará una fractura.

La figura 14 ilustra el momento en el cual el esfuerzo mínimo principal disminuye hacia la izquierda hasta un punto en el cual toca la línea de tensión T_0 (línea amarilla). Se considera que en este momento la roca falla por tensión.

Figura 14. Representación de la falla por tensión a través del círculo de Mohr.



Fuente: Modificado de OSORIO, J.G. SPE, BP Exploration Colombia. "Hydraulic Fracturing Project – Geomechanics Update". 2009.

3.1.3. Falla por tensión en fracturamiento hidráulico.

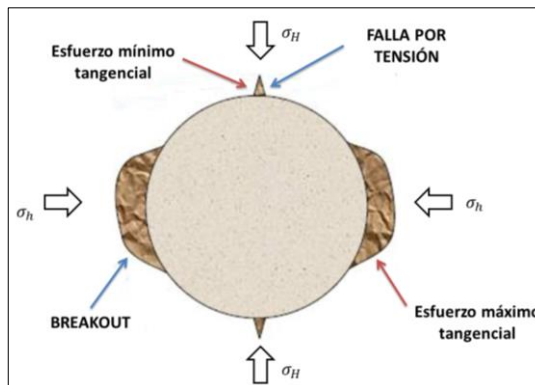
El esfuerzo tangencial σ_t en las paredes del pozo se encuentra dado por:

$$\sigma_{tmax} = 3\sigma_H - \sigma_h - P_w \quad \text{Ecuación 11}$$

$$\sigma_{tmin} = 3\sigma_h - \sigma_H - P_w \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde el máximo valor de esfuerzo tangencial ocurre en la dirección de σ_h y el mínimo valor en la dirección de σ_H , como se muestra en la figura 15.

Figura 15. Esfuerzos tangenciales alrededor del pozo.



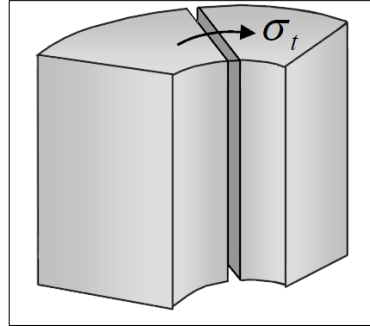
Fuente: Modificado de FJAER, E.; HOLT, R. M. ; HORSRUD, P. ; RAAEN, A.M. and RISNES, R. Petroleum related rock mechanics. Second edition. Hungary: Elsevier. 2008.

Como la presión en el pozo P_w es incrementada, el esfuerzo tangencial se reducirá consecuentemente, por lo cual el valor de la presión máxima bajo el cual se inicia la fractura está dado por

$$P_w = 3\sigma_h - \sigma_H - P_p + T_0 \quad \text{Ecuación 13}$$

Expresión que coincide con la presentada en el numeral 2.2.4., deducida como la presión o gradiente de fractura.

Figura 16. Falla por tensión requerida para un fracturamiento hidráulico en función de los esfuerzos alrededor del pozo.

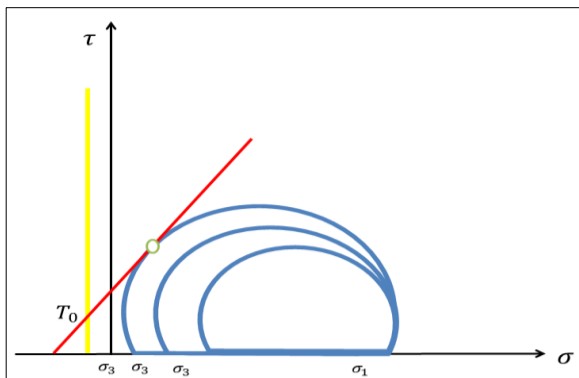


Fuente: Modificado de OSORIO, J.G. SPE, BP Exploration Colombia. "Hydraulic Fracturing Project – Geomechanics Update". 2009.

Al analizar la figura 14, se concluye que para poder garantizar una fractura hidráulica exitosa, se debe asegurar que se toque primero la línea de falla por tensión (T_0) antes que la envolvente de falla por corte o de criterio de Mohr-Coulomb (línea roja), tal como se muestra en esta figura.

La figura 17 por el contrario muestra un caso en el cual el círculo de Mohr toca primero la línea de falla por corte, lo cual provoca que la roca falle primero por este modo, disminuyendo ampliamente las posibilidades de crear una fractura hidráulica con éxito y con un valor de gradiente de fractura razonable.

Figura 17. Representación de la falla por corte a través del círculo de Mohr.



Fuente: Modificado de OSORIO, J.G. SPE, BP Exploration Colombia. "Hydraulic Fracturing Project – Geomechanics Update". 2009.

Para el presente proyecto, se considera que el tipo de falla que se presente en la roca a fracturar será un factor influyente en la medida que se presente una falla por corte antes que una falla por tensión, ya que esta condición no es la ideal y afectaría la viabilidad de la operación como tal, resultando influyente en la planeación y modelamiento de la misma.

Osorio⁷ afirma que el tipo de falla que se presenta en una roca a la hora de inducir una fractura a través de esta se encuentra en función principalmente de:

- **Magnitud de los esfuerzos principales**

A través del análisis del círculo de Mohr se puede deducir que al existir una mayor diferencia entre los dos esfuerzos principales, el círculo tocará con mayor facilidad la envolvente de falla provocando que la roca falle primariamente por corte (Capítulo 3.3)

- **Orientación del pozo**

En la instancia que un pozo se aleje de la vertical, los requerimientos operacionales para ejecutar un tratamiento por fracturas hidráulicas se volverá más complejo. La influencia que ejerce la orientación del pozo es directa sobre la magnitud de los esfuerzos actuantes sobre este, como se explicará más a detalle en el capítulo 3.2., y por consiguiente tiene un papel directo en el tipo de falla que se presente en la roca.

- **Propiedades mecánicas de la roca**

Las propiedades mecánicas de los cuerpos rocosos son reflejo de la capacidad que tendrá dicho cuerpo de soportar y responder a las diferentes alteraciones que se presentaran como fruto de la estimulación. A continuación se explica con mayor detalle el efecto de dichas propiedades en el tipo de falla que se presente en la roca a fracturar.

⁷ OSORIO, J.G. SPE, BP Exploration Colombia. "Hydraulic Fracturing Project – Geomechanics Update". 2009.

Como se observó anteriormente, predecir el tipo de falla que se presentará en una roca es un proceso complejo que se encuentra en función de una gran cantidad de variables, por lo que no se puede citar una regla general en cuanto al tipo de falla presente. Por lo anterior, para el presente trabajo se hace necesario utilizar un archivo Macro Excel en el cual se encuentran programados los criterios de falla explicados anteriormente en conjunto con los diversos factores influyentes en el comportamiento de la roca, para así obtener un resultado confiable ante diversos escenarios del entorno a fracturar y conocer de la manera más certera el tipo de falla a presentarse, siendo éste el criterio de decisión en la metodología a desarrollar. A continuación se presenta un análisis de sensibilidad de las variables mecánicas de la roca más importantes en dicho tipo de falla en un régimen normal, con lo cual se pretende tener una idea muy general del comportamiento que se podría esperar bajo las diferentes situaciones planteadas y analizadas.

3.1.4. Sensibilidad al tipo de falla en función de las propiedades mecánicas de la roca.

Los principales criterios utilizados en el archivo Macro mencionado anteriormente son, entre otros:

- Magnitud y dirección de los esfuerzos principales.
- Profundidad de la formación a fracturar (TVD).
- Relación de Poisson (ν).
- Presión de poro (P_p).
- Angulo de fricción interna (ϕ)
- Resistencia de cohesión de la roca (S_o)
- Resistencia tensil (T_0)
- Orientación del pozo (Azimut e inclinación).

De los anteriores parámetros, aquellos que representan las condiciones mecánicas de la roca a fracturar, se considera en la literatura que el ángulo de

fricción interna (ϕ), la resistencia de cohesión (S_o) y la resistencia tensil (T_o) son los que ejercen un mayor efecto en el posible modo de falla que vaya a presentarse. Es por ésta razón que se realizó una sensibilidad en dicha Macro con el fin de conocer con mayor claridad dicho efecto.

Para realizarla se tomó una data base, la cual se presenta en la tabla 1 en el capítulo de Anexos. En este mismo se muestra el proceso de variación de valores realizado a estas variables de tipo mecánico, presentando a continuación las conclusiones obtenidas a través del análisis de los resultados de dicho proceso de sensibilización a través del análisis de las figuras 1 y 2, contenidas igualmente en dicho capítulo.

- **Ángulo de fricción interna (ϕ).**

De los resultados allí visualizados se concluye que mientras mayor sea el valor del ángulo de fricción interna, la roca mostrará una mayor tendencia a fallar por tensión antes que por corte, siendo también destacado el hecho de que a mayor ángulo de inclinación del pozo, habrá una mayor riesgo de presentarse lo contrario a lo anterior, en el caso que se tengan AFI relativamente bajos. Valores de éste último por debajo de 25° son considerados de cuidado en busca de obtener una falla por tensión antes que por corte.

- **Resistencia de cohesión (S_o).**

De igual manera que en el caso anterior, se muestra que un alto valor de cohesión de la estructura granular de la roca, lleva a una tendencia de falla por tensión antes que falla por corte debido a que está se encuentra mucho más compacta, lo que evitará un “efecto derrumbe” temprano, típico de las falla por corte o compresión. Puede verse también que es una variable de muy alta criticidad, pues con cambios relativamente bajos en su valor, el tipo de falla que presenta la roca cambia abruptamente, por lo que generalmente se desean valores superiores a 3000 psi en el diseño de fracturas hidráulicas.

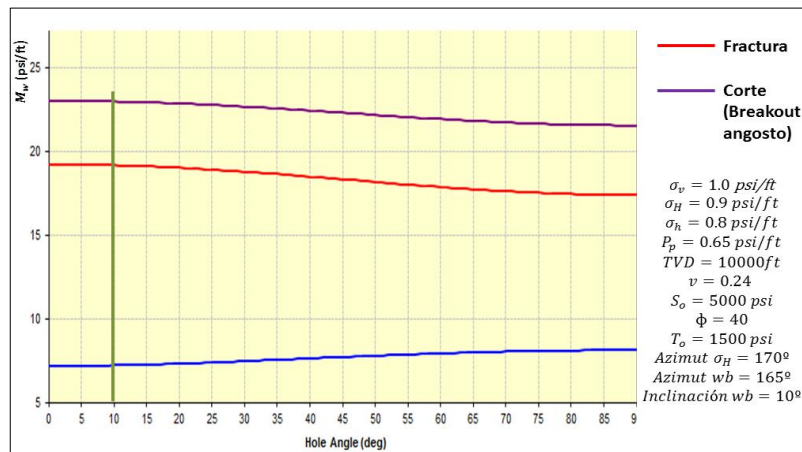
- **Resistencia tensil (T_0).**

Una mayor resistencia tensil se ve asociada con una mayor resistencia de la roca a presentar este tipo de falla, por lo cual un mayor valor de esta propiedad conlleva a un mayor requerimiento de presión en fondo para lograr que exista una falla por tensión. Valores deseados para esta propiedad son de menos de 800 psi.

3.1.4.1. Dedución del tipo de falla a partir del archivo tipo Macro Excel.

La figura 18 muestra los resultados arrojados por el archivo Macro cuando se desea establecer el tipo de falla que presenta una formación con determinadas características.

Figura 18. Determinación del tipo de falla a través del archivo Macro.



Fuente: Macro Excel. Tipo de falla y gradiente de fractura. EL AUTOR.

En la gráfica se ve que para una inclinación del pozo de 10° , la línea roja que representa la falla por tensión se presenta antes (a una presión más baja) que la falla por corte, que está representada por la línea púrpura. Esto significa que la roca fallará antes por tensión que por corte, lo cual garantiza un correcto inicio de fractura en dirección del esfuerzo principal máximo o PPF.

3.2. ORIENTACIÓN DEL POZO

Los avances tecnológicos en perforación direccional han conducido a la industria del petróleo a perforar arbitrariamente pozos desviados para el desarrollo de yacimientos, los cuales de otra manera no podrían ser económicamente producidos.

En el caso en el cual se perfora un pozo que no es totalmente vertical, en comparación con este último, se van a presentar grandes diferencias en una alta gama de aspectos.

3.2.1. Distribución de esfuerzos en la cara de un pozo orientado

En el capítulo 2.1.6. se observó la manera en la cual se encuentran distribuidos los diferentes esfuerzos actuantes en la cara del pozo cuando se supone que éste es totalmente vertical.

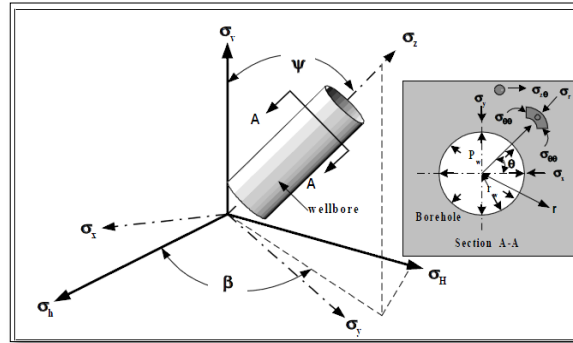
Cuando el anterior no es el caso, el ángulo de inclinación y de desviación del pozo y la dirección del plano preferencial de fractura (dirección del esfuerzo máximo horizontal o PPF), afecta de manera directa dichos valores⁸, por lo cual deben ser tenidos en cuenta a la hora de planear cualquier operación bajo estas condiciones.

Los esfuerzos en las paredes del pozo pueden ser deducidos de las siguientes ecuaciones, esto suponiendo que se trata de una roca homogénea y con propiedades elásticas lineales⁹:

⁸ Fisher, K. and Warpinski, N. "Hydraulic-Fracture-Height Growth: Real Data". SPRE Production & Operations. 2012.

⁹ Fallahzadeh, S.H., Shadizadeh, S.R. and Pourafshary, P. "Dealing with the challenges of Hydraulic Fracture Initiation in Deviated-Cased perforated Boreholes". SPE 132797. 2010.

Figura 19. Distribución de esfuerzos alrededor de un pozo orientado.



Fuente: Fallahzadeh, S.H., Shadizadeh, S.R. and Pourafshary, P. "Dealing with the challenges of Hydraulic Fracture Initiation in Deviated-Cased perforated Boreholes". SPE 132797. 2010.

$$\sigma_r = P_w \quad \text{Ecuación 14.}$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \sigma_x + \sigma_y - 2(\sigma_x - \sigma_y)\cos 2\theta - P_w - 4\tau_{xy}\sin 2\theta. \quad \text{Ecuación 15.}$$

$$\sigma_{z\theta} = \sigma_z - 2\nu(\sigma_x - \sigma_y)\cos 2\theta - 4\nu\tau_{xy}\sin 2\theta. \quad \text{Ecuación 16.}$$

$$\tau_{r\theta} = \tau_{rz} = 0. \quad \text{Ecuación 17.}$$

$$\tau_{r\theta} = 2(-\tau_{xz}\sin\theta + \tau_{yz}\cos\theta). \quad \text{Ecuación 18.}$$

Dónde:

σ_r = Esfuerzo radial en la pared del pozo (psi)

$\sigma_{\theta\theta}$ = Esfuerzo tangencial en la pared del pozo en una posición angular θ (psi)

$\sigma_{z\theta}$ = Esfuerzo axial en la pared del pozo en una posición angular θ (psi)

$\tau_{r\theta}, \tau_{rz}, \tau_{\theta z}$ = Esfuerzo de corte en la pared del pozo en una sistema coordenado cilíndrico (psi)

P_w = Presión en el pozo (psi)

θ = Posición angular en la pared del pozo ($^\circ$).

ν = Relación de Poisson.

Pero para poder obtener los valores de $\sigma_{\theta\theta}$, $\sigma_{z\theta}$, $\tau_{r\theta}$ debe calcularse primero los valores de σ_x , σ_y , σ_z , τ_x , τ_y y τ_z , por lo cual:

$$\sigma_x = (\sigma_h \cos^2 \beta + \sigma_H \sin^2 \beta) \cos^2 \varphi + \sigma_v \sin^2 \varphi . \quad \text{Ecuación 19}$$

$$\sigma_y = \sigma_h \sin^2 \beta + \sigma_H \cos^2 \beta . \quad \text{Ecuación 20}$$

$$\sigma_z = (\sigma_h \cos^2 \beta + \sigma_H \sin^2 \beta) \sin^2 \varphi + \sigma_v \cos^2 \varphi . \quad \text{Ecuación 21}$$

$$\tau_{yz} = 0,5(\sigma_H - \sigma_h) \sin 2\beta \sin \varphi . \quad \text{Ecuación 22}$$

$$\tau_{zx} = 0,5(\sigma_h \cos^2 \beta + \sigma_H \sin^2 \beta - \sigma_v) \sin 2\varphi . \quad \text{Ecuación 23}$$

$$\tau_{xy} = 0,5(\sigma_H - \sigma_h) \sin 2\beta \cos \varphi . \quad \text{Ecuación 24}$$

Dónde:

σ_x , σ_y , σ_z = Esfuerzos normales en la pared del pozo en coordenadas rectangulares (psi)

τ_{xy} , τ_{yz} , τ_{zy} = Esfuerzos de corte en la pared del pozo en coordenadas rectangulares (psi)

φ = Inclinación del pozo con respecto a la vertical (°)

β = Desviación o azimut del pozo (°).

Ahora al considerar el efecto de la presión de poro (P_p), el esfuerzo de inicio de fractura está dado por:

$$\sigma_f = \sigma_3 - P_p \quad \text{Ecuación 25}$$

Donde σ_3 es el esfuerzo que causa la mayor tensión en la pared del pozo y está dado por la ecuación:

$$\sigma_3 = \frac{1}{2} \left[(\sigma_{\theta\theta} + \sigma_{z\theta}) - \sqrt{(\sigma_{\theta\theta} - \sigma_{z\theta})^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \right] \quad \text{Ecuación 26}$$

Como es claro, el valor de σ_f no es constante alrededor de las paredes del pozo, por lo cual para un conjunto de esfuerzos principales, si la presión del pozo, P_w , sigue creciendo desde un valor de cero, la primera fractura se iniciará en una posición angular θ_{cr} , cuando σ_f satisfaga la condición:

$$\sigma_f \leq T_0 \quad \text{Ecuación 27}$$

Donde T_0 es la resistencia a la tensión de la roca.

Al hacer los remplazos pertinentes se llega a que el valor MINIMO de P_{wf} que satisfaga la siguiente desigualdad es la presión de inicio de fractura.

$$P_w \geq \sigma_x + \sigma_y - 2(\sigma_x - \sigma_y)\cos 2\theta - \frac{\tau_{\theta z}^2}{\sigma_{z\theta}} \quad \text{Ecuación 28}$$

Entonces, la fractura se inicia cuando $\theta = \theta_{cr}$ donde σ_f es mínimo, por lo cual se obtiene la expresión:

$$P_w = \sigma_x + \sigma_y - 2(\sigma_x - \sigma_y)\cos 2\theta_{cr} - \frac{\tau_{\theta_{zcr}}^2}{\sigma_{z\theta_{cr}}}. \quad \text{Ecuación 29.}$$

Pero para llegar a una respuesta proveniente de ésta última ecuación, la solución del sistema se convierte en un problema de tipo numérico, por lo cual un amplio proceso iterativo de alta complejidad debe ser aplicado para llegar a dicho valor de presión de inicio de fractura.

Por la anterior razón y con el propósito de estudiar el efecto de la orientación del pozo en la presión anteriormente mencionada, se hará uso de una herramienta de tipo Macro Excel similar a la utilizada para la identificación del tipo de falla de la

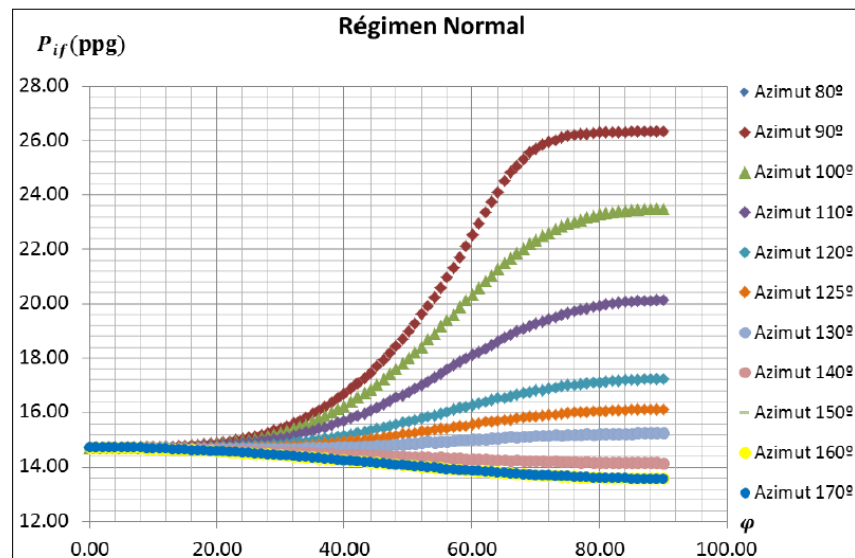
roca, en la cual se tendrán en cuenta los parámetros mencionados en el capítulo 3.1.4., entre otros.

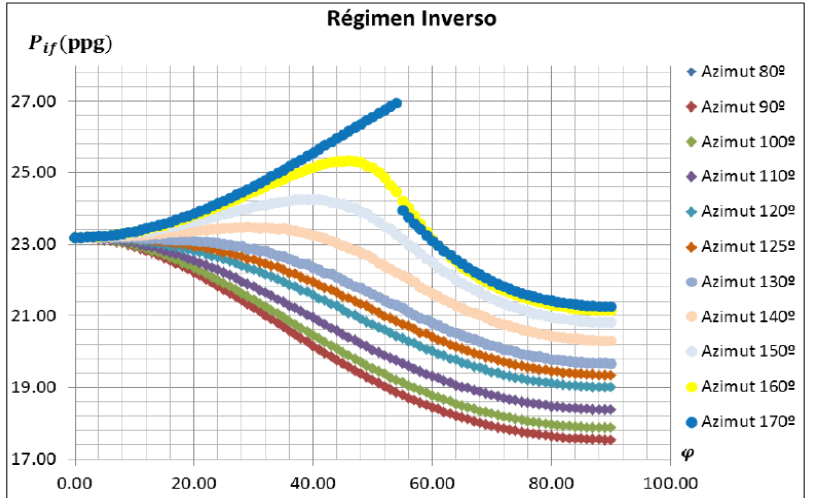
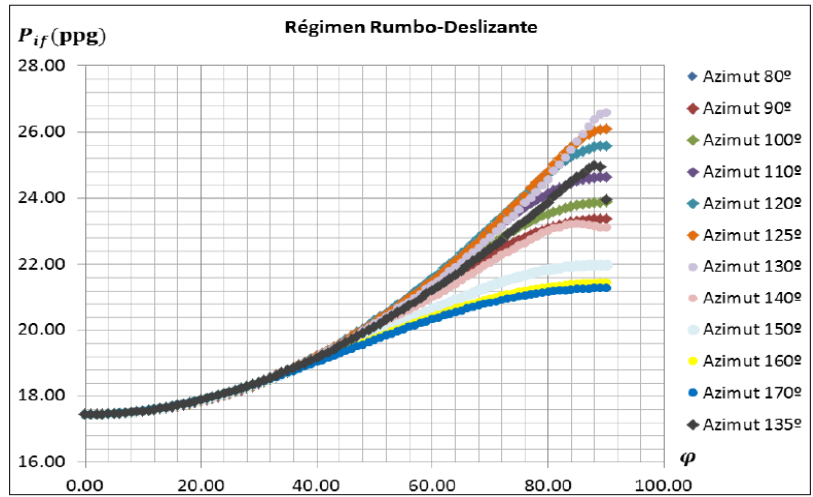
3.2.2. Efecto de la orientación del pozo de acuerdo al régimen de esfuerzos

A través de la Macro Excel mencionada con anterioridad, y similar a lo realizado en el capítulo de tipo de falla, se pudo hacer cierto tipo de sensibilidades que permitieron obtener una idea de las tendencias de la presión de inicio de fractura a medida que se cambiaban las condiciones de orientación del pozo.

La figura 20 muestra el comportamiento típico de la presión de inicio de fractura en función de φ y β en un régimen de tipo normal, rumbo deslizante e inverso, en un caso en el cual el esfuerzo máximo horizontal tiene una dirección de 170° , una relación de σ_H/σ_h de 1,2 y propiedades mecánicas típicas de rocas objeto de tratamientos de fracturamiento hidráulico ($\nu = 0,24$; $T_o = 1000$ psi; $S_o = 4000$ psi y $AFI = 40^\circ$).

Figura 20. Comportamiento de presión de inicio de fractura en función del régimen de esfuerzos.





Fuente: Macro Excel. Tipo de falla y gradiente de fractura. EL AUTOR.

Un análisis de los comportamientos mostrados en cada una de las gráficas permite deducir que sin importar el régimen que se presente, cuando el pozo presenta una baja inclinación ($<10^\circ$), ésta no tiene un efecto fuerte en la P_{if} , tendiendo a tener el mismo valor en el caso que el pozo fuera vertical y sin verse afectada por el azimut de éste.

En un régimen de tipo normal, se puede concluir que a medida que el ángulo de separación entre el PPF y el azimut del pozo es mayor, la presión requerida para iniciar la fractura aumenta y el efecto que tendrá la inclinación del pozo (φ) a medida que se incrementa, en dicho valor de P_{if} , será de mucha mayor notoriedad.

Aun así en valores de azimut de pozo cercanos al PPF, la presión de fractura tiende a tener una leve disminución en las inclinaciones más altas (pozos casi horizontales).

Cuando el caso es el de un régimen de tipo rumbo-deslizante, la tendencia tiende a ser parecida al caso anterior cuando el pozo está cercano al PPF. Sin embargo, cuando se alcanza un valor de ángulo medio (40°- 50°) entre éste y el azimut, el requerimiento de presión para iniciar la fractura será el más alto, inclusive por encima del requerido en ángulos grandes de separación, donde este valor de presión tiende a acercarse al requerido en alineaciones cercanas.

Ya en un régimen inverso, el efecto que tendrá tanto el ángulo de inclinación como la separación entre el pozo y el PPF, será opuesto al visto en un régimen normal. A mayores valores de éstas variables, la P_{if} tenderá a disminuir. Es importante resaltar que cuando dicho ángulo de separación es pequeño, en los valores más bajos de inclinación el requerimiento de presión tiende a aumentar logrando un máximo a partir del cual cambia a una tendencia de disminución.

Por su parte, Weng¹⁰ afirma que la orientación del pozo ejerce un efecto directo también en el valor de la presión de cierre de la fractura hidráulica cuando ésta ha iniciado su propagación. Este nuevo esfuerzo de cierre puede ser calculado para un régimen normal por:

$$\sigma_{clw} = \sigma_{cl} + (\sigma_H - \sigma_{cl})\text{sen}^2(\theta) \quad \text{Ecuación 30}$$

σ_{clw} : Esfuerzo de cierre de fractura tomando en cuenta la desviación del pozo (psi)

σ_{cl} : Esfuerzo de cierre o esfuerzo mínimo horizontal (psi).

σ_H : Esfuerzo máximo horizontal (psi).

¹⁰ WENG, X. "Fracture Initiation and Propagation From Deviated Wellbores". ARCO E&P Technology Co. SPE 26597.

θ : Ángulo entre el pozo y el plano preferencial de fractura ($^{\circ}$).

A través de esta ecuación se puede deducir que un incremento en el valor de separación entre el azimut del pozo y el plano preferencial de fractura (PPF) se verá representado en un incremento en la presión de cierre lo que conllevará a mayores requerimientos de presión para lograr la extensión de la fractura inducida.

Los problemas que se presentan entonces con mayor frecuencia por dicha razón son:

- Creación de múltiples fracturas por los altos requerimientos de presión.
- Restricción en ancho debido a altos valores de tortuosidad causados cuando la fractura busca alinearse con el PPF.
- Reducción de la conductividad de la fractura por efectos de tortuosidad y altos esfuerzos de cierre, lo que lleva a una no aceptación del propante en el cuerpo principal de ésta.

Así mismo, tanto autores como experiencias en campo y laboratorio han llevado a concluir (concordante igualmente con el análisis gráfico anterior), que ángulos máximos de inclinación del pozo (φ) hasta 10° y 12° pueden ser aceptables en tratamientos por fracturas inducidas, sin que se presenten incrementos en las adversidades durante el proceso de creación y extensión de éstas.

Adicionalmente, en el anexo 2 se muestran los resultados de la sensibilidad realizada en la Macro Excel para determinar la influencia de la separación entre el pozo y el PPF (denotado en esta caso como θ) en el tipo de falla a generarse en el caso de un régimen de tipo rumbo-deslizante (típico del caso de estudio), encontrando que dicho ángulo solo tiene cierta influencia cuando el pozo se acerca a la horizontal (altos valores de φ), tendiendo a darse la falla por corte a priori que la falla por tensión en arenas objeto de fracturamiento con valores de propiedades mecánicas típicas de éstas. Dicha tendencia tiende a mantenerse en regímenes de tipo normal.

3.3. ANISOTROPÍA DE ESFUERZOS HORIZONTALES

Partiendo del valor de presión de poro, esfuerzo vertical y propiedades mecánicas, Eaton dedujo ciertas expresiones para calcular el esfuerzo mínimo horizontal (σ_h), el gradiente de fractura (GF) y el esfuerzo máximo horizontal (σ_H), las cuales se muestran a continuación

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} * (\sigma_v - P_p) + P_p \quad \text{Ecuación 31}$$

$$GF = \sigma_h + \frac{RTR}{TVD} \quad \text{Ecuación 32}$$

$$\sigma_H = 3\sigma_h - GF - P_p + \frac{T_o}{TVD} \quad \text{Ecuación 33}$$

Donde P_p es la presión de poro, T_o la resistencia tensil de la roca y ν la relación de Poisson.

Estas ecuaciones generalmente arrojan un resultado confiable, pero en casos tales como formaciones de alta complejidad tectónica, pueden no ser representativas, como se verá en el capítulo 6.

3.3.1. Efectos de la anisotropía en la creación y propagación de la fractura

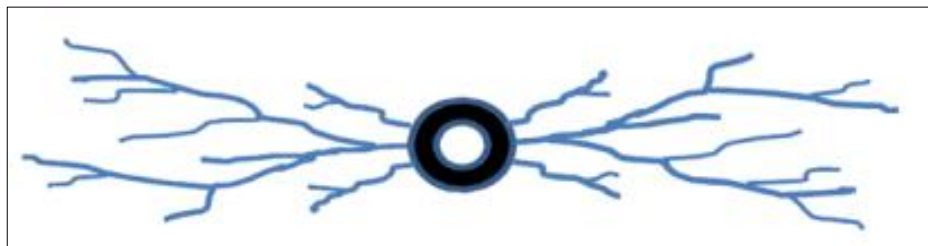
Establecer un valor criterio para decir si una anisotropía es alta o baja y si el efecto que tendrá es favorable o no para la propagación de la fractura, es altamente complejo debido a que dicho proceso de crecimiento también se encuentra en función de otra serie de factores tales como propiedades mecánicas de la roca, orientación del pozo, complejidad tectónica y estructural, como se ha visto.

Pese a lo anterior, la experiencia misma, algunos autores y sensibilidades realizadas, han mostrado que valores de anisotropía por encima de 0,6 psi/ ft, los cuales no son comunes pero es posible que se presenten en regímenes de

tectónica activa, pueden provocar que la roca no alcance la falla por tensión de manera temprana, sino que ésta falle por corte antes, respondiendo al criterio de Mohr Coulomb, tal como pudo verse con anterioridad en la figura 17. Esto, como ya se analizó, limita la viabilidad de la operación de fracturamiento.

Por otro lado, cuando existe muy bajo esfuerzo diferencial en la formación y la fractura inicia su propagación, ésta no encuentra un camino preferencial bien definido, por lo cual la aparición de fracturas ramificadas se hace posible (Figura 21), lo que lleva a una disminución de la longitud y ancho y por consiguiente de la efectividad de dicha fractura.

Figura 21. Fracturas ramificadas causadas por bajo esfuerzo diferencial.



Fuente: Fang, Z. KHAKSAR, A. "Complexity of Minifrac Test and Implications for In.Situ Horizontal Stresses in Coalbed Methane Reservoirs. SPE 14630. 2011.

Valores de anisotropía por debajo de 0,15 psi/ft pueden ser considerados como causantes de éste fenómeno, el cual tiene relación directa también con las propiedades mecánicas y constitutivas de la roca. Estas fisuras contribuyen a excesivas pérdidas de fluido que pueden llevar a una deshidratación de la lechada de fracturamiento y consecuentemente llevar a diversos problemas semejantes a los que se verán en mayor detalle en el capítulo 3.4.

3.3.2. Influencia de la anisotropía en el gradiente de fractura

Siempre que se tenga un campo anisotrópico de esfuerzos, la ecuación 34 establece que el esfuerzo mínimo horizontal es menor o por mucho igual que el esfuerzo máximo

$$\sigma_h \leq \sigma_H \quad \text{Ecuación 34}$$

Según este planteamiento y basándose en la ecuación que define el valor para el gradiente de fractura anisotrópico como isotrópico respectivamente, se tiene que

$$\frac{3\sigma_h - \sigma_H - P_p + RTR}{TVD} \leq \frac{2\sigma_h - P_p + RTR}{TVD} \quad \text{Ecuación 35}$$

O expresado en términos de gradientes

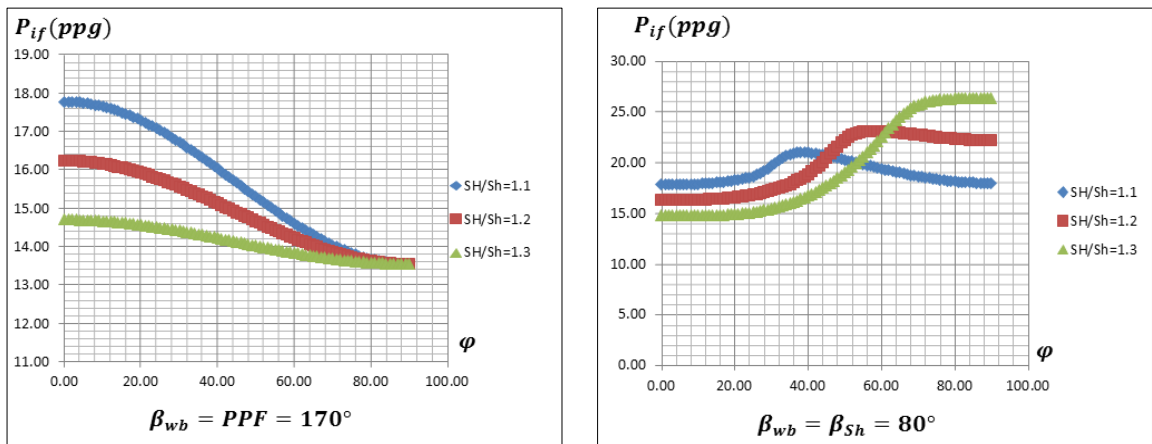
$$GF_{\text{Isotropico}} \geq GF_{\text{Anisotropico}}. \quad \text{Ecuación 36}$$

Lo que lleva a deducir que al existir un mayor valor de anisotropía, el gradiente de presión necesario para lograr la fractura por tensión es menor.

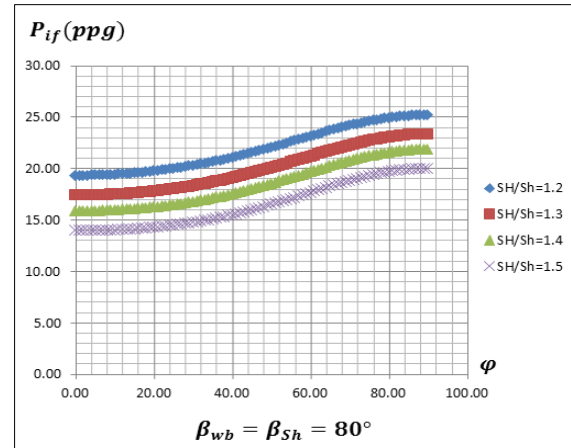
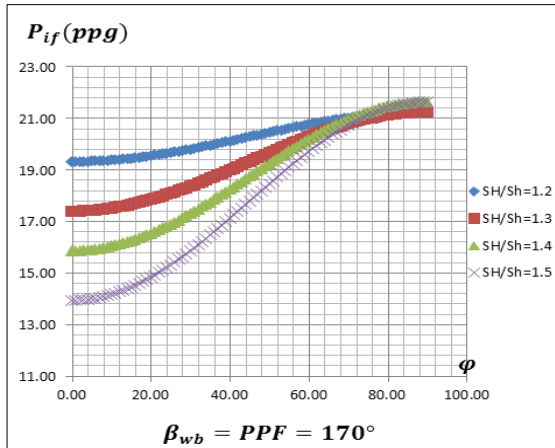
La figura 22 representa el comportamiento de éste valor de gradiente de fractura en tres relaciones diferentes de anisotropía, para un pozo que se encuentra a las mismas condiciones que las sensibilidades realizadas en el capítulo anterior, tomando en este caso el pozo una dirección de azimuth igual a la del plano preferencial de fractura (PPF). $\text{Azimut}_{wb} = \text{PPF} = 170^\circ$, así como cuando estos dos son perpendiculares entre sí.

Figura 22. Sensibilidad de la presión de inicio de fractura para diferentes anisotropías de esfuerzos.

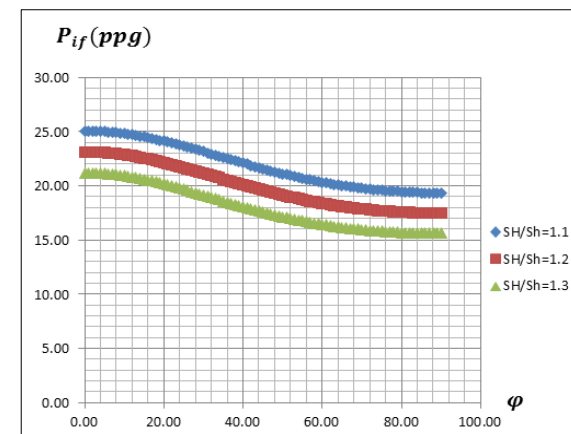
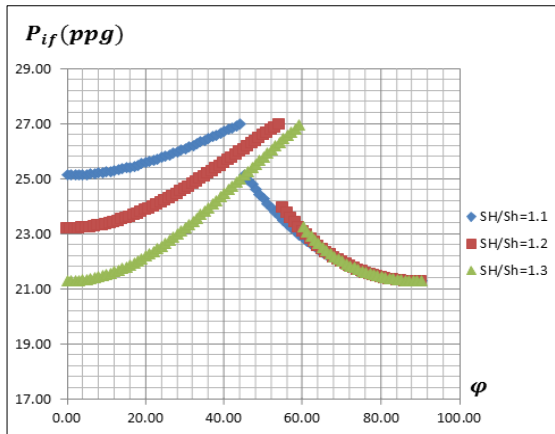
Régimen Normal



Régimen Rumbo Deslizante



Régimen Inverso



Fuente: Macro Excel. Tipo de falla y gradiente de fractura. EL AUTOR.

Cuando los ángulos de azimut y PPF son iguales, se cumple la relación establecida con anterioridad de que a mayor anisotropía de esfuerzos, el gradiente de fractura tiende a disminuir, sin importar que el comportamiento de éste último en función de la inclinación del pozo sea diferente para cada régimen. La única excepción a dicha relación inversa entre gradiente y anisotropía, podría presentarse en un régimen inverso en altos ángulos de inclinación, donde el comportamiento no se visualiza de forma definida. Es claro además que cuando el pozo se hace cercano a la horizontal, dicho gradiente se muestra igual sin importar el valor de esfuerzos diferenciales.

Ya en el caso en que los dos valores en cuestión sean perpendiculares entre sí, el comportamiento para los regímenes rumbo-deslizante e inverso es similar al descrito con anterioridad (a mayor anisotropía, menor gradiente de fractura), exceptuando el régimen normal donde a altas inclinaciones, la tendencia tiende a cambiar y se requiere un mayor valor de presión para anisotropías más altas.

3.4. PRESENCIA DE FRACTURAS NATURALES Y MÚLTIPLES

En su concepción más básica, Aguilera¹¹ define una fractura natural como “una discontinuidad planar macroscópica que resulta cuando los esfuerzos exceden la resistencia a la ruptura de la roca, siendo ésta típicamente de alta dureza y baja permeabilidad”.

Generalmente, se les clasifica en dos clases en relación al grado de severidad y compactación que tienen. Las fracturas conductivas abiertas son aquellas que como su nombre lo indica, se encuentran totalmente abiertas y sirven como canales de buena conductividad dentro de la formación, mientras que las parciales aún sostienen cierto grado de cohesión que mantienen juntas sus partículas, pero que con un incremento de presión sobre su estructura tiende a volverse conductiva abierta.

Figura 23. Roca naturalmente fracturada.



Fuente: La Naturaleza de los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF). Oilfield Review. Schlumberger, Otoño de 2006.

¹¹ Aguilera, R. “NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS”. Second Edition. Penn Well. Publishing Company. 1995.

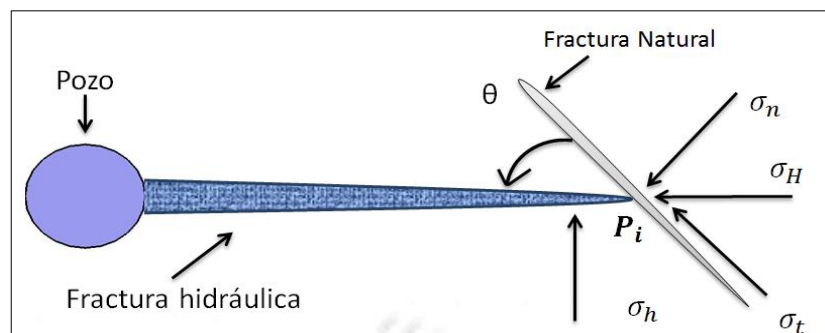
Los YNF representan significativos cambios en el diseño y explotación en comparación a los yacimientos convencionales, por lo que no es sorprendente que uno de los principales desafíos con que se enfrenta los especialistas es cómo simular correctamente los efectos de las fracturas sobre el comportamiento de las formaciones.

3.4.1. Fracturamiento hidráulico en presencia de fracturas naturales

El diseño convencional de tratamientos de fracturamiento hidráulico se basa en la suposición de que la roca es homogénea y que la fractura se propaga simétricamente perpendicular al esfuerzo mínimo. En yacimientos naturalmente fracturados debido a la interacción con dichas discontinuidades, esta suposición pierde validez, ya que la fractura hidráulica puede propagarse asimétricamente o incluso tomar múltiples direcciones en su crecimiento a través de la formación.

En la figura 24 se muestra el momento en que una fractura hidráulica intercepta una fractura natural en su proceso de crecimiento, esquematizando el campo de esfuerzos presente en el cuerpo de la fractura natural así como la presión en la intersección que será la variable que determinará si la fractura continúa su crecimiento por el PPF o es desviada por la discontinuidad preexistente.

Figura 24. Intersección entre una fractura hidráulica y una fractura natural.



Fuente: Modificado de :Keshavarzi, R. Mohammadi,S. "A New Approach for Numerical Modeling of Hydraulic Fracture Propagation in Naturally Fractured Reservoirs". SPE 152509. 2012.

En función del ángulo de interacción se puede dar el caso en que las fracturas se encuentren alineadas en la misma dirección del PPF o en una dirección diferente, formando cierto ángulo con éste.

3.4.1.1. Orientación de fracturas naturales en la dirección de PPF

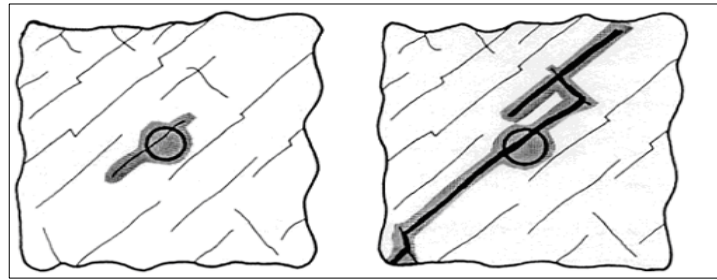
Cuando las fracturas naturales presentes en un yacimiento no se encuentran interconectadas entre sí, se considera que su aporte a posibles índices de producción altos no es bueno. Sin embargo en términos de fracturamiento hidráulico, dicha nula interconexión conjunto a una orientación en el PPF pueden significar el mejor de los escenarios a la hora de tener menos inconvenientes durante el proceso de propagación.

Esto puede explicarse por el hecho que la fractura inducida crecerá en la misma dirección de la fractura natural, por lo cual la primera se propagará con una mayor facilidad, debido a que dicha discontinuidad actúa como un camino de ayuda o menor resistencia en el proceso de extensión. Así mismo, no existirá el riesgo de posibles problemáticas tales como screenouts o desviación de la trayectoria de propagación por efecto del cruce o intersección con discontinuidades de éste tipo cuando éstas no tienen la misma orientación que el PPF.

3.4.1.2. Orientación de fracturas naturales en dirección diferente al PPF

El caso registrado en la figura 25 es la esquematización más simple cuando una fractura hidráulica se intercepta con una discontinuidad que no se encuentra en su plano de propagación. A escala de yacimiento, esta situación puede volverse mucho más compleja debido a que estas fisuras no tienen una dirección totalmente definida, sino que se presentan como una compleja red que empieza a interactuar con la fractura inducida llevando a un incremento en los inconvenientes de la correcta ubicación del material apuntalante dentro de la fractura.

Figura 25. Tratamiento de fracturamiento hidráulico en red de fracturas naturales.



Fuente: "The GasGun Compared to Hydraulic Fracturing". PTTC Technology Connections. Febrero de 2003.

3.4.2. Interacción fractura hidráulica-fractura natural

Un gran número de estudios así como la experiencia misma han mostrado que en el momento que una fractura hidráulica intercepta una fractura natural, los principales parámetros que determinan el tipo de interacción que existirá entre ellas son: el ángulo de interacción, la anisotropía de esfuerzos horizontales y propiedades de la roca (especialmente la relación de Poisson).

En función a estos factores, Warpinski y Teufel¹² desarrollaron un criterio de interacción de fractura para predecir si la fractura inducida causa una apertura de la fisura preexistente, provocando que el fluido base se desvíe por estas discontinuidades, o sencillamente continúe su proceso de propagación sin verse afectada por ésta.

Cuando la presión en el cuerpo de la fractura inducida es mayor que el esfuerzo normal en la fractura natural, ésta última experimentará un fenómeno de apertura, lo que provoca que la fractura hidráulica cambie su comportamiento de propagación, tal como se observa en la figura (26.A)

Para éste caso, se presentará dicha apertura cuando se cumpla que:

¹² WARPINSKI, N. TEUFEL, L. Influence Of Geologic Discontinuities On Hydraulic Fracture Propagation. Journal of Petroleum Engineering. 1987.

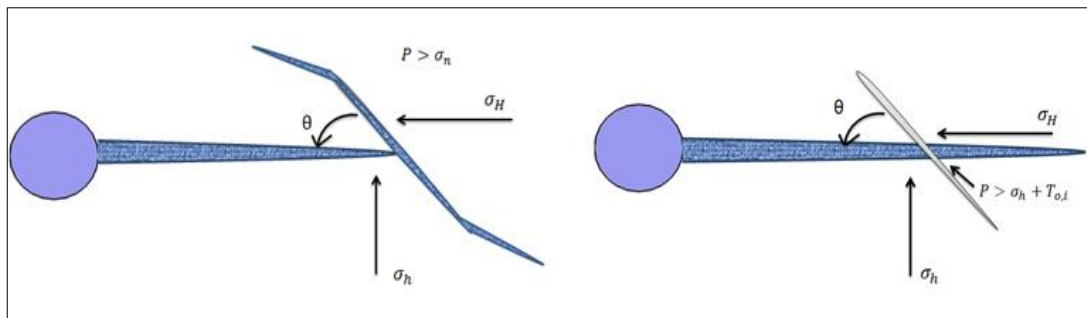
$$P_{net} > \frac{(\sigma_H - \sigma_h)(1 - \cos 2\theta)}{2}$$

Ecuación 37

En el momento que ésta relación no se cumpla, se considera que la presencia de la fractura natural no ejerce ningún tipo de efecto sobre la fractura inducida y ésta continua propagándose de manera normal, como el caso observado en la figura 26.B.

Del análisis de la ecuación 37, se concluye que la discontinuidad preexistente no ejercerá influencia sobre el camino de propagación de la fractura inducida cuando exista alta anisotropía de esfuerzos horizontales en la formación así como un alto ángulo de intersección entre ellas, mientras que en bajas anisotropías y ángulos de contacto, la apertura de estas fisuras naturales aparecerá, desviando el crecimiento normal de la fractura en dirección del PPF y alterando el desarrollo de la operación, resultado que concuerda con estudios posteriores y previos como los de y Zhou y Xue¹³ y Blanton¹⁴ respectivamente.

Figura 26. Fenómenos de apertura y cruce de la fractura natural.



Fuente: Modificado de POTLURI, N. ZHU, D. AND HILL, A.D. "Effect of Natural Fractures on Hydraulic Fracture Propagation". SPE 94568. 2005.

Adicionalmente, autores como Blanton y Nolte-Smith establecen que la fractura hidráulica cruzará la discontinuidad preexistente cuando se establezca una igualdad entre el valor de $T_{0,i}$ (resistencia tensil de la roca en la intersección) y la

¹³ ZHOU, J. XUE, C. "Experimental Investigation of Fracture Interaction Between Natural Fractures And Hydraulic Fracture In Naturally Fractured Reservoirs". SPE 142890. 2011.

¹⁴ BLANTON, T. "An experimental Study of Interaction between Hydraulically Induced and Pre-Existing Fractures". SPE 10847. 1986.

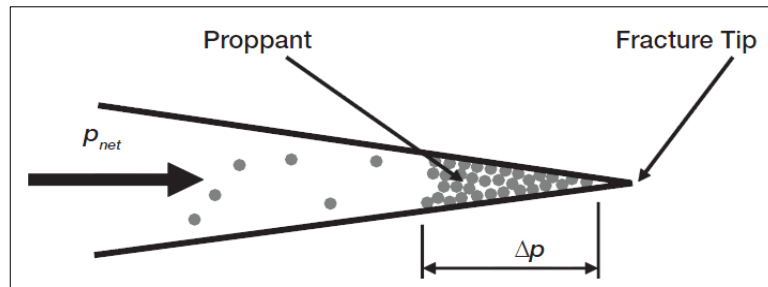
P_{net} en el cuerpo de la fractura, es decir cuando la presión dentro de la fractura pueda vencer la resistencia en el cuerpo de la discontinuidad:

$$P > \sigma_h + T_{o,i} = P > \sigma_h + P_\sigma \longrightarrow P = \sigma_h + P_\sigma \quad \text{Ecuación 38}$$

Los principales efectos causados por la presencia de fracturas naturales en la propagación de la fractura inducida que en diversos estudios y en la práctica han sido identificados son:

- Alto leakoff del fluido base de fractura.
- Posible ocurrencia de screen-outs prematuros.
- Detención del crecimiento de la fractura a través de la formación.
- Formación de múltiples fracturas.
- Altos valores de presiones netas.

Figura 27. Esquema de un Tip Screen Out.



Fuente: KESHAVARZI, R. MOHAMMADI, S. "A New Approach for Numerical Modeling of Hydraulic Fracture Propagation in Naturally Fractured Reservoirs". SPE 152509. 2012.

La figura 27 muestra el cuerpo de la fractura inducida cuando debido a la intersección que ésta sufre con una fractura natural, empieza a ocurrir un fenómeno de acumulación de propano en la punta de ésta, como consecuencia de las altas pérdidas de fluido base que se da a través de dichas discontinuidades naturales como se vio anteriormente, lo que ocasionan que el material apuntalante termine "crusheandose" o desgastándose, llevando a la ocurrencia de un screen out y finalmente al detenimiento del proceso de propagación.

Es importante aclarar que muchas veces, fisuras de pequeño tamaño que no son tomadas de manera clara por los registros de imagen pueden tener cierto efecto en los altos índices de leakoff presentes. Éste es el caso de cuando por causas de tortuosidad, la fractura debe hacer un gran esfuerzo para alinearse con el PPF, llevando así a la creación de pequeñas grietas o fisuras que a la larga servirán como un agente de pérdida de fluido adicional.

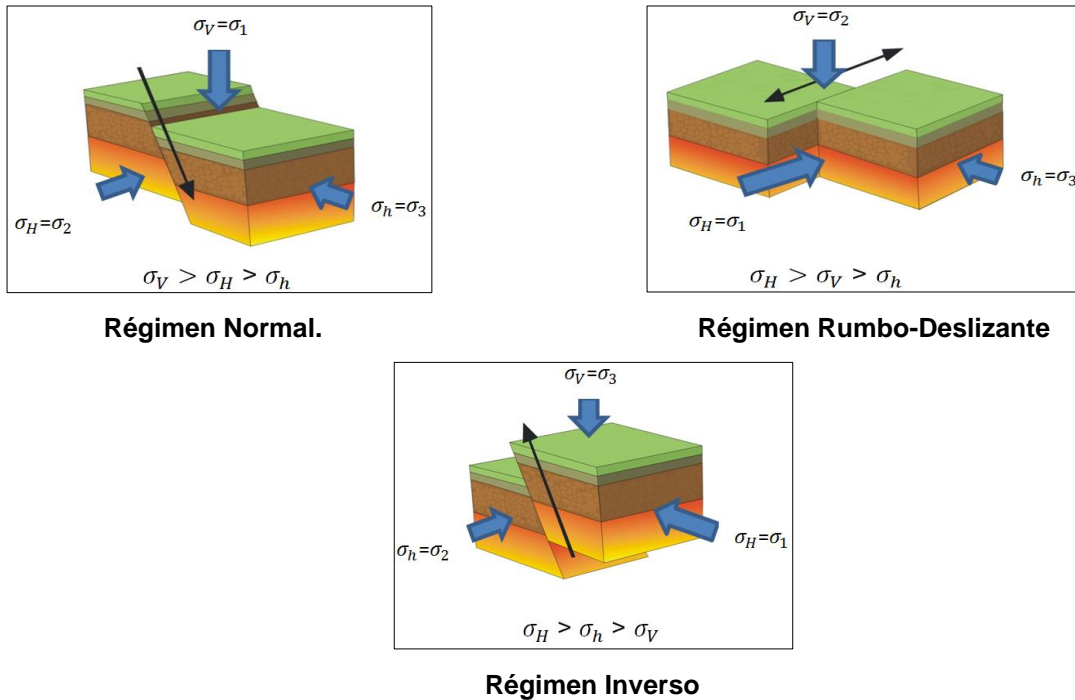
3.5. PRESENCIA DE FALLAS GEOLÓGICAS Y TECTÓNICA ACTIVA

Las fallas geológicas son uno de los factores que mayor interés y a la vez incertidumbre genera en el deseo de conocer las características y efecto que generarán en el comportamiento del yacimiento cuando se inicia su marco de explotación.

En su clasificación más básica se pueden encontrar tres tipos principales: falla normal, falla inversa y falla rumbo-deslizante. La presencia de un tipo u otro en una formación geológica, contribuye a definir el régimen de esfuerzos que allí se tendrá, por lo cual su estudio e identificación se hace indispensable en la planeación de cualquier operación que requiera algún tipo de modelamiento geomecánico o geológico.

Así, Anderson (1951), describió los posibles regimenes de esfuerzos in situ que pueden encontrarse en una formación geológica, mostrando en la figura 28 respectivamente el regimen normal o extensional, rumbo deslizante e inverso.

Figura 28. Regímenes de esfuerzos normal, rumbo deslizante e inverso.



Fuente: Modificado de ECONOMIDES, M.; NOLTE, K.; "Reservoir Stimulation".Third Edition. Schlumberger 2000.

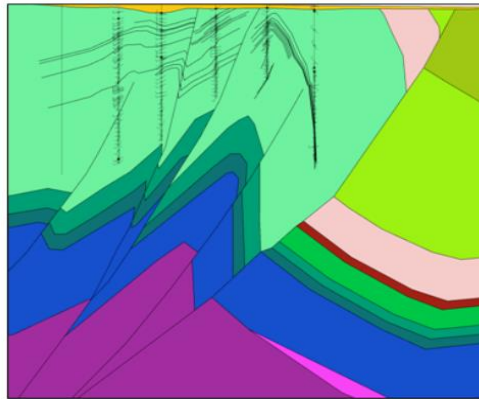
Estudios han mostrado que aunque algunas veces la presencia de fallas de tipo normal puede estar asociada a esfuerzos y movimientos tectónicos, casi siempre éstos son directamente relacionados con estructuras geológicas donde existen fallamientos y discontinuidades típicas de regimenes rumbo deslizante e inversos, estando las mencionadas fallas normales asociadas con cuencas pasivas o de esfuerzos tectónicos relajados. Esto es debido a que la variación y magnitud de esfuerzos es mucho mayor en los regimenes rumbo-deslizante e inverso en comparación al normal.

3.5.1. Incidencia de la tectónica activa en el campo de esfuerzos

Las operaciones de fracturamiento hidráulico en formaciones con alta presencia de fallas de tipo rumbo-deslizante e inverso, por lo general presentan grandes retos debido al complejo campo de esfuerzos allí existente.

La figura 29 muestra un corte estructural de una formación en la cual se evidencia la presencia de un gran número de dichos tipos de fallas y de un régimen tectónico totalmente activo.

Figura 29. Corte estructural de un régimen inverso tectónicamente activo.



Fuente: POTOCKI, D. "Understanding Induced Fracture Complexity in Different Geological Settings Using DFIT Net Fracture Pressure. EnCana Corporation. SPE 162814. 2012.

Cuando éste es el caso, la configuración de esfuerzos entre el tipo rumbo-deslizante e inverso existente hace que el régimen allí predominante no sea claro y puedan presentarse variaciones a lo largo de la extensión del campo. Es así como la presencia de fallas de tipo inverso ocasiona que el valor del esfuerzo mínimo o de cierre eleve su valor, lo que se puede ver directamente relacionado con la geometría de fractura. Altos valores de éste, se ven representados en altos gradientes de fractura y dificultad para la apertura de la fractura y consecuentemente para la ubicación del material apuntalante¹⁵.

Es importante igualmente conocer y tener en cuenta el ángulo que existe entre el PPF y la falla inversa así como la distancia entre el pozo y ésta última para así conocer con mayor certeza el posible efecto que ésta ejercerá en el proceso de propagación.

¹⁵ MAXWELL, S.; ZIMMER, U.; GUZEK, R. and QUIRK, D. "Evidence of a Horizontal Hydraulic Fracture at Depth Due to Stresses Rotation Across a Thrust Fault". SPE 110696. 2007.

Cuando la fractura se propaga paralelamente a la falla y la distancia entre las dos es considerable, el efecto que ésta última tendrá no será de una importancia de alta significancia. Por el contrario, cuando existe cierto ángulo entre ellas y la distancia es muy cercana a la longitud total de fractura, dicha falla geológica puede convertirse en un obstáculo para la creación de una correcta geometría, llevando a malas distribuciones del material apuntalante en el cuerpo de ésta y detención en su crecimiento extensional.

Por otro lado, cuando se iguale o supere el esfuerzo vertical y se pase de tener un régimen rumbo-deslizante a uno inverso, como se vio en el capítulo 2.3, esta configuración de esfuerzos define la geometría de la fractura creada, y cuando hay ésta transición de regímenes es posible que pase de tener una fractura con crecimiento en la vertical a una que con el tiempo tenderá a empezar a crecer de forma horizontal, lo que se traduce en problemas de tipo operativo tales como incrementos abruptos en los valores de tortuosidad y consiguiente presión neta además de no concordancia con el modelamiento ni la planeación inicial.

3.5.2. Desajuste entre el valor de esfuerzo mínimo y esfuerzo de cierre

Por lo general, en el desarrollo de tratamientos por fracturas inducidas se considera que el valor de esfuerzo mínimo de la formación es igual al de presión de cierre de la fractura, como se ha visto con anterioridad.

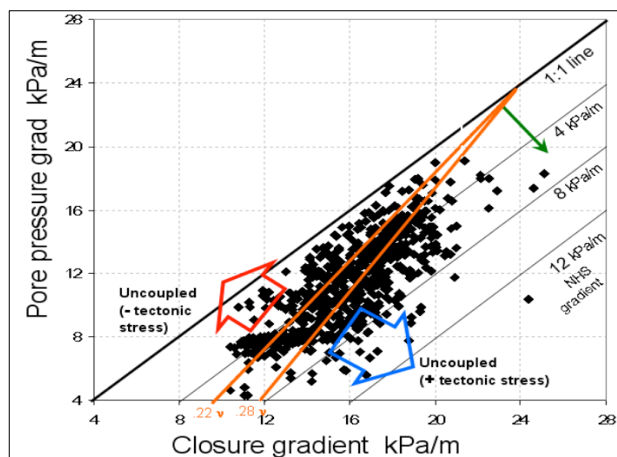
Sin embargo, existen situaciones en las que lo anterior no se cumple totalmente y el valor medido de esfuerzo mínimo por registros de pozos o modelado por alguna correlación, en el caso de la presente investigación por la expresión de Eaton (Ecuación 31), difiere en gran medida al valor de esfuerzo de cierre, medido generalmente a través de pruebas PreFrac.

La ocurrencia de esto se ve relacionada con factores tales como alta desviación del pozo, estratigrafía compleja, alto índice de ruido en la toma de registros, pero siendo destacado como causa principal en la mayoría de estudios, el efecto

tectónico causado por fallas activas presentes en la formación, principalmente de tipo inversas y rumbo-deslizante.

En la figura 30 se muestra un esquema del comportamiento de la presión de cierre de cierta formación en relación a la presión de poro de ésta. Las dos líneas de color naranja representan los máximos y mínimos valores teóricos dentro de los cuales el esfuerzo de cierre se encuentra acoplado con la presión de poro a través de la ecuación de Eaton, es decir, el rango en el cual el esfuerzo de cierre es igual al esfuerzo mínimo.

Figura 30. Acople de la presión de cierre con la presión de poro. Análisis de Potocki.



Fuente: POTOCKI, D. "Understanding Induced Fracture Complexity in Different Geological Settings Using DFIT Net Fracture Pressure. EnCana Corporation. SPE 162814. 2012.

Cuando esto deja de cumplirse, los puntos de presión de cierre medidos por pruebas PreFrac empiezan a salirse del mencionado rango, tomando valores tanto mayores como menores.

Potocki¹⁶, afirma que éste desajuste es producto directo del hecho de que en regiones de altos índices de tectónica activa, éstos esfuerzos tectónicos se convierten en el agente controlador del valor de presión de cierre, desplazando a la presión de poro como la variable que determina la magnitud y comportamiento de dicha presión.

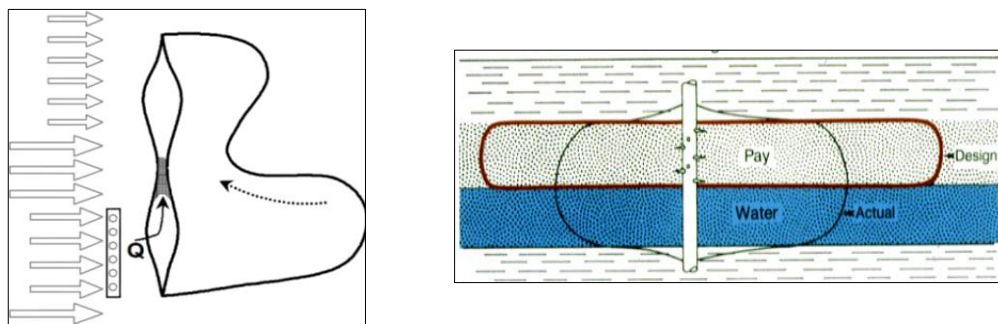
¹⁶ POTOCKI, D. "Understanding Induced Fracture Complexity in Different Geological Settings Using DFIT Net Fracture Pressure. EnCana Corporation. SPE 162814. 2012.

De ésta manera, cuando el valor del esfuerzo de cierre es mayor al esfuerzo mínimo, se considera que esfuerzos tectónicos de tipo compresional positivo presentes en la formación (Figura 30, color azul) típicos de fallas de tipo inversas, están determinando el valor de dicho cierre. El caso contrario donde el esfuerzo de cierre sea menor al esfuerzo mínimo (Figura 30, color rojo), dicho comportamiento es explicado por el efecto de esfuerzos tectónicos extensionales de carácter negativo, los cuales provocan una tendencia a la relajación de las partículas de la roca como tal, disminuyendo las fuerzas que llevarían a un incremento en la presión de cierre.

Adicionalmente, la presencia de un régimen tectónico activo puede verse directamente relacionado con la alta magnitud de fracturas naturales en la formación.

3.6. CONTRASTE DE ESFUERZO MÍNIMO Y RELACIÓN DE ESPESOR ENTRE FORMACIONES

Figura 31. Problemas más comunes causados por la no contención en altura de una fractura hidráulica.



Fuente: NSI TECHNOLOGIES, INC. "Bases, Design and Applications of Hydraulic Fracturing".

Al inducir una fractura hidráulica es imperativo que la zona de interés se encuentre delimitada por dos formaciones que sirvan como sello, tal como la configuración de un yacimiento que no permite que el petróleo migre a superficie, por lo cual se

desea tener una geometría en la cual la fractura tenga una buena extensión a través de la formación, un ancho pequeño y un altura que garantice un confinamiento en la zona de interés, evitando de ésta manera que se invadan dichas zonas de arcillas.

Cuando se presenta un caso de screen out prematuro como el que se observa en la figura de la izquierda, el sello no puede controlar la fractura en altura y ésta invade de manera abrupta dicha zona, continuando con su crecimiento hasta que finalmente llega a una región de esfuerzos de cierre menores (otra arena). Como el sello o arcilla tiene esfuerzos de cierre mucho más altos que la arena, se forma un “pinch point”, el cual no permite que el propano se siga desplazando hacia la arena invadida, por lo cual la lechada empieza a deshidratarse y éste se acumula en éste punto, creando consecuentemente un atascamiento o taponamiento.

Es así como la mayoría de autores coinciden en que la diferencia entre el esfuerzo de cierre de la zona a fracturar y las que se encuentran limitándola conjunto la relación de espesores de éstas y el contraste de propiedades mecánicas, son los factores que determinan el crecimiento en altura de la fractura.

Otros factores tales como la presencia de superficies de discontinuidad y la diferencia entre el gradiente hidrostático y litostático de la roca, entre otros, se les ha considerado como influyentes en dicha contención, pero en el caso de fracturas que alcanzan geometrías colosales. Pese a esto, estudios preliminares como los de Eekelen¹⁷ y Smith¹⁸, han demostrado que dicho efecto se puede tornar insignificante, en comparación al ejercido por los dos factores principales mencionados anteriormente, por lo cual el presente estudio se enfocará en ellos.

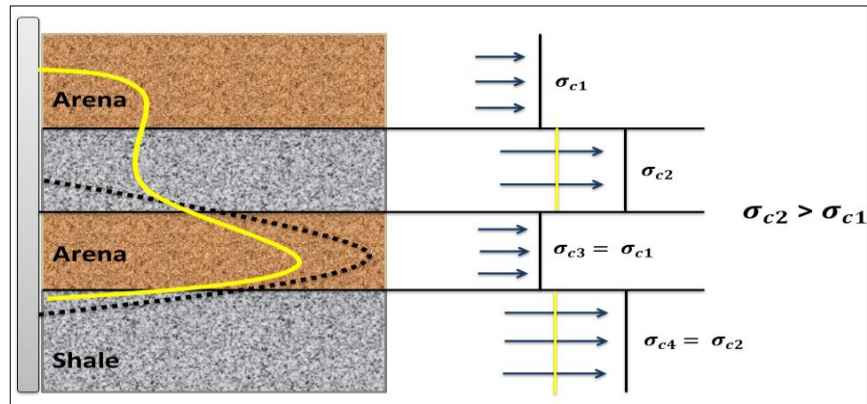
¹⁷ EEKELLEN, H.A. “Hydraulic Fracture Geometry:Fracture Containment in Layered Formations”. SPE 9261. Dallas, Texas.

¹⁸ SMITH et al. “Layered Modulus Effects on Fracture Propagation, Proppant Placement, and Fracture Modeling”. SPE 71654.

3.6.1. Contraste de esfuerzo de cierre entre formaciones

La figura 32 muestra la configuración de esfuerzos de cierre de una formación fracturada y sus estratificaciones limítrofes, así como el proceso de crecimiento de la fractura tanto en longitud como en altura.

Figura 32. Crecimiento de una fractura hidráulica confinada e inconfiada.



Fuente: Modificado de FISHER, K. WARPINSKI, N. "Hydraulic Fracture Height Grow: Real Data". SPE Productions and Operations. 2012.

Cuando la diferencia en el esfuerzo de cierre entre la arena y las arcillas adyacentes es suficientemente alta para contener la fractura en altura, la configuración de ésta se observa como la representada por los puntos negros, creándose una fractura extensa con una contención en altura casi perfecta. Por el contrario, un bajo valor en dicho contraste, sumado con un espesor insuficiente de la capa limítrofe (como se verá más adelante), conllevan a que no exista contención en la formación, sobrepasando la barrera de dicha capa (línea amarilla)

Dicho valor de contraste de esfuerzos suficiente para que exista esta restricción en crecimiento en altura, debe estar en un rango entre 0,15 – 0,2 psi/ft¹⁹, siendo este 0,2, el valor teórico máximo que pueda darse. Pese a esto, en la realidad contrastes mucho mayores pueden encontrarse.

¹⁹ NSI TECHNOLOGIES, INC. "Bases, Design and Applications of Hydraulic Fracturing".

Valores por debajo de 0,1 psi/ft se consideran como “riesgosos” en miras de lograr la ya mencionada contención de la fractura.

El registro de la presión neta durante el proceso de propagación también puede ser un indicador de las condiciones de contención. Algunas afirmaciones sostienen que un valor de dicha presión aproximadamente igual al 75-80% del valor de contraste de esfuerzos de cierre entre formaciones ($\Delta\sigma_c$), es un tope máximo que después de ser alcanzado, provocará que la fractura se salga de la formación de interés y empiece a propagarse por los estratos vecinos de manera incontrolada.

Es así como por ejemplo, un caso donde el valor de $\Delta\sigma_c$ sea de 800 psi, puede tolerar en el interior de la fractura, un máximo de presión neta de aproximadamente 640 psi, valor después del cual iniciará un crecimiento incontrolado en altura como se ha mencionado con anterioridad.

3.6.2. Relación de espesor entre formaciones adyacentes

El espesor afecta la altura de la fractura de dos maneras principalmente. Primero, el espesor de la zona de interés determina la presión requerida para generar dicho alto de fractura, y segundo que tan fuerte debe ser la barrera en altura requerida. Adicionalmente, las formaciones limitantes deben tener un valor lo suficientemente alto para realizar esta contención.

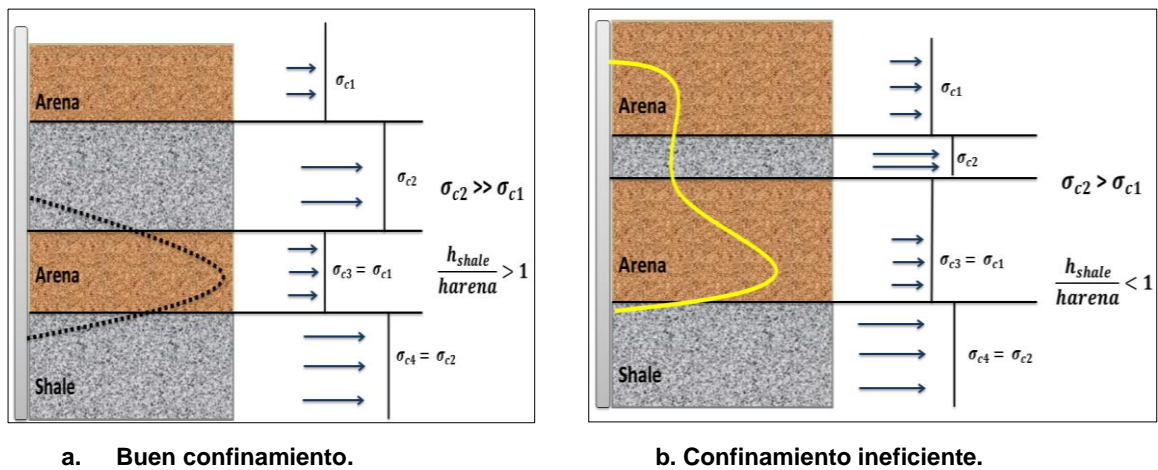
Autores como Smith han planteado una regla de dedo gordo la cual afirma que las formaciones sello deben tener al menos el mismo espesor que la zona fracturada, es decir, $h_{shale}/h_{arena} > 1$, dependiendo conjuntamente con el diferencial de esfuerzos mencionado con anterioridad.

Al remontarse a la figura 32, la fractura delineada con color amarillo, representa la forma que posiblemente tome ésta cuando el espesor de esa zona límite superior sea tan bajo que no pueda controlar su propagación vertical.

Esto además lleva a que exista una significativa disminución en la longitud efectiva de fractura y posiblemente se genere un caso de screen out que puede llevar a una inviabilidad de la operación.

Es así como se concluye que para tener una buena probabilidad de que haya una contención en crecimiento vertical, debe existir tanto un buen contraste en los valores de esfuerzos de cierre, así como una relación de espesores lo más alta posible, así como se muestra en la figura 33.

Figura 33. Escenario optimo y adverso en la contención en altura de una fractura hidráulica.



Fuente: Modificado de NSI TECHNOLOGIES, INC. "Bases, Design and Applications of Hydraulic Fracturing". and FISHER, K. WARPINSKI, N. "Hydraulic Fracture Height Grow: Real Data". SPE Productions and Operations. 2012.

Como regla general se considera que la máxima altura que alcanzará una fractura, es de al menos un 20 a 30% mayor que el espesor de la capa donde ésta se propaga, por lo cual siempre habrá una invasión a las zonas límites por más óptimas que sean las condiciones de contención vertical.

3.7. CONTRASTE DE PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA

Las propiedades mecánicas de la roca son respuesta directa de la composición de ésta y las condiciones en las que se encuentra. Para efectos de fracturamiento hidráulico, la literatura menciona que las propiedades de este tipo de mayor importancia e influencia son el módulo de Young y la relación de Poisson, quienes se encuentran condicionando la geometría de dichas fracturas.

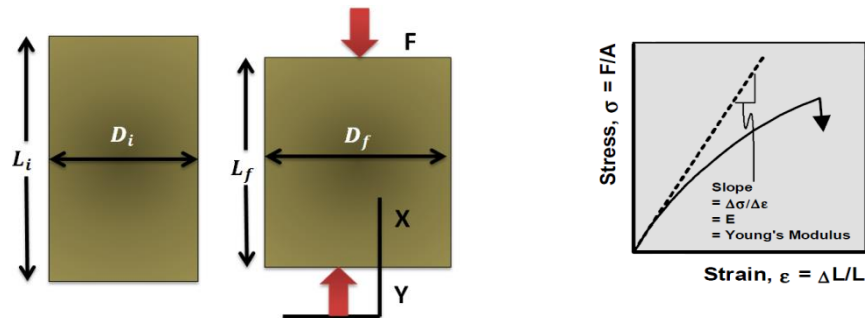
3.7.1. Módulo de Young

Es la propiedad mecánica más importante para el diseño de una fractura hidráulica y se define como la cantidad de esfuerzo que es requerido para deformar la roca cierta cantidad, por lo cual, es un indicación de la rigidez y dureza de esta.

Dicho modulo está dado por:

$$E = \frac{\sigma_2 - \sigma_1}{\varepsilon_2 - \varepsilon_1} \quad \text{Ecuación 39}$$

Figura 34. Cálculo del módulo de Young por prueba triaxial en laboratorio.



Fuente: NSI technologies, INC. “Bases and Applications of Hydraulic Fracturing”.

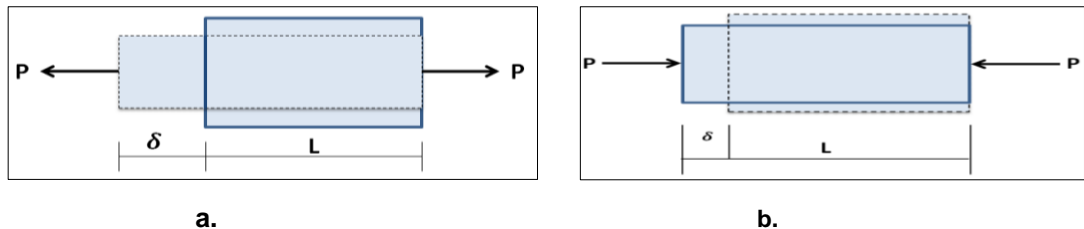
Para formaciones con modulo bajo (arcillas), el valor del módulo de Young no es crítico para el diseño de la fractura, si la altura de ésta es conocida y fija.

Esto deja de aplicarse cuando el modulo empieza a incrementar y por esta razón la altura también cambia. A medida que éste es pequeño, la presión requerida para fracturar la roca también lo es.

3.7.2. Relación de Poisson

Siempre que un cuerpo es sometido a la acción de una fuerza, éste se deformará en la dirección de dicha fuerza. Sin embargo, cuando se da esta deformación en la dirección de la fuerza, también se producirán deformaciones laterales.

Figura 35. Deformación dimensional de un cuerpo sometido a una fuerza unidimensional. Relación de Poisson.



Fuente: Modificado de FJAER, E.; HOLT, R. M. ; HORSRUD, P. ; RAAEN, A.M. and RISNES, R. Petroleum related Rock Mechanics. Second edition. Hungary: Elsevier. 2008.

Las deformaciones naturales que se producen tienen una relación constante con las deformaciones axiales. Si esta relación es cero quiere decir que no existe una expansión en el material, mientras un valor máximo de la relación será aproximadamente 0,5 (expansión completa). Entonces la relación de Poisson está dada por

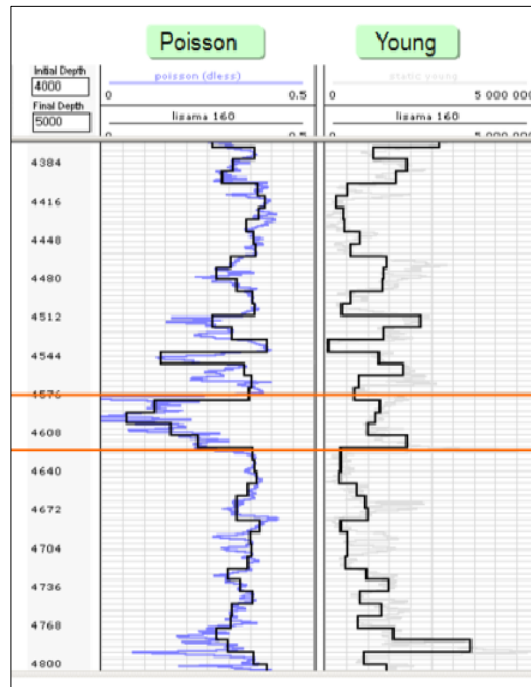
$$\nu = \frac{\text{deformación lateral}}{\text{deformación axial}} = \frac{\epsilon_y}{\epsilon_x} \quad \text{Ecuación 40}$$

Donde ν es la relación de Poisson y refleja la capacidad que tiene el material para deformarse o expandirse. Para cuerpos rocosos candidatos a fracturamiento, la literatura cita valores deseados de 0,16 a 0,28.

La figura 36 representa las configuraciones de valores y perfil deseados tanto de módulo de Young como de relación de Poisson para una operación de fracturamiento hidráulico dentro de las características de la formación a fracturar.

Figura 36. Configuración ideal de Modulo de Young y Relación de Poisson en operaciones de fracturamiento hidráulico.

Formación	Módulo de Young (E)	Relación de Poisson (ν)
Zona a fracturar	Alto	Baja
Zonas limitantes	Bajo	Alta



Fuente: Modificado de: Y.A. QUINTERO. R.L. TRIANA. M.G. JAIMES. Optimización de diseños de fractura hidráulica aplicando estudios geomecánicos. Revista Fuentes: El reventón energético. UIS 2010.

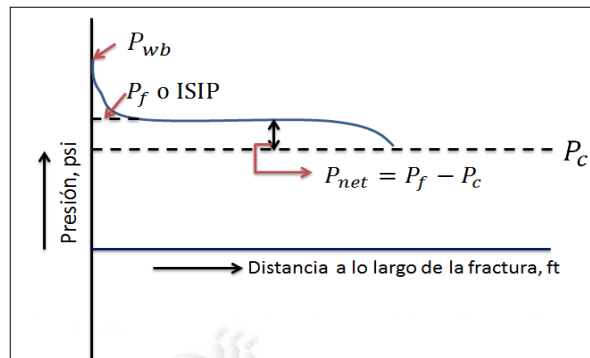
Así mismo en relación al módulo de Young, se consideran como valores deseados a partir de 3×10^6 , pues se obtendrá una geometría de fractura ideal (alto desarrollo longitudinal).

4. ANÁLISIS DE PRESIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Desde el inicio de los tratamientos por fracturas inducidas, diversos autores han utilizado la interpretación de los valores de presión obtenidos durante la planeación y posterior ejecución, como método de análisis y determinación de las condiciones de propagación así como del tipo de fractura creada, tal como Godbey y Hodges²⁰, a quienes se les considera los pioneros de dichos análisis.

En la figura 37, se visualizan los parámetros de mayor importancia de los cuales debe tenerse conocimiento a la hora de estudiar las presiones en el marco de una operación de fracturamiento hidráulico.

Figura 37. Presiones en el cuerpo de una fractura hidráulica.



Fuente: Modificado de HOPCKINS, C.W. "The Importance of In-situ Stress Profiles in Hydraulic Fracturing Applications". Technology Today Series. JPT.

Como se vio en 2.1.5, la presión de cierre es el valor mínimo de presión que debe existir en el cuerpo de la fractura para que los esfuerzos in-situ no provoquen el cierre de esta.

La presión dentro de la fractura P_f , es el valor de presión en el cuerpo de ésta; se le denomina ISIP al valor de ésta presión que se obtiene cuando el caudal de las bombas es llevado a cero.

²⁰ GODBEY, J. HODGES, H. "Pressure Measurements During Hydraulic Fracturing". Trans AIME. Vol 213. 1958.

Así, la presión neta será la diferencia entre la presión en el cuerpo principal de la fractura y la presión de cierre y puede ser descrita como la presión que conduce el crecimiento de dicha fractura y está directamente relacionada con la geometría creada.

4.1. PRUEBAS PRE-FRAC DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

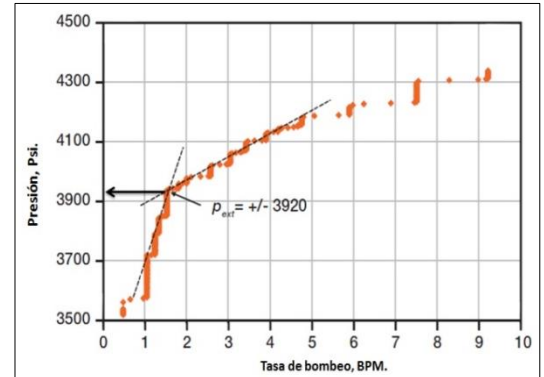
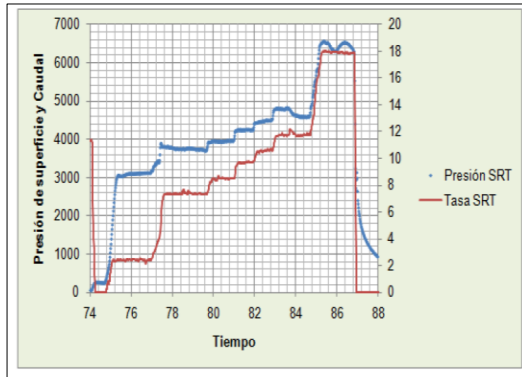
Una prueba Pre-Frac se define como aquella prueba que es llevada a cabo antes del tratamiento de fracturamiento principal, realizada generalmente a bajos caudales (2 - 5 barriles) de fluido base, sin presencia de material apuntalante, creando de ésta manera una pequeña fractura en donde se registra el comportamiento de la presión, lo cual servirá como base para determinar las principales condiciones y parámetros bajo los cuales se dará el proceso de propagación principal.

Dentro del marco de la industria petrolera, el proceso de planeación de un tratamiento de fracturamiento hidráulico está precedido por la ejecución de tres pruebas Pre-Frac fundamentales que son: Step Rate Test (SRT), Step Down Test (SDT) y MINIFRAC.

4.1.1. Step Rate Test (S.R.T.)

Consiste en bombear un fluido base en una tasa de 1 a 3 BPM inicialmente. Luego empieza a incrementarse de manera escalonada dicha tasa de inyección, por lo cual la presión de fondo irá aumentando hasta cierto punto en donde se alcanzará la presión de quiebre de la formación, en donde se creará la fractura deseada y consecuentemente se pasará de tener un flujo de tipo matricial a un flujo por fractura. La figura 38.A muestra el procedimiento de ejecución de una prueba Step Rate Test así como la figura 38.B deja ver el análisis de ésta con el fin de determinar la presión de extensión de fractura, así como la línea de flujo por matriz y la línea de flujo por fractura.

Figura 38. Prueba de Step Rate Test.

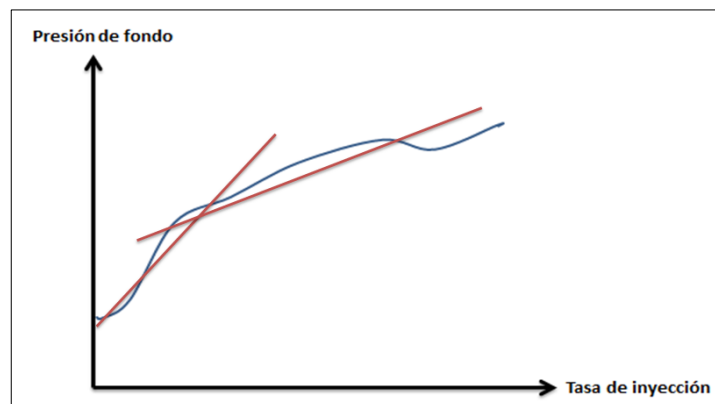


Fuente: Modificado de ECONOMIDES, M.; MARTIN, T. "Modern Fracturing: Enhancing Natural Gas Production". BJ Services Company. ET Publishing. 2007.

Identificación de fracturas múltiples y fisuras a través de la prueba SRT

Chapman y Vitthal²¹ analizaron el comportamiento de la prueba de Step Rate Test y concluyeron que la presencia de fracturas múltiples, causan un comportamiento no lineal de la gráfica de presión de fondo contra tiempo de bombeo, provocando la aparición de pequeños bultos o discontinuidades que no siguen la tendencia recta normal, como puede verse en la figura 39.

Figura 39. Identificación de fracturas múltiples en una prueba Step Rate Test.



Fuente: Modificado de CHAPMAN, B. VITTHAL,S. "Prefracturing Pump-In Testing for High Permeability Formations". SPE 31150.

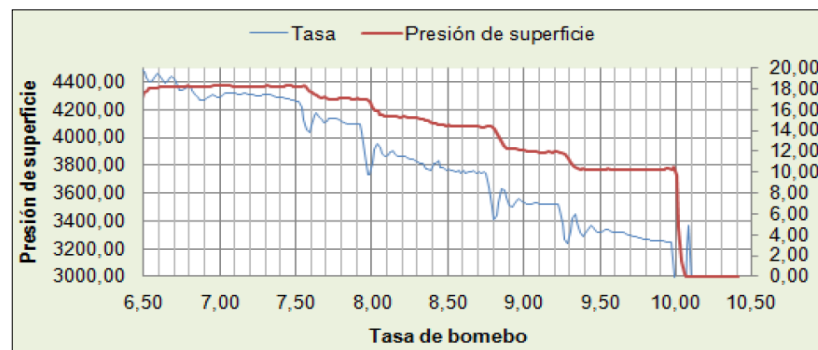
²¹ CHAPMAN, B. VITTHAL,S. "Prefracturing Pump-In Testing for High Permeability Formations". SPE 31150.

La presencia de dichas fracturas múltiples se da generalmente por la ausencia de esfuerzo diferencial o una alta desviación del pozo y acarrear consecuencias para el desarrollo de la operación tales como ancho de fractura reducido, baja eficiencia, incremento de leakoff, reducción de la longitud de la fractura inducida y altos valores de presión neta.

4.1.2. Prueba Step Down Test (S.D.T.)

Esta prueba se realiza iniciando con la máxima tasa de inyección, para luego ir disminuyendo cada una de éstas, permitiendo que el valor de presión se estabilice en un corto tiempo (Figura 40). Este corto tiempo de estabilización es fundamental, pues no permite que la geometría de la fractura creada cambie. El objetivo principal de la SDT es determinar el valor de la fricción que se tiene en la cercanía al pozo cuando es iniciada la fractura, y a su vez poder clasificar este valor entre fricción causada por los perforados y fricción por efectos de tortuosidad.

Figura 40. Prueba Step Down Test.

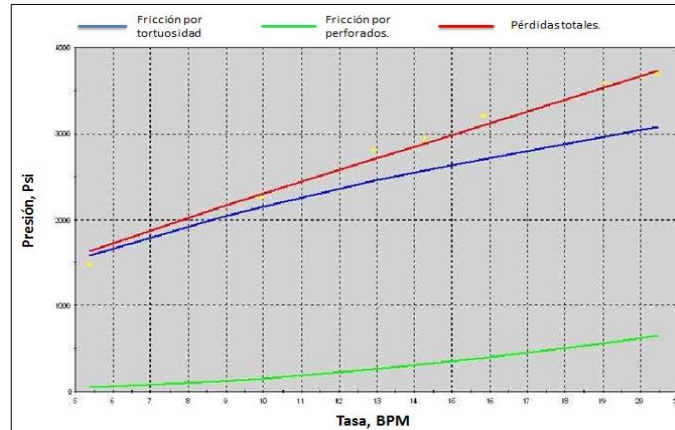


Fuente: PALACIOS, Z.; ACOSTA, J. "Desarrollo de una Metodología que Permita Optimizar la Interpretación de las Pruebas SDT, SRT Y Minifrac en Trabajos de Fracturamiento Hidráulico Aplicado al Campo Yariguí-Cantagallo. Trabajo de Grado. UIS. 2011.

Al graficar la presión contra la tasa de bombeo se puede realizar la clasificación y cuantificación de las pérdidas causadas por la fricción, como se observa en la figura 41. La fricción por perforados se verá en dicha gráfica como una curva cóncava hacia arriba (color verde), ya que la caída de presión aumentará a

medida que la tasa también lo haga. Por su parte, la fricción causada por efectos tortuosos describirá una curva cóncava hacia abajo (color azul), lo que representa que las perdidas tenderán a disminuir a medida que la tasa aumenta.

Figura 41. Análisis de la prueba SDT.



Fuente: ECOPETROL S.A.

Dividir éste valor de perdidas ya sea por perforados o por tortuosidad, es fundamental a la hora de analizar posibles situaciones de riesgo que podrían afectar el comportamiento y geometría de la fractura inducida.

Como se vio en capítulos anteriores, la tortuosidad es un factor de extremo cuidado que afecta tanto el requerimiento de presión como la eficiencia de dicha fractura, factor que es principalmente afectado, entre otros, por la presencia de fisuras en la cercanía al pozo así como a una desalineación entre la fase del perforado y el PPF.

Autores coinciden en que valores de tortuosidad por debajo de 1000 psi pueden ser aceptables, mientras que cuando dicha variable se encuentra por encima de este valor, el riesgo de que se den algunos de los problemas, tales como un prematuro screen out, es bastante alto.

Teniendo en cuenta lo anterior, se puede verificar si la presencia de fisuras cercanas al pozo se encuentra afectando el comportamiento de la fractura, ya que

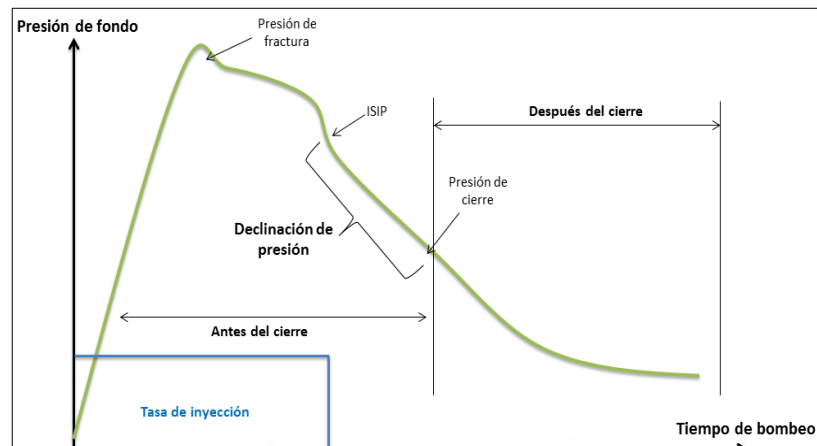
dichas discontinuidades son generalmente responsables de que se presenten altos valores en las pérdidas por fricción, debido a que incrementan la tasa de pérdida de fluido, lo que se refleja en una dificultad en la propagación de la fractura y esto a su vez en efectos tortuosos fuertemente acentuados.

4.1.3. Prueba Minifrac

La prueba Minifrac es considerada como la prueba Pre Frac más importante en el desarrollo de las operaciones de fracturamiento hidráulico. Básicamente, consiste en la inyección de agua o un fluido homogéneo a bajas tasas (5 GPM), creando de ésta manera una pequeña fractura que elimina el daño cercano al pozo comunicando la cara de éste con el yacimiento, asegurándose que la presión esté siempre por encima de la de extensión de fractura. Posteriormente, se detiene dicho bombeo dejando que empiece a cerrarse dicha fractura, consecuentemente declinando la presión hasta que se alcance la de yacimiento.

En sí, el objetivo principal de esta prueba es determinar dichas condiciones de cierre y el comportamiento de la presión antes y después de éste, como puede verse en la figura 42, siendo los principales parámetros obtenidos allí el ISIP, la presión de cierre y de inicio de fractura.

Figura 42. Prueba Minifrac.

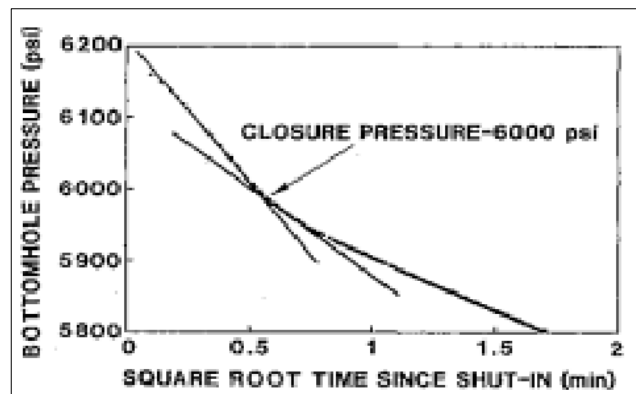


Fuente: Modificado de Modificado de : NSI technologies, INC. “Bases and Aplications of Hydraulic Fracturing”

Basado en el periodo de declinación de presión que se presenta cuando el bombeo de fluido se detiene hasta que la fractura creada se cierra totalmente, diversas técnicas de análisis han permitido establecer la influencia que ciertos factores propios del medio de propagación tienen en dicho comportamiento.

Entre ellas la primera en utilizarse y quizá la más común es la gráfica de la presión versus la raíz cuadrada del tiempo, en donde un cambio en pendiente indica un cambio en el patrón de flujo lineal, y dicho punto es tomado como el punto de presión de cierre. (Figura 43).

Figura 43. Gráfica de declinación de presión versus raíz cuadrada del tiempo.



Fuente: NSI technologies, INC. "Bases and Applications of Hydraulic Fracturing".

Pese a esto, en muchas ocasiones dicho punto de cierre no puede ser localizado de manera clara, por lo cual debe recurrirse a una serie de técnicas enfocadas a identificarlo a través del análisis de la declinación de la presión durante el periodo de cierre de la fractura.

4.2. "FUNCIÓN G" O DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN DE NOLTE

Nolte²² dedujo un modelo de crecimiento de fractura que registra el comportamiento de la presión durante dicho periodo de cierre, teniendo en cuenta el efecto que tiene la pérdida de fluido o leakoff en dicho éste.

²² NOLTE, K.G. "A General Analysis of Fracturing Pressure Decline with Application to Three Models". AMOCO Productions Co. SPE 12941. 1986.

Brevemente, la deducción de esta expresión se basa en la ecuación de tasa de pérdida de fluido a través de un área incremental da en un tiempo t , donde C_L es el coeficiente de pérdida de fluidos

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

Luego a partir de la expresión anterior y teniendo en cuenta dicha pérdida de fluidos, se halla el volumen de ésta, la cual está dada por

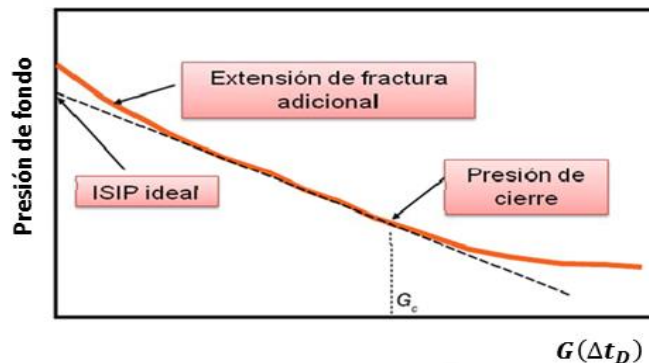
$$V_L = 2C_L A \sqrt{t_0} \left[\frac{4/3}{\pi/2} \right] \quad \text{Ecuación 42}$$

Finalmente, a partir de los desarrollos matemáticos anteriores llevados a cabo por Nolte²⁷, se introdujo la función G , la cual se encuentra definida como

$$G(\Delta t_D) = \frac{4[g(\Delta t_D) - g(0)]}{\pi} \quad \text{Ecuación 43}$$

Expresión que al ser linealizada, se muestra como una gráfica de pendiente negativa, donde se puede visualizar la declinación de la presión (Figura 44), y en donde la presión de cierre puede ser leída como el punto en el cual el comportamiento se aleja de la tendencia de declinación normal.

Figura 44. Representación gráfica de la Función G o de Nolte.



Fuente: ECONOMIDES, M.; MARTIN, T. "Modern Fracturing: Enhancing Natural Gas Production". BJ Services Company. ET Publishing. 2007.

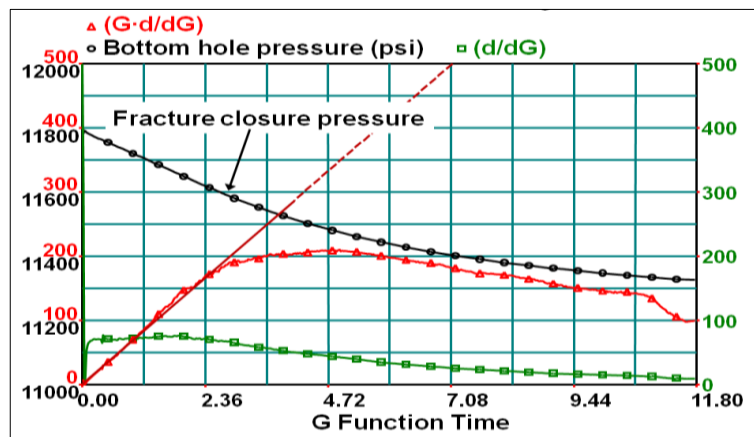
4.2.1. Análisis de la presión dependiente del leakoff (Barre y Mukherjee)

Identificar la presión dependiente de la pérdida de fluidos así como la influencia que ésta tendrá en la geometría de la fractura creada, se convirtió en el siguiente paso a dar en el estudio del proceso de declinación de presión durante una prueba Minifrac. Fue así como Barre y Mukherjee basados en el planteamiento hecho por Nolte, desarrollaron un método para conseguir lo anterior, siendo éste el de la derivada y superposición de la derivada de la función de declinación de presión.

La derivada de la función $G \left(\frac{dP}{dG} \right)$ permite analizar la linealidad de la declinación debido al ajuste del modelo, en éste caso la derivada será constante; cuando lo anterior deje de ocurrir, se considera que se ha alcanzado la presión de cierre.

Por su parte, la función de superposición de la derivada $\left(G \frac{dP}{dG} \right)$ no es más que el producto del valor de la función G con su derivada. Cuando la tendencia de la gráfica empiece a alejarse de la linealidad, se extrapola a la línea de presión y éste es leído como el valor de presión de cierre. Lo anterior puede ser visto en la figura 45 donde se observan las dos funciones descritas con anterioridad.

Figura 45. Esquema típico de la derivada y superposición de la derivada de la función G .



Fuente: Reservoirs Engineering Consultants. "DFITs Analysis-Diagnostic Fracture Injection Test Analysis". IPT. 2013.

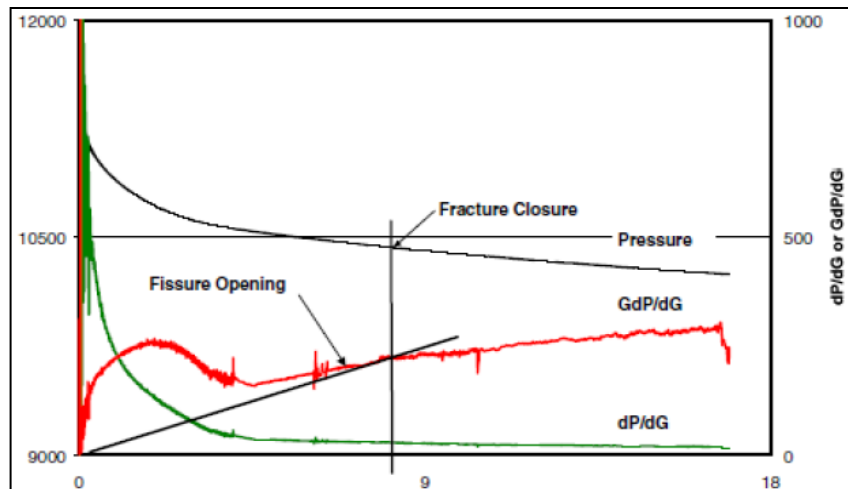
Así, cuatro casos hipotéticos fueron desarrollados durante el estudio, en los que se pudieron identificar comportamientos únicos de la gráfica anterior, para cada uno de ellos, siendo estos:

- Leakoff Normal.
- Extensión de la punta de la fractura.
- Leakoff dependiente de la presión.
- Recesión de la altura.

De los anteriores, la presión dependiente del leakoff y la recesión en altura han sido utilizados como posibles medios de identificación de la influencia de ciertos factores propios del medio de propagación en el crecimiento de la fractura, tales como fracturas naturales, fisuras y agentes de control del crecimiento en altura.

4.2.1.1. Leakoff dependiente de la presión.

Figura 46. Comportamiento de la Función G para leakoff dominado por fisuras.



Fuente: CRAIG, D.; EBERHARD, M. and BARRE, R. "Adapting High Permeability Leakoff Analysis to Low Permeability Sands for Estimating Reservoir Engineering Analysis". SPE 60321.

Cuando se bombea el fluido base dentro de la formación, puede darse el caso que haya una dilatación de las fisuras o fracturas que se encuentran allí, lo que

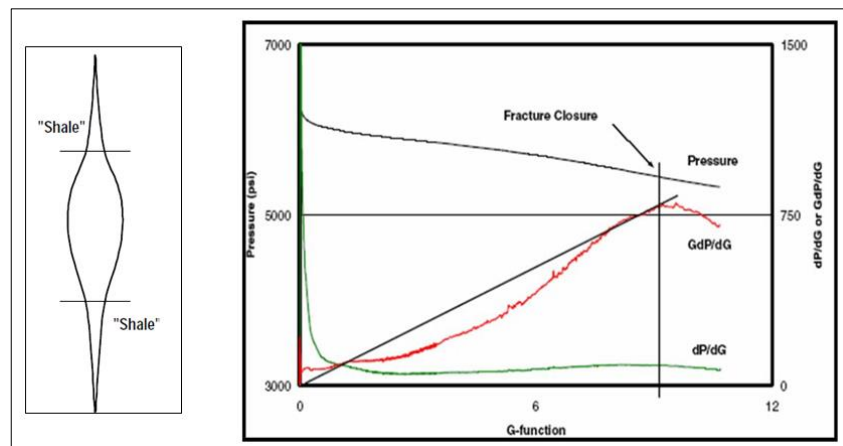
provoca que se incremente la filtración de fluido y que se dé un leakoff dependiente de la presión durante el periodo de cierre o declinación.

Esto puede ser identificado en la gráfica de la derivada y la superposición de la derivada, cuando al ajustar la línea recta desde el origen a ésta última función, se forma una especie de joroba o barriga hacia arriba, como puede verse en la figura 46. Cuando dicho comportamiento se presente, se considera que una apertura de fisuras o de fracturas naturales está ocurriendo y éste factor influirá en el proceso de declinación de presión y consecuentemente en el crecimiento de la fractura. Adicionalmente, Craig et al²³ afirma que éste comportamiento también puede verse evidenciado en una rápida caída de pendiente en la derivada de la presión con respecto a la función de Nolte.

4.2.1.2. Recesión de la altura.

Cuando una fractura crece verticalmente, por más óptimas que sean las condiciones de contención de las formaciones adyacentes, generalmente existirá cierta invasión del cuerpo principal de la fractura a dichas zonas.

Figura 47. Comportamiento de la Función G para recesión en la altura.



Fuente: CRAIG, D.; EBERHARD, M. and BARRE, R. "Adapting High Permeability Leakoff Analysis to Low Permeability Sands for Estimating Reservoir Engineering Analysis". SPE 60321.

²³ CRAIG, D.; EBERHARD, M. and BARRE, R. "Adapting High Permeability Leakoff Analysis to Low Permeability Sands for Estimating Reservoir Engineering Analysis". SPE 60321.

Debido a esto cuando en una prueba Minifrac se da éste fenómeno de manera severa, es decir, la fractura invade totalmente la zona limítrofe, alcanzando incluso una zona de esfuerzo de cierre menor adyacente a ella (arenisca), y empieza el proceso de declinación de presión, la gráfica de superposición de la derivada se presentará como una joroba hacia abajo de la línea de tendencia, lo que tiene como causa el hecho de que los estratos adyacentes no son permeables, por lo cual cuando el área de la fractura en dichos estratos empieza a cerrarse, la tasa de declinación de la presión se incrementa, pues no existirá pérdida de fluido hacia dicha formación. A esto se le conoce como recesión en la altura.

Es así como a través de dicho análisis de declinación puede inferirse si la fractura principal tendrá un buen confinamiento en altura, o si por el contrario tenderá a haber un crecimiento incontrolado en esta dirección cuando ésta sea inducida a través de la formación, al observarse o no el comportamiento descrito anteriormente.

4.3. GRÁFICAS DE NOLTE-SMITH.

La ecuación 44 es usada para definir el valor de la presión en un caso ideal de geometría de fractura PKN:

$$P_{net} \approx \left[\frac{E'^3 (\mu Q L) + P_{tip}^4}{H^4} \right]^{0.25} \quad \text{Ecuación 44}$$

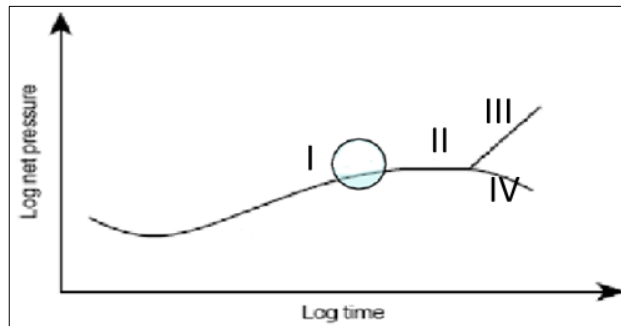
Donde E es el Modulo de Young, μ la viscosidad del fluido fracturante, Q la tasa de inyección, H y L la altura y extensión de la fractura y P_{tip} la presión de extensión en la punta.

Ésta relación predice que la presión neta se incrementará de manera proporcional con el tiempo a medida que la longitud también lo hace, por lo que la altura se le puede considerar como constante. Sin embargo, variaciones con respecto a éste

comportamiento ideal se presentan en numerosos casos, por lo cual técnicas como la de Nolte y Smith²⁴ han sido desarrolladas para analizar dichas variaciones.

Ésta consiste en graficar en una escala log-log el comportamiento de dicha presión neta en función del tiempo de bombeo. Del análisis de dicho comportamiento, Nolte y Smith propusieron cuatro “modos” de presión (Figura 48), que permiten identificar diferentes periodos de crecimiento y tener una idea de la manera en que la fractura se encuentra propagándose a través de la formación.

Figura 48. Gráfica de Nolte-Smith.



Fuente: NOLTE, K.G. AND SMITH, M.B.: “Interpretation Of Fracturing Pressures”. JPT. SPE 8297.

Modo I. Altura confinada y extensión restringida

Para fluidos de fracturamiento, el exponente e , puede limitarse para alta y baja pérdida de fluido, donde el exponente de los fluidos no-Newtonianos n , varía desde 1 hasta 0,5 para un fluido Newtoniano y totalmente no-Newtoniano respectivamente. Para el Newtoniano asociado con alta pérdida de fluido, el exponente e será aproximadamente $1/8$, mientras que para uno altamente no-Newtoniano con baja pérdida, dicho exponente será $1/4$. Esto define los límites de pendiente para el modo I, el cual se caracteriza por mostrar un crecimiento de la presión neta con una pendiente positiva limitada por los valores mencionados con

²⁴ NOLTE, K.G. AND SMITH, M.B.: “Interpretation Of Fracturing Pressures”. JPT. SPE 8297.

anterioridad, y cuya característica principal es que bajo éste comportamiento la fractura crece con una altura definida y con extensión no restringida.

Modo II. Crecimiento en altura o alta pérdida de fluido

La ecuación 43 permite conocer la tasa de inyección de fluido de fracturamiento

$$Q = q_{\text{loss}} + C[\Delta H + \Delta L + \Delta P_{\text{net}}]. \quad \text{Ecuación 45}$$

Al realizar un balance de masa basado en ella, se concluye que las dos únicas variables que deben incrementarse para que el crecimiento de la presión neta se haga cero y dicho balance siga existiendo, son la altura de la fractura y el coeficiente de pérdida (q_{loss}), pues la tasa de inyección se considera constante.

Este crecimiento en altura conlleva a que zonas de esfuerzos de cierre mayor sean penetradas por la fractura, lo que a su vez provoca una reducción en su conductividad. Por su parte, la alta pérdida de fluidos en consecuencia directa de la interacción con fracturas o discontinuidades que deshidratan la lechada de fracturamiento, haciendo que una posible acumulación de propano se dé, como se vio en el capítulo 3.4, llevando al modo III de propagación.

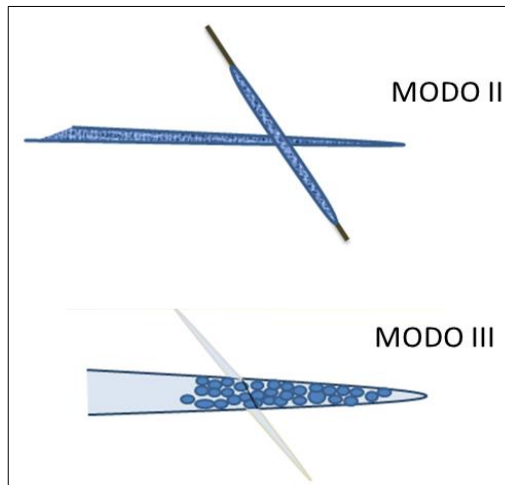
Modo III. Crecimiento restringido

Esta región es caracterizada por una pendiente positiva, la cual es generalmente interpretada como una restricción en el flujo de la fractura. Se diferencia del modo I, pues siempre se encuentra precedida por el modo II o de pendiente nula.

Esto se explica por el hecho de que cuando una fractura inducida se intercepta con una discontinuidad natural, sí existen las condiciones para que ocurra, ésta última causa una pérdida del fluido base de fracturamiento (Modo II), lo cual provoca una acumulación del material apuntalante en la punta de la fractura hidráulica, llevando a que el crecimiento de ésta se detenga y llevando así a un

Tip Screen Out, como puede verse en la figura 49. Esto se ve reflejado entonces, como un incremento en el valor de la presión neta dentro del cuerpo principal.

Figura 49. Modo II y III de Nolte-Smith por presencia de discontinuidades naturales.



Fuente: Modificado de POTLURI, N. ZHU, D. AND HILL, A.D. "Effect of Natural Fractures on Hydraulic Fracture Propagation". SPE 94568. 2005.

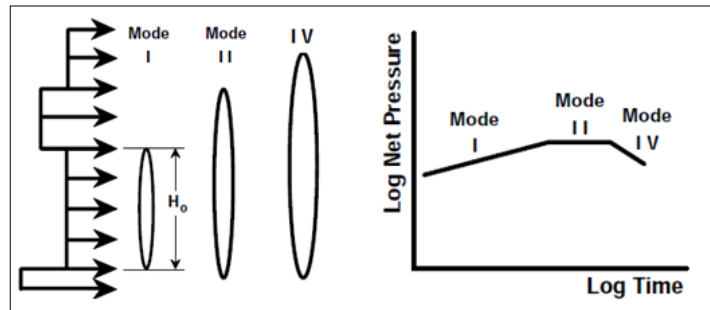
Modo IV. Crecimiento inestable o inconfinado en altura

La característica principal de éste modo de propagación es que presenta un valor de pendiente negativo. Nuevamente, al analizar el balance de la ecuación 45, se puede inferir que el único cambio compatible con este decrecimiento de la presión neta es un incremento en la altura.

Este rápido crecimiento en altura se traduce en una expansión en altura sin control a través de las formaciones adyacentes de mayor esfuerzo de cierre, y posteriormente llegando a las de menores esfuerzos ubicadas sobre y por debajo de éstas últimas.

La figura 50 representa lo anterior, en donde adicionalmente se puede ver la relación existente con los modos de propagación I y II.

Figura 50. Crecimiento vertical representado por los modos I, II y IV en la gráfica de Nolte-Smith.



Fuente: NSI TECHNOLOGIES, INC. "Bases, Design and Applications of Hydraulic Fracturing".

4.4. RELACIÓN DE LA PRESIÓN NETA CON REGÍMENES TECTÓNICOS ACTIVOS

La presencia de regímenes de esfuerzos no definidos en los cuales la fractura puede variar repentinamente de un tipo de propagación vertical a uno horizontal, lleva a generar altos valores de tortuosidad en el cuerpo principal de ésta, ocasionando un incremento en el valor del ISIP y consecuentemente en el de presión neta, causando cierto grado de complejidad en el comportamiento de ésta. Sin embargo, Johnson y Greenstreet²⁵, encontraron que en situaciones donde se presentan altos valores de ISIP, las presiones netas no son totalmente altas, sino que presentan un valor de complejidad moderada. Esto es causado por la acción de esfuerzos tectónicos activos, los cuales incrementan de manera bastante pronunciada el valor de ISIP y de la presión de cierre, llevando a que el valor de presión neta tienda a mantenerse en un rango moderadamente alto.

Como se mencionó anteriormente, rangos entre 0,1 y 0,29 psi/ft se considera que están siendo causados por causas tectónicas, pero estos valores son asumidos como moderados y llamados de complejidad favorable. Por encima de 0,29 psi/ft se consideran valores muy altos ocasionados por esfuerzos tectónicos totalmente

²⁵ JOHNSON,R. GREENSTREET, C. "Managing Uncertainty Related to Hydraulic Fracturing Modeling in Complex Stress Environments with Pressure-Dependent Leakoff". SPE 84492. 2003.

activos, que generalmente se ven asociados con complejidades de tipo problemático que se encuentran asociadas a la presencia de fracturas naturales y conlleva a posibles formaciones de screenouts lo que cambia abruptamente la geometría de fractura creando fracturas de tipo T o tipo sándwich ²⁶. Además la presencia de estos valores son típicos en regiones de regímenes inversos, donde el esfuerzo horizontal mínimo toma un valor muy alto sobrepasando el esfuerzo vertical.

²⁶ POTOCKI, D. "Understanding Induced Fracture Complexity in Different Geological Settings Using DFIT Net Fracture Pressure. EnCana Corporation. SPE 162814. 2012.

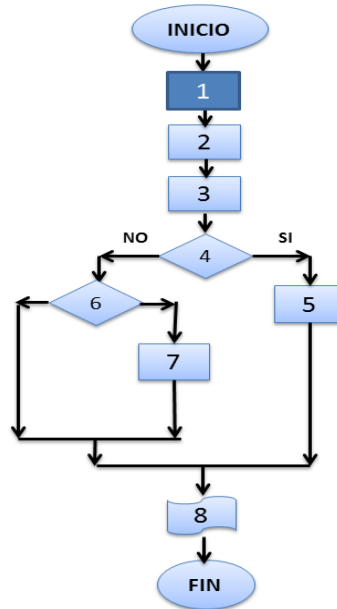
5. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PARA LOS FACTORES GEOMECÁNICOS Y GEOLÓGICOS A IDENTIFICAR.

Ya estudiados los factores que comúnmente tienen mayor incidencia en la propagación de una fractura hidráulica inducida, así como los distintos medios existentes que permiten indicar si se encuentran afectando o no dicha propagación, se hace necesario crear una herramienta metodológica o “paso a paso” que permita lograr la identificación de cuáles de éstos factores estudiados, efectivamente ejercerán algún tipo de influencia.

Por esto, se presenta a continuación el esquema y desarrollo de la metodología para cada uno de los factores abarcados en el estudio, siendo estos divididos como factores de generación (Tipo de falla, orientación del pozo, anisotropía de esfuerzos y fracturas naturales) y factores de propagación (fracturas naturales, contraste de esfuerzos y espesor y contraste de propiedades mecánicas). Al final de cada factor, se muestra los resultados finales arrojados, permitiendo así determinar si dicho factor es influyente y la manera en que realiza dicha influencia.

5.1. METODOLOGÍA PARA EL TIPO DE FALLA

Figura 51. Diagrama de flujo de la metodología para el Tipo de Falla.



Fuente: EL AUTOR.

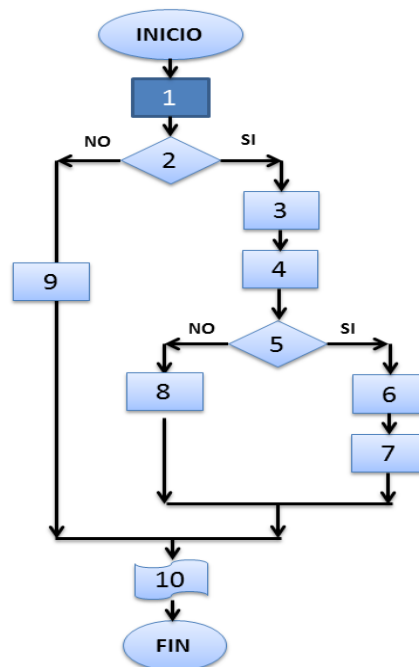
1. Determinación de si existe o no influencia del tipo de falla en el caso de estudio, considerando que de que se alcance la falla por tensión a priori que por corte es denominado como de influencia positiva.
2. Definir los datos de entrada: Esfuerzos principales (σ_H , σ_h y σ_v), propiedades mecánicas de la roca y condiciones del pozo (orientación).
3. Utilizar alguna herramienta que permita identificar a las condiciones dadas el tipo de falla que ocurrirá en la roca, siendo aplicada para el presente proyecto la macro Excel mostrada en anteriores capítulos.
4. ¿La falla por tensión ocurre antes que la falla por corte?
5. Se alcanza la condición óptima de generación de fractura, por lo cual se considera como exitoso el inicio de la propagación.
6. Al ocurrir la falla por corte, es necesario analizar los valores de las propiedades mecánicas que definen el tipo de falla y preguntarse si cumplen con: $S_0 < 3000$ psi, $RTR > 2000$ psi o $AFI < 25^\circ$. La operación de fracturamiento no es

exitosa pues no es posible generar fractura, por lo cual no se sigue aplicando la metodología.

7. Valores asociados a la falla por corte presentada.
8. Resultados finales arrojados.

5.2. METODOLOGÍA PARA LA ORIENTACIÓN DEL POZO

Figura 52. Diagrama de flujo de la metodología para Orientación del Pozo.



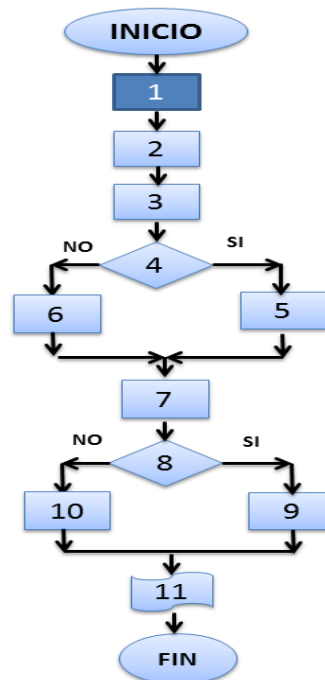
Fuente: EL AUTOR

1. Determinar si existe influencia de la orientación del pozo en el proceso de generación de fractura en el caso de estudio.
2. ¿El pozo es orientado?
3. Datos de entrada: Azimut (β) e inclinación (φ) del pozo, dirección del plano preferencial de fractura, esfuerzos principales y propiedades mecánicas de la roca.
4. Dependiendo del régimen en el que se encuentre la formación de interés, es importante realizar un análisis de las sensibilidades al gradiente de fractura y tipo

- 8. Cuando dicha inclinación es menor a 10° , no existe influencia de la orientación del pozo.
- 9. En el caso que el pozo no sea orientado, realizar la corrida en la herramienta y analizar si dicha condición de verticalidad es favorable o no en comparación a si el pozo fuera desviado, en cuanto al valor de gradiente de fractura y al tipo de falla.
- 10. Resultados finales arrojados.

5.3. METODOLOGÍA PARA LA ANISOTROPÍA DE ESFUERZOS HORIZONTALES

Figura 54. Diagrama de flujo de la metodología para la Anisotropía de Esfuerzos.



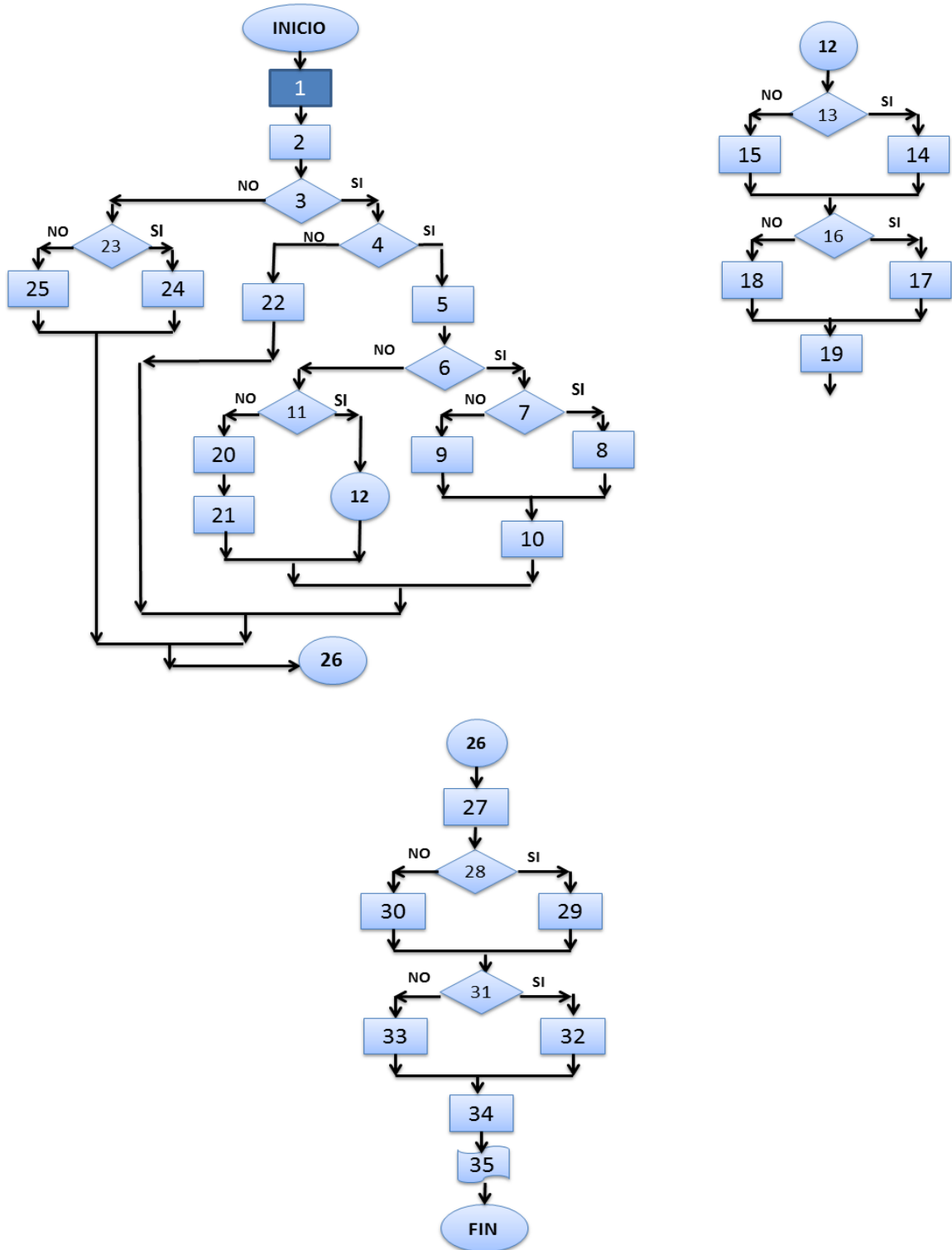
Fuente: EL AUTOR

- 1. Determinar si hay influencia de la anisotropía en el proceso de generación de fractura del caso de estudio.
- 2. Datos de entrada: Esfuerzos principales, condiciones del pozo y propiedades mecánicas de la roca.

- 3.** Realizar análisis a las sensibilidades del gradiente de fractura para diversas anisotropías, para hacerse una idea del comportamiento de éste en el régimen de esfuerzos de la zona de interés.
- 4.** ¿El valor de anisotropía es menor a 0.15 psi/ft?
- 5.** Pueden presentarse altos gradientes de fractura y aparición de posibles fisuras, pues la fractura no tiene bien definido un plano de propagación, como se vio en el capítulo 3.3.
- 6.** Se presentan gradientes de fractura moderados, así como una correcta alineación de la fractura con la dirección del esfuerzo máximo horizontal en su proceso de propagación.
- 7.** Al igual que en los dos factores anteriores, utilizar la herramienta Macro para determinar el tipo de falla que se presentará bajo las condiciones de anisotropía presentes.
- 8.** ¿La falla por tensión ocurre antes que la falla por corte?
- 9.** Se alcanza la condición óptima de generación de fractura, por lo cual se considera como exitoso el inicio de la propagación.
- 10.** Cuando se dé primero la falla por corte, revisar si el valor de anisotropía se encuentra por encima de 0.6 psi/ft, el cual es considerado como de riesgo y posiblemente es la causa de que esto se presentara.
- 11.** Resultados finales arrojados.

5.4. METODOLOGIA PARA FRACTURAS NATURALES Y MULTIPLES

Figura 55. Diagrama de flujo de la metodología para Fracturas Naturales y Múltiples.



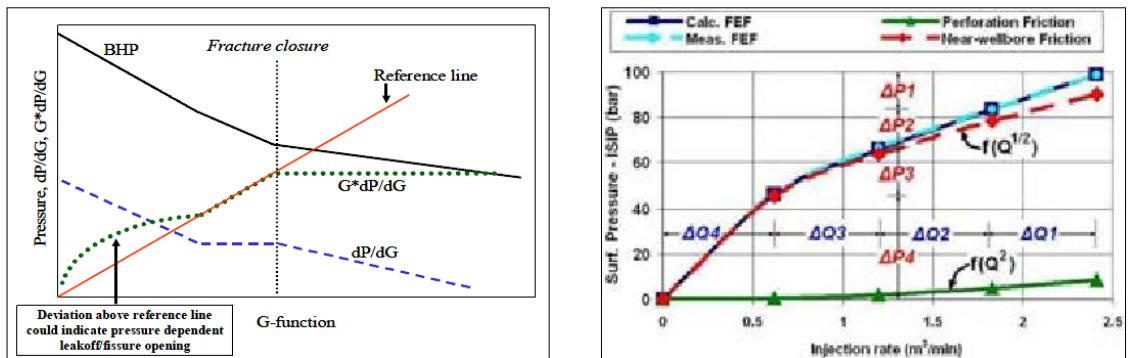
Fuente: EL AUTOR.

Determinar el posible efecto que ejercen dichas discontinuidades en el proceso de propagación de una fractura hidráulica es primordial a la hora su planeación, ejecución y posterior análisis de resultados.

1. Determinar si las fracturas naturales y múltiples son influyentes en el proceso de propagación del caso de estudio.
2. Realizar una descripción de las fracturas detectadas en el campo en general a través de los registros de imagen.
3. En el pozo de análisis, ¿existe disponibilidad de registros de imagen para detectar la presencia de fracturas naturales?
4. Si sí existen dichos registros, ¿se detecta a través de ellos la presencia de fracturas naturales?
5. Determinar el número y orientación de las fracturas tanto conductivas como parciales detectadas en el análisis del registro.
6. ¿Dichas fracturas se encuentran en la misma orientación del plano preferencial de fractura?
7. ¿El pozo de encuentra orientado en el mejor camino para iniciar fractura de acuerdo a su régimen de esfuerzos?
8. Se tiene una óptima creación de la fractura hidráulica ayudado adicionalmente por la presencia de fracturas naturales.
9. Dificultosa creación de la fractura hidráulica y su proceso de creación y propagación puede ser altamente dependiente de las fracturas naturales que se encuentran en el plano de propagación.
10. Dicha presencia de fracturas naturales favorece y facilita en gran medida el proceso de creación y consecuente propagación de la fractura inducida. De igual manera, revisar la gráfica de declinación para verificar si existe algún tipo de leakoff causado por fracturas de menor tamaño.
11. Cuando las fracturas no estén orientadas en el PPF, es necesario preguntarse ¿Existen resultados y análisis de las pruebas Minifrac?
12. Conector

13. A través del análisis de la función G es posible detectar presión dependiente del leakoff y valores de pérdidas por tortuosidad mayores a 1000 psi arrojados por las pruebas SDT?

Figura 56. Función G y pérdidas por tortuosidad en prueba SDT.



Fuente: CIPOLLA, C.L.; WARPINSKI, N.R. ; and MAYERHOFER, N.J. “Hydraulic Fracture Propagation Complexity: Diagnosis, Remediation and Explotation”. Pinnacle Technologies. SPE 115771. 2008.

14. Cuando es así, las fracturas naturales provocan pérdidas del fluido base, deshidratando la lechada de fracturamiento.

15. De no ser así, es posible que las fracturas presentes no sufran apertura y no actúen como agente de pérdidas por leakoff o deshidratación.

16. A través del criterio de Warpinski y Teufel se puede tener una idea del comportamiento de la fractura hidráulica al interceptar algunas discontinuidades naturales. ¿Se cumple el criterio de Warpinski y Teufel?

$$P_{net} > \frac{(\sigma_H - \sigma_h)(1 - \cos 2\theta)}{2}$$

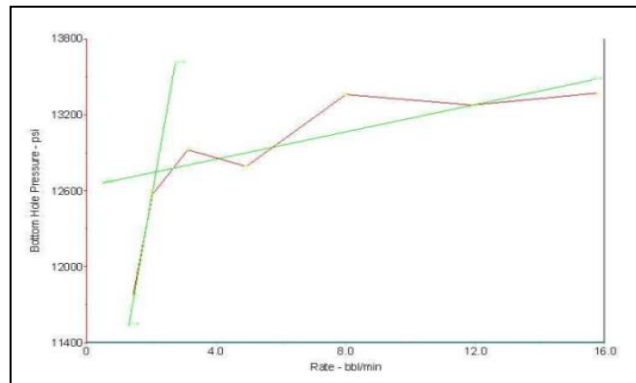
17. Si se cumple dicho criterio, la fractura natural sufre un proceso de apertura favoreciendo la restricción en crecimiento de la fractura hidráulica causada por las altas pérdidas de fluido base.

18. Al no cumplirse dicho criterio, la fractura hidráulica no se ve alterada por la presencia de éstas discontinuidades naturales y continúa su propagación a través de la formación.

- 19.** Realizar un análisis de las gráficas de Nolte-Smith para identificar el comportamiento de la fractura durante su proceso de propagación, siendo los modos II y III los que indican problemas relacionados con la interacción de fracturas naturales.
- 20.** Revisar el ángulo de separación promedio entre las fracturas naturales y el PPF y la anisotropía de esfuerzos horizontales.
- 21.** Warpinski y Teufel afirman que ángulos por debajo de 50° y anisotropías menos a 1000 psi se pueden considerar como de riesgo de posible apertura de fisuras naturales y consecuentes índices elevados de leakoff. Se recomienda igualmente aplicar el criterio mencionado en el numeral 16.
- 22.** Algunas veces el registro de imagen no permite identificar algunas fracturas naturales muy pequeñas o que se encuentran muy retiradas de la cara del pozo, por lo cual es recomendable analizar la gráfica de función G para determinar si estas existen, causando un efecto de presión dependiente de leakoff.
- 23.** En el caso de que no existan registros de imagen, ¿hay disponibilidad de graficas de Función G durante el Minifrac y de Nolte-Smith durante el tratamiento principal?
- 24.** Identificar si existe leakoff dependiente de la presión o posible efecto en la geometría de fractura por acción posiblemente de fisuras naturales presentes.
- 25.** Si no existen registros de imágenes ni análisis de declinación de presión, es complicado hacer un análisis confiable del efecto que se tendrá en la formación de interés, por lo cual se debe recurrir a otras herramientas tales como microsísmica.
- 26.** Conector
- 27.** Identificar si hay existencia y efecto de fracturas múltiples.
- 28.** ¿La pérdidas por tortuosidad registrados en la prueba SDT son mayores a 1000 psi?
- 29.** Estos altos valores pueden ser un indicio de posible formación de fracturas múltiples.
- 30.** No hay indicio de la formación de fracturas múltiples en la cercanía a la cara de pozo.

31. Realizar análisis de la gráfica P vs Q de la prueba SRT. ¿Existe linealidad y ajuste de los puntos a la línea recta de tendencia?

Figura 57. Análisis de la prueba SRT.



Fuente: ECOPETROL S.A.

32. Al existir esta linealidad, es un indicio de que la fractura crece con buena geometría como un cuerpo unificado.

33. Indicio de que se han formado fracturas múltiples en la cercanía al pozo.

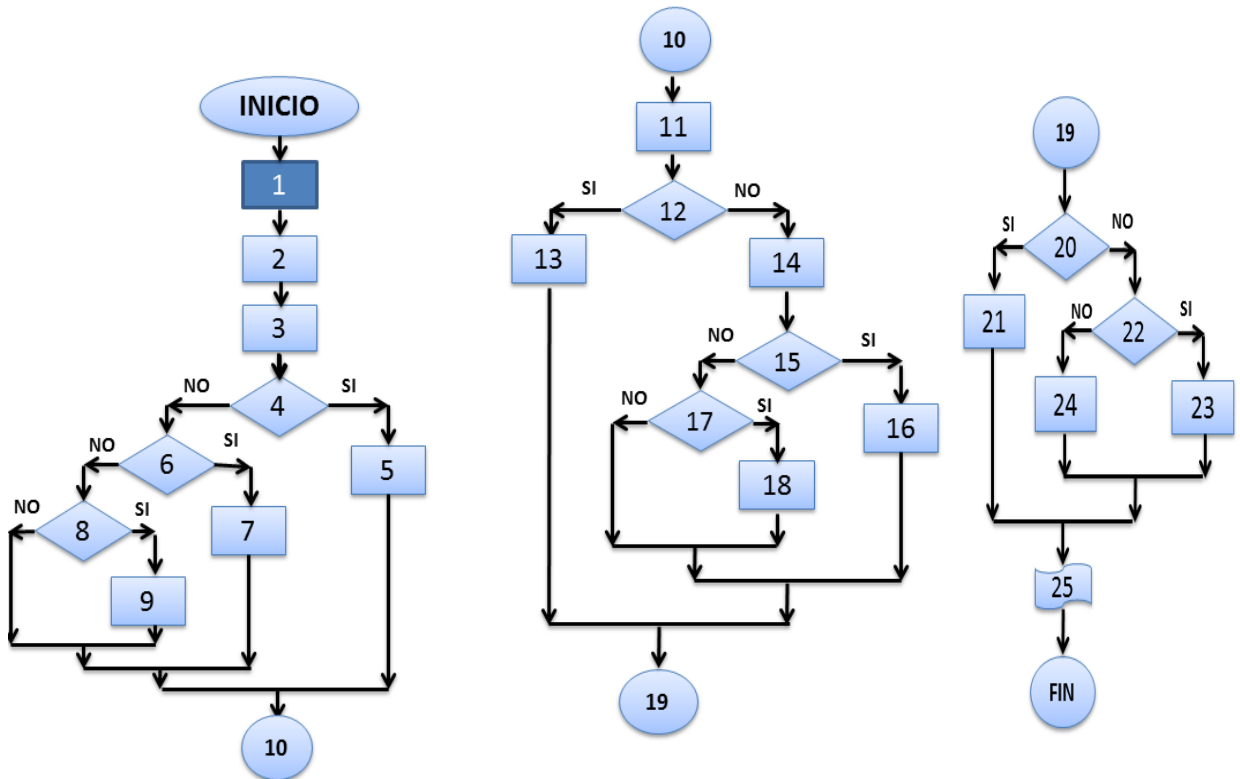
34. Revisar la gráfica de Minifrac y verificar si el proceso de declinación se presenta de manera decreciente constante o si existe alguna región en la cual se aleja de éste comportamiento.

35. Resultados finales arrojados.

Es importante aclarar que si durante el análisis del tipo de falla, orientación del pozo, anisotropía y fracturas naturales (sección de inicio de fractura), no arroja como resultado la generación de la fractura tensil, aquí se detiene la aplicación de la metodología, debido a que no habrá un proceso de propagación, por lo cual no tendría sentido analizar los demás factores, los cuales están relacionados con éste proceso de crecimiento.

5.5. METODOLOGÍA PARA LA PRESENCIA DE FALLAS GEOLÓGICAS Y TECTÓNICA ACTIVA

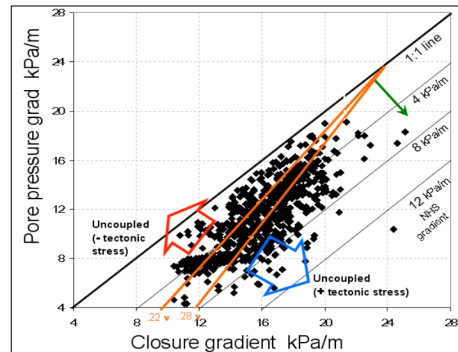
Figura 58. Diagrama de flujo de la metodología para la presencia de fallas geológicas y tectónica activa.



Fuente: EL AUTOR.

1. Determinar si existe influencia de fallas geológicas y tectónica activa en el proceso de propagación de la fractura del caso de estudio.
2. Datos de entrada: Esfuerzos de cierre medidos por pruebas Minifrac, presiones de poro de las zonas de interés y valores de relación de Poisson máximos y mínimos de la formación analizada.
3. Realizar el análisis gráfico de Potocki, tal como se explica en el capítulo 3.5.2.

Figura 59. Análisis de Potocki de acople de la presión de cierre con la presión de poro.



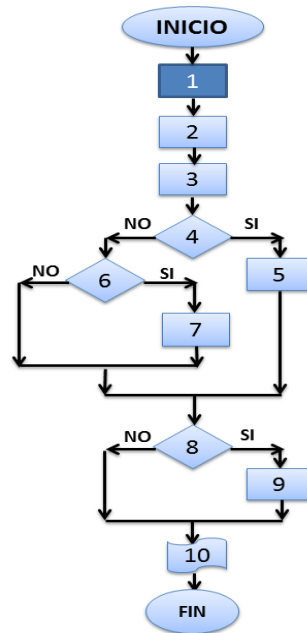
Fuente: POTOCKI, D. "Understanding Induced Fracture Complexity in Different Geological Settings Using DFIT Net Fracture Pressure. SPE 162814. 2012.

4. ¿Los datos de Minifrac se encuentran ubicados entre la línea máxima y mínima de la ventana de ajuste?
5. Los valores del esfuerzo de cierre ajustan con los valores calculados por la ecuación de Eaton, por lo que se considera que no existe algún tipo de influencia tectónica.
6. ¿Los datos Minifrac están ubicados a la derecha de la línea máxima de la ventana de ajuste?
7. Los esfuerzos de cierre por Minifrac son mayores al esfuerzo mínimo calculado por Eaton, hecho que tiene como causa principal esfuerzos tectónicos activos de tipo compresional.
8. ¿Los datos Minifrac están ubicados a la izquierda de la línea máxima de la ventana de ajuste?
9. Los esfuerzos de cierre por Minifrac son menores al esfuerzo mínimo calculado por Eaton, lo cual es debido a esfuerzos tectónicos extensionales.
10. Conector
11. Realizar análisis del valor de presión neta obtenido durante la prueba Minifrac.
12. ¿La presión neta es menor a 0,1 psi/ft?
13. Valores de presiones netas considerados normales, los cuales son los esperados en operaciones de fracturamiento en cuencas geológicamente pasivas.

- 14.** Valores de presión neta considerados altos y no esperados en operaciones de fracturamiento en cuencas convencionales, los cuales son generalmente asociados con causas de tipo tectónico.
- 15.** ¿La presión neta se encuentra en un rango de valores entre 0,1 y 0,29 psi/ft?
- 16.** Estos valores contenidos en este rango se consideran como de complejidad favorable debido a que se ven representados en una buena producción; además se considera que son causados principalmente por esfuerzos tectónicos activos.
- 17.** ¿La presión neta presenta un valor mayor a 0,3 psi/ft?
- 18.** Estos altos valores son generalmente asociados a problemas presentados durante la operación, tales como alta tortuosidad, posibles screenouts así como giro de la fractura en un plano de propagación preferencial (fracturas planas).
- 19.** Conector.
- 20.** ¿El PPF tiene una dirección cercana a la paralela de la dirección de la falla presente?
- 21.** El crecimiento de la fractura no se verá influenciado de manera notable por la presencia de la discontinuidad cuando existe una distancia considerable entre ésta y el pozo.
- 22.** ¿La longitud esperada o final de fractura es cercana a la separación entre la discontinuidad y el pozo?
- 23.** La discontinuidad tendrá un efecto en el proceso de propagación tanto en la geometría de la fractura, afectando igualmente el régimen de esfuerzos general.
- 24.** La discontinuidad no ejercerá una influencia muy drástica en el proceso de propagación y creación de geometría de fractura.
- 25.** Resultado finales arrojados.

5.6. METODOLOGÍA PARA EL CONTRASTE DE ESFUERZOS DE CIERRE ENTRE FORMACIONES

Figura 60. Diagrama de flujo de la metodología para el Contraste de esfuerzos y espesor entre formaciones adyacentes.



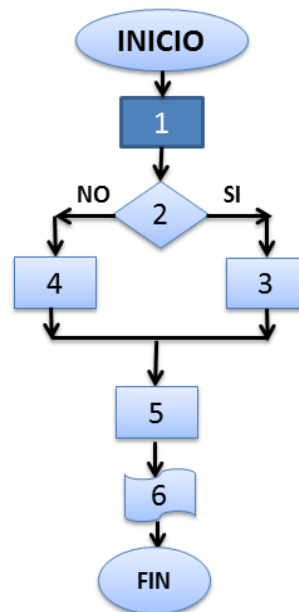
Fuente: EL AUTOR.

1. Determinar si el contraste de esfuerzos de cierre y espesor entre formaciones adyacentes es influyente en el proceso de propagación de la fractura del caso de estudio.
2. Verificar que en la zona de interés exista una configuración arcilla-arena-arcilla y donde $\sigma_{\text{arcilla}} > \sigma_{\text{arena}}$, lo cual asegura la correcta configuración litológica creada para la creación de una fractura inducida.
3. Obtener los valores de esfuerzos de cierre para la zona de interés como para las barreras superior e inferior, así como el espesor de cada una de ellas.
4. Teniendo ya estos valores es necesario considerar los rangos teóricos bajo los cuales existe una buena contención en altura de la fractura. ¿El valor de la diferencia de esfuerzos de cierre entre formaciones $\Delta\sigma_c = \sigma_{\text{shale}} - \sigma_{\text{arena}}$ es menor a 0,15 psi/ft y la relación de espesores $H_{\text{shale}}/H_{\text{arena}}$ es menor a 1?

5. Condiciones no aptas de contención en altura y es posible la invasión de zonas vecinas.
6. ¿El valor de $\Delta\sigma_c$ es mayor a 0,15 – 0,2 psi/ft y la relación de espesores H_{shale}/H_{arena} es mayor a 1?
7. Buenas condiciones para la contención en altura de la fractura en la zona de interés.
8. Realizar análisis de la curva de declinación de la función G para recesión de la altura. ¿Existe la tendencia típica que muestra éste comportamiento?
9. Si se presenta esta tendencia, la fractura presenta un crecimiento incontrolado en altura invadiendo las barreras durante la ejecución del Minifrac.
10. Resultados finales arrojados.

5.7. METODOLOGÍA PARA EL CONTRASTE DE PROPIEDADES MECÁNICAS ENTRE FORMACIONES

Figura 61. Diagrama de flujo de la metodología para el Contraste de Propiedades Mecánicas.



Fuente: EL AUTOR.

1. Determinar si el contraste de propiedades mecánicas entre formaciones es influyente en la propagación de la fractura en el caso de estudio.
2. Analizar los perfiles de propiedades mecánicas (Modulo de Young y Relación de Poisson) para la zona de interés. ¿Se cumple que el Modulo es más alto en las arenas que en las arcillas y Poisson es más alto en las arcillas que en las arenas?
3. Existen buenas condiciones de propagación para la fractura inducida.
4. La fractura posiblemente no presenta la geometría deseada al no existir el contraste ideal.
5. Verificar que en la zona de interés se tengan valores aproximados de:
 - Módulo de Young $> 3 \times 10^6$
 - Relación de Poisson (0,18 – 0,28)
6. Resultados finales arrojados.

6. DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA Y GEOMECÁNICA DEL CAMPO DE ESTUDIO

Como se ha mencionado con anterioridad, pese a las excelentes perspectivas que se tienen frente a un tratamiento de fracturamiento hidráulico, ésta es una operación de alta complejidad, lo que implica una correcta planeación y conocimiento del medio de propagación de la fractura a inducir.

Es por ésta razón que en el presente capítulo se muestra un estudio de tipo geomecánico y geológico de un campo con complejidad geológica y estructural conocida perteneciente a la cuenca del Piedemonte Llanero colombiano, el cual debido a sus resultados relativamente buenos, pero a la vez, cierta dificultad en el proceso de creación y propagación de la fractura hidráulica inducida, ha sido seleccionado como el objeto de aplicación y validación del presente trabajo.

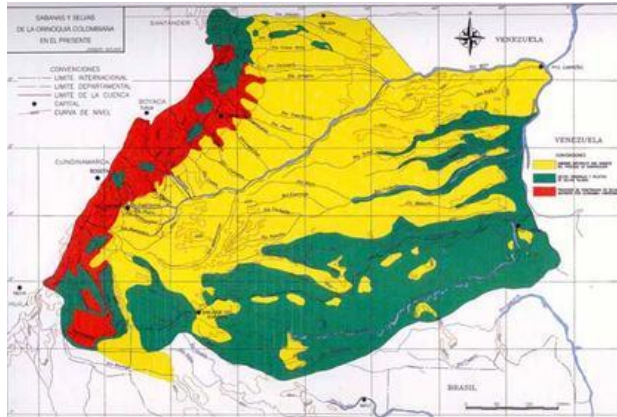
6.1. PIEDEMONTES LLANEROS COLOMBIANOS²⁷

El Piedemonte Llanero es una subregión de la geografía colombiana, que se caracteriza por ser el límite entre las cordilleras y los Llanos Orientales. Se ubica en las estribaciones de la Cordillera Oriental y abarca parte de los departamentos de Arauca, Boyacá, Casanare y Meta.

Junto con las zonas que lo limitan llano adentro, es una de las zonas de mayor prospectividad en cuantos a recursos hidrocarburíferos se refiere para el país, al albergar algunos de los yacimientos más importantes descubiertos recientemente.

²⁷ Tomado de la web: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=148&conID=46143&pagID=133152>

Figura 62. Cuenca del Piedemonte Llanero colombiano (color rojo).



Fuente: ECOPETROL S.A.

Pese a esto, la cercanía de éstas formaciones al conjunto de cordillera hace de la geología de estos campos todo un reto a superar a la hora de extraer los ya mencionados recursos, por lo cual su correcto estudio, conocimiento y análisis se hace indispensable en miras de explotarlos comercialmente y mejorar la eficiencia de producción de cada uno de los pozos.

6.2. DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA

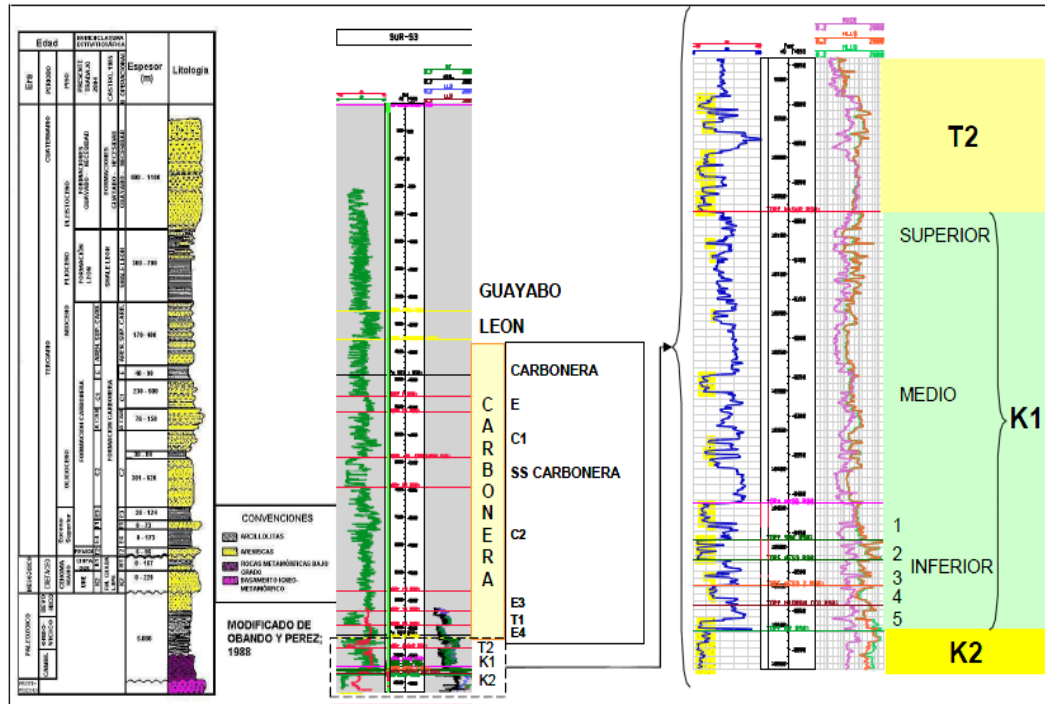
6.2.1. Estratigrafía

La columna estratigráfica del Bloque que compone el campo de estudio se encuentra formada por rocas sedimentarias cuyas edades varían desde el paleozoico hasta el Cuaternario. El espesor total de la columna litológica llega hasta los 18000 pies. Las rocas sedimentarias de edad Cretácea y Terciaria son los principales yacimientos en el área.

En términos de producción, las unidades de estudio de este bloque son: Una (Unidad K2), Chipaque (Unidad K1), San Fernando (Unidad T2) y Carbonera

(Unidad T1). La Figura 63 muestra respectivamente la columna estratigráfica y el registro tipo del Bloque para las unidades descritas con anterioridad.

Figura 63. Columna estratigráfica Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: ACR Geomecánica. ECOPETROL-ICP. 2009

Unidad K1 (Formación Chipaque)

La formación K1 será el objetivo de estudio de éste proyecto por lo cual se realiza especial énfasis en su caracterización y análisis.

Ésta se encuentra conformada por areniscas de grano fino a medio con abundantes intercalaciones arcillosas y limosas. Su espesor es de 560 pies aproximadamente y según dataciones palinológicas se propone una edad Santoniano-Campaniano para la misma (Robertson Research, 1986, en Reyes et al., 1991). Fue depositada durante la máxima incursión del mar Cretáceo.

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

Para el caso de la unidad K1 inferior, ha sido dividida en cinco unidades, representada básicamente por intercalaciones de areniscas y arcillolitas, comenzando por la unidad 1 en la parte superior, y la 5 en la parte inferior, como puede observarse en la tabla 2. La unidad inferior (unidad 5), ha sido denominada “Tope Hidráulico”, por considerar que tiene comunicación Hidráulica con la unidad K2, teniendo por lo tanto influencia del mismo Acuífero Activo de ésta.

Tabla 2. Sub-Unidades de la Unidad K1 Inferior en el Campo de estudio.

Unidad	Desde	Hasta
Unidad 1	Tope MFS5	Base SB4
Unidad 2	Tope SB4	Base MSF3
Unidad 3	Tope MFS3	Base MSF3_2
Unidad 4	Tope MFS3_2	Base Tope Hidráulico
Unidad 5	Tope Hidráulico	Base Tope K2

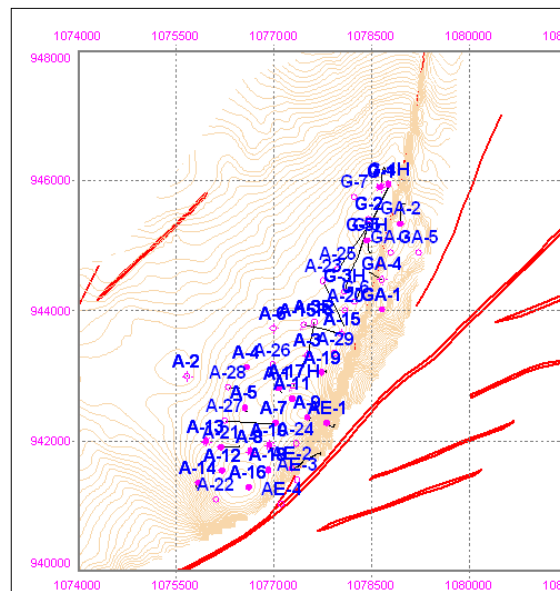
Fuente: ACR Geomecánica. ECOPETROL-ICP. 2009.

6.2.2. Modelo geológico-estructural del campo

La estructura geológica del bloque al que pertenece el campo de análisis, corresponde a un anticlinal dómico de tipo asimétrico el cual se encuentra fallado en su flanco Sureste. Tiene 6 Km. de longitud por 1,6 Km. de ancho. La dirección de dicho anticlinal es aproximadamente N30E, el límite de la estructura al Este está dado por una falla inversa, la cual tiene una vergencia de NE y es de alto ángulo. También se presentan otras fallas normales de menor longitud y hacia la parte más norte, se encuentra otra falla de tipo inverso con vergencia NE.

La presencia de dichas discontinuidades de tipo inverso y su pertenencia a la cuenca del piedemonte Llanero que conlleva a una cercanía al sistema de cordillera, hacen de éste, un campo con regímenes tectónicos activos, los cuales afectarán de manera directa el proceso de desarrollo y explotación, debido a su influencia en propiedades mecánicas de las formaciones allí presentes, campos de esfuerzos, características petrofísicas y geológicas, entre otros.

Figura 64. Mapa geológico-estructural del campo de estudio.



Fuente: ACR Geomecánica. ECOPETROL-ICP. 2009.

6.2.2.1. Densidad de fracturas naturales de la Unidad K1

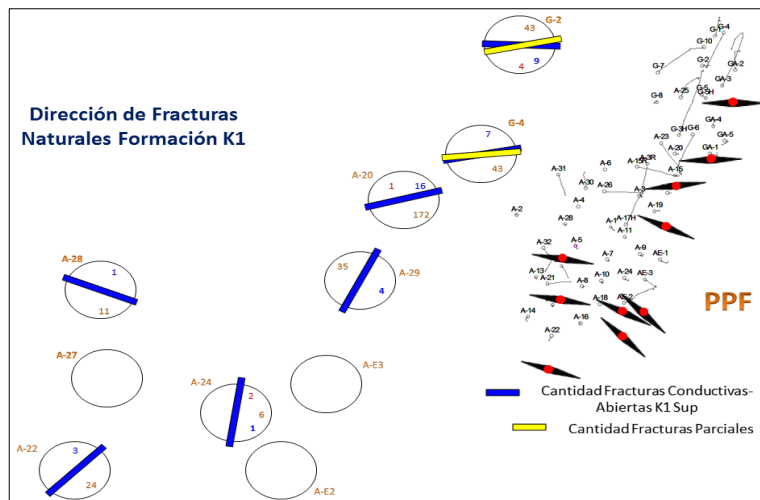
Como se mencionó en el capítulo 3.4, las fracturas naturales pueden ejercer un papel fundamental durante el desarrollo tanto de caracterización como de estimulación por fracturas hidráulicas de cierta formación.

Es así como conocer sus principales características tales como cantidad existente, orientación, tipo, etc., es fundamental a la hora de determinar el posible efecto que podrían tener en dichas operaciones.

En la formación de interés del presente estudio, las fracturas naturales se presentan básicamente en dos tipos: conductivas y parciales. La figura 65 muestra

la distribución de dichas fracturas en algunos pozos para la formación K1 Superior, las cuales fueron determinadas a través de los análisis de los registros de imagen FMI, y permiten ver que en general, tienden a estar orientadas en el plano preferencial de fractura promedio del campo en los pozos más cercanos a la falla inversa principal, el cual es de aproximadamente 100°. En la formación K1 en general, la mayoría de fracturas tienden a presentar una tendencia similar en todos los pozos analizados.

Figura 65. Distribución de discontinuidades naturales en la Sub Unidad K1 Superior.



Fuente: Fuente: ACR Geomecánic. ECOPETROL-ICP. 2009.

De igual manera, la tabla 3 muestra la cantidad tanto de fracturas parciales como conductivas para los diferentes pozos con disponibilidad de registros FMI. Las fracturas conductivas se dan principalmente en la parte norte del campo y en la región de los pozos del Este (es decir los pozos más cercanos a la ya mencionada falla,) donde se encuentran 58 de las 68 fracturas conductivas reportadas en dichos registros.

Tabla 3. Densidad de fracturas naturales en el campo de estudio.

Pozo	Fracturas Conductivas					Fracturas Parciales				
	K1	MFS5	SB4	MFS3	MFS3_2	K1	MFS5	SB4	MFS3	MFS3_2
G-2	9	2	1	0	0	43	1	5	3	0
G-4	7	2	2	1	6	43	8	5	3	10
A-20	16	0	1	0	0	172	1	4	6	1
A-29	4	0	0	0	0	35	3	2	1	1
AE-3										
A-24	1	0	0	0	0	6	0	0	1	0
AE-2	0	0	0	5	6	0	0	0	3	24
A-28	1	0	0	0	0	11	4	3	2	3
A-27	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
A-22	3	1	0	0	0	24	21	7	28	39
Total	41	5	4	6	12	334	38	26	48	78
Densidades	0,14	0,12	0,11	0,16	0,32	1,15	0,95	0,72	1,29	2,07

Fuente: Oil Field Manager. ECOPETROL 2009.

La subunidad donde se presenta el mayor número de fracturas naturales, tanto conductivas como parciales, es MFS3_2 con una densidad de 2,39 fracturas/pie; seguido de MFS3 con 1,46 fracturas/pie y K1Superior con 1,29 fracturas/pie.

Además se puede concluir que existen más fracturas parciales que conductivas y en promedio las primeras son siete veces las primeras en toda la formación K1

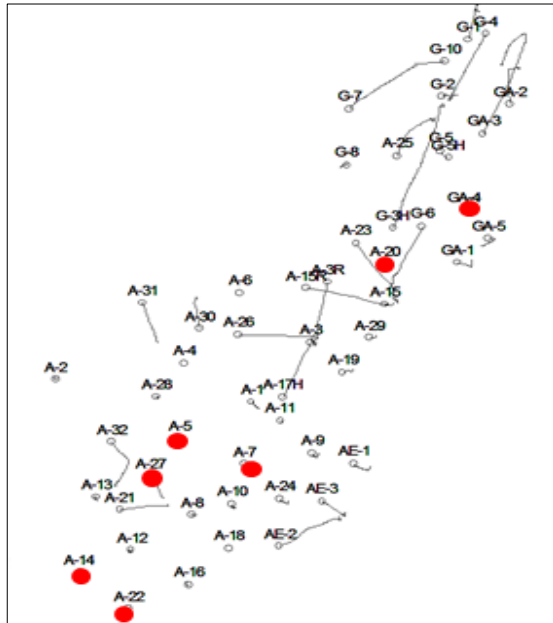
En orden de mayor a menor, la densidad de fracturas naturales en las subunidades de ésta formación está dada por: MFS3_2 – MFS3 – K1Superior – MFS5 y SB4.

6.3. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL ÁREA Y MODELAMIENTO GEOMECÁNICO DEL CAMPO

Hacia mediados del año 2008, se decidió dar inicio a la planeación de posibles tratamientos por fracturas hidráulicas inducidas en algunos pozos con el fin de incrementar los índices de producción.

La figura 66 muestra un mapa general del campo y de los pozos operados, siendo los marcados con el punto rojo aquellos donde se han realizado tratamientos por fracturas inducidas en la formación estudiada.

Figura 66. Pozos fracturados en la Unidad K1 del campo de estudio.



Fuente: ACR Geomecánica. ECOPETROL-ICP. 2009.

Analizar sí factores de tipo geomecánico o geológico se encontraban afectando el correcto comportamiento de dichas fracturas, a través del análisis y revisión de los resultados y condiciones de los tratamientos ya ejecutados, se convirtió en un objetivo de análisis del campo en miras de aumentar el conocimiento de éste.

Se procedió entonces a realizar dicho análisis y posterior identificación de estos factores, para lo cual era necesario tener un pleno conocimiento de la caracterización litológica, los perfiles de presión de poro y esfuerzos principales así como de propiedades mecánicas.

6.3.1. Desarrollo del modelo geomecánico

A la hora de revisar ésta información del campo, se encontró que no existía una data geomecánica completa, que permitiera realizar los análisis pertinentes de los pozos donde ya se habían llevado a cabo los tratamientos de fracturamiento hidráulico. Por esta razón, se decidió entonces elaborar el modelo geomecánico 1D para dichos pozos, basándose en los registros disponibles y así obtener, como

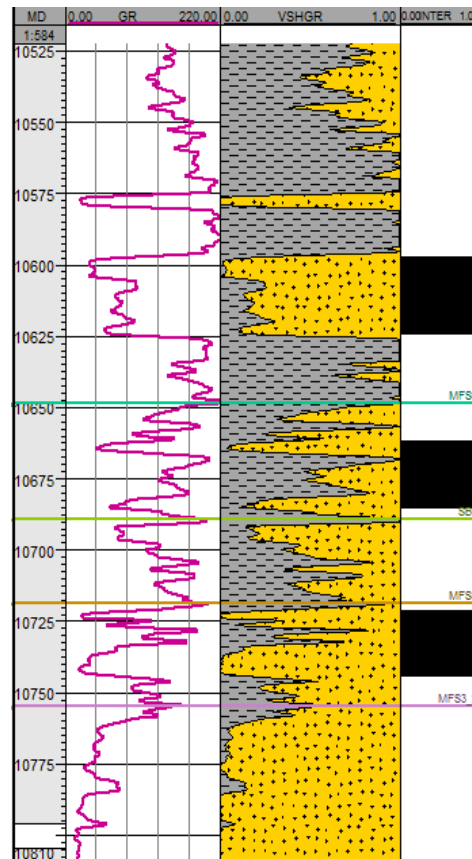
se mencionó con anterioridad, los cuatro principales criterios de información geomecánica de éstos y la formación a analizar.

A continuación se presenta éste proceso para el pozo A22, siendo éste uno de los considerados en el estudio y de donde es prioritario conocer dicha información.

6.3.1.1. Caracterización litológica

A través del registro Gamma Ray y Vshale es posible tener una idea de la estructura litológica del pozo, mostrando de ésta manera las formaciones tanto de arenas como de arcillas presentes en el corte de éste, tal como se puede ver en la figura 67, en donde igualmente se muestra que los intervalos fracturados corresponden a paquetes arenosos.

Figura 67. Registro Gamma Ray y Vshale del pozo A22.



Fuente: EL AUTOR.

6.3.1.2. Determinación del perfil de presión de poro.

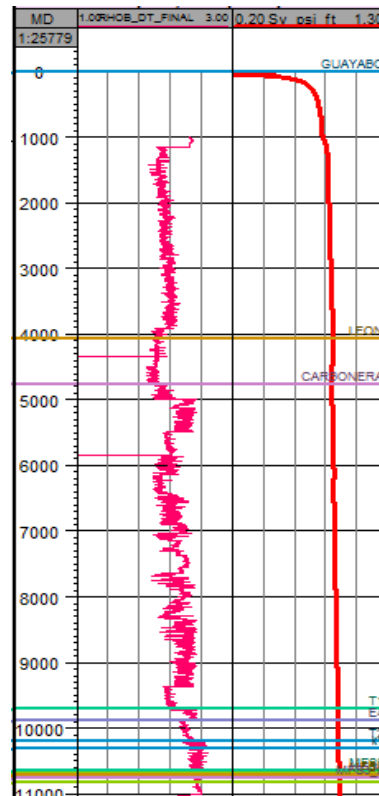
Cómo se vio en el capítulo 2.2.3., el cálculo de la presión de poro está basado en la formulación de Eaton, la cual tiene como base los datos provenientes de los registros tanto de densidad como acústicos.

- **Cálculo del esfuerzo vertical o de sobrecarga.** El esfuerzo vertical en su definición más básica está dado por:

$$\sigma_v = \int \text{RHOB} * \Delta h * 0,433 \quad \text{Ecuación 46}$$

Donde RHOB es el registro de densidad y Δh el incremento en profundidad. Al final de la sumatoria se obtiene el esfuerzo vertical o de sobrecarga, como puede verse en la figura 68.

Figura 68. Perfil de esfuerzo de sobrecarga para el pozo A22.

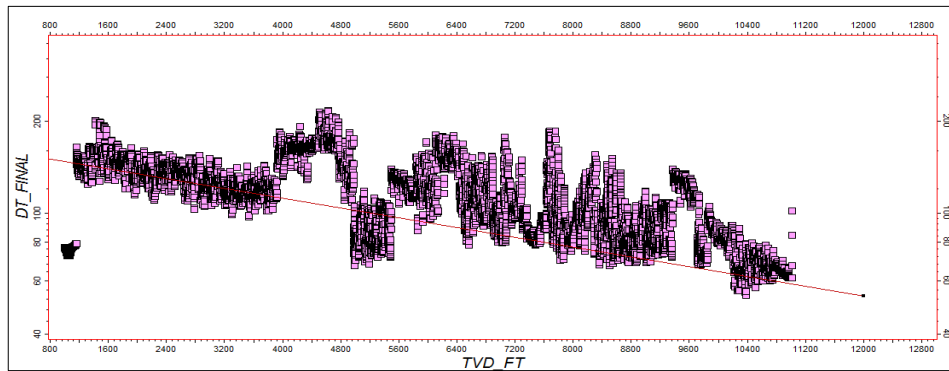


Fuente: EL AUTOR

- **Cálculo de la línea de tendencia normalizada de la presión de poro.**

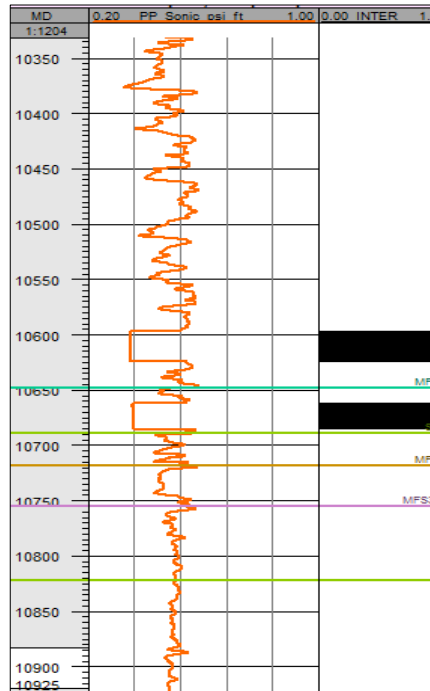
La figura 69 muestra la gráfica en escala semi-logarítmica del valor del registro DT contra la True Vertical Depth (TVD). Dicho registro DT no había sido corrido en todo el pozo, por lo cual fue necesario realizar una extrapolación del intervalo faltante desde un pozo cercano (A7), con el fin de obtener una línea de tendencia de mayor exactitud.

Figura 69. Gráfica de DT vs TVD. Método de Eaton.



Fuente: EL AUTOR.

Figura 70. Perfil de presión de poro para el pozo A22.



Fuente: EL AUTOR.

Así, al aplicar la ecuación 3, donde el valor de f está dado por $\frac{DTN}{DT}$ y $\alpha = 1,2$, se obtiene el perfil de presión de poro mostrado en la figura 70.

Es importante aclarar que la expresión de Eaton no modela correctamente los valores de presión de poro para las arenas, por lo cual dichos valores para las formaciones fracturadas, fueron tomados de los valores reportados por pruebas MDT en éste pozo, los cuales muestran que éstas se encuentran bastante depletadas, teniendo un valor de aproximadamente 0,36 psi/ft (Tabla 6).

6.3.1.3. Cálculo de propiedades mecánicas de la roca

El comportamiento y respuesta de la roca cuando es sometida a un conjunto de alteraciones, es función directa de las propiedades intrínsecas al material, por lo cual su determinación es de primera importancia en la construcción tanto del modelo geomecánico como de la ventana de estabilidad de un pozo.

Para el presente modelo, la metodología utilizada para la estimación de estas propiedades se encuentra basada en las velocidades de onda compresivas y de corte, haciendo uso a su vez de ecuaciones reportadas en la literatura. Los pasos de dicha metodología son:

- a. Cálculo de la velocidad de onda compresional a través del registro sísmico (DT) por la expresión:

$$V_p = \frac{1}{DT} * 304,8 \quad \text{Ecuación 47}$$

- b. Cálculo de la velocidad de onda de corte en función de las velocidades compresionales así como del registro de contenido de arcilla o V_{shale} a través de :

$$Si V_{shale} > 0,4 ; V_s = 0,8621 * V_p - 1,1724 \quad \text{Ecuación 48}$$

$$Si V_{shale} < 0,4 ; V_s = 0,8042 * V_p - 0,8559 \quad \text{Ecuación 49}$$

- c. Cálculo del valor de DTS o registro sísmico de corte utilizando la expresión

$$DTS \text{ (ms/ft)} = \frac{1}{V_s} * 304,8 \quad \text{Ecuación 50}$$

- d. Con las velocidades calculadas anteriormente, se determinó la relación de Poisson, siendo ésta la primera propiedad de la roca importante en el marco de la operación de fracturamiento, la cual está dada por:

$$\nu = \frac{2 - \left(\frac{DTS}{DT}\right)^2}{2 * \left(1 - \left(\frac{DTS}{DT}\right)^2\right)} \quad \text{Ecuación 51}$$

- e. Utilizando el registro de densidad y el registro acústico, se determinó el módulo de corte dado por:

$$\text{ShearMod (psi)} = \frac{\text{RHOB}}{DTS^2 * 13400000000} \quad \text{Ecuación 52}$$

- f. Se procedió a calcular el valor del módulo de Young, teniendo en cuenta que existe un valor estático y uno dinámico, los cuales son dados por

$$E_{\text{dynamic}}(\text{psi}) = 2 * \text{ShearMod} * (1 + \nu) \quad \text{Ecuación 53}$$

$$E_{\text{static}} = \left(\frac{0,4533 * E_{\text{DYN}}}{1 \times 10^6}\right) + 0,0293 * \left(\frac{E_{\text{DYN}}}{1 \times 10^6}\right)^2 * 1 \times 10^6 \quad \text{Ecuación 54}$$

- g. Finalmente, se determinan las propiedades de resistencia y estructurales de la roca, siendo éstas el UCS, RTR o T_0 , y la fuerza de cohesión o S_0 , a través de las expresiones deducidas por McNall and Horsrud.

$$\text{UCS} = \text{if}(V_{\text{sh}} > 0,6, 145.077 * 0.77 * \left(\frac{304.8}{DT}\right)^{2.93}, 143000 * e^{-0.035 * DT}) \quad \text{Ecuación 55}$$

$$RTR = 0,1 * UCS$$

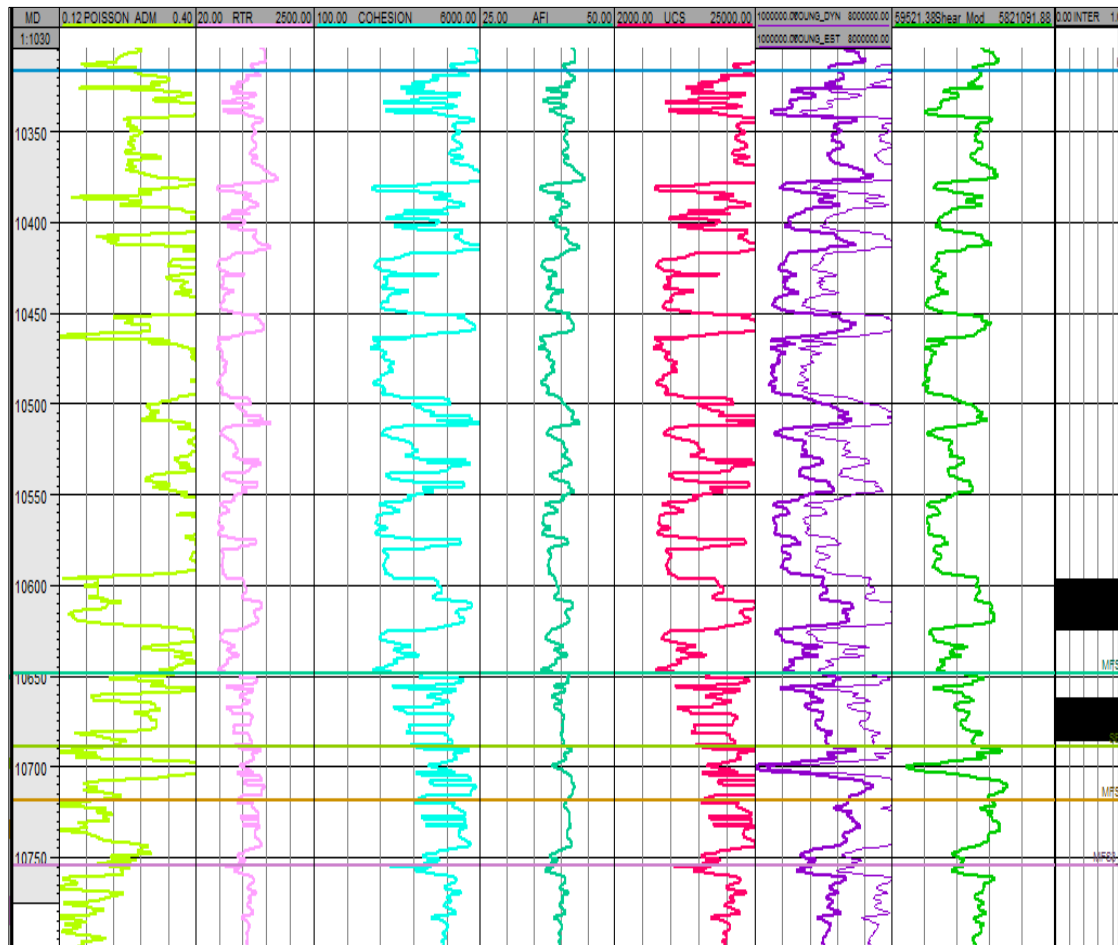
Ecuación 56

$$S_o = \frac{UCS}{2 * \tan(45 + \frac{AFI}{2})}$$

Ecuación 57

Así, como resultado de la metodología anterior se obtuvieron los siguientes perfiles de propiedades mecánicas para el pozo A22.

Figura 71. Perfil de propiedades mecánicas del pozo A22.



Fuente: EL AUTOR.

La literatura menciona que se espera un contraste de estas propiedades (Poisson y Young) entre las arenas y los sellos, un alto Young y un Poisson bajo es característico de una arena, en cambio para la arcilla es todo lo contrario, lo cual se evidencia en el anterior perfil.

Debido a que muchas veces las correlaciones empíricas no ajustan bien a cierto tipo de formaciones, arrojando valores que no son representativos de las condiciones geomecánicas allí conocidas, se hace necesario realizar un proceso de calibración con datos de laboratorio provenientes de pruebas realizadas a muestras de roca de dicha formación. Para el presente modelo se ejecutó lo anterior con los perfiles de UCS, resistencia tensil de la roca y relación de Poisson, por ser éstas las propiedades de las que se disponía de información en el laboratorio de Mecánica de Rocas del ICP (Tabla 4).

- **Proceso de calibración de propiedades mecánicas.**

Tabla 4. Propiedades mecánicas medidas en laboratorio del pozo A11.

POZO A11			
Profundidad (ft)	UCS (psi)	RTR (psi)	Poisson (ND)
10482,54	17939,82		0,16
10557	20764,58	1034	0,23

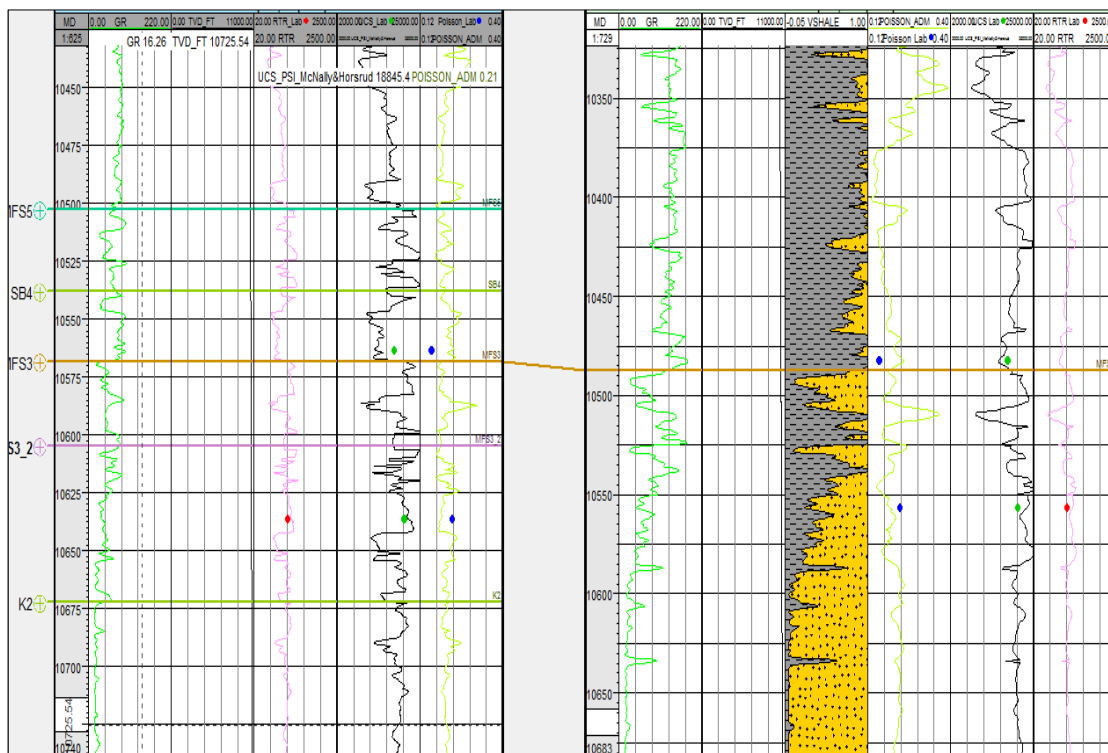
Fuente: Laboratorio de mecánica de rocas ICP.

Como estos valores pertenecen a un pozo no fracturado diferente a los tenidos en cuenta en la investigación, se requería ubicar estas propiedades en los pozos a analizar, en este caso específico, el A22. Para esto se recurrió al registro Gamma Ray y la profundidad de cada una de las subunidades de la formación de estudio.

La figura 72 muestra en la parte derecha el pozo A11 y en la parte izquierda el pozo donde se buscaba realizar el ajuste de las propiedades geomecánicas, para de ésta manera tener una mejor calibración de las propiedades anteriormente mencionadas.

Por ejemplo, para el valor de relación de Poisson de 0,16 ubicado en la formación SB4, se tiene que dicho punto se encuentra ubicado aproximadamente 10 pies por encima del tope de la formación MFS3, por lo cual para todos los pozos se ubicará dicho punto sobre el tope de ésta formación en cada uno de estos. De igual manera a través del registro Gamma Ray se pueden identificar comportamientos similares de éste en los dos pozos y así ubicar la propiedad en éste punto del registro, realizando la correlación respectiva.

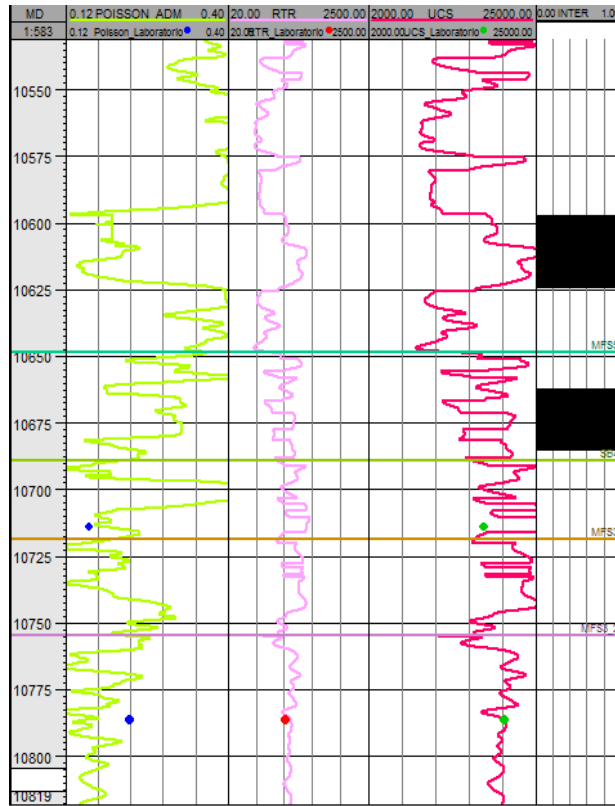
Figura 72. Ubicación de propiedades desde el pozo con pruebas de laboratorio a un pozo de interés.



Fuente: EL AUTOR.

Se realizó el mismo ajuste a las tres propiedades disponibles en laboratorio para todos los pozos de interés, calibrando de ésta manera los perfiles obtenidos con correlaciones, resultando en los que se muestran en la figura 73, en este caso para el pozo A22 , donde los punto en color representan dicho valor de calibración.

Figura 73. Calibración de perfiles de propiedades mecánicas con datos de laboratorio.



Fuente: EL AUTOR.

6.3.1.4. Determinación del perfil de esfuerzos (ajuste del perfil de esfuerzo mínimo) y orientación del esfuerzo máximo horizontal.

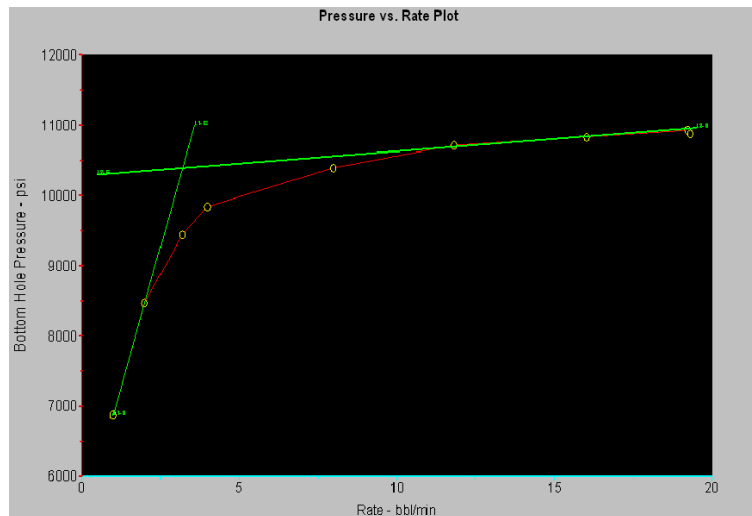
Generalmente, el cálculo de esfuerzos es realizado a través de expresiones matemáticas, siendo las de Eaton (vistas en el capítulo 3.3), las más comúnmente utilizadas. Lo anterior no es la excepción para el presente trabajo.

De ésta manera se inició calculando el perfil de esfuerzo mínimo por medio de la ecuación 31. Después de esto, el paso a seguir era ajustar dicho perfil con los valores de esfuerzo de cierre, los cuales son medidos a través de las pruebas Minifrac como se ha visto con anterioridad, lo que da un mejor estimado y certeza de dicho valor.

Cuando se revisaron los informes de fracturamiento proporcionados por la empresa de servicios, se encontró que en la mayoría de los casos éstos valores de presión de cierre allí reportados eran extremadamente altos, incluso siendo mayores que el esfuerzo vertical, lo cual según la literatura, llevaría a tener una fractura de geometría horizontal; lo cual se descartó de entrada pues se tiene un pleno conocimiento que las fracturas generadas en éste campo son totalmente verticales.

Siendo así se revisaron las gráficas de presión contra caudal en cada reporte y se encontró que los puntos de presión tomados no eran suficientes para definir dicho valor de presión de cierre en la mayoría de los casos, tal como puede verse en la figura 74.

Figura 74. Gráfica de presión vs Caudal durante una prueba SRT. Pozo A22.



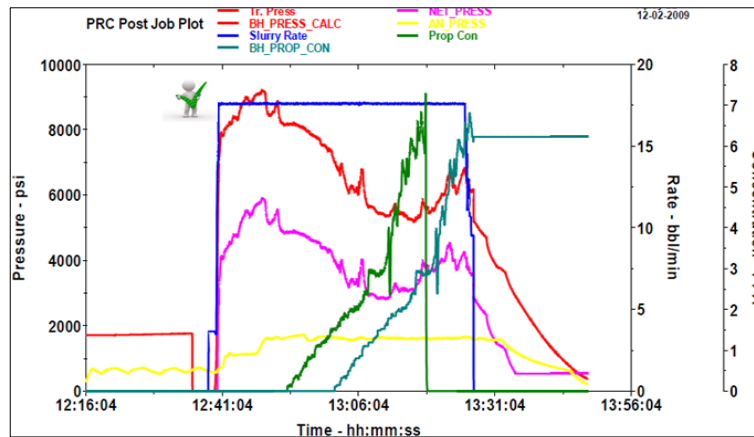
Fuente: ECOPETROL S.A.

Siendo así se decidió determinar un factor de ajuste de dicho perfil de esfuerzo mínimo que correspondiera a los resultados obtenidos en las pruebas y tratamiento de fracturamiento como tal, aprovechando que ya se habían ejecutado.

Prosiguiendo con el pozo A22, se observó la gráfica de la operación de fracturamiento en un intervalo de éste, determinando la presión a la cual la

formación efectivamente se fracturó sobre la longitud media de los perforados, es decir el gradiente de fractura, el cual fue de $9224 \text{ psi}/10674 \text{ ft} = 0,86 \text{ psi/ft}$ tal como puede observarse en la figura 75.

Figura 75. Determinación del gradiente de fractura para el pozo A22.



Fuente: ECOPETROL S.A.

Posteriormente, ayudado con la Macro Excel de Tipo de falla que se ha mencionado y utilizado en anteriores capítulos, y a través de la cual es posible determinar éste mismo valor de gradiente de fractura, podía ser posible conocer las condiciones de esfuerzos causantes de dicho valor de gradiente. Esto considerando que ya se habían determinado las propiedades mecánicas principales y las condiciones del pozo eran conocidas.

Pero debido a que la diferencia entre el esfuerzo horizontal máximo y mínimo puede ser variable y varios valores de ésta podría ajustarse a dicho gradiente de fractura, era prioritario encontrar primero el valor de dicha anisotropía en el pozo.

- **Determinación del valor de anisotropía.**

Para determinar éste valor de diferencia entre esfuerzos horizontales, se recurrió al análisis de los breakouts que son inducidos en el pozo durante la perforación. Siendo así y a través de la ecuación 58, se logró determinar el valor del esfuerzo

máximo horizontal (σ_H) para las arcillas en las cuales los registros de imagen UBI mostraban la ocurrencia de éste fenómeno.

$$\sigma_H = \frac{UCS + P_w + P_p - \sigma_h(1 - 2 \cos \theta_b)}{(1 + 2 \cos 2\theta_b)} \quad \text{Ecuación 58}$$

Dónde P_w es la presión del lodo y θ_b es el ángulo de breakout, el cual para el pozo A22 presentaba un valor bajo de entre 20 y 30° en las arcillas en donde se habían presentado dichos derrumbes.

Tabla 5. Cálculo de la anisotropía por breakouts medidos en cara de pozo.

Profundidad (MD) (ft)	θ_b	UCS (psi)	Pp (psi/ft)	Pw (psi/ft)	σ_h (psi/ft)	σ_H (psi/ft)	Anisotropía
10291	28	8486,05	0,61	0,5096	0,87	1,2323233	0,3623237
10694	20	13845,6	0,57	0,5096	0,83	1,22594286	0,39594286
10888	20	11961,22	0,54	0,5096	0,7	1,0914854	0,3914854

Fuente: EL AUTOR

La tabla 5 muestra que en promedio la anisotropía para este pozo según los datos de breakouts es de aproximadamente 0,38 psi/ft entre dicho esfuerzo máximo y el esfuerzo mínimo para las arcillas calculado por la ecuación de Eaton; entonces se asumió que para éste pozo en todos los intervalos éste era el valor.

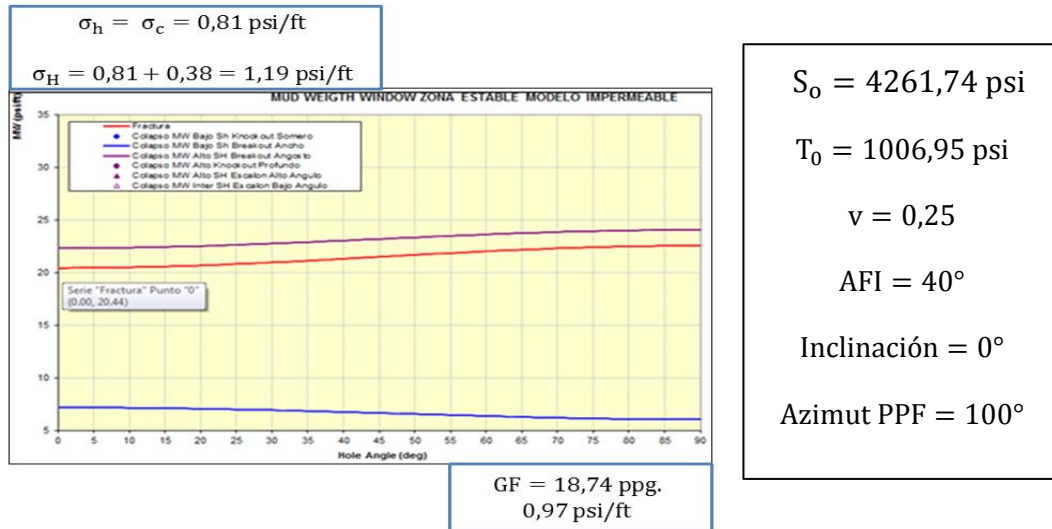
Dicho procedimiento fue realizado para todos los pozos en los que se disponía de registros de imagen, obteniéndose que en general se tiene un valor de anisotropía de aproximadamente 0,4 psi/ft en ésta diferencia de esfuerzos, siendo el valor a tomar para aquellos pozos que no poseían dichos registros.

Así mismo, estos registros de imagen muestran una dirección de breakouts en el campo de entre 0 a 10°, por lo cual la dirección del esfuerzo máximo horizontal se encontrará perpendicular a estos valores, es decir de 90 a 100°.

- **Determinación del esfuerzo de ajuste del perfil de esfuerzo mínimo horizontal.**

La figuras 76 y 77 dejan ver dos casos previos al procedimiento final, mediante los cuales se puede descartar el uso tanto del esfuerzo de cierre registrado en los informes de fracturamiento así como el de valores de anisotropía muy elevados, mostrando igualmente las propiedades mecánicas y condiciones del pozo para el intervalo de interés.

Figura 76. Determinación del gradiente de fractura con alto esfuerzo de cierre (reportados).



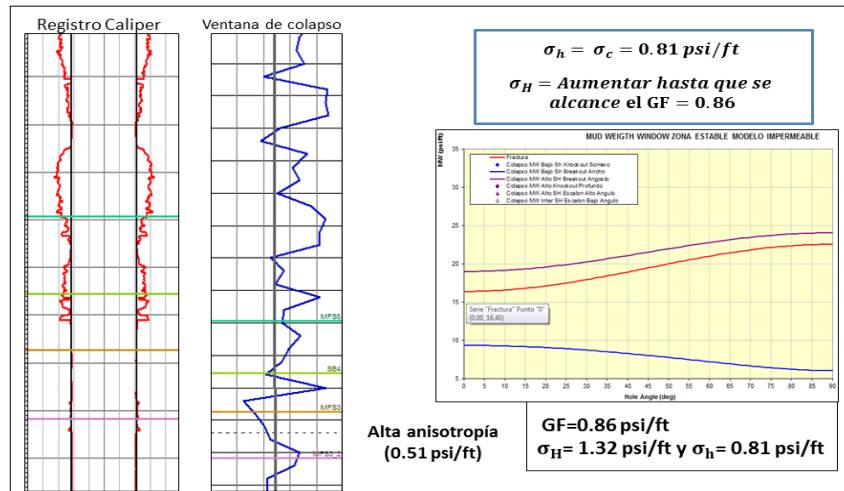
Fuente: EL AUTOR.

En la figura 76, el esfuerzo mínimo de ajuste es el esfuerzo de cierre reportado, y se determina el valor de σ_H con el valor de anisotropía hallado anteriormente. Al introducir estos esfuerzos a la macro de Excel se obtiene que para éstas condiciones el gradiente de fractura sería de 0,97 psi/ft, muy por encima del valor obtenido en la ejecución de operación de 0,86 psi/ft, por lo cual dicho valor de presión de cierre reportado es mayor que el real en éste intervalo.

Por otro lado, en el caso en que dicho valor de anisotropía hallado no fuera tenido en cuenta, sino que ésta empezará a incrementarse hasta tal punto que se

alcanzará el gradiente de 0,86 psi/ft, este valor llegaría a ser tan grande ($\approx 0,51$ psi/ft) que la mayoría del pozo se derrumbaría (colapso por encima del peso del lodo), lo cual puede decirse que no es correcto, pues el registro caliper no lo muestra así, como se observa en la figura 77.

Figura 77. Determinación del gradiente de fractura con anisotropía variable.



Fuente: EL AUTOR.

Finalmente, el procedimiento para calcular este esfuerzo mínimo de ajuste partió del valor de esfuerzo mínimo calculado por la correlación de Eaton, debido a que éste es el valor mínimo que podría tener.

Para el intervalo analizado del pozo A22, el valor promedio del anterior esfuerzo fue de 0,61 psi/ft. Tomando el valor de anisotropía hallado para el pozo, se determinó que el esfuerzo horizontal máximo era 0,99 psi/ft. Al aplicar dichos valores conjunto las propiedades y condiciones mencionadas anteriormente, el gradiente de fractura obtenido sería de 0,65 psi/ft, valor muy por debajo del esperado de 0,86 psi/ft.

Por esta razón, se empezó a aumentar este esfuerzo mínimo manteniendo el valor de anisotropía de 0,38 psi/ft constante, hasta que se llegara al gradiente al cual se

había logrado fracturar la formación. Cuando $\sigma_h = 0.76$ psi/ft y $\sigma_H = 1.14$ psi/ft, se alcanzó un gradiente de fractura de 0,87 psi/ft, valor muy cercano al mencionado con anterioridad, por lo cual dicho valor de esfuerzo mínimo fue asumido como el de esfuerzo de ajuste del perfil de este esfuerzo o esfuerzo de cierre para el intervalo analizado.

Procedimiento similar fue llevado a cabo para todos los pozos estudiados y dichos valores se muestran en la tabla 6.

Tabla 6. Valores de esfuerzos de cierre para los pozos fracturados en el campo de estudio.

Intervalo (ft)	Anisotropía=0.4	
	σ_{hmin} psi/ft	Presión de poro
A5 (10513-10525)	0,83	0,42
A5 (10542-10548)	0,82	0,33
A7(10491-10497)	0,71	0,35
A7 (10504-10507)	0,71	0,35
A7 (10521-10541)	0,7	0,34
A14 (10544-10548)	0,74	0,37
A14(10561-10565)	0,73	0,37
A14 (10600-10614)	0,73	0,36
A20 (10470-10485)	0,82	0,43
A20 (10518-10543)	0,85	0,43
A20 (10557-10578)	0,85	0,43
A22(10597-10624)	0,71	0,35
A22(10662-10685)	0,76	0,36
G4 (10668-10676)	0,84	0,43
G4 (10722-10759)	0,82	0,42
G4 (10776-10804)	0,83	0,37
G4 (10833-10846)	0,77	0,4

Fuente: EL AUTOR.

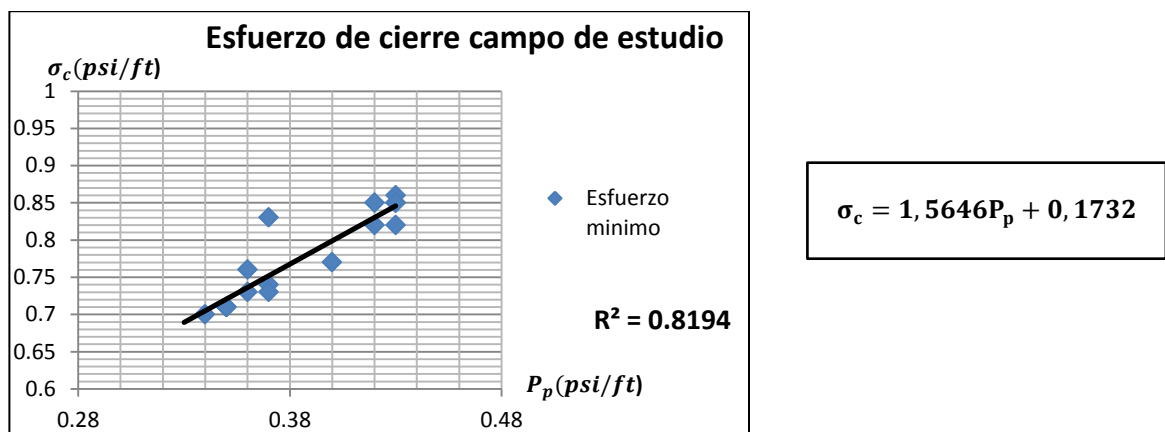
Con este valor de esfuerzo de ajuste obtenido para el pozo de análisis, se realizó la calibración de su perfil de esfuerzo mínimo, obteniendo consecuentemente el perfil de esfuerzos general,

Similar a lo realizado por Osorio²⁸, con estos valores obtenidos, se dedujo una correlación de tipo lineal, la cual permite determinar éste valor de esfuerzo mínimo en función de la presión de poro.

Dicha expresión, muestra un ajuste, que aunque no es excelente, se le puede considerar como muy representativo a la hora de obtener los valores de esfuerzo mínimo para dichas formaciones, y así determinar la curva para éste y consecuentemente los perfiles de esfuerzos para cada uno de los pozos.

Es importante enfatizar en dos aspectos: dicha correlación es una ayuda útil para determinar el perfil de esfuerzo mínimo para pozos que por alguna razón no pudo calcularse el esfuerzo de cierre de ajuste, así mismo, ésta solo se le considera de uso para el campo analizado y con mayor especificidad para el proyecto presente, pues se encuentra basada en los datos obtenidos para pozos en concreto de dicho campo.

Figura 78. Correlación para el esfuerzo de cierre del campo de estudio a partir del ajuste del esfuerzo mínimo por gradiente de fractura.

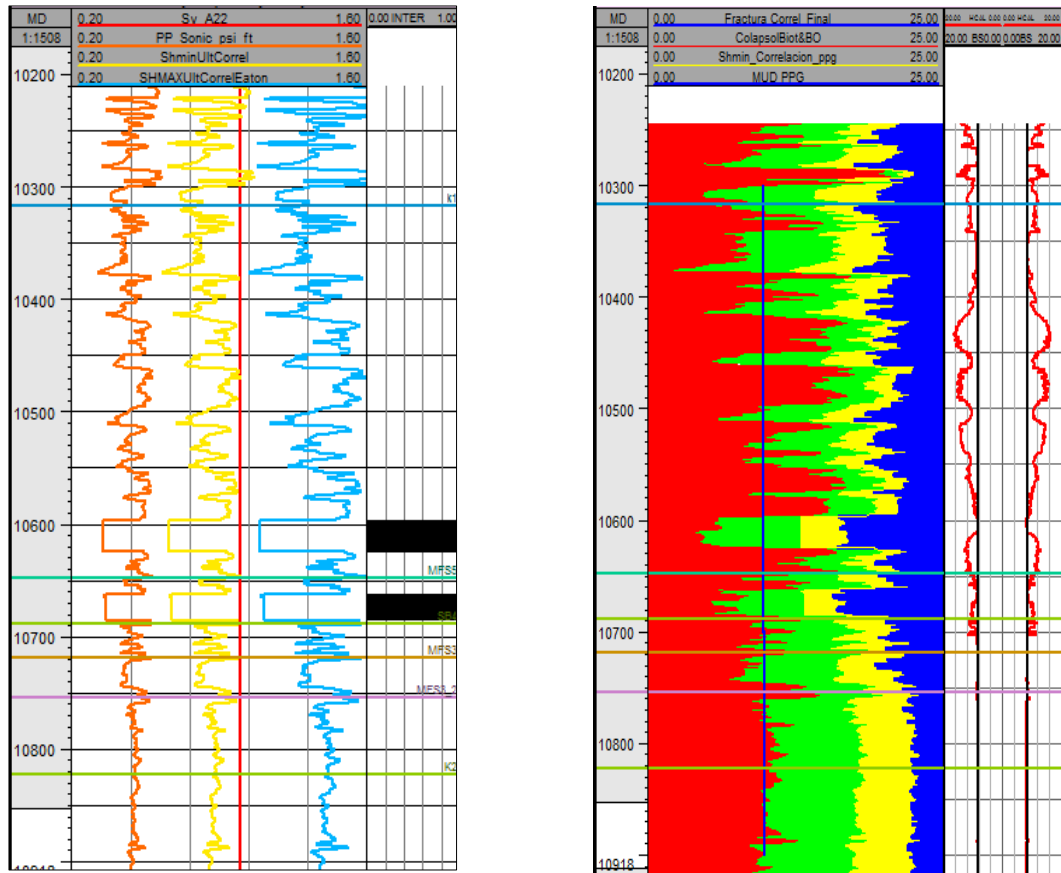


Fuente: EL AUTOR

²⁸ OSORIO, J.G. SPE, BP Exploration Colombia. "Hydraulic Fracturing Project – Geomechanics Update". 2009.

Con este perfil de esfuerzo mínimo determinado y las formulaciones vistas con anterioridad, se procedió a calcular el perfil de esfuerzos final para el pozo de análisis, como puede verse en la figura 79.

Figura 79. Perfil de esfuerzos principales y ventana de estabilidad para el pozo A22



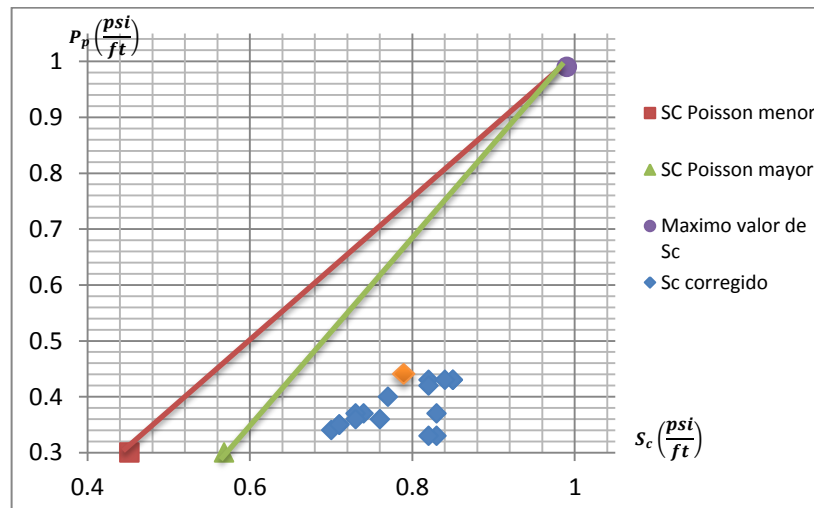
Fuente: EL AUTOR.

El régimen que se muestra corresponde a uno de tipo rumbo deslizante, el cual es típico del campo de estudio y se presenta en las arenas de interés de todos los pozos analizados. En cuanto a la ventana de estabilidad, se observa un buen ajuste del colapso con el registro Caliper, lo que es un buen indicio de que el perfil de esfuerzos puede ser correctamente modelado por la expresión matemática deducida en el caso de estudio, así como de que el modelo se encuentra bien estructurado.

7. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DESARROLLADA AL CAMPO DE ESTUDIO.

Como parte anterior a la metodología a aplicar, es necesario realizar el gráfico de Potocki (capítulo 3,5), con el objetivo de conocer si el campo de esfuerzos del campo y formación en general es afectado o no por la influencia de agentes tectónicos activos. La figura 80 muestra dicho gráfico realizado con los valores de esfuerzo mínimo deducidos en el capítulo 6, basándose en el gradiente de fractura (corrección de los presentados en el informe de fracturamiento), así como con un valor mínimo y máximo de relación de Poisson de 0,18 y 0,27 y un esfuerzo vertical promedio de 1 psi/ft, siendo éste el rango de valores encontrados en el campo.

Figura 80. Análisis gráfico de Potocki de la formación K1 del campo de estudio.



Fuente: EL AUTOR.

En general se muestra que todos los valores de esfuerzo mínimo o de cierre del campo se encuentran del lado derecho de la línea máxima, lo que indica que efectivamente el campo de esfuerzos en general es afectado por causas tectónicas de tipo compresional.

7.1. EJEMPLO DE APLICACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA. Pozo A22. Intervalo 10662-10685 ft

7.1.1. Metodología para el tipo de falla

1. Determinar si la roca falla a priori por tensión que por corte.

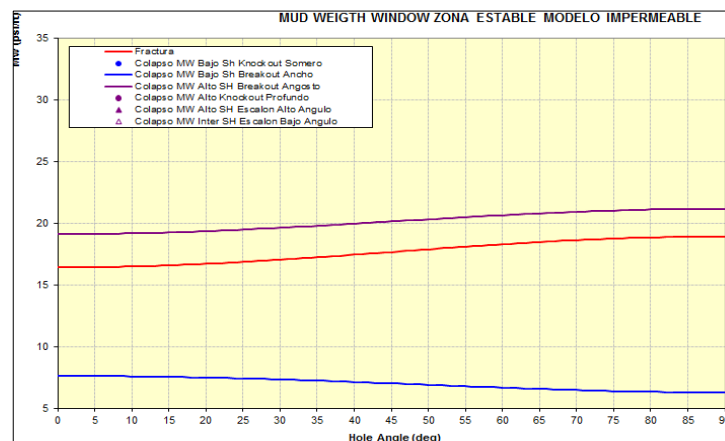
2. Datos de entrada.

Los datos obtenidos para éste intervalo en el modelamiento geomecánico del pozo son:

$$\begin{aligned} \sigma_h &= 0,75 \text{ psi/ft} & S_o &= 4261 \text{ psi} \\ \sigma_H &= 1,14 \text{ psi/ft} & T_o &= 1006 \text{ psi} \\ \sigma_v &= 1,01 \text{ psi/ft} & AFI &= 40^\circ \\ \beta \text{ y } \varphi &= 0^\circ \text{ (Pozo vertical).} & \nu &= 0,25 \end{aligned}$$

3. Utilizar la Macro Excel mencionada con anterioridad para determinar el tipo de falla de la roca.

Figura 81. Resultados Macro Excel Tipo de Falla para el pozo A22 (10662-10685 ft).



Fuente: Macro Excel. Tipo de falla y gradiente de fractura. EL AUTOR.

A través del análisis de la anterior figura, se infiere que en el intervalo analizado se requiere una menor presión para que ocurra la falla por tensión de la que se

necesita para que falle por corte, lo cual garantiza que ocurra la tensión a priori que dicho corte y consecuentemente se dé la óptima creación del proceso de propagación de la fractura hidráulica inducida en la pared del pozo.

7.1.2. Metodología para la orientación del pozo

1. Determinar si existe influencia de la orientación del pozo en el proceso de generación de fractura.

2. ¿El pozo es orientado?

El pozo NO es orientado, mostrando una condición de verticalidad en el intervalo de interés, por lo cual se procede a analizar el paso 9.

9. Analizar si dicha verticalidad es favorable o no en comparación a si el pozo fuera desviado.

En la figura 81 se observa que el gradiente de fractura es menor y la falla por tensión antes que por corte se ve favorecida cuando el pozo es vertical.

10. Resultados finales arrojados.

La verticalidad del pozo en el intervalo de interés es la condición más favorable para el inicio de la fractura hidráulica.

7.1.3. Metodología para la anisotropía de esfuerzos horizontales

1. Determinar si hay influencia de la anisotropía en el proceso de generación de fractura en el intervalo de interés.

2. Datos de entrada. Estos valores son los mismos presentados en la parte de tipo de falla (7.1.1) del presente análisis de pozo.

3. Realizar análisis a las sensibilidades del gradiente de fractura para el régimen de interés, en este caso rumbo-deslizante.

En la figura 20 se puede concluir que la condición de verticalidad en el pozo en un régimen rumbo deslizante es la mejor para la iniciación de la fractura, por lo cual se esperaría que este fuera el comportamiento en este caso. La anisotropía de esfuerzos influirá de manera inversa en el comportamiento de inicio de la fractura, es decir, a mayor anisotropía existirá un menor gradiente de fractura, tal como se muestra en el capítulo 3.3.

4. ¿El valor de anisotropía es menor a 0,15 psi/ft?

El valor de anisotropía en este intervalo está dado por:

$\Delta\sigma = (1,14 - 0,76) = 0,38$ psi/ft, valor por encima de 0,15 psi/ft, por lo cual según la revisión teórica se tendrá un gradiente de fractura moderado así como una buena alineación de fractura con el plano preferencial sin tener turnaciones, tal como puede ser visto en la figura 89.

7. Utilizar la herramienta Macro para determinar el tipo de falla que se presentará bajo las condiciones de anisotropía presentes.

Nuevamente la figura 81 permite inferir que la falla por tensión ocurre antes que la de corte en las condiciones de anisotropía del intervalo, por lo cual se considera que es exitoso el inicio del proceso de generación de la fractura.

11. Resultados finales arrojados.

El valor de anisotropía es mayor a 0,15 psi/ ft lo que garantizaría una buena alineación de la fractura, así como también se tiene el inicio de la fractura por tensión, garantizando su correcta iniciación.

Como las condiciones garantizan que hay generación de fractura por tensión, se continúa con la aplicación de la parte restante de la metodología para analizar los demás factores.

7.1.4. Metodología para fracturas naturales y múltiples

1. Determinar si las fracturas naturales y múltiples son influyentes en el proceso de propagación e iniciación del caso de estudio.

2. Realizar una descripción de las fracturas detectadas en el campo en general a través de los registros de imagen.

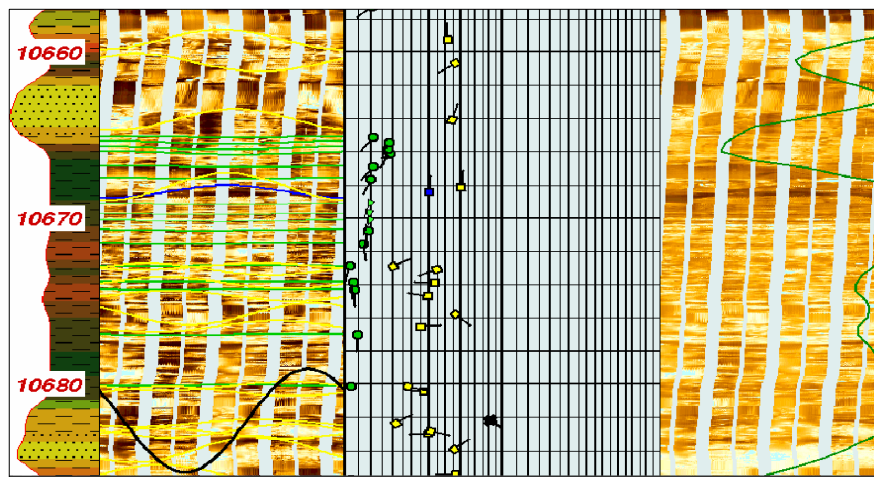
La tabla 3 muestra la distribución de las fracturas naturales en todo el campo a través del análisis de los registros de imágenes, siendo para este caso la sub unidad MFS5 la de interés.

3. En el pozo de análisis, ¿existe disponibilidad de registros de imagen para detectar la presencia de fracturas naturales?

Si hay disponibilidad de dichos registros en la información suministrada.

4. Si sí existen dichos registros, ¿hay presencia de fracturas naturales?

Figura 82. Registro de imagen Intervalo 10662-10685 pozo A22



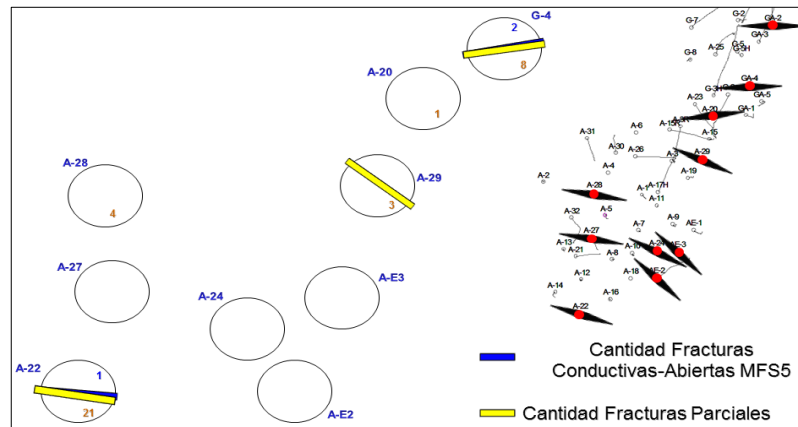
Fuente: ECOPETROL S.A.

En el registro puede verse la presencia tanto de fracturas conductivas (color azul) así como parciales (color amarillo).

5. Determinar el número y orientación de las fracturas tanto conductivas como parciales detectadas en el análisis del registro.

Fueron identificados un total de 1 fractura conductiva y 21 parciales, las cuales se encuentran en el intervalo objeto de la fractura.

Figura 83. Orientación y densidad de fracturas naturales en la sub-unidad MFS5 del campo de estudio.



Fuente: ACR Geomecánica. ECOPEPETROL-ICP. 2009.

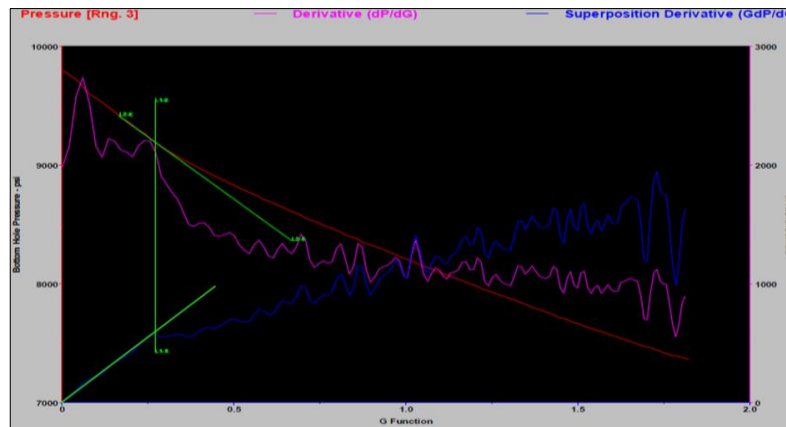
En cuanto a su orientación, como se ve en la figura 83, éstas están orientadas prácticamente en la misma dirección del esfuerzo máximo horizontal, la cual para éste pozo es de 108° .

7. ¿El pozo es vertical o se encuentra en su condición de creación de fractura más óptima?

Como el pozo es vertical, el menor requerimiento de presión de inicio de fractura se tendrá en esta condición, adicionalmente ayudado por la presencia de las fisuras naturales en la misma dirección del plano de propagación, hecho que servirá para desarrollar dicha propagación y crecimiento con mayor facilidad.

Adicional a lo anterior, el análisis de la función G proporciona una herramienta para determinar si posibles microfisuras u otras fracturas naturales no detectadas por el registro de imagen ejercen efecto de leakoff de fluido base.

Figura 84. Función G del intervalo 10662-10685 pozo A22.



Fuente: ECOPETROL S.A.

Para este caso, no se ve dicha influencia pues en el análisis de la función G en la figura 84 no hay evidencia de efecto del leakoff dependiente de la presión (joroba hacia arriba antes de la presión de cierre).

27. Identificar si hay existencia y efecto por fracturas múltiples.

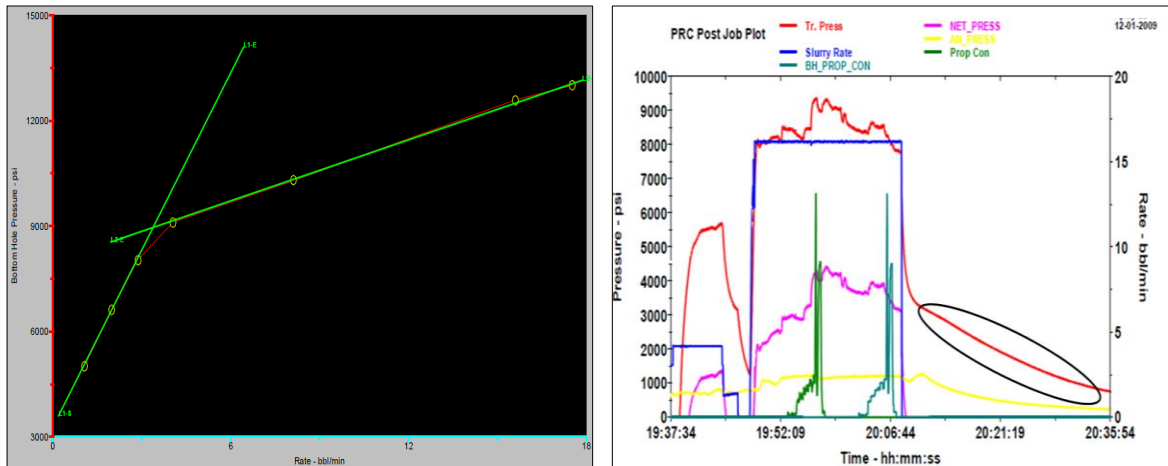
28. ¿Las pérdidas por tortuosidad registrados en la prueba STD son mayores a 1000 psi?

Los resultados de la prueba SDT arrojan que se tiene unas pérdidas por tortuosidad de 1200 psi, lo que podría indicar posibles fracturas múltiples.

31. Realizar análisis de la gráfica P vs Q de la prueba SRT, ¿Existe linealidad y ajuste de los puntos a la línea recta de tendencia?

La gráfica SRT en la figura 85, muestra un buen ajuste lineal de los puntos, lo cual descarta un posible efecto de fracturas múltiples en la generación de la fractura inducida.

Figura 85. Pruebas SRT y Minifrac Intervalo 10662-10685 pozo A22.



Fuente: ECOPEL S.A.

34. Revisar la gráfica de Minifrac y verificar si el proceso de declinación se presenta de manera constante o si existe alguna región en la cual cambia este comportamiento

El Minifrac del intervalo de interés muestra un comportamiento declinacional normal como se ve en el ovalo negro de la figura 85, lo cual indica una propagación de la fractura de manera normal sin una posible presencia de fracturas múltiples.

34. Resultados finales arrojados.

La fractura se encuentra en su mejor plano de propagación ayudada por la presencia de fracturas naturales en la dirección del esfuerzo máximo, la función G además no muestra efectos de leakoff por fisuras y no se muestra totalmente un posible efecto de formación de fracturas múltiples.

7.1.5. Metodología para la presencia de fallas geológicas y tectónica activa.

1. Determinar si existe influencia de fallas geológicas y tectónica activa en el proceso de propagación de la fractura del caso de estudio.

2. Datos de entrada,

$\sigma_h = 0,75$ psi/ft con una presión de poro medida por prueba MDT de 0,36 psi/ft.

3. Realizar el análisis gráfico de Potocki, como se vio en el capítulo 3,5.

En la figura 80, el punto color naranja representa el esfuerzo de cierre en éste intervalo a la presión de poro registrada. Se observa que al igual que el comportamiento general, el campo de esfuerzos allí ésta siendo influenciado por esfuerzos tectónicos compresionales, lo que se ve reflejado en una magnitud de este esfuerzo mayor al modelado por la ecuación de Eaton y ubicándose a la derecha de la línea máxima de la ventana de ajuste y no dentro de ésta (ajuste del modelo) ni a la izquierda de la línea mínima (efectos extensionales).

11. Realizar análisis del valor de presión neta obtenido durante la prueba Minifrac.

12. ¿La presión neta es menor a 0,1 psi/ft?

No. En los informes de fracturamiento suministrados se reporta un valor de presión neta durante el Datafrac de 1996 psi o en términos de gradiente de 0,19 psi/ft, el cual es considerado como “normal” en un régimen de tectónica activa como el estudiado.

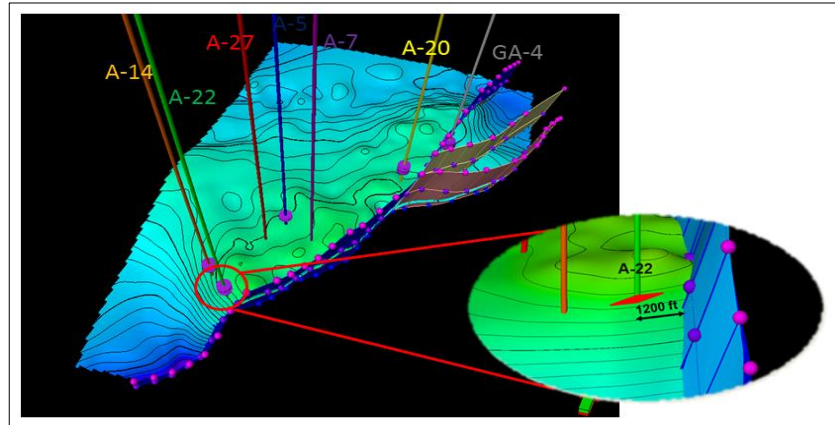
15. ¿La presión neta se encuentra en un rango de valores entre 0,1 y 0,29 psi/ft?

16. Si, el valor de 0,19 psi/ft cae en este rango, por lo cual se le considera como de complejidad favorable debido a que se tiene registro de una buena producción después del tratamiento y se encuentra relacionado con esfuerzos tectónicos activos que incrementan los valores del campo de esfuerzos en general, pero no se asocian con problemas en el proceso de propagación.

20. ¿El PPF tiene una dirección cercana a la paralela de la dirección de la falla presente?

La figura 86 muestra estructuralmente la ubicación de los pozos abarcados en el estudio, siendo uno de ellos el A22 (utilizado en este ejemplo), con relación a la falla inversa principal que es considerada la de mayor importancia, extensión e influencia en el campo.

Figura 86. Ubicación estructural del pozo A22 en la formación K1.



Fuente: Modificado de ACR Geomecánica. ECOPETROL-ICP. 2009.

No. Se puede ver que la dirección de la falla es prácticamente perpendicular a la dirección del plano preferencial de fractura (Flecha roja).

22. ¿La longitud esperada o final de fractura es cercana a la separación entre la discontinuidad y el pozo?

Al tratarse de una formación de baja permeabilidad, la longitud de la fractura tiene un alto valor, el cual es de aproximadamente 300 ft, valor que es bajo en comparación a la distancia del pozo a la discontinuidad, por lo cual se considera que el efecto de ésta será bajo o casi nulo en el proceso de propagación y geometría final, pues no existirá un cruzamiento entre ellas.

25. Resultados finales arrojados.

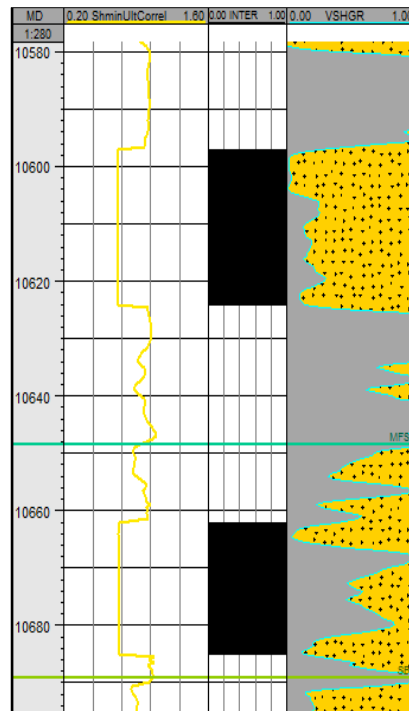
El campo de esfuerzos para este pozo tiene influencia de tectónica de tipo compresional, tal como puede verse en los valores de esfuerzo de cierre por encima del modelado por la ecuación de Eaton así como en los valores de

presiones netas durante el Datafrac. Así mismo se intuye que la separación de la falla al pozo es considerable y no ejerce un efecto de restricción en crecimiento o afectación de geometría considerable.

7.1.6. Metodología para el contraste de esfuerzos y relación de espesor entre formaciones

1. Determinar si el contraste de esfuerzos de cierre y relación de espesor entre formaciones adyacentes es influyente en el proceso de propagación de la fractura.
2. Verificar que en la zona de interés exista una configuración arcilla-arena-arcilla y donde $\sigma_{\text{arcilla}} > \sigma_{\text{arena}}$, lo cual asegura la correcta configuración litológica creada para la creación de una fractura inducida.

Figura 87. Configuración de esfuerzo mínimo del pozo A22.



Fuente: EL AUTOR.

Allí se observa que el intervalo inferior (10662-10685) muestra una configuración arcilla-arena-arcilla, por lo cual se tiene la configuración ideal para la creación y propagación de la fractura.

3. Obtener los valores de esfuerzos de cierre para la zona de interés como para las barreras superior e inferior, así como el espesor de cada una de ellas.

Tabla 7. Relación de esfuerzos de cierre y espesores del intervalo 10662-10685 A22.

Litología	σ_c (psi/ft)	$\Delta\sigma_c$ arcilla-arena (psi/ft)	Espesor (ft)	Relación de espesor
Arcilla superior	0,95	0,2	28	1,22
Arena	0,75		23	
Arcilla inferior	0,92	0,17	10	0,44

Fuente: EL AUTOR.

4. ¿El valor de la diferencia de esfuerzos de cierre entre formaciones $\Delta\sigma_c = \sigma_{shale} - \sigma_{arena}$ es menor a 0,15 psi/ft y la relación de espesores H_{shale}/H_{arena} es menor a 1?

Sí. Tanto en relación a la arcilla superior como inferior se observa que la diferencia de esfuerzos es mayor a 0,15 psi/ft por lo cual se cumple la condición de esfuerzos de cierre. En cuanto a los espesores la arcilla inferior presenta un muy bajo espesor, lo que conlleva a una relación de 0,44 y una posible no contención de la fractura en su crecimiento vertical hacia abajo.

8. Realizar análisis de la curva de declinación de la función G para recesión de la altura, ¿Existe la tendencia típica que muestra éste comportamiento?

Como se puede observar en la figura 84, la función G muestra un comportamiento normal de leakoff durante en Minifrac, sin que se vea un típico proceso de recesión en la altura (joroba hacia abajo).

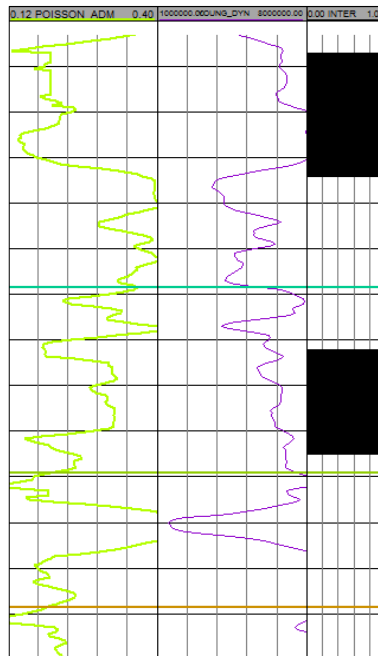
10. Resultados finales arrojados.

Existe un muy buen contraste de esfuerzos de cierre entre la arena y las barreras de arcillas, al igual que la función G que muestra que durante el DataFrac no existió crecimiento vertical. Pese a esto, la relación de espesores en la parte inferior es mucho menor a 1 por lo cual la fractura posiblemente no se contiene en su crecimiento vertical.

7.1.7. Metodología para el contraste de propiedades mecánicas

1. Determinar si el contraste de propiedades mecánicas entre formaciones es influyente en la propagación de la fractura en el caso de estudio.
2. Analizar los perfiles de propiedades mecánicas (Modulo de Young y Relación de Poisson) para la zona de interés ¿Se cumple que el Modulo es más alto en las arenas que en las arcillas y Poisson es más alto en las arcillas que en las arenas?

Figura 88. Contraste de Relación de Poisson y Módulo de Young en el intervalo 10622-10685 Pozo A22.



Fuente: EL AUTOR.

No se observa un contraste totalmente claro debido a las altas intercalaciones, por lo cual no se podría asegurar totalmente una correcta propagación.

5. Los valores de Módulo de Young y Relación de Poisson promedio para la zona de interés son $E = 5,5 \times 10^6$ y $\nu = 0,25$ respectivamente, los cuales son típicos de formaciones candidatas a fracturar.

6. Resultados finales arrojados.

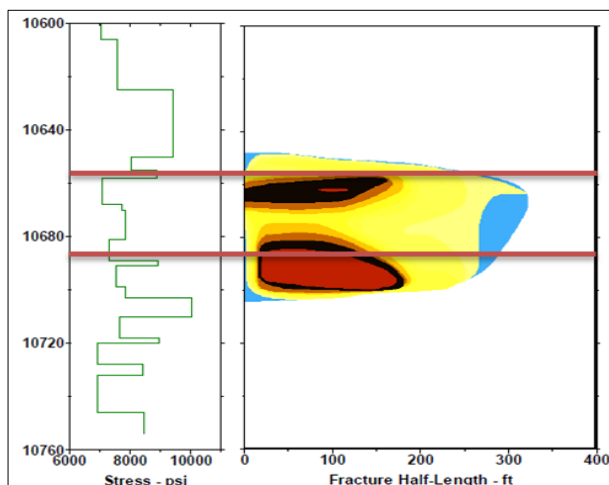
No existe un contraste de propiedades muy bien definido entre formaciones debido a altas intercalaciones arena-arcilla, pero los valores de las propiedades en la zona de interés están dentro del rango deseado.

7.2. COMPARACIÓN DE RESULTADOS

A través del análisis de la geometría final de fractura se puede determinar si los resultados arrojados por la metodología son acertados y representan el comportamiento real de la fractura durante su creación y propagación.

La figura 89 muestra la geometría de fractura final obtenida por el registro de temperatura así como los principales parámetros de descripción.

Figura 89. Geometría de fractura por registro de temperatura. Intervalo 10662-10685 Pozo A22.



Longitud apuntalada de fractura:
344,3 ft.

Altura final de la fractura: 59,2 ft

Ancho promedio apuntalado: 0,088 in.

Presión neta: 2685 psi.

Fuente: ECOPETROL S.A.

Así mismo, en la tabla 8 se muestra dicha comparación entre los resultados reales del tratamiento y los arrojados por la metodología, permitiendo ver que hay muy buena similitud entre ellos, lo que a su vez demuestra que la herramienta metodológica desarrollada indica de manera correcta que factores influyen en el comportamiento de la fractura como tal, así como la forma en que ejercen dicho efecto en el comportamiento tanto de generación como de propagación final de ésta

Tabla 8. Comparación de resultados entre la metodología y comportamiento real. Intervalo 10662-10685. Pozo A22.

Factor a analizar	Resultado Metodología	Resultado real
Tipo de falla de la roca	Se genera una fractura por tensión antes que por corte.	Se pudo generar una fractura con inyección del propante.
Orientación del pozo	Generación de la fractura por tensión con la mejor orientación del pozo (verticalidad) en relación a la presión de inicio de fractura.	Óptima generación de la fractura por tensión, siendo la verticalidad la mejor orientación del pozo.
Anisotropía de esfuerzos	Condición óptima de diferencia de esfuerzos horizontales para la generación de la fractura por tensión con una correcta propagación unificada.	Óptima generación de la fractura por tensión y correcta propagación y geometría unificada.
Presencia de fracturas naturales	El análisis de declinación de presión y alineación de la fracturas naturales con el PPF indican una buena generación y propagación de la fractura hidráulica en la dirección deseada, sin pérdidas de leakoff observadas.	Geometría de fractura unificada, sin ramificaciones y alineada en el PPF. No se observan pérdidas de fluido apreciables por fisuras.
Fallas geológicas y tectónica activa	Presencia de tectónica compresional que ocasiona altas presiones netas así como gradientes de cierre más altos de	Esfuerzos de cierre altos que conllevan a requerimiento de gradiente de fractura más alto de los esperados.

	lo modelado por Eaton.	Presión neta final de 2685 psi, indicando influencia tectónica activa.
Contraste de esfuerzos de cierre y relación de espesor entre formaciones	El perfil de esfuerzo mínimo muestra un buen contraste entre formaciones, pero la relación de espesor con la arcilla inferior, indica que no existirá una buena contención en crecimiento vertical.	La fractura tiene una buena contención en altura en su parte superior, pero tiende a invadir el límite inferior mientras crece verticalmente, sobrepasando el límite de contención.
Contraste de propiedades mecánicas entre formaciones.	No existe un contraste de propiedades mecánicas claro, lo que podría no favorecer el proceso de propagación.	Se observa buena contención en altura, a excepción del límite inferior.

Fuente: EL AUTOR.


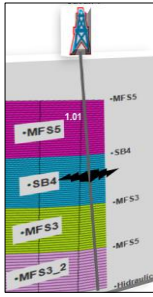
Dicho proceso de comparación se realizó igualmente para los pozos que disponían de información sobre sus resultados, los cuales permitieron de la misma manera validar la metodología desarrollada, para que así esté disponible como un indicador de viabilidad de futuros tratamientos a ejecutarse en función de los factores estudiados así como de los comportamientos relacionados a éstos.

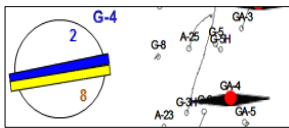
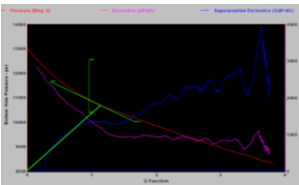
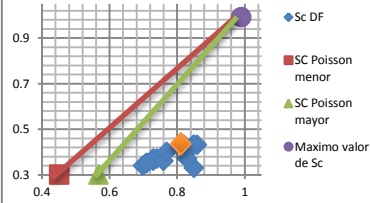
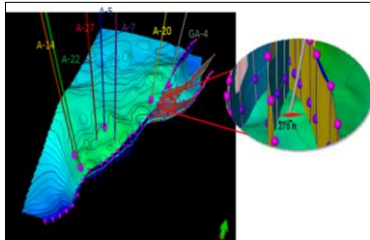
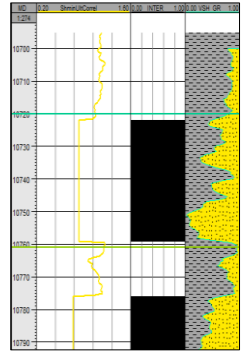
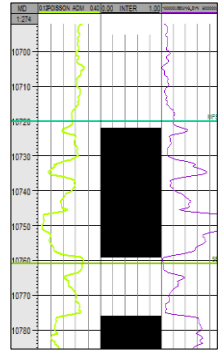
7.3. RESULTADOS APLICACIÓN METODOLOGÍA POZOS FRACTURADOS CAMPO DE ESTUDIO

A continuación se muestran los resultados de la aplicación de la metodología propuesta a los pozos de interés en el campo de análisis, tomando un intervalo representativo fracturado de cada uno de éstos, logrando así identificar cuáles de los factores de tipo geomecánico y geológico estudiados conllevaron a los comportamientos que se presentaron en el proceso de creación y propagación de la fractura así como la manera en la cual lo hicieron.

7.2.1. POZO G4. Intervalo 10722-10759 ft.

Tabla 9. Resultados aplicación de la metodología pozo G4 (10722-10759)

FACTORES DE INICIACIÓN		
Tipo de falla de la roca	Orientación del pozo	Anisotropía de esfuerzos
 <p>Falla tensil antes que por corte.</p>	 <p>Falla tensil antes que por corte.</p> <p>$P_{fr}(\varphi = 23^\circ) = 0,94 \text{ psi/ft}$ $P_{fr}(\varphi = 0^\circ) = 0,9 \text{ psi/ft}$</p> <p>Gradiente de fractura mayor a causa de la desviación del pozo.</p>	<p>$\sigma_H = 1,24 \text{ psi/ft}$ $\sigma_h = 0,82 \text{ psi/ft}$ $(\sigma_H - \sigma_h) = 0,42 \text{ psi/ft}$</p> <p>Falla tensil antes que por corte.</p> <p>$0,6 > \text{Anisotropía} > 0,15$. La fractura presenta una buena alineación en el PPF sin turnaciones ni presencia de fracturas ramificadas.</p>

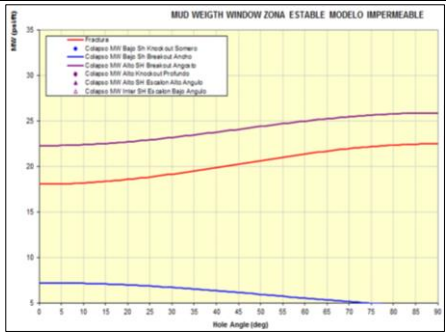

FACTORES DE PROPAGACIÓN			
Fracturas naturales y fracturas múltiples,	Fallas geológicas e influencia tectónica,	Contraste de esfuerzos y espesor	Contraste de propiedades mecánicas
 <p>Propagación de la fractura ayudada por la orientación de las fracturas naturales en la dirección del PPF.</p>  <p>Función G. No se observa presión dependiente de leakoff a causa de fisuras naturales.</p>	 <p>$\sigma_c > \sigma_{hEaton}$, debido a tectónica compresional activa,</p> <p>$P_{neta}: 0,22 \text{ psi/ft}$. Ubicada en el rango de "complejidad favorable".</p>  <p>Efecto adverso en la</p>	 <p>$\sigma_{cshale} = 0,97 \text{ psi/ft}$ $\sigma_{carena} = 0,82 \text{ psi/ft}$ $\sigma_{cshale} = 0,99 \text{ psi/ft}$</p> <p>Contraste de esfuerzos de cierre mayor a 0,15 psi/ft, lo que contribuye a una buena contención en altura. Relaciones espesor arcilla/arena: 1,3 y</p>	 <p>Buen contraste de propiedades mecánicas, lo que contribuye a un correcto crecimiento en la zona de interés.</p>

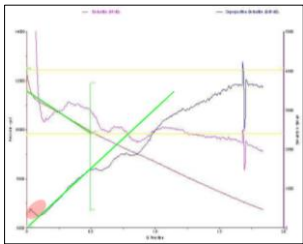
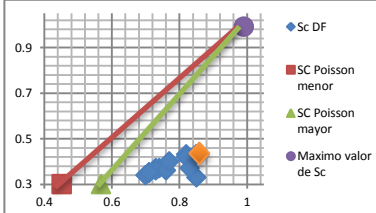
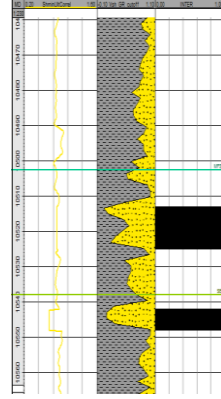
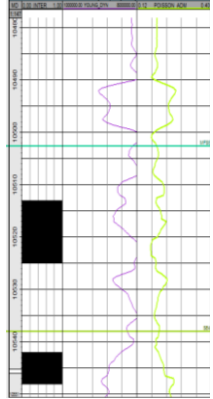
No hay indicio de formación de fracturas múltiples.	geometría y apuntalamiento del propante por similitud de la longitud de fractura con la distancia del pozo a la falla principal (270 ft).	0,5; por lo cual en el intervalo inferior existe un crecimiento hacia la zona vecina.	
-----------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------	--

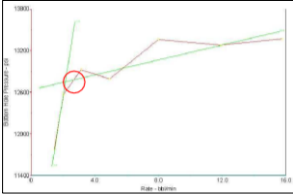
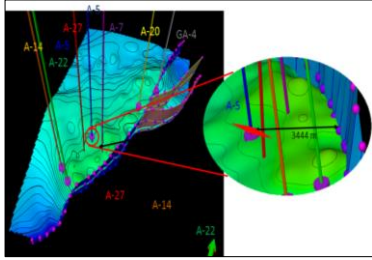
Fuente: EL AUTOR.

7.2.2. POZO A5. Intervalo 10513-10525 ft.

Tabla 10. Resultados aplicación de la metodología pozo A5 (10513-10525).

FACTORES DE INICIACIÓN		
Tipo de falla de la roca	Orientación del pozo	Anisotropía de esfuerzos
 <p>Falla tensil antes que por corte.</p>	 <p>Falla tensil antes que por corte.</p> <p>Pozo vertical, siendo está la mejor condición para la creación de la fractura hidráulica.</p>	$\sigma_H = 1,24 \text{ psi/ft}$ $\sigma_h = 0,83 \text{ psi/ft}$ $(\sigma_H - \sigma_h) = 0,41 \text{ psi/ft}$ <p>Falla tensil antes que por corte. $0,6 > \text{Anisotropía} > 0,15$. La fractura presenta una buena alineación en el PPF sin turnaciones ni presencia de fracturas ramificadas.</p>

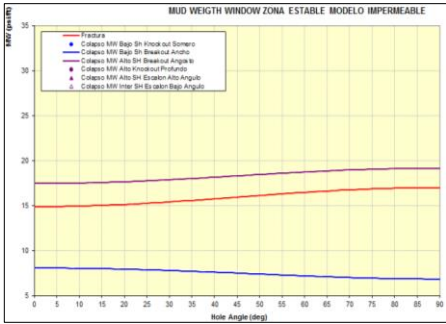

FACTORES DE PROPAGACIÓN			
Fracturas naturales y fracturas múltiples,	Fallas geológicas e influencia tectónica,	Contraste de esfuerzos y espesor	Contraste de propiedades mecánicas
 <p>Función G. Existe leakoff causado posiblemente por presencia de fracturas naturales o múltiples, las cuales afectan la eficiencia del fluido.</p>	 <p>$\sigma_c > \sigma_{hEaton}$, debido a tectónica compresional activa.</p> <p>Pneta: 0,24 psi/ft. Ubicada en el rango de "complejidad favorable".</p>	 <p>$\sigma_{cshale} = 0,89 \text{ psi/ft}$ $\sigma_{carena} = 0,83 \text{ psi/ft}$ $\sigma_{cshale} = 0,9 \text{ psi/ft}$</p>	 <p>Contraste de propiedades mecánicas no</p>

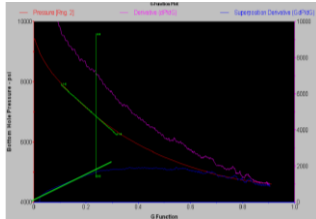
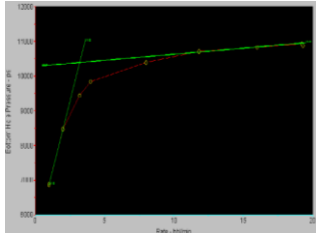
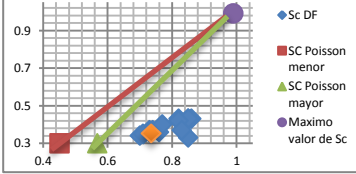
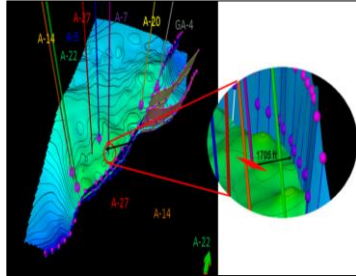
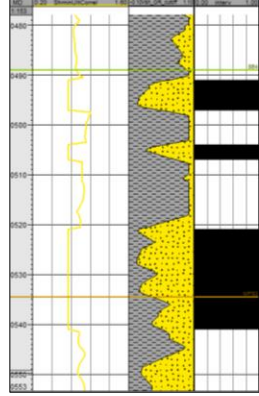
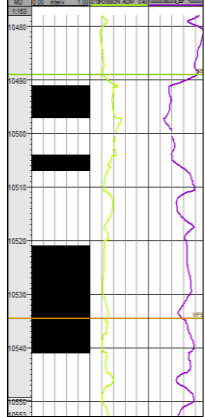
<p>Ptortuosidad: 3069 psi, indicando presencia de fisuras o fracturas múltiples.</p>  <p>No linealidad en la gráfica de presión-tasa de bombeo, lo que indica una posible formación de fracturas múltiples, en la creación de las fracturas en los diferentes intervalos cañoneados.</p>	 <p>El pozo se encuentra bastante retirado de la falla principal (3200 ft), por lo cual el efecto que está ejercerá sobre el proceso de crecimiento de la fractura puede considerarse como de bajo o nulo impacto, debido a que no se presenta un fenómeno de cruzamiento.</p>	<p>Bajo contraste de esfuerzos menor a 0,15 psi/ft, lo que seguramente lleva a que la fractura se unifique en un solo cuerpo con el intervalo fracturado más abajo.</p> <p>Relaciones espesor arcilla/arena: 1,3 y 1,4; por lo cual la fractura podría contenerse en altura debido al aporte de éste factor.</p>	<p>muy claro, lo que no contribuiría totalmente a un buen confinamiento.</p>
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------

Fuente: EL AUTOR.

7.2.3. POZO A7. Intervalo 10520-10541 ft.

Tabla 11. Resultados aplicación de la metodología pozo A7 (10520-10541 ft)

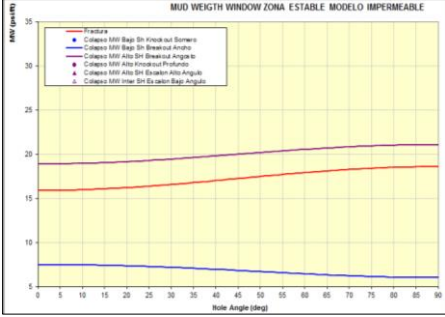
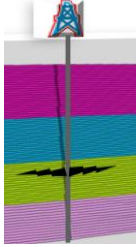
FACTORES DE INICIACIÓN		
Tipo de falla de la roca	Orientación del pozo	Anisotropía de esfuerzos
 <p>Falla tensil antes que por corte.</p>	 <p>Falla tensil antes que por corte.</p> <p>Pozo vertical, siendo está la mejor condición para la creación de la fractura hidráulica.</p>	$\sigma_H = 1,11 \text{ psi/ft}$ $\sigma_h = 0,72 \text{ psi/ft}$ $(\sigma_H - \sigma_h) = 0,39 \text{ psi/ft}$ <p>Falla tensil antes que por corte.</p> <p>0,6 > Anisotropía > 0,15. La fractura presenta una buena alineación en el PPF sin turnaciones ni presencia de fracturas ramificadas.</p>

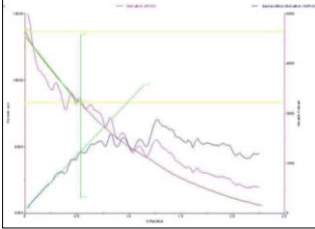
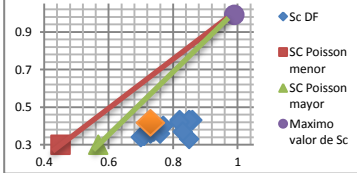
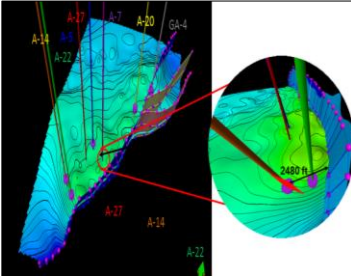
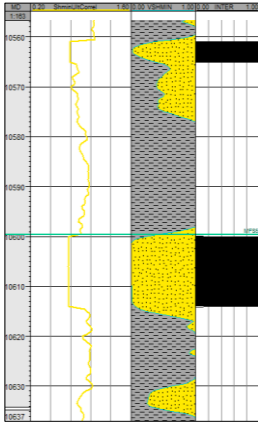
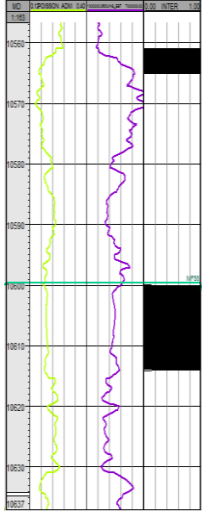
FACTORES DE PROPAGACIÓN			
Fracturas naturales y fracturas múltiples,	Fallas geológicas e influencia tectónica,	Contraste de esfuerzos y espesor	Contraste de propiedades mecánicas
 <p>Función G. No existe presión dependiente del leakoff, lo cual es un indicio que no existen fisuras naturales que afectan el comportamiento normal de propagación.</p>  <p>Existe un buen ajuste lineal en la gráfica de presión-tasa de bombeo, lo que indica que se forma un cuerpo unificado de fractura durante la propagación, sin presencia de fracturas múltiples.</p> <p>Ptortuosidad: 1449 psi, indicando posibles problemas en el inicio de propagación.</p>	 <p>$\sigma_c > \sigma_{hEaton}$, debido a tectónica compresional activa.</p>  <p>El pozo se encuentra considerablemente retirado de la falla inversa principal (1700 ft), por lo cual el efecto que está ejercerá sobre el proceso de crecimiento de la fractura puede considerarse como de bajo o nulo impacto, debido a que no se presenta un fenómeno de cruzamiento.</p>	 <p>$\sigma_{cshale} = 0,9$ psi/ft $\sigma_{carena} = 0,72$ psi/ft $\sigma_{cshale} = 0,89$ psi/ft</p> <p>Contraste de esfuerzos de cierre mayor a 0,15 psi/ft, lo que contribuye a la contención en crecimiento vertical de la fractura.</p> <p>Relaciones espesor arcilla/arena: 0,7 y 1,25; por lo cual la fractura se contiene verticalmente hacia abajo, pero tiende a crecer en altura hacia arriba por fuera de la zona de interés para así unificarse con la fractura del intervalo superior, tendiendo a formar un solo cuerpo.</p>	 <p>Contraste de propiedades mecánicas no muy claro, lo que no contribuiría totalmente a un buen confinamiento.</p>

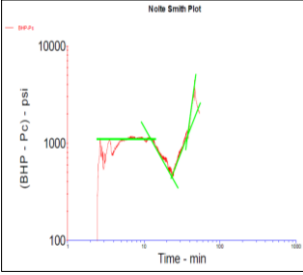
Fuente: EL AUTOR.

7.2.4. POZO A14. Intervalo 10600-10614 ft.

Tabla 12. Resultados de la metodología pozo A14 (10600-10614 ft)

FACTORES DE INICIACIÓN		
Tipo de falla de la roca	Orientación del pozo	Anisotropía de esfuerzos
 <p>Falla tensil antes que por corte.</p>	 <p>Falla tensil antes que por corte.</p> <p>Pozo vertical, siendo está la mejor condición para la creación de la fractura hidráulica</p>	$\sigma_H = 1,13 \text{ psi/ft}$ $\sigma_h = 0,74 \text{ psi/ft}$ $(\sigma_H - \sigma_h) = 0,39 \text{ psi/ft}$ Falla tensil antes que por corte. $0,6 > \text{Anisotropía} > 0,15$. La fractura presenta una buena alineación en el PPF sin turnaciones ni presencia de fracturas ramificadas.

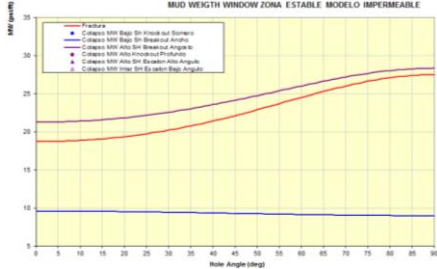
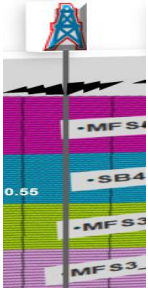
FACTORES DE PROPAGACIÓN			
Fracturas naturales y fracturas múltiples,	Fallas geológicas e influencia tectónica,	Contraste de esfuerzos y espesor	Contraste de propiedades mecánicas
 <p>No existe presión dependiente del leakoff, lo cual es un indicio que no existen fisuras naturales que afectan el comportamiento normal de propagación.</p> <p>Tortuosidad: 944 psi. Poca posibilidad que exista efecto de apertura de fracturas.</p>	 <p>$\sigma_c > \sigma_{hEaton}$, debido a tectónica compresional activa,</p> <p>Pneta: 0,27 psi/ft. Ubicada en el rango de "complejidad favorable".</p>  <p>El pozo se encuentra</p>	 <p>$\sigma_{cshale} = 0,91 \text{ psi/ft}$ $\sigma_{carena} = 0,74 \text{ psi/ft}$ $\sigma_{cshale} = 0,94 \text{ psi/ft}$</p> <p>Contraste de esfuerzos de cierre mayor a 0,15 psi/ft, lo que contribuye a la contención en crecimiento vertical de la fractura.</p>	 <p>Contraste de propiedades mecánicas claro, lo que contribuye de buena manera a un correcto confinamiento en altura.</p>

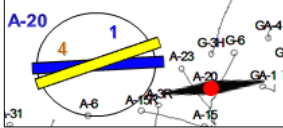
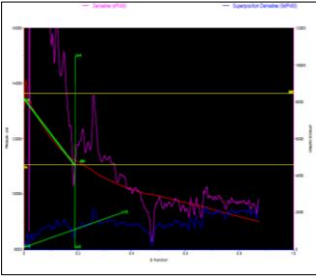
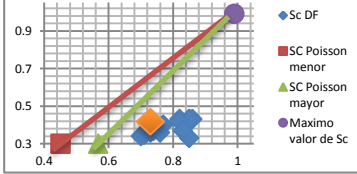
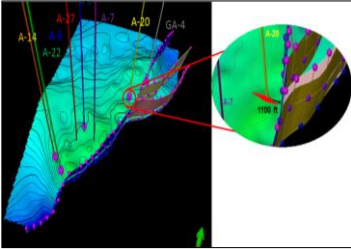
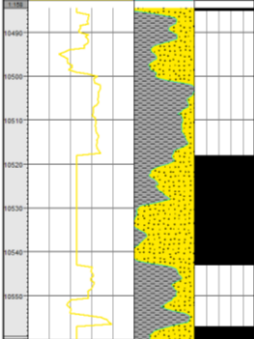
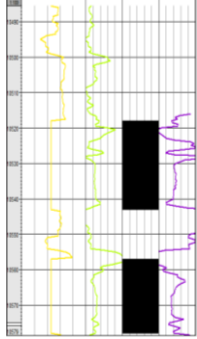
 <p>Como análisis cuando el tratamiento ya ha sido ejecutado, la gráfica de Nolte-Smith muestra la formación de un Tip Screen Out, el cual puede asociarse a restricciones en el proceso de crecimiento de la fractura así como a alta tortuosidad, mas no a la presencia de fracturas naturales, pues con el anterior análisis han sido descartadas.</p>	<p>considerablemente retirado de la falla inversa principal (2480 ft), por lo cual el efecto que está ejercerá sobre el proceso de crecimiento de la fractura puede considerarse como de bajo o nulo impacto, debido a que no se presenta un fenómeno de cruzamiento.</p>	<p>Relaciones espesor arcilla/arena: 1,2 y 0,9; por lo cual la fractura se contiene verticalmente hacia arriba, pero tiende a invadir el limite inferior en su propagación.</p>	
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

Fuente: EL AUTOR.

7.2.5. POZO A20. Intervalo 10518-10543 ft.

Tabla 13. Resultados aplicación de la metodología pozo A20 (10518-10543 ft)

FACTORES DE INICIACIÓN		
Tipo de falla de la roca	Orientación del pozo	Anisotropía de esfuerzos
 <p>Falla tensil antes que por corte.</p>	 <p>Falla tensil antes que por corte.</p> <p>Pozo vertical, siendo está la mejor condición para la creación de la fractura hidráulica.</p>	$\sigma_H = 1,25 \text{ psi/ft}$ $\sigma_h = 0,84 \text{ psi/ft}$ $(\sigma_H - \sigma_h) = 0,41 \text{ psi/ft}$ <p>Falla tensil antes que por corte. $0,6 > \text{Anisotropía} > 0,15$. La fractura presenta una buena alineación en el PPF sin turnaciones ni presencia de fracturas ramificadas.</p>

FACTORES DE PROPAGACIÓN			
Fracturas naturales y fracturas múltiples,	Fallas geológicas e influencia tectónica,	Contraste de esfuerzos y espesor	Contraste de propiedades mecánicas
 <p>Propagación de la fractura ayudada por la orientación de las fracturas naturales en la cercanía a la dirección del PPF.</p>  <p>Existe presión dependiente del leakoff, el cual es seguramente causado por la presencia de fracturas naturales parciales (que no se encuentran totalmente alineadas con el PPF) o fisuras de menor tamaño.</p> <p>Warpinski y Teufel: Apertura de fracturas naturales parciales al interceptarse con la fractura hidráulica.</p>	 <p>$\sigma_c > \sigma_{hEaton}$, debido a tectónica compresional activa.</p> <p>Pneta: 0,23 psi/ft, Ubicada en el rango de "complejidad favorable".</p>  <p>El pozo se encuentra a 960 ft de la falla inversa principal, por lo cual el efecto que está ejercerá sobre el proceso de crecimiento de la fractura puede considerarse como de bajo o nulo impacto, debido a que no se presenta un fenómeno de cruzamiento.</p>	 <p>$\sigma_{cshale} = 1,04$ psi/ft $\sigma_{carena} = 0,84$ psi/ft $\sigma_{cshale} = 1,02$ psi/ft</p> <p>Contraste de esfuerzos de cierre mayor a 0,15 psi/ft, lo que contribuye a la contención en crecimiento vertical de la fractura.</p> <p>Relaciones espesor arcilla/arena: 1,3 y 0,56; por lo cual la fractura se contiene verticalmente hacia arriba, pero tiende a invadir en limite inferior en su propagación.</p>	 <p>Contraste de propiedades mecánicas no muy claro, lo que no contribuiría totalmente a un buen confinamiento, principalmente en la parte inferior.</p>

Fuente: EL AUTOR.

7.2.6. POZO A27. Caso de Inicio de Fractura No Exitoso

El pozo A27 fue candidato a fracturamiento en el año 2009, pero después de tres intentos fallidos de iniciar fractura inducida en el intervalo de 10733-10748 ft, decidió continuarse con estimulación química. A través de la aplicación de la

metodología desarrollada se buscó identificar cual había sido la causa de esto, iniciando con la determinación de las principales propiedades y variables del pozo:

Las propiedades mecánicas fueron deducidas a través del uso del modelo geomecánico realizando la respectiva calibración con los datos de laboratorio existentes, tal como se vio en el capítulo 6, obteniendo la data mostrada en la tabla 14.

Tabla 14. Propiedades mecánicas y características del pozo A27 (10733-10748 ft)

Variable	Valor	Unidades
TVD	10740,5	ft
Inclinación (φ)	25	°
Azimut pozo (β)	328	°
Azimut PPF	100	°
Poisson (ν)	0,23	---
P_p	0,33	psi/ft
S_o	5000	psi
T_o	1320	psi
AFI	36	°
UCS	19626	psi

Fuente: EL AUTOR.

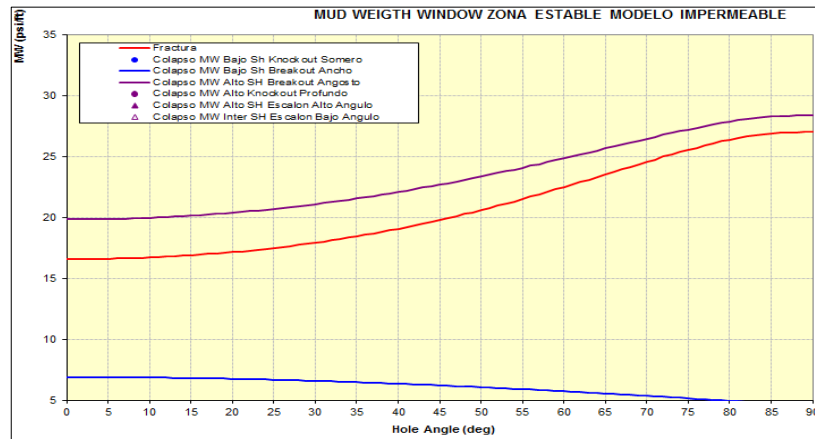
Así mismo se dedujeron los valores de esfuerzos principales a través del uso de la correlación deducida en 6.3.1.4. utilizando el valor de presión de poro medida por MDT para la zona de interés (0,33 psi/ft), arrojando un valor de esfuerzo mínimo horizontal (σ_h) igual a 0,73 psi/ft. Dicho valor muestra un amplio ajuste con los obtenidos en los pozos estudiados en el campo así como en los más cercanos, por lo cual se le considera representativo para éste.

De igual manera, el esfuerzo vertical (σ_v) deducido fue 1,004 psi/ft mientras que el horizontal máximo (σ_H) fue 1,12 psi/ft, el cual se obtuvo al ajustar el perfil de dicho

esfuerzo con los valores hallados por la corrección con el ángulo de breakout realizada para éste pozo.

Con los valores anteriores se recurrió a la herramienta Macro Excel para determinar entonces el tipo de falla que se tendrían bajo estas condiciones, como se muestra en la figura 90.

Figura 90. Tipo de falla pozo A27 con esfuerzos ajustados a los del campo de estudio.



Fuente: Macro Excel. Tipo de falla y gradiente de fractura. EL AUTOR.

Este análisis muestra que ocurriría primero la falla por tensión antes que por corte; pero se tiene una buena certeza sobre los valores de esfuerzos, pues como se mencionó anteriormente, son muy similares con los de los demás pozos en la cercanía al área en donde sí se logró generar fractura.

7.2.6.1. Alcance de la falla por corte antes que por tensión

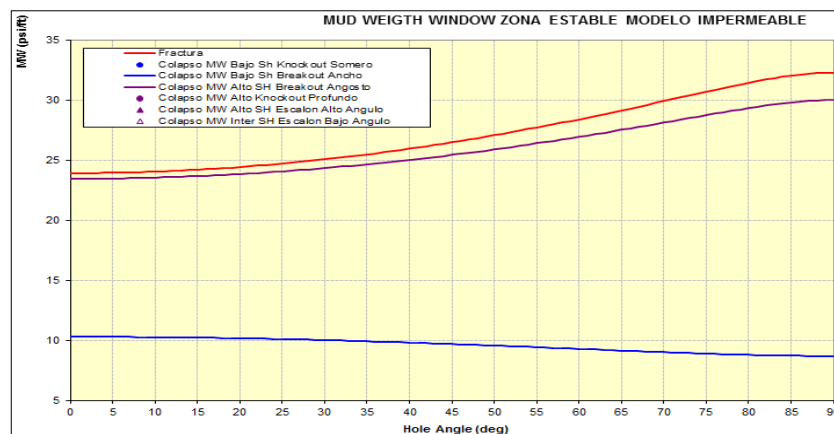
Según análisis realizados en un trabajo anterior, la causa del no éxito en este tratamiento fue que se alcanzó primero la falla por corte antes que por tensión (Figura 91). Para que esto ocurriese, la configuración de esfuerzos tanto de propiedades debió haber sido la que se muestra en la tabla 15.

Tabla 15. Propiedades mecánicas y características del pozo A27 (10733-10748 ft). Obtención de falla por corte antes que tensión.

Variable	Valor	Unidades
σ_h	0,9	psi/ft
σ_H	1,2	psi/ft
σ_V	1,004	psi/ft
Poisson (ν)	0,23	---
P_p	0,33	psi/ft
S_o	3000	psi
T_o	800	psi
AFI	35	°
UCS	11525	psi

Fuente: ACR Geomecánica. ECOPETROL-ICP 2009.

Figura 91. Tipo de falla por corte antes que tensión en el pozo A27 (10733-10748 ft).



Fuente: Macro Excel. Tipo de falla y gradiente de fractura. EL AUTOR.

Aunque con esta configuración efectivamente se alcanza la falla por corte antes que la de tensión, hay dos aspectos que no permiten concluir que ésta sea la causa real de la no ejecución exitosa del tratamiento:

- El valor del esfuerzo mínimo horizontal está muy por encima del valor promedio de éste en el campo, y teniendo en cuenta que el pozo no se encuentra aislado geológicamente ni cercano a fallas y que pozos vecinos

presentan valores muy distintos, no sería concordante que tuviera éste valor tan alto de esfuerzo de cierre. Además no es claro el motivo de escoger un valor de anisotropía de 0,3 psi/ft, cuando se conoce que para este campo es casi igual o mayor a 0,4 psi/ft.

- Los valores de propiedades mecánicas, principalmente S_o , T_o y UCS aquí asumidos son muy bajos para arenas, y especialmente en relación a las de éste campo, las cuales a través del modelamiento geomecánico y mediciones en laboratorio (Tabla 4), han mostrado ser mucho mayores, razón por la cual no se les puede considerar como valores representativos, pues además facilitarían que la roca presentara a priori dicha falla por corte.

Así mismo, la metodología desarrollada en el presente trabajo en su estudio de los factores de generación de fractura para este pozo, arroja como resultados que el tipo de falla y anisotropía de esfuerzos serían adecuados para que se presentara la falla por tensión. Sin embargo, en cuanto a la orientación del pozo, éste se encuentra a 50° del PPF, el cual es considerado en un régimen rumbo deslizante como la peor trayectoria para iniciar fractura (Figura 20).

Además de lo anterior, las fracturas naturales vistas en el registro de imagen son casi nulas y se muestran no alineadas con dicho plano preferencial de propagación, por lo cual no existirá contribución de éstas en cuanto a dicha creación de la fractura y posiblemente puedan verse relacionadas con altos índices de tortuosidad, creando una restricción adicional a la generación. Esto sin embargo, no puede ser corroborado por la falta de información en cuanto a pruebas PreFrac que no pudieron ser ejecutadas.

El anterior análisis permite observar que no es posible determinar de una manera clara la causa del no éxito del tratamiento en éste pozo, lo cual es debido principalmente a la falta de información concreta sobre las condiciones en que éste fue ejecutado así como a la ausencia de **total** certeza en el valor tanto de

propiedades mecánicas como de campo de esfuerzos, los cuales se pueden ver limitados en su exactitud dentro del marco de un modelamiento 1D.

7.4. DISTRIBUCIÓN DE FACTORES IDENTIFICADOS Y DE SU EFECTO EN EL CAMPO DE ESTUDIO (FORMACIÓN K1).

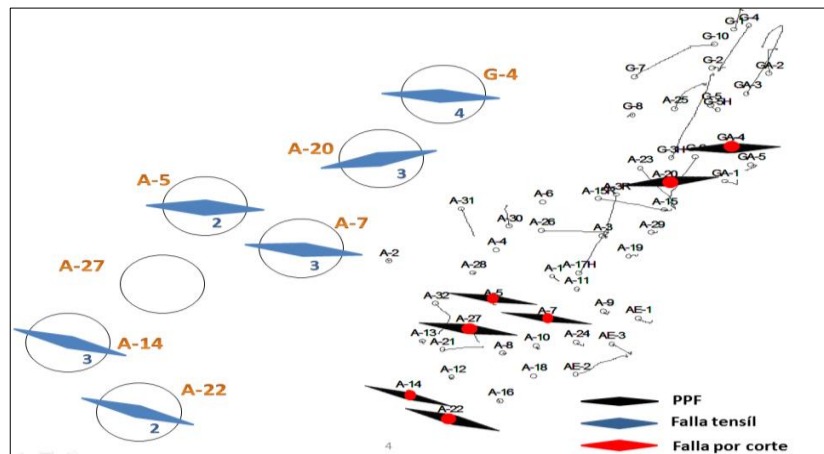
A continuación se presenta la distribución de cada uno de los factores identificados como influyentes en los intervalos de los pozos analizados, así como su efecto sobre la fractura creada, permitiendo de ésta manera tener una idea del grado de incidencia en la formación analizada (K1) en relación a la distribución areal del campo.

En los pozos A5 y A7 se inició fractura en varios intervalos, pero el objetivo era que éstos se unificaran y luego se formara un solo cuerpo, por lo cual para los factores de iniciación se asumen como tres intervalos y para los de propagación como uno solo, ya que en este punto la fractura actúa como una sola estructura.

También es importante aclarar que para el pozo A27, como se mencionó, no se pudo generar fractura pero se aplicó la metodología para determinar cómo hubiese sido el comportamiento e identificar igualmente los factores influyentes.

7.4.1. TIPO DE FALLA DE LA ROCA

Figura 92. Distribución del tipo de falla en los pozos analizados del campo de estudio.

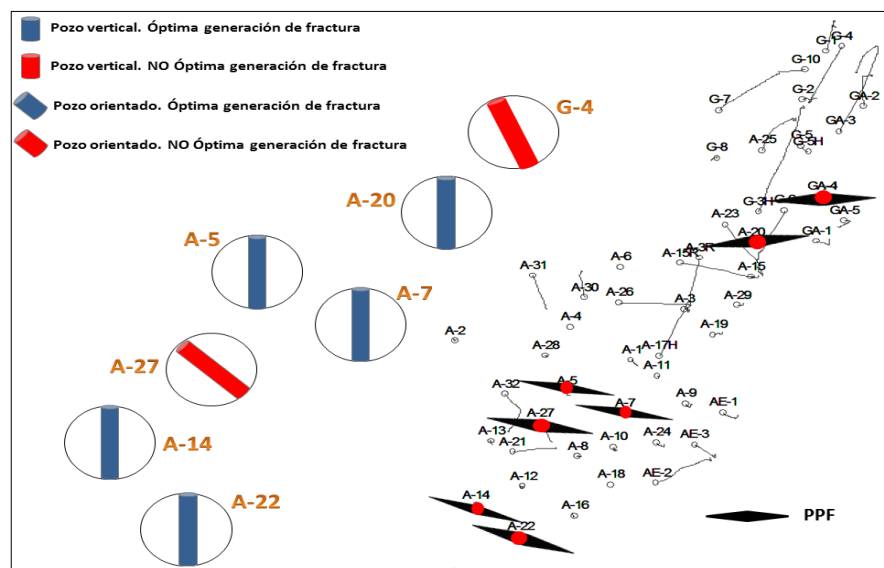


Fuente: EL AUTOR.

En la figura 92 es posible observar que los pozos estudiados en su totalidad de intervalos presentan falla por tensión, por lo cual se garantizó la creación óptima de la fractura, permitiendo afirmar de ésta manera que éste es el tipo de falla que tiende a presentarse en la formación. Así mismo, en cuanto a la anisotropía, la figura 94 muestra que en los pozos en general, como se dedujo en el capítulo 6, ésta tiene un valor promedio de 0,4 psi/ft, el cual es considerado como alto pero se encuentra en un rango adecuado sin que se presenten inconvenientes de consideración en la generación ni el crecimiento de la fractura inducida.

7.4.2. ORIENTACIÓN DEL POZO

Figura 93. Distribución del efecto de la orientación del pozo en los pozos analizados del campo de estudio.

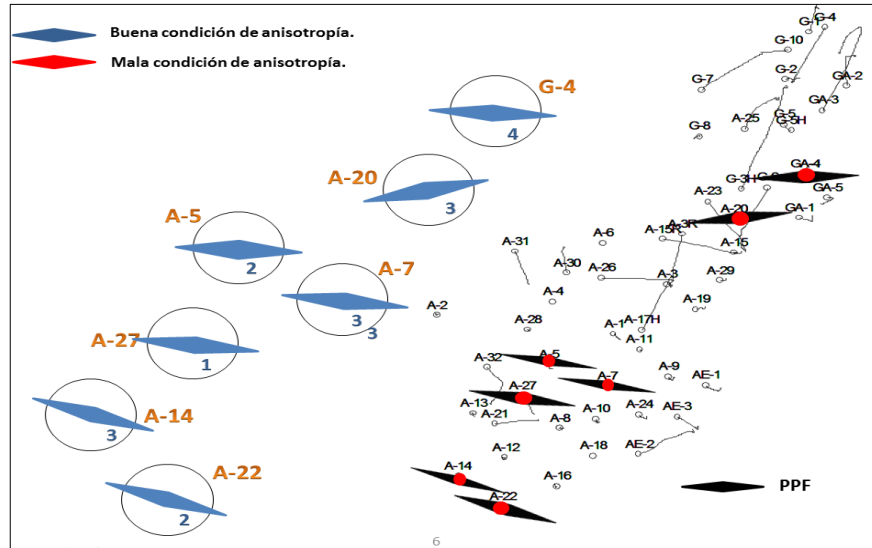


Fuente: EL AUTOR.

Por su parte, los resultados arrojados en cuanto a la orientación del pozo muestran que la no verticalidad de éstos en este campo, es un agente adverso en la creación de la fractura, en estos casos específicos porque dichos pozos (A27 y G4) no se encuentran orientados en el azimut del PPF, estando ubicados en la posición más difícil de iniciar la falla por tensión, en particular el A27, por estar en la zona de mayor requerimiento de presión de fractura.

7.4.3. ANISOTROPÍA DE ESFUERZOS HORIZONTALES

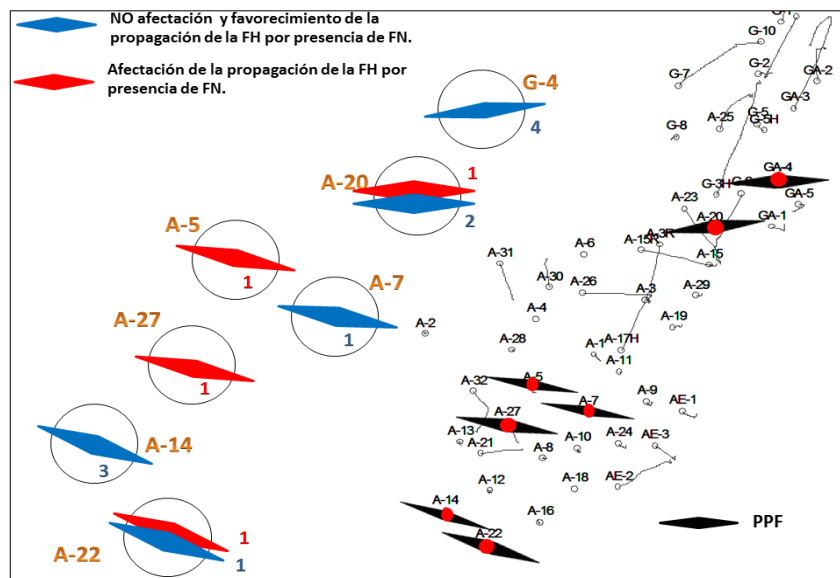
Figura 94. Distribución del efecto de la anisotropía en los pozos analizados del campo de estudio.



Fuente: EL AUTOR.

7.4.4. FRACTURAS NATURALES Y MÚLTIPLES.

Figura 95. Distribución del efecto de las fracturas naturales y múltiples en los pozos analizados del campo de estudio.

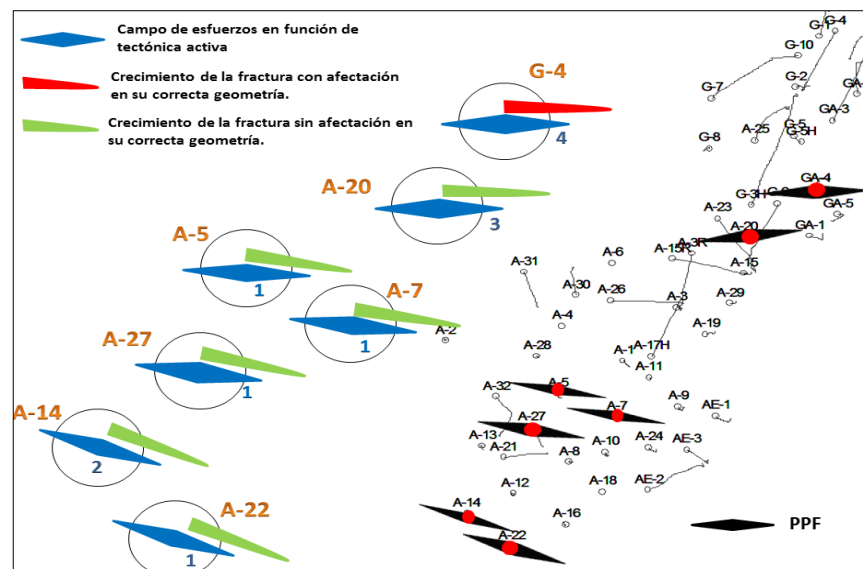


Fuente: EL AUTOR.

En cuanto a la presencia de fracturas naturales, la figura 54 muestra que éstas tienden a estar orientadas en el azimut del PPF en la subunidad K1Sup en los pozos más cercanos a la falla inversa principal, siendo éste un patrón que se conserva en las demás subunidades que componen la formación K1. Lo anterior es quizá la explicación para la generación de la fractura en el pozo G4, el cual se encuentra en una ubicación no privilegiada para iniciar fractura (azimut del esfuerzo mínimo) pero las fracturas naturales están orientadas en la dirección del PPF, facilitando así la generación de la falla por tensión en esta dirección y consecuentemente la propagación de la fractura a través de la roca.

7.4.5. FALLAS GEOLÓGICAS Y TECTÓNICA ACTIVA

Figura 96. Distribución del efecto de fallas geológicas y tectónica activa en los pozos analizados del campo de estudio.



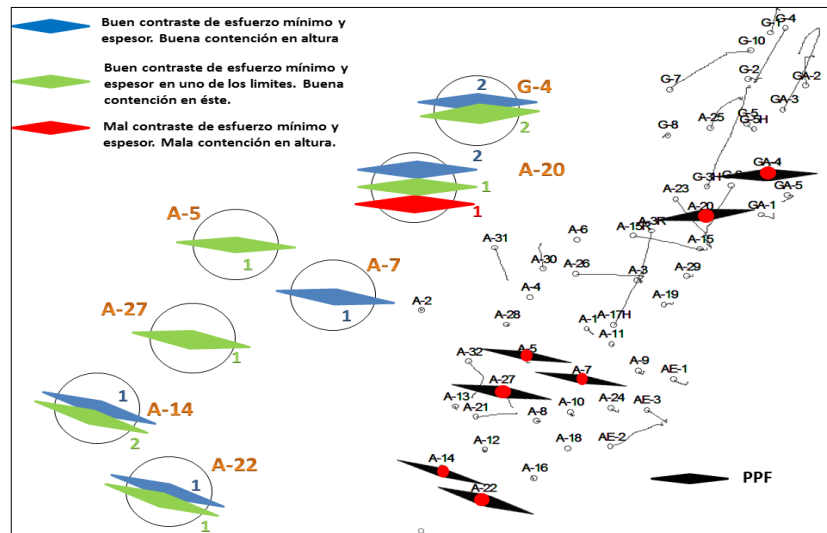
Fuente: EL AUTOR.

Como se mencionó en el capítulo 6, en el campo existen una falla inversa principal y otras menores, las cuales pueden verse relacionadas con movimientos tectónicos activos de tipo compresional. Se concluyó entonces que ésta es la explicación de que el perfil de esfuerzos del campo en general, esté en función de

dichos movimientos tectónicos, lo que se refleja en valores de esfuerzo de cierre mucho más altos que los esperados. Así mismo, el plano preferencial promedio en el campo es de 107° , la cual es una dirección casi perpendicular a la de la falla principal, lo que se podría desembocar en un posible cruzamiento de ésta con una fractura inducida. Por esto, al relacionar la distancia del pozo a la falla con la longitud de las fracturas, se determina que las únicas que podrían sufrir algún tipo de afectación en su geometría por esta razón, serían las inducidas en el G4 pues presentan una extensión muy similar a la de dicha distancia.

7.4.6. CONTRASTE DE ESFUERZOS DE CIERRE Y ESPESOR ENTRE FORMACIONES

Figura 97. Distribución del efecto del contraste de esfuerzos y espesor entre formaciones de los pozos analizados del campo de estudio.



Fuente: EL AUTOR.

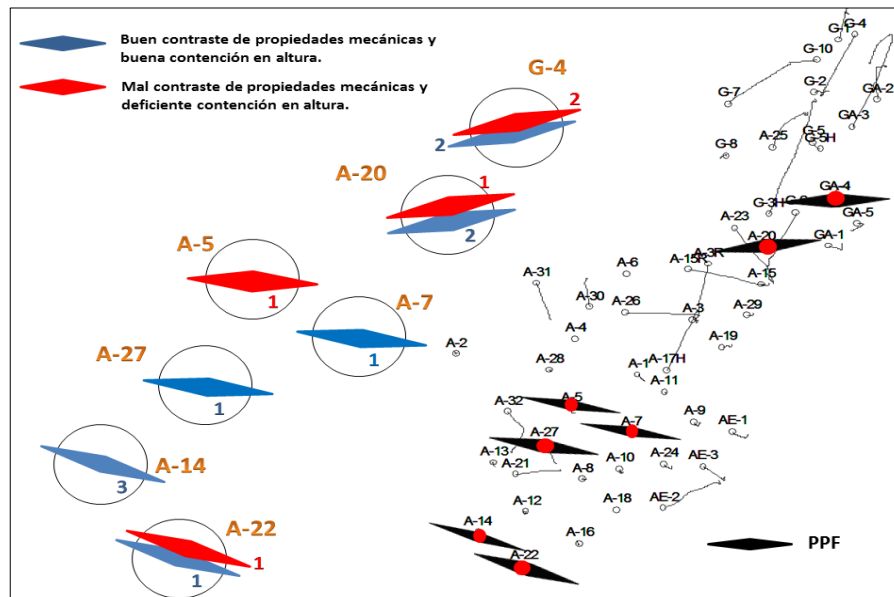
Controlar la altura de manera adecuada es trascendental al momento de inducir una fractura hidráulica. Los resultados de la metodología muestran que en la mayoría de los pozos éstas tienden a crecer en la vertical invadiendo uno de los límites, afectando su correcta configuración geométrica, lo cual es debido

principalmente a los muy bajos espesores de estas zonas limítrofes en relación a la arena de propagación, llevando así a una menor eficiencia de la esperada.

7.4.7. CONTRASTE DE PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA

La figura 98 muestra que aproximadamente la mitad de los pozos presenta un buen contraste de propiedades mecánicas (Relación de Poisson y Módulo de Young), el cual se ve relacionado con la contención vertical de la fractura. Pese a lo anterior, dicho efecto no es tan considerable al compararlo con el del contraste de esfuerzos de cierre y espesor, por lo cual su efecto es asumido como de baja criticidad en la operación.

Figura 98. Distribución del efecto del contraste de propiedades mecánicas de la roca de los pozos analizados del campo de estudio.



Fuente: EL AUTOR.

Nota. En los pozos A5 y A7 solo se muestra el efecto del contraste de propiedades para cuando se ha formado la fractura unificada total, no para cada uno de los intervalos fracturados.

8. CONCLUSIONES

- La herramienta metodológica desarrollada en el presente trabajo fue validada con los resultados y comportamientos finales de los tratamientos llevados a cabo en el campo de estudio. Además, permitió identificar los factores de tipo geomecánico y geológico que posiblemente se habían visto relacionados y fueron causantes de dichos comportamientos finales.
- El uso de la función G así como el análisis de presiones netas a través de la técnica de Nolte Smith, son de gran importancia a la hora de determinar si el comportamiento de propagación de la fractura fue afectado por la presencia de fracturas o fisuras naturales. De igual manera, el análisis de la función G durante la prueba Minifrac posibilita establecer si existe alto leakoff a la formación durante ésta, permitiendo así tomar alguna alternativa en cuanto a la composición del fluido, para evitar que se presente el mismo fenómeno durante la ejecución del tratamiento principal.
- La presencia de fracturas naturales puede ser considerado un factor tanto positivo como negativo a la hora de iniciar y propagar una fractura hidráulica. Si éstas se encuentran orientadas en la misma dirección del PPF, seguramente contribuirán y facilitarán al desarrollo adecuado del proceso al tratarse de un camino previo tanto de inicio como de propagación. Por el contrario, si la orientación es diferente entre discontinuidades naturales y PPF, éstas posiblemente alterarán el correcto proceso de crecimiento de fractura al convertirse en una restricción que potencialmente puede deshidratar, detener y en consecuencia desviar de su camino de crecimiento normal.
- Las fracturas naturales en su distribución espacial en la formación K1 del campo de estudio, tienden a estar orientadas en la misma dirección del PPF a medida que se disminuye la distancia al conjunto de la falla inversa principal. Esto se considera clave en la generación de las fracturas

hidráulicas en el pozo G4, el cual no se encontraba en la mejor orientación para realizar dicha generación, y sin ayuda de éstas discontinuidades es probable que no se hubiese logrado generar la fractura con el gradiente relativamente moderado con el que se hizo.

- El régimen de esfuerzos del campo se encuentra en función directa del campo de esfuerzos tectónico activo compresional allí existente, hecho que no permitió que éste fuera modelado geomecánicamente de manera correcta por la correlación de Eaton. Por ésta razón, se realizó el ajuste del valor de esfuerzo mínimo con los valores de gradiente de fractura reportados en las pruebas Datafrac, a través de la creación de una correlación en función de la presión de poro, que permitió calcular dicho esfuerzo mínimo para los pozos de interés, teniendo en cuenta el ya mencionado efecto de la tectónica.
- En los seis pozos analizados, el gradiente de presión neta de fractura está en un rango de 0,1 a 0,29 psi/ft, valores que son considerados altos en relación a tratamientos convencionales pero en un rango de “complejidad favorable”, y los cuales se encuentran asociados a regímenes tectónicos activos, como el que prevalece en el campo de estudio.
- A través del análisis realizado en el presente trabajo, no se puede establecer con total claridad cuál fue la causa del no éxito en el tratamiento por fractura inducida en el pozo A27, debido principalmente a la falta de información más clara (pues también se mencionan algunos problemas de tipo operacional y no se especifica si esto pudo tener relación con el no éxito) y de **total** certeza en los valores tanto de propiedades mecánicas en el pozo así como del campo de esfuerzos, las cuales aunque están correlacionadas con otros pozos donde si mostraron óptimos resultados para el tratamiento, son muy sensibles y críticas a la hora de inferir el tipo de falla y pueden requerir una muy alta exactitud, la cual un modelo 1D no está en la capacidad de brindar plenamente. Sin embargo la mala

alineación del pozo, así como la casi nula presencia de fracturas naturales y la dirección que tienen diferente a la del PPF, podrían ser a grandes rasgos posibles explicaciones para este comportamiento presentado.

- Aunque el modelo geomecánico 1D realizado en el presente trabajo mostró muy buenos resultados para la mayoría de pozos analizados, el caso del A27 puede requerir el uso de un modelo 3D que permita conocer con una mayor exactitud las condiciones geomecánicas bajo las cuales éste se encuentra, y de ésta manera dar una explicación mucho más clara sobre por qué no se pudo generar la fractura en la zona de interés.
- En general, los factores que mostraron tener una mayor incidencia en el comportamiento de las fracturas inducidas en los pozos analizados fueron: la presencia de fracturas naturales, las cuales presentaron un efecto tanto positivo como negativo en un caso como en otro, la influencia tectónica compresional, que no permitió modelar de manera correcta el perfil de esfuerzo mínimo llevando a su vez a valores de éste altos al desplazar a la presión de poro como su factor condicionante y el mal contraste de espesor entre formaciones que llevó a la poca delimitación del crecimiento vertical, afectando de ésta manera su correcta configuración geométrica.
- Se validó y demostró que la metodología desarrollada es una buena herramienta a la hora de dar un índice de factibilidad de un futuro tratamiento por fractura hidráulica inducida en cierto pozo, en relación a los factores de tipo geomecánico y geológico que influirían tanto en su proceso de generación como de propagación a través de la formación.
- Un correcto modelamiento geomecánico así como pleno conocimiento de la geología del campo a estudiar, es clave en miras de obtener los resultados más claros y representativos a la hora de aplicar dicha metodología, pues sus resultados son función directa de las variables que gobiernan el comportamiento de perturbación mecánica de la roca de interés.

9. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar para el campo o la formación de estudio un modelo geomecánico 3D con el fin de conocer con una mayor exactitud los valores tanto de esfuerzos como de propiedades mecánicas así como su comportamiento y distribución a través del campo, para de esta manera poder tener una certeza mucho más amplia a la hora de predecir la respuesta de la formación ante cualquier tratamiento que se desee ejecutar sobre ella, en este caso fracturas hidráulicas inducidas.
- Para el pozo A27 se recomienda realizar pruebas que permitan conocer de manera más exacta los valores de propiedades mecánicas de la roca en la zona de interés, para de ésta manera poder llegar a establecer con una total certeza cuál fue la razón de que no se pudiera iniciar la fractura hidráulica inducida. Dichas propiedades mecánicas, especialmente el UCS y el AFI son de alta sensibilidad, y en algunos casos se requieren datos bastante claros a la hora de identificar claramente el tipo de falla que se alcanzará en la formación.
- Estudiar formaciones de éste campo así como de otros, candidatas a fracturamiento o ya fracturadas a través del uso de la metodología propuesta, para de ésta manera extender el uso de ésta y así realizar dicho proceso de identificación de los factores más influyentes en el comportamiento de la fractura.
- Sería muy conveniente y de alta utilidad desarrollar una herramienta software, en la cual se integre la metodología desarrollada, para de ésta manera hacer más eficiente el proceso de identificación de los factores de mayor influencia en el comportamiento de la fractura.

- Ser muy cuidadosos y contar con asesoramiento de un ingeniero geomecánico a la hora de realizar los reportes de los tratamientos de fracturamiento, para de ésta manera obtener y registrar datos confiables en miras de realizar el ajuste de los perfiles de esfuerzos en los campos de interés y obtener una mejor interpretación de éstos.
- Realizar pruebas de laboratorio de mecánica de rocas a muestras representativas de esta formación, para de ésta manera obtener una información más detallada de las fracturas naturales allí presentes y de ésta manera tener un conocimiento mucho más pleno y abundante sobre su relación con la fractura hidráulica al momento de presentarse una interacción entre éstas.

10. BIBLIOGRAFÍA.

1. AGUILERA, R. "Naturally Fractured Reservoirs". Second Edition. Penn Well. Publishing Company. 1995.
2. ARDILA, SERGIO. , RODRIGUEZ, JUAN. Aplicación del Diseño Unificado de Fractura para Optimizar y Evaluar los Tratamientos de Fracturamiento Hidráulico En Un Campo Colombiano. Trabajo de Grado. UIS. 2012.
3. BRUMLEY, J.; ABASS, H. "Hydraulic Fracturing of Deviated Wells: Interpretation of Breakdown and Initial Opening Pressure". Halliburton Services Company. SPE 37363. 1996.
4. CHEN, Z. and ECONOMIDES, M. "Effect of Near Wellbore Fracture Geometry on Fracture Execution and Post Treatment Well Production of Deviated and Horizontal Wells". SPE Productions & Facilities. Volume 14. August 1999.
5. CIPOLLA, C.L.; WARPINSKI, N.R.; and MAYERHOFER, N.J. "Hydraulic Fracture Propagation Complexity: Diagnosis, Remediation and Exploitation". PinnacL Technologies. SPE 115771. 2008.
6. CONTRERAS, O. M.; RODRIGUEZ, W.A.; "Desarrollo de la metodología para estimar el gradiente de fractura de la formación K1 de un campo de la Superintendencia de Operaciones Apiay-Ariari". Trabajo de Grado. UIS. 2008.
7. CORE LAB, RESERVOIR OPTIMIZATION. "Optimization of Hydraulic Fracture Design Using Geomechanics Tests". Core Laboratories. Houston, Texas. 2003.

8. CRAIG, D.; EBERHARD, M. and BARRE, R. "Adapting High Permeability Leakoff Analysis to Low Permeability Sands for Estimating Reservoir Engineering Analysis". SPE 60321.
9. ECONOMIDES, M.; MARTIN, T. "Modern Fracturing: Enhancing Natural Gas Production". BJ Services Company. ET Publishing. 2007.
10. ECONOMIDES, M.; NOLTE, K. "Reservoir Stimulation". Third Edition. Schlumberger Dowell 2000.
11. FALLAHZADEH, S.H., SHADIZADEH, S.R. AND POURAFSHARY, P. "Dealing with the challenges of Hydraulic Fracture Initiation in Deviated-Cased perforated Boreholes". SPE 132797. 2010.
12. FISHER, K. and WARPINSKI, N. "Hydraulic Fracture Height Growth: Real Data". SPE Production and Operations. Febrero 2012.
13. FJAER, E.; HOLT, R. M.; HORSRUD, P. ; RAAEN, A.M. and RISNES, R. "Petroleum Related Rock Mechanics". Second edition. Hungary: Elsevier. 2008.
14. GOTTSCHILING, J; MYERS, R; "Pre-Frac Treatment Pressure Analysis in the Huntersville Chert and Oriskany Sandstone". BJ Services Company. SPE 91419. 2004.
15. GU, H. WENG, J. LUND, J. MACK, M. GANGULY,U. SUAREZ,R. "Hydraulic Fracture Crossing Natural Fracture at Nonorthogonal Angles: A Criterion and its Validation". Schlumberger Company. 2011.
16. HOPKINS, C.W. "The Importance of In-Situ Stress Profiles in Hydraulic Fracturing Applications". Technology Today Series. 1997.

17. HOSSAIN, M; RAHMAN, M; RAHMAN, S. "A Comprehensive Monograph for Hydraulic Fracture Initiation from Deviated Wellbores under Arbitrary Stresses Regimes". SPE 54360. 1999.
18. JEFFREY, R.; ZHANG, X. "Mechanics of Hydraulic Fracture Growth from a Borehole". Canadian Society of Unconventional Gas and Society of Petroleum Engineers. SPE 137393. 2010.
19. JORDAN, J; HARKRIDER, J; ANTHONY, W; De LONG, T; MARTIN, R. "The Relationship between Net Pressure Development During Hydraulic Fracture Treatments and Productivity in Fruitland Coal Completions". SPE 84819. 2003.
20. K, GON HO. J.Y. WANG. "Interpretation of Hydraulic Fracturing Pressure in Low Permeability-Gas Formations". The Pennsylvania State University. 2011. SPE 141525.
21. KESHAVARZI, R. MOHAMMADI,S. "A New Approach for Numerical Modeling of Hydraulic Fracture Propagation in Naturally Fractured Reservoirs". SPE 152509. 2011.
22. LUCES, J. SALGUERO, J. MORALES, J. RIAÑO,M. "Hydraulic Fracture Geometry Evolution and Pressure During Pumping. Chicontepec Experiences Indicate that Natural Fractures or Fissures are not activated". SPE 152396. 2012.
23. MASSARAS, L.; DRAGOMIR, A.; CHIRIAC, D. "Enhanced Fracture Entry Friction Analysis of the Rate Step Down Test". SPE 106058. 2007.
24. MAXWELL, S.; ZIMMER, U.; GUZEK, R. and QUIRK, D. "Evidence of a Horizontal Hydraulic Fracture at Depth Due to Stresses Rotation Across a Thrust Fault". SPE 110696. 2007.

25. NOLTE, K.G. "A General Analysis of Fracturing Pressure Decline with Application to Three Models". AMOCO Productions Co. SPE 12941. 1986.
26. NOLTE, K.G.; SMITH, M.B.: "Interpretation of Fracturing Pressures". JPT. 1981.
27. NSI TECHNOLOGIES, INC. "Bases, Design and Applications of Hydraulic Fracturing".
28. OLSON, J.; HOLDER, J.; MEHRAN,S.; "Soft Rock Fracturing Geometry and Failure Mode in Lab Experiments". SPE 140543. 2011.
29. OSORIO, J.G. SPE, BP Exploration Colombia. "Hydraulic Fracturing Project – Geomechanics Update". 2009.
30. OSORIO, J.G.; LOPEZ, C.F. "Geomechanical Factors Affecting the Hydraulic Fracturing Performance in a Geomechanically Complex, Tectonically Active Area in Colombia". SPE 122315. 2009.
31. PALACIOS, Z.; ACOSTA, J. "Desarrollo de una Metodología que Permita Optimizar la Interpretación de las Pruebas SDT, SRT Y Minifrac en Trabajos de Fracturamiento Hidráulico Aplicado al Campo Yariguí-Cantagallo. Trabajo de Grado. UIS. 2011.
32. PERUMALLA, S.; SANTAGATI,A. ADDIS, T. "Influence of Rock Properties and Geomechanics on Hydraulic Fracturing: A Case Study from the Amin Deep Tight Gas Reservoir, Sultanate of Oman". SPE 153227. 2012.
33. POTLURI, N. ZHU, D. AND HILL, A.D. "Effect of Natural Fractures on Hydraulic Fracture Propagation". SPE 94568. 2005.

34. POTOCKI, D. "Understanding Induced Fracture Complexity in Different Geological Settings Using DFIT Net Fracture Pressure". EnCana Corporation. SPE 162814. 2012.
35. RAHMAN, K.; KHAKSAR, A. "Implications of Geomechanical Analysis on the Success of Hydraulic Fracturing: Lesson Learned From an Australian Coalbed Methane Gas Field". SPE 106276. 2007.
36. WARPINSKI, N. TEUFEL, L. Influence of Geologic Discontinuities on Hydraulic Fracture Propagation. Journal of Petroleum Engineering. 1987.
37. WENG, X. "Fracture Initiation and Propagation From Deviated Wellbores". ARCO E&P Technology Co. SPE 26597.
38. WILLIS, R.B.; FONTAINE, J.; PAUGH, L.; and GRIFFIN, L. "Geology and Geometry: A Review of Factors Affecting the Effectiveness of Hydraulic Fracturing." SPE 97993. 2005.
39. ZHOU, J. XUE, C. "Experimental Investigation of Fracture Interaction between Natural Fractures and Hydraulic Fracture in Naturally Fractured Reservoirs". SPE 142890. 2011.
40. ZILLUR RAHIM, SPE, AND MOHAMMED Y. AL-QAHTANI. "Sensitivity Study on Geomechanical Properties to Determine their Impact on Fracture Dimensions and Gas Production in the Khuff and Pre-Khuff Formations Using a Layered Reservoir System Approach, Ghawar Reservoir, Saudi Arabia". SPE 72142. 2001.

ANEXOS

1. Sensibilidad a las propiedades mecánicas de la roca

Tabla 1. Data Base Sensibilidad Tipo de Falla. Macro Excel.

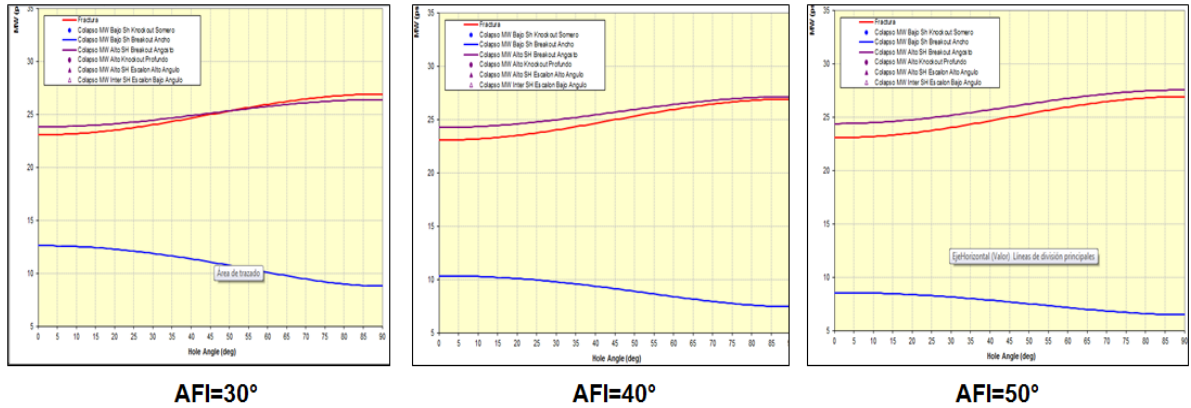
Variable	Valor	Unidades
<i>TVD</i>	10000	ft
σ_v	0,9936	psi/ft
<i>v</i>	0,27	adimensional
P_p	0,352	psi/ft
σ_h	0,556	psi/ft
σ_H	0,782	psi/ft
<i>UCS</i>	12545,118	psi
T_0	1254,511	psi
S_o	4000	psi
AFI	35	°
<i>Azimut σ_H</i>	170	°
φ	10	°

Fuente: Información suministrada por ECOPETROL S.A. El autor.

1.1. Al introducir los anteriores datos al archivo Macro tipo Excel se obtiene el siguiente comportamiento gráfico de gradiente de fractura (M_w) contra inclinación del pozo (φ), en donde la línea roja (falla por tensión) se presente a un menor valor de M_w que la línea purpura (falla por corte), lo cual garantiza que se dé la falla tensil antes que la falla por corte.

Tomando como referencia la data mencionada con anterioridad, y teniendo un valor base de φ de 40°, se realizó la sensibilidad tomando un valor por encima (50°) y uno por debajo (30°), siendo estos valores típicamente encontrados en formaciones de areniscas candidatas a fracturar. Los resultados obtenidos se muestran en el presente capítulo en las figura 1.

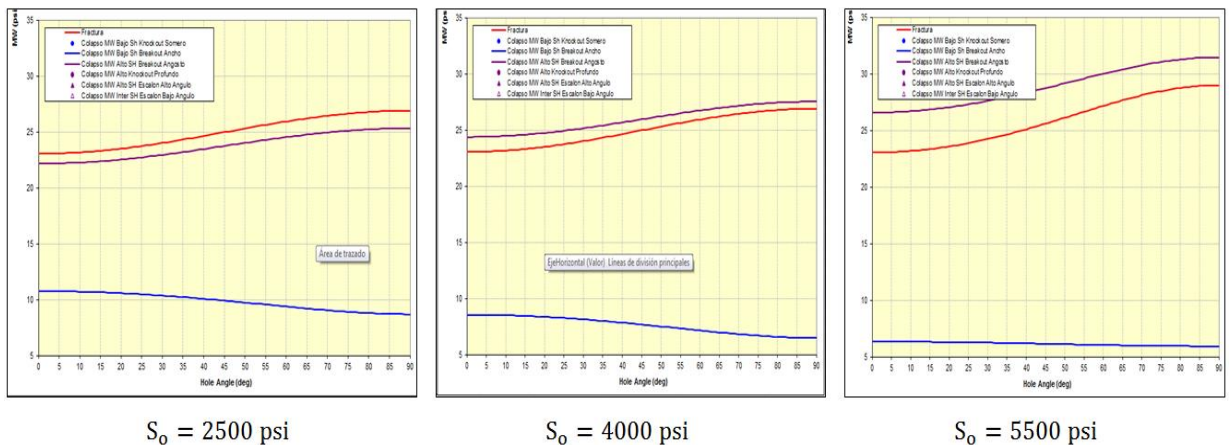
Figura 1. Ventana de falla. Sensibilidad al ángulo de fricción interna



Fuente: Macro Excel. Tipo de falla y gradiente de fractura. EL AUTOR.

1.2. Ahora para realizar la sensibilidad al grado de cohesión que tiene la roca, el cual está representado por S_0 , se toma un valor base de 4000 psi, para luego tomar un valor por encima de 5500 psi y por debajo de dicho valor base de 2500 psi, siendo al igual que en el caso anterior, valores típicos a encontrarse en formaciones candidatas a ser fracturadas. Dichos resultados gráficos pueden observarse en la figura 2.

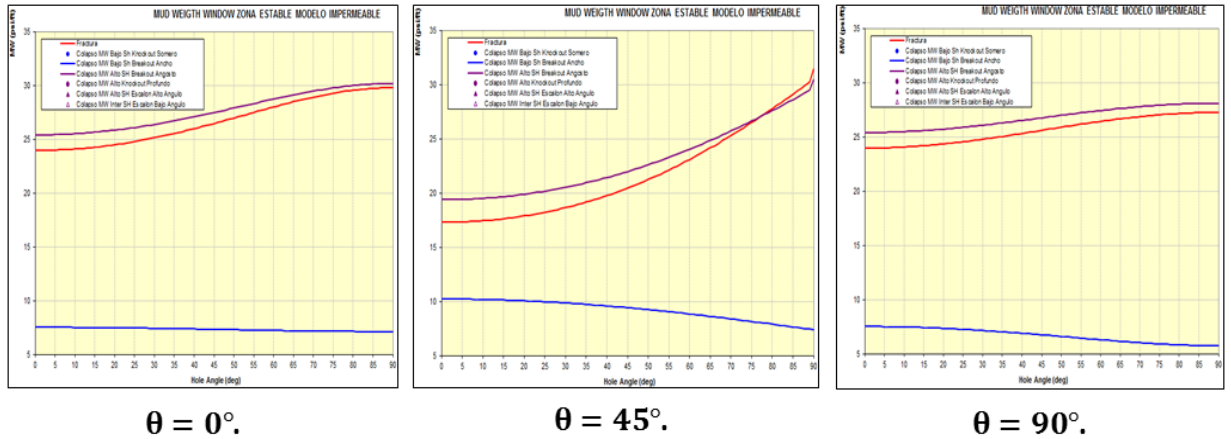
Figura 2. Ventana de falla. Sensibilidad a la fuerza de cohesión.



Fuente: Macro Excel. Tipo de falla y gradiente de fractura. EL AUTOR.

2. Sensibilidad del tipo de falla de la roca en función de la orientación del pozo.

Figura 3. Ventana de falla. Sensibilidad a la orientación del pozo del tipo de falla.



Fuente: Macro Excel. Tipo de falla y gradiente de fractura. EL AUTOR.