

**METODOLOGIA PARA LA CARACTERIZACION ESTATICA DE
FRACTURAS EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO:
APLICACIÓN A UN CAMPO COLOMBIANO**

**EMILIA PATRICIA ARIZA GALVIS
INGRID LILIANA SANDOVAL ORTEGA**

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

2006

**METODOLOGIA PARA LA CARACTERIZACION ESTATICA DE
FRACTURAS EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO:
APLICACIÓN A UN CAMPO COLOMBIANO**

**EMILIA PATRICIA ARIZA GALVIS
INGRID LILIANA SANDOVAL ORTEGA**

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

Director

**Msc. NICOLAS SANTOS SANTOS
Ingeniero de Petróleos**

Codirector

**OSCAR ARMANDO ARENAS MANTILLA
Ingeniero de Petróleos**

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

2006

*Gracias a Dios por colocar en nuestros caminos a personas
Tan maravillosas que ayudaron a que este sueño se hiciera
realidad.*

*Gracias a nuestras familias por ser la luz que siempre nos iluminó y la más
grande motivación para poder alcanzar una etapa más en nuestras vidas.*

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Gracias a Dios por permitirnos estar aquí y ayudarnos cada día a alcanzar nuestras metas.

Gracias a nuestros padres y amigos por estar siempre ahí apoyándonos en todo momento.

Gracias a Edwin Pineda Carreño por su colaboración incondicional y paciencia en el desarrollo de este proyecto, además por la elaboración en uno de los programas utilizados en este, el cuál fortaleció nuestro trabajo.

Gracias a nuestro Director MsC. Nicolás Santos por abrirnos las puertas para trabajar en el grupo de investigación.

Gracias a Oscar Arenas por ser nuestro codirector de Proyecto.

Gracias al Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH) por brindarnos todas las herramientas necesarias para la realización de este trabajo.

Gracias a Johanna Pineda por su colaboración en el diseño de la página web utilizada en este trabajo.

Gracias al Geólogo Edwar Herrera por su orientación en la parte geológica de este proyecto.

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE FRACTURAS EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS: APLICACIÓN A UN CAMPO COLOMBIANO.*

AUTORES: EMILIA PATRICIA ARIZA GALVIS**
INGRID LILIANA SANDOVAL ORTEGA**

PALABRAS CLAVES: Metodología, YNF, Caracterización, Fracturas, núcleos, Registros, Intensidad de fracturamiento, Microfracturas, Macrofracturas.

DESCRIPCIÓN:

Se presenta una metodología de caracterización de fracturas para un Yacimiento Naturalmente Fracturado que mediante la combinación de técnicas convencionales de evaluación de corazones, afloramientos y registros eléctricos, permiten una descripción más real del sistema fracturado. Esta metodología se fundamentó en modelos conceptuales y sus respuestas a diferentes condiciones geológicas, unido a la utilización del paleomagnetismo y registros UBI como herramientas alternativas para orientar fracturas.

El objetivo principal es obtener a través de una herramienta interactiva en formato de pagina Web la descripción de los parámetros más importantes para caracterizar un sistema fracturado logrando diferenciar entre familias de fracturas, tipos de esfuerzos que las generan, morfología de la pared, tipo de relleno, conductividad, orientación e intensidad de fracturamiento. De esta manera, facilitar la optimización de la caracterización de yacimientos naturalmente fracturados y aumentar el factor de recobro de estos yacimientos.

Esta herramienta se encuentra estructurada en diferentes módulos que reúnen toda la información disponible para la caracterización estática de fracturas en un YNF, entre la que se destaca la Caracterización de Macrofracturas a partir de la descripción de corazones, la Caracterización de Parámetros de Microfracturas, y la Caracterización de Fracturas a partir de registros eléctricos. La caracterización de Macrofracturas permite establecer en detalle las características y variaciones que presenta cada fractura, puntualizando el número de ellas en cada pie de núcleo descrito. La Caracterización de Fracturas a partir de Registros eléctricos, permite determinar con mayor certeza los intervalos de mayor fracturamiento. Este trabajo se reforzó con la aplicación de la metodología a un Campo Colombiano, obteniendo resultados satisfactorios.

* Trabajo de Investigación

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Nicolás Santos Santos.

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR THE STATIC CHARACTERIZATION OF FRACTURES IN NATURAL FRACTURED RESERVOIRS: APPLIED TO A COLOMBIAN FIELD.*

AUTHORS: EMILIA PATRICIA ARIZA GALVIS**
INGRID LILIANA SANDOVAL ORTEGA**

KEY WORDS: Methodology, YNF, Characterization, Fractures, Cores, Electric log Fracture Intensity, Microfractures, Macrofractures, UBI.

DESCRIPTION: present

This work present a characterization methodology of fractures for naturally fractured reservoir based in the combination of conventional techniques like cores analysis, outcrops and electric logs, which allows a more detailed description of the fractured system. This methodology was based in conceptual models and their answers to different geologic conditions, together with the use of the paleomagnetism and UBI logs as alternative tools to orient fractures.

The principal objective is obtaining through an alternative tool in a format web page the description of the most important parameters to characterize a fractured system managing to differentiate between families of fractures, types of strength that generate them, wall morphology, type of filling, conductivity, orientation and fracture intensity, allowing the optimization of YNF characterization and to increase the factor of recovery of this reservoirs.

This tool is structured in different modules that couple all the available data for the static fractures characterization in YNF. It's empathized in the characterization of macrofractures and microfractures from cores description and electric logs. The characterizations of macrofractures allow establishing in detail the characteristics and variations that present every fracture, emphasizing the number of them in every foot of core. The characterization of fractures from electrical logs, allows its analysis to determine with greater certainty the intervals of greater fractured. This methodology was applied to a Colombian Field, obtaining satisfactory results.

* Graduated Project

** Facultates of Chemicals Physical engineering Petroleum Engineering. Tutor: Nicolás Santos Santos

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	2
1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS (YNF).....	4
1.1 CONCEPTOS GEOLOGICOS DE LOS YNF	5
1.2 PROPIEDADES PETROFISICAS DEL SISTEMA MATRIZ-FRACTURA ..	7
1.2.1 Porosidad	7
1.2.2 Permeabilidad.....	9
1.3 CARACTERIZACION GEOLOGICA DE LAS FRACTURAS.....	12
1.4 GÉNESIS DE LAS FRACTURAS	15
1.5 TIPOS DE FUENTES PARA OBTENER DATOS DE FRACTURAS	16
1.6 ATRIBUTOS BASICOS PARA CARACTERIZAR FRACTURAS	21
2. METODOLOGIAS IMPLEMENTADAS PARA CARACTERIZAR YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS A NIVEL MUNDIAL	26
2.1 METODOLOGIA DE CARACTERIZACIÓN BASADA EN LA INTEGRACION DE TECNICAS DE ENFOQUE DIRECTO E INVERSO.....	27
2.1.1 Tecnica De Enfoque Directo	27
2.1.2 Tecnica De Enfoque Inverso.....	28
2.1.3 Integración De Las Técnicas Avanzada E Inversa	29
2.1.4. Aplicación De La Metodología Al Campo Spraberry.....	35
2.2 METODOLOGIA ENFOCADA EN ASPECTOS GEOLOGICOS Y DE INGENIERIA PARA CARACTERIZAR YNF	39
2.2.1 Aspectos Geologicos De Los Ynf.....	39
2.2.2. Aspectos De Ingenieria De Los Ynf	41
2.2.3. Factores De Recobro Y Reservas	45
2.3. METODOLOGIA PARA PREDECIR LA DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE LA FRACTURA	49
2.3.1 Caracterización de fracturas en afloramientos	49
2.3.2 Descripción de fracturas en corazones y su respuesta geofísica.....	50
2.3.3 Identificación de fracturas utilizando datos de registros de pozos	51
2.3.4 Predicción de fracturas utilizando los datos de ondas-P	52
2.4. METODOLOGIA PARA EL DESARROLLO DE UN MODELO DE FRACTURA A PARTIR DE OBSERVACIONES DIRECTAS E INDIRECTAS PARA EL CAMPO SPRABERRY.	54
2.4.1. Geologia	54
2.4.2. Caracterización De Fractura	55
2.4.3. Tipos De Datos E Información	56
2.4.4 Longitud De Fractura Y Conectividad Lateral	59
2.4.5. Porosidad, Apertura Y Volumen De Fractura	60
2.4.6. Altura De La Fractura	60
2.4.7. Modelamiento De Un Sistema Discreto De Fractura (Dfn).....	61
2.4.8. Mecanica Del Flujo De Fractura.....	63
3 .METODOLOGIA PARA LA CARACTERIZACION ESTATICA DE FRACTURAS EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO	65
3.1 DESCRIPCION DE LA HERRAMIENTA	65

3.2 ESTRUCTURA DE LA METODOLOGIA	70
3.2.1. Metodologías Implementadas Mundialmente	71
3.2.2 Caracterización Estática de Fracturas en un YNF. Metodología implementada	72
3.2.3. Análisis de la Evolución Geológica de la zona de estudio.....	72
3.2.4. Desarrollo de un Sistema Natural de Fracturas.....	73
3.2.5. Fracturas	75
3.2.6 Caracterización a partir de análisis de núcleos y afloramientos.....	76
3.2.7 Caracterización de macrofracturas a partir de la descripción de corazones	76
3.2.8 Caracterización de Parámetros de Macrofracturas	82
3.2.9 Caracterización de Parámetros de Microfracturas.....	103
3.2.10 Caracterización de Fracturas a partir de Registros eléctricos.....	105
3.2.11 Caracterización de Fracturas a partir de Registros UBI	116
3.2.12 Análisis de Producción vs. Fracturas	126
4 METODOLOGÍA DE CARACTERIZACIÓN DE FRACTURAS EN UN CAMPO COLOMBIANO.....	128
4.1 GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO	128
4.1.1 Estructura Del Campo	129
4.1.2 Estratigrafía Del Campo	130
4.2 EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA AL CAMPO	131
4.2.1 Análisis de la Evolución Geológica de la zona de estudio.....	131
4.2.2 Caracterización a partir de análisis de núcleos y afloramientos.....	135
4.2.3 Caracterización de macrofracturas a partir de la descripción de corazones	135
4.2.4. Caracterización De Parámetros De Microfracturas	155
4.2.5. Caracterización de Fracturas a partir de Registros eléctricos.....	157
4.2.6. Caracterización de Fracturas a partir de Registros UBI	182
4.2.7. Análisis de Producción vs. Fracturas	192
5. CONCLUSIONES	195
6. RECOMENDACIONES.....	196
BIBLIOGRAFÍA.....	197

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. Porosidades observadas a través de análisis Petrográfico.....	9
Figura 2. Sistema de referencia.	22
Figura 3 Representación idealizada de fracturas en el modelo de simulación..	32
Figura 4 Flujo de Datos para la Caracterización de Permeabilidad para YNF.	34
Figura 5. Mapa conceptual de la metodología de caracterización basada en la integración de técnicas de enfoque directo e inverso.....	38
Figura 6. Mapa conceptual de la metodología enfocada en aspectos geológicos y de ingeniería para caracterizar YNF.	48
Figura 7. Afloramiento de fractura de un yacimiento de conglomerado de arena.	50
Figura 8. Interpretación de fractura utilizando el método de registros de pozos convencionales.....	52
Figura 9 Mapa conceptual de la metodología para predecir la distribución espacial de la fractura.	53
Figura 10. Azimut de Anomalías FMS de los pozos Judkins A#5 y Preston #37. Estos diagramas Rosa indican la dirección de fractura Este-Oeste..	56
Figura 11.Pasos que se tomaron en cuenta en el desarrollo de un modelo DFN	62
Figura 12. Mapa Conceptual de la metodología para el desarrollo de un modelo de fractura a partir de observaciones directas e indirectas para el campo Spraberry.....	64
Figura 13. Presentación Inicial de la Herramienta	66
Figura 14. Pagina principal de la herramienta con acceso a cada modulo de la metodología.....	67
Figura 15. Menú de acceso a los módulos que estructuran la metodología.....	68
Figura 16. Menú Superior de la herramienta.....	68
Figura 17. Mapa del Sitio.....	69
Figura 18. Software Statistical Frac YNF	70
Figura 19. Esquema general de las metodologías implementadas mundialmente.....	72
Figura 20. Formato para la descripción sedimentológica de los intervalos corazonados.	79
Figura 21. Formato para la descripción de Fracturas	80
Figura 22. Fotografía de Núcleos donde se identifican los diferentes tipos de fracturas.....	82
Figura 23. Clasificación de los Tipos de Fracturas en Núcleos.	83
Figura 24. IF vs. Facies Pozo1. Formación A.del Campo de estudio	85
Figura 25 Intensidad de Fracturamiento Formación A del pozo1. del campo de estudio.	86
Figura 26.Esquema de la línea maestra de orientación (MOL).	89
Figura 27. Esquema de la línea maestra de orientación en el núcleo y en el plug o tapón.....	90
Figura 28. Taladro con puntas de diamante utilizado para extracción de los tapones.....	91
Figura 29 Magnetómetro	92

Figura 30. Esquema de los vectores a utilizar en la corrección de la orientación del núcleo.	93
Figura 31 Sets de fotos y su respectiva caracterización de fracturas.....	94
Figura 32 Formato donde se dispone la información adquirida durante la caracterización de las fracturas en el Núcleo).	96
Figura 33. Telaraña de fracturas en la sección delgada.	103
Figura 34. Ilustración de fracturas presentes y los scanelines tomados a lo largo de la sección.....	105
Figura 35. Diagrama realizado para la facies Abre con los registros eléctricos.	107
Figura 36. Diagrama de barras realizado para el Registro Gamma Ray.....	108
Figura 37. Diagrama de barras donde se muestran las primeras divisiones realizadas	110
Figura 38. Diagramas de araña para dos facies, superpuestos uno respecto al otro.....	110
Figura 39. Presentación de las Fracturas en el Registro UBI.....	117
Figura 40. Fracturas Inducidas Durante la Perforación.	118
Figura 41. Representación 3D de un Breakout e Imagen en un Registro UBI.	118
Figura 42. Planos de Estratificación.	119
Figura 43. Pavement Map	121
Figura 44. Términos empleados en la determinación de la orientación de fracturas naturales.....	122
Figura 45. Medición del Azimut del Buzamiento.	123
Figura 46. Diagrama utilizado en la determinación del Rumbo de las Fracturas.	124
Figura 47. Estereograma.....	124
Figura 48. Integración de información geológica y de ingeniería para el principal intervalo productor de un Pozo.	127
Figura 49 Sección estructural detallada del campo.	130
Figura 50 Avance de la placa de Nazca ocasiona la acreción del complejo Ofiolítico generando acreción de la Cordillera Occidental.	131
Figura 51. Deformación del Eoceno Medio ocasionado por el incremento en la convergencia de placas Nazca y Suramericana.....	132
Figura 52. Formato de Descripción de Parámetros en el software Statistical Frac YNF	137
Figura 53. Distribución del tipo de Apertura para las fracturas caracterizadas en el Pozo 1 Formación A.	138
Figura 54. Distribución del tipo de Apertura para las fracturas caracterizadas en el Pozo 1. Formación B.....	139
Figura 55. Distribución del tipo de Apertura para las fracturas caracterizadas en el Pozo 1 Formación C.....	140
Figura 56. Distribución del tipo de Apertura para las fracturas caracterizadas en el Pozo 1.....	141
Figura 57. Distribución del tipo de perfil de las fracturas caracterizadas en el pozo 1 formación A.....	142
Figura 58. Distribución del tipo de perfil de las fracturas caracterizadas en el pozo 1 formación B.....	142

Figura 59. Distribución del tipo de perfil de las fracturas caracterizadas en el pozo 1 formación C.	143
Figura 60. Distribución del tipo de perfil para las fracturas caracterizadas en el Pozo 1.....	144
Figura 61 Distribución del tipo de pared en las fracturas caracterizadas en el pozo 1 formación A.....	145
Figura 62. Distribución del tipo de pared en las fracturas de la formación B, pozo 1.....	145
Figura 63 Distribución del tipo de pared en las fracturas de la formación C, pozo 1.....	146
Figura 64. Distribución del tipo de pared para las fracturas caracterizadas en el Pozo 1.....	147
Figura 65. Intensidad de Fracturamiento Vs. Profundidad de la facies	149
Figura 66. Porcentaje del espesor de las Facies Pozo 1.....	149
Figura 67. IF vs. Facie Pozo 1.....	150
Figura 68. Diagrama Rosa para las Fracturas de Compresión.....	151
Figura 69. Diagrama Rosa para las fracturas de Tensión. Número de datos ploteados: 167	152
Figura 70. Diagrama Rosa para las Fracturas de Cizalla. Numero de datos ploteados: 149.....	152
Figura 71. Ubicación de las muestras A y B apartir de el plug.	154
Figura 72. Ilustración de las direcciones de magnetización del MRN.	155
Figura 73. Fotografía de la sección delgada 1. Se observa porosidad primaria y secundaria de la roca.	156
Figura 74. Diagrama de definición de electrofacies, basado en las semejanzas de las facies sedimentarias respecto a los registros eléctricos.	159
Figura 75. Formato utilizado para visualización los registros y las columnas estratigráficas.	160
Figura 76. Relación entre los rayos Gamma y el perfil de absorción fotoeléctrica, pozo 2.	162
Figura 77. Relación entre los rayos Gamma y el perfil de absorción fotoeléctrica, pozo 3.	162
Figura 78. Relación entre los rayos Gamma y el perfil de absorción fotoeléctrica, pozo 1	163
Figura 79. Fracturas evidenciadas en el pozo 2, por disminución en el registro de densidad (RHOB) y picos en la corrección (DRHOB), en litología arenosa.....	164
Figura 80. Relación entre los registros Sónico (DT – DSI) y Densidad (RHOB – LDT), pozo 1.....	165
Figura 81. Relación entre los registros Sónico (DT – DSI) y Densidad (RHOB – LDT), pozo 2.....	166
Figura 82. Relación entre los registros Sónicos de onda P (DTRP – DSI) y onda S (DTRS – DSI) en el pozo 1.....	167
Figura 83. Curva de fracturamiento parcial (C4_CALI), evidenciada por el registro Caliper, para un sector del pozo 1.....	168
Figura 84. Curva de fracturamiento parcial (C5_RES), evidenciada por los registros de Resistividad ILD – DITE e ILM - DITE, para un sector del pozo 1.....	169

Figura 85. Curva de fracturamiento parcial (C1_PEF), evidenciada por el registro de Potencial fotoeléctrico PEF_LDT, para un sector del pozo 1.	171
Figura 86. Curva de fracturamiento parcial (C2_RHOB), evidenciada por el registro de Densidad RHOB_LDT, para un sector del pozo 1.....	173
Figura 87. Curva de fracturamiento parcial (C3_DRHO), evidenciada por la curva de corrección del registro de Densidad DRHO_LDT, para un sector del pozo 1.	174
Figura 88. Comparación de las curvas de intensidad de fracturamiento provenientes de registros (CF) y de la descripción de núcleos para el pozo 1.....	175
Figura 89 Formatos de visualización de los registros eléctricos y su correspondiente curva de fracturamiento para el pozo 2.....	175
Figura 90. Formato utilizado para visualización de los registros y las electrofacies definidas en los pozos no corazonados.....	177
Figura 91 Formato de visualización de los registros eléctricos y su correspondiente curva de fracturamiento para el pozo 3.....	179
Figura 92. Comparación de las curvas de intensidad de fracturamiento provenientes de registros (CF) y de la descripción de núcleos para el pozo 1.....	181
Figura 93. Distribución Porcentual de los Tipos de Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 1.	185
Figura 94. Orientación Real de las Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 1.	185
Figura 95. Orientación Real de las Fracturas Naturales de Compresión Presentes en el Pozo 1.	186
Figura 96 Orientación de las Fracturas Naturales de Tensión Presentes en el Pozo 1.....	187
Figura 97 Orientación Real de las Fracturas Naturales de Cizalla Presentes en el Pozo 1.....	187
Figura 98 Gráfico de Intensidad de Fracturamiento para el Pozo 1.	188
Figura 99. Intensidad de Fracturamiento Determinada a partir del Registro UBI sobre el Intervalo Corazonado de la Formación A en el Pozo 1	189
Figura 100. Secciones con Mayor Ocurrencia de Fracturas Naturales para la Formación A en el Pozo 1.	190
Figura101 Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster para el Pozo 1.	191
Figura 102. Taza de producción de barriles /día para el pozo 5.....	192
Figura 103. Taza de producción de barriles /día para el pozo 3.....	193
Figura 104. Taza de producción de barriles /día para el pozo 4.....	193
Figura105. Taza de producción de barriles /día para el pozo 6.....	194

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1: Parámetros del sistema YNF e implicaciones de producción/recobro	30
Tabla 2 Recobros típicos de petróleo en YNF expresados como un porcentaje del petróleo original in-situ	46
Tabla 3 Recobros típicos de gas de YNF expresados como un porcentaje del gas original in-situ.....	47
Tabla 4 Nomenclatura para la descripción de las fracturas.....	81
Tabla 5 Nomenclatura y colores para la caracterización de fracturas	82
Tabla 6. Inventario de los pozos corazonados en el campo de estudio.	84
Tabla 7.Topes y Bases de las Formaciones de los pozos corazonados del campo de estudio.	84
Tabla 8 .Fracturas naturales de acuerdo al parámetro "Tipo de esfuerzo".	99
Tabla 9. Relación de fracturas naturales para cada pozo.....	99
Tabla 10. Relación de fracturas naturales por formación litológica.	100
Tabla 11.Valores promedio para cada electrofacies y su correspondiente facies en el pozo1.....	109
Tabla 12. Valores para los discriminantes empleados en los pozos.	113
Tabla 13. Parámetros de Diferenciación Litológica.....	120
Tabla14. Facies típicas de las unidades productoras y sello del campo de estudio	136
Tabla15. IF de Fracturas Naturales– Pozo 1.	148
Tabla 16. Valores promedio para cada electrofacies en el pozo 1	158
Tabla 17. Valores promedio para cada electrofacies y su correspondiente facies en el pozo 2.	158
Tabla 18 Información de registros disponible para cada uno de los pozos en estudio.	160
Tabla 19. Valores para los discriminantes empleados en los pozos, para el modelo de Fracturamiento.	170
Tabla 20. Tabulación de Datos Obtenidos a partir del Análisis del Registro UBI.	183
Tabla 21 Datos de Profundidad, Aptitud y Tipo para las Fracturas Naturales Observadas en el Registro UBI.....	184

INTRODUCCIÓN

Hoy en día los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) representan un tema de creciente interés y un reto tecnológico en la industria petrolera debido a su alto impacto económico. Generalmente poseen una gran cantidad de reservas de hidrocarburos constituyendo un gran atractivo en actividades exploratorias.

Los YNF difieren su comportamiento de los yacimientos homogéneos haciéndolos más complejos, estos presentan propiedades petrofísicas diferentes, lo anterior es debido a que pueden ser representados a través de dos sistemas: la matriz y la fractura.

La comprensión del estado de las fracturas, así como la manera de medirlas y representarlas permite generar modelos matemáticos que representen con mayor certeza los yacimientos, logrando predecir con alta confiabilidad el flujo de hidrocarburos en el yacimiento y por lo tanto seleccionar la mejor estrategia de desarrollo en la búsqueda de un mayor factor de recobro.

Pensando en la importancia y la necesidad que amerita el estudio detallado de los aspectos fundamentales que se deben tener en cuenta para una correcta caracterización de fracturas en un Yacimiento Naturalmente Fracturado; se diseñó una herramienta interactiva en formato de página Web que permite mostrar la metodología creada por el Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH) enfocada en la caracterización empírica de los sistemas fracturados aplicado en un campo Colombiano ubicado en el Piedemonte llanero.

Esta metodología se fundamentó en modelos conceptuales y sus respuestas a diferentes condiciones geológicas, unido a la utilización del paleomagnetismo como herramienta alternativa para orientar fracturas con el objetivo de integrar todos los parámetros suministrados por núcleos (o corazones) y registros de

pozo necesarios para la caracterización de un sistema fracturado, logrando diferenciar entre familias de fracturas, tipos de esfuerzos que las generan, morfología de la pared, tipo de relleno, conductividad, orientación e intensidad de fracturamiento;

1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS (YNF)

Un Yacimiento Naturalmente Fracturado puede ser definido como aquel que presenta fracturas (discontinuidades planares) creadas por procesos naturales como diastrofismo y reducción y/o aumento de volumen, distribuida como una red conectada consistente a través del yacimiento. Los Yacimientos Naturalmente Fracturados representan el 20% de las reservas de petróleo y gas del mundo; el 53% de las reservas de Estados Unidos y cerca del 90% de México. (Saavedra, 2003), pero son la clase de yacimientos mas complicada para producir eficientemente.

Un yacimiento es naturalmente fracturado cuando este contiene fracturas generadas por la naturaleza, las cuales pueden tener un efecto positivo o negativo sobre el flujo de fluidos. Las fracturas parcial o totalmente abiertas tienen un efecto positivo sobre el flujo de aceite, pero negativo en cuanto al flujo de agua y gas, ya que podrían ocasionar problemas de conificación. Las fracturas cerradas totalmente generan barreras de permeabilidad para todos los flujos, lo cual origina compartamentalizaciones en el yacimiento y recobros marginales antieconómicos. (Aguilera ,1995).

Los YNF pueden ser encontrados en una amplia variedad de litologías, tales como dolomitas, calizas, areniscas, lutitas, anhidritas, rocas ígneas, metamórficas y carbones. Se originaron a partir de depósitos de sedimentos tal como sucede con los yacimientos convencionales, es decir, con porosidad intergranular, a diferencia de estos últimos, en los YNF se altero la continuidad de la roca como resultado de algún tipo de actividad tectónica.

Estas discontinuidades ocasionan considerables dificultades en la descripción de la estructura interna y del flujo de fluidos dentro de este tipo de yacimientos. Además de los parámetros que son necesarios para describir la matriz en un

yacimiento homogéneo, en los YNF se requiere de parámetros adicionales, debido a la presencia de fracturas, estilolitos (residuos químicos formados durante la disolución de la matriz) y Vugs.

La caracterización de YNF ha estado enfocada normalmente a identificar la distribución, orientación y propiedades de flujo de fluidos del sistema roca-fractura. En general, estas propiedades de flujo de fluidos son función del espaciamiento (intensidad de fracturamiento), inter-conectividad y conductividad de las fracturas. La complejidad de los YNF radica en que estos pueden presentar variación tanto en la clase, como en la morfología de las fracturas que los constituyen, e incluso puede haber variación en relación de la capacidad de almacenamiento entre matriz y fracturas. Inclusive, la variación en la distribución de los patrones de fracturamiento de la roca conlleva a que presenten una alta complejidad para la caracterización de los procesos de flujo que ocurren en el yacimiento.

Para un YNF con un único conjunto de fracturas, la dirección de flujos de fluidos preferencial es paralela a la tendencia de las mismas. Para un YNF con más de un conjunto de fracturas y en diferentes orientaciones, la intensidad de fracturamiento controla las direcciones preferenciales de flujo. En ambos casos, se asume que las propiedades de flujo de fluidos de las fracturas son estáticas y en consecuencia constantes con el tiempo.

1.1 CONCEPTOS GEOLOGICOS DE LOS YNF

FRACTURAS

Las fracturas son definidas como una discontinuidad que resulta de esfuerzos que exceden la resistencia a la ruptura de una roca. Estas pueden producirse por deformación de la roca o por algún proceso físico-químico. Desde el punto de vista geomecánico, en la superficie de una fractura han tenido lugar esfuerzos que han debilitado la fuerza de cohesión que tenía la roca a lo largo

de esta superficie, originando un rompimiento en la continuidad a nivel de la matriz de la roca (Osorio, 2003).

La manera como se comportan las fracturas y las características de las mismas están siendo estudiadas mediante métodos directos e indirectos, los cuales son la base para entender el mecanismo al que esta sujeto toda la unidad rocosa y además comprender el efecto de estas fracturas sobre el yacimiento. Las fracturas se han estudiado desde diferentes puntos de vista, y por consiguiente existe una gran variedad de clasificaciones, dependiendo del interés del estudio y de lo que se quiere lograr, algunas de esas clasificaciones se mencionan mas adelante.

FALLA

Es una superficie de fractura comúnmente plana a lo largo de la cual ha habido permanente desplazamiento. Es un caso de fractura en una masa de roca. Las fallas se han estudiado desde varios puntos de vista y por ende existe una gran variedad de clasificaciones, dependiendo del interés del estudio y del objetivo que se quiere lograr.

PLIEGUES

Los pliegues son Inflexiones o dislocaciones (ondulaciones) más o menos bruscas, que forman las capas sedimentarias al ser modificadas en su posición natural (la horizontal) por los agentes orogénicos. Estos agentes o fuerzas generan deformaciones plásticas y continuas tridimensionales, y por esta razón también se le llaman cuerpos geológicos. Los pliegues suelen ser más habituales en rocas sedimentarias plásticas, como las volcánicas, y también metamórficas.

MACROFRACTURAS

Son aquellas fracturas vistas sin tener que hacer uso de algún instrumento en particular, es decir aquellas fracturas que pueden ser observadas a simple vista, como por ejemplo las fracturas que se observan en un afloramiento.

MICROFRACTURAS

Son fracturas que necesitan un instrumento como lupa, microscopio petrográfico, microscopio electrónico de barrido (SEM) o sonda de catadoluminiscencia para ser observadas, es decir que a simple vista no se pueden ver.

1.2 PROPIEDADES PETROFISICAS DEL SISTEMA MATRIZ-FRACTURA

1.2.1 Porosidad

La porosidad representa la fracción de espacio vacío que tiene una roca. Es definida como la relación entre el volumen de la roca disponible para el almacenamiento de fluidos y el volumen total de esta. La porosidad efectiva, es decir, el porcentaje de espacio vacío en la roca que se halla interconectada, es la que le interesa al ingeniero de yacimientos, ya que el volumen de fluido que se encuentra almacenado allí es el que puede ser recuperado.

En los YNF puede haber dos tipos de porosidad, dependiendo del momento en que esta se origina.

Porosidad Primaria

La porosidad primaria es aquella que se origina en el momento en que los sedimentos fueron depositados para formar la roca. La porosidad primaria depende de muchos factores, entre los cuales se incluye el arreglo y la distribución de los sedimentos, el tamaño de los mismos, la redondez de los granos, la cementación y el grado de interconectividad entre los espacios vacíos, entre otros.

Porosidad Secundaria

También conocida como porosidad inducida, este tipo de porosidad es generada por la acción de procesos geomecánicos que fueron desarrollados sobre la roca después de la depositación de los sedimentos; este tipo de porosidad no tiene relación directa con la forma o distribución de las partículas sedimentarias.

De manera general, se puede decir que la porosidad secundaria es debida solución, recristalización, apertura y dolomitización de las fracturas.

En los YNF se presentan ambos tipos de porosidades. La porosidad primaria corresponde a la porosidad del subsistema matriz y es llamada porosidad de matriz, ϕ_m mientras que la porosidad secundaria corresponderá a la porosidad de las fracturas, la cual es llamada porosidad de la fractura ϕ_f .

La porosidad total de un YNF es el resultado de la suma algebraica de las porosidades primaria y secundaria, es decir:

$$\phi_T = \phi_m + \phi_f$$

Donde:

ϕ_T Porosidad total del yacimiento

ϕ_m Porosidad del subsistema matriz

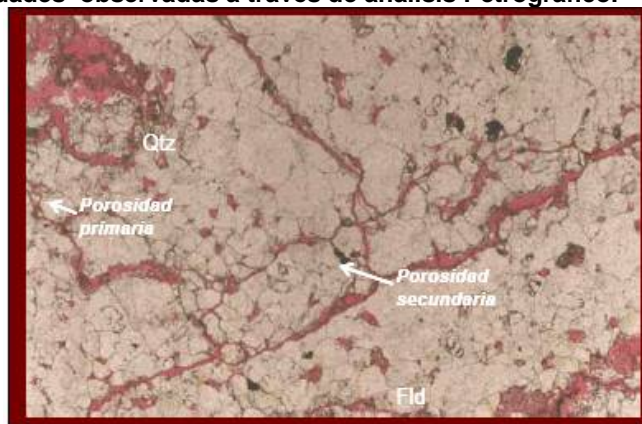
ϕ_f Porosidad del subsistema Fracturas

La evaluación de la porosidad de la matriz se hace generalmente a partir de muestras de núcleos, por otra parte, la evaluación de la porosidad de las fracturas es un proceso mucho más complejo, ya que los núcleos tienden a romperse a lo largo de los planos de las fracturas naturales, o se inducen fracturas a través de estos, lo cual dificulta la medición de tal porosidad.

En muchas ocasiones para el desarrollo de modelos que representen el comportamiento de los YNF se asume que la porosidad de fractura es mínima y consecuentemente la capacidad de almacenamiento de éstas es muy pequeña en relación a la capacidad de almacenamiento de la matriz, lo cual se traduce en que el volumen de fluido almacenado en las fracturas puede ser despreciable.

Usualmente, esta es menor que el 1% (Aguilera, 1980). Esto hace que la capacidad de almacenamiento de las fracturas sea muy pequeña, con lo cual la mayor parte de los fluidos se hallen almacenados en la matriz de la roca.

Figura 1. Porosidades observadas a través de análisis Petrográfico.



Tomada de GMPH.

1.2.2 Permeabilidad

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso con la que se mide la capacidad y habilidad de la formación para transportar los fluidos que en esta se hallan (Ahmed, 2000).

La permeabilidad de la roca, k , es una propiedad muy importante del medio poroso, ya que esta controla la dirección preferencial por la que tendrá lugar el flujo de los fluidos a través del yacimiento. La unidad de campo empleada para

medir la permeabilidad es el milidarcy (md). Al igual que como fue estudiado para la porosidad, en los YNF se presentan dos tipos de permeabilidades, las cuales son primaria y secundaria.

Permeabilidad Primaria

Este tipo de permeabilidad es intrínseca al proceso de formación de la roca y corresponde a la permeabilidad que presenta el subsistema matriz, por lo que también recibe el nombre de permeabilidad de matriz K_m .

Permeabilidad secundaria

Este tipo de permeabilidad se origina por acción de los esfuerzos que formaron las fracturas, las cuales son consideradas como canales de flujo.

Esta permeabilidad presenta generalmente una gran magnitud, del orden de los cientos a miles de milidarcys. Representa la capacidad de la fractura para permitir el desplazamiento de los fluidos, por lo cual es llamada permeabilidad de la fractura K_f .

La K_f es asociada únicamente al flujo a través de las fracturas, o de la red de fracturas sin tener en cuenta la permeabilidad del subsistema matriz. Para esto la sección transversal de flujo estudiada corresponde únicamente a los espacios disponibles en las fracturas para la circulación de fluidos.

En los YNF se define la permeabilidad del sistema completo matriz-fractura, como la suma algebraica de la magnitud de la permeabilidad de cada subsistema (Aguilera, 1980), es decir:

$$k_T = K_m + K_f$$

Donde:

K_T = Permeabilidad del sistema total matriz-fracturas

K_m = Permeabilidad del subsistema Matriz

K_f = Permeabilidad del subsistema fracturas.

Cualquier cambio en la dirección de flujo ocasionara un valor diferente de K_T es decir, las condiciones de K_m y K_f son diferentes para dirección en la que el flujo sea medido. Lo anterior explica porque la mayoría de los YNF son considerados anisotrópicos, es decir, presentan permeabilidad direccional a través de estos.

La medición de la permeabilidad de la roca se hace con muestras de núcleos en equipos llamados permeámetros; en el momento de hacer estas mediciones se debe tener especial cuidado con la orientación de los núcleos, ya que, como se menciono antes, cada dirección de flujo arrojará un valor diferente de permeabilidad.

Normalmente, la permeabilidad de la matriz es menor que la permeabilidad de la fractura. Si estas tienen el mismo valor, el sistema se comportara como homogéneo y sin fracturas.

Si la permeabilidad de la matriz es cero y las fracturas son distribuidas aleatoriamente, el sistema tendrá un comportamiento homogéneo. Sin embargo, si la permeabilidad de la matriz es cero, pero las fracturas tienen una dirección preferencial, entonces se tendrá flujo lineal a través del yacimiento.

Además si la permeabilidad de la matriz es muy pequeña y el yacimiento es ampliamente fracturado, el sistema se comportara homogéneo y sin fracturas.

La gran mayoría de los YNF son heterogéneos, es decir, hay variaciones macroscópicas en las propiedades de la formación. La idea de que las fracturas son canales de flujo homogéneos, es una concepción bastante ideal que no tiene aplicación valida en la realidad.

1.3 CARACTERIZACION GEOLOGICA DE LAS FRACTURAS

Las fracturas pueden ser clasificadas según su origen, su morfología, o su comportamiento.

Clasificación según su Morfología

La morfología de la fractura puede influenciar la permeabilidad y la porosidad de las rocas. La morfología de las fracturas también está relacionada con las características de sus planos de fractura y también con el tipo de relleno de estas; hay cuatro tipos básicos de planos de morfología de fractura según Nelson (1985).

- Fracturas Abiertas

No poseen material de relleno entre las paredes de la fractura. Estas fracturas son potencialmente conductos abiertos para el flujo de fluidos. En general las fracturas abiertas aumentan ampliamente la permeabilidad del yacimiento que es paralelo al plano de fractura.

- Fracturas deformadas

Son fracturas que inicialmente fueron abiertas y han sido subsecuentemente alteradas físicamente por posteriores movimientos tectónicos de cizalla.

- Fracturas Rellenas

Como su nombre lo dice son fracturas que han sido rellenadas por mineralización secundaria o diagenética. En este caso la permeabilidad depende de si está o no completamente rellena y de la historia diagenética del material. Las fracturas rellenas son muy comunes y ocurren frecuentemente en areniscas, esquistos y calizas. Este tipo de fracturas puede presentarse completamente relleno o parcialmente relleno, en el primero de los casos el sistema de fractura no actúa positivamente en el

yacimiento; para el segundo caso existe un espacio poroso limitado dentro del material de relleno, frecuentemente, la porosidad secundaria desarrollada en la fractura rellena es el resultado de la disolución de la calcita.

- Fracturas parcialmente mineralizadas

En la superficie de este tipo de fracturas se presenta mineralización secundaria parcial, por ejemplo, de cuarzo o calcita, que disminuye el área de contacto entre la matriz y la fractura. Sin embargo, estas mineralizaciones actúan como un agente de sostén natural que impide el cierre de fractura.

- Fracturas completamente mineralizadas

En este caso la mineralización es de tal magnitud que la fractura queda totalmente taponada por los cristales que se han precipitado a lo largo de su superficie.

- Fracturas Vuggy

Este tipo de fracturas no están consideradas como una verdadera morfología de fracturas, representan una alteración de la matriz alrededor de la fractura. Se forman cuando los fluidos entran a una roca de permeabilidad baja a lo largo de los planos de fractura; si el fluido está en desequilibrio con la matriz de la roca, puede ocurrir disolución. Las fracturas Vuggy están frecuentemente asociadas a inconformidades en los carbonatos; la porosidad secundaria asociada con estas fracturas puede ser más grande que los valores de porosidad en las fracturas normales.

- Fracturas Aisladas

Son definidas por ser fracturas simples, no están conectadas o sobrepuestas con otras fracturas dentro de una dirección o menor que la longitud de las fracturas.

Clasificación Según su origen

De acuerdo con su origen, las fracturas pueden ser clasificadas dentro de cuatro grandes grupos (Aguilera, 1980): Fracturas Tectónicas, Fracturas Regionales, Fracturas Diagenéticas y Fracturas Asociadas con la Superficie.

- **Fracturas Tectónicas**

Este tipo de fracturas tiene su origen en algún encuentro tectónico local; se deben principalmente a fallamientos o plegamientos de la roca en tal punto. Las fracturas que se desarrollan en los alrededores de una falla pueden presentarse de diferentes maneras, tal como, fracturas de cizalladura paralelas a la falla, fracturas de cizalladura conjugadas a la falla o fracturas de extensión que dividen el ángulo agudo entre los dos tipos anteriores; la intensidad de fracturamiento asociada con el fallamiento parece ser función de la litología, la distancia a los planos de falla, al esfuerzo total de la masa de roca, profundidad de enterramiento y al tipo de falla. En las fracturas asociadas con plegamientos, los patrones de fractura que se desarrollan en los pliegues son muy complejos y no siempre están relacionados a esfuerzos regionales. Las fracturas tectónicas son el tipo de fractura más importante con respecto a la producción de hidrocarburos este tipo de fracturas ayudan al mejoramiento de la permeabilidad e incluso de la capacidad de almacenamiento de la roca.

- **Fracturas Regionales**

Al igual que las fracturas tectónicas, estas se originan por eventos tectónicos regionales, sin embargo a diferencia de las anteriores estas se caracterizan por que se desarrollan a través de áreas de terrenos muy grandes con un cambio relativamente pequeño en el sentido de su orientación. Generalmente se desarrollan en conjuntos ortogonales a la estratificación y a menudo cambia de dirección al cambiar de formación. No están relacionadas con estructuras locales y en algunos casos son superpuestas a fracturas tectónicas.

- Fracturas Diagenéticas

Estas fracturas se originan cuando en la roca tiene lugar una reducción en su volumen, ya sea por secamiento de la roca, contracción térmica, dolomitización e incluso por lixiviación. Se generan por esfuerzos de tensión sobre la roca que producen el fracturamiento de la misma.

- Fracturas de Superficie

Esta clase fracturas incluye fracturas desarrolladas por descarga litostática y son en general debidas a procesos de meteorización. Deben reconocerse con respecto a las fracturas que se generan y preservan en el subsuelo. Estas fracturas tienen una morfología muy irregular.

1.4 GÉNESIS DE LAS FRACTURAS

Tres tipos de fracturas son identificados para tres direcciones principales de stress. Toda fractura frágil en la roca debe conformar uno de estos tres tipos básicos de fracturas: cizalla, extensión y fracturas de tensión (Nelson 2001).

- **Fracturas de Cizalla.** Estas fracturas tienen un sentido de desplazamiento paralelo al plano de fractura. Ellas forman un ángulo agudo para la dirección del máximo esfuerzo principal compresivo σ_1 y un ángulo obtuso en dirección del mínimo esfuerzo compresivo σ_2 dentro de la muestra de roca.
- **Fracturas de Extensión.** Las fracturas de extensión tienen un sentido de desplazamiento perpendicular y alejado del plano de la fractura. Estas fracturas se originan cuando los tres esfuerzos principales son compresivos.
- **Fracturas de Tensión.** Estas fracturas también tienen un sentido de desplazamiento perpendicular y alejado del plano de fractura. Estas fracturas son semejantes a las fracturas de extensión. Sin embargo,

para formar una fractura de tensión al menos uno de los esfuerzos debe ser negativo. Para formar una fractura de extensión, todos los tres esfuerzos principales deben ser positivos (compresivos). Las fracturas de tensión solo ocurren cerca de la superficie, mientras que las fracturas de extensión pueden ocurrir en condiciones de mayor profundidad.

1.5 TIPOS DE FUENTES PARA OBTENER DATOS DE FRACTURAS

Existen varias formas de obtener los datos de las fracturas:

Datos de pozos: Los pozos raramente interceptan las macrofracturas por la verticalidad de las fracturas en muchos casos paralela al pozo o porque el espaciamiento entre las fracturas es mayor que el diámetro del pozo. El estudio de microfracturas provee una herramienta útil, ya que estos son más abundantes y pueden ser colectadas sistemáticamente de áreas pequeñas con muestras orientadas.

Datos de afloramientos: Según Gómez (2002), los afloramientos son importantes para caracterizar fracturas por las siguientes tres razones:

1. Proveen abundante información sobre diagénesis y tectónica.
2. Permiten calibrar las técnicas de detección.
3. Permiten estudiar postulados sobre evolución de los sistemas fracturados.

El propósito de medir los patrones de fracturamiento en campo es establecer las orientaciones y características morfológicas de los patrones de fracturamiento y llegar a extrapolar estas medidas de superficie al subsuelo. La predicción puede ser incierta pero un estudio cualitativo de las condiciones en la superficie, sumado a la evolución estructural del área conduce a entender las características de un yacimiento en el subsuelo.

Datos de Registros de Pozos

Los registros han sido parte esencial en la evaluación de formaciones tanto homogéneas como heterogéneas y han empezado a tomar una gran importancia para el estudio de formaciones con presencia de fracturas naturales.

Criterios De Análisis, Basados En Los Registros De Pozos Existentes Para Identificación De Fracturas.

Para iniciar el análisis se tomaron en cuenta algunos registros fundamentales que según la teoría pueden mostrar criterios para la identificación de fracturas.

CRITERIO CALIPER

- Sirve como un indicador inicial de fracturamiento
- Se observa, que en litologías arcillosas la curva del Caliper aumente sus valores debido a la inestabilidad del hueco por efecto de litologías muy físilas (Arango, 2003).

En las arenas, especialmente en los lugares donde se registra alto fracturamiento en el corazón, se observan anomalías (aumento) en los valores de la curva del Caliper

- Este criterio se utiliza como simple inspección inicial más no como un elemento cuantificador de fracturas.

CRITERIO PEF - GAMMA RAY

- El registro Pef, mide el índice de absorción fotoeléctrica de la formación y se corre con la herramienta LDT (perfil de litodensidad).

- Afecta considerablemente las lecturas de los valores tomados del Pef cuando el lodo de perforación contiene barita y distorsiona su aplicación litológica, siendo un posible indicador de fracturas abiertas.
- Al introducirse en las fracturas abiertas origina un aumento en el valor del Pef registrado por la herramienta. (Bendeck, 1992).

CRITERIO DEL REGISTRO DE RESISTIVIDAD

- Se cuenta con una serie de registros de resistividad, llamados registros de inducción (ILD, ILM, IDPH, IMPH), que aunque no tienen profundidad de investigación muy grande, tiene buena resolución vertical.
- En zonas fracturadas este registro, en especial el de resistividad de inducción media (ILM), tiende a disminuir sus valores, debido a que el lodo de perforación invade las fracturas, por lo que la herramienta leerá sobre el lodo y no sobre el fluido real de la roca.

CRITERIO DEL REGISTRO DE DENSIDAD Y CORRECCIÓN DE LA CURVA DE DENSIDAD

- Es posible asegurar que en paquetes arenosos, una disminución significativa del registro de densidad es evidencia de fracturas.
- La curva de corrección del registro de densidad (DRHOB - LDT), la cual hace corrección por efectos de rugosidad del hueco y torta de lodo, cuando existen fracturas llenas de lodo, este puede provocar anomalías en la curva (deflexión positiva o negativa del cero de la curva) aún con buenas condiciones de hueco (Aguilera, 1995).

CRITERIO DE COMPARACIÓN DE POROSIDAD

- Se combinan los registros de porosidad (Neutrón, Densidad y Sónico), se puede encontrar un buen indicador de fracturamiento, determinando zonas donde exista porosidad secundaria.

- Se asume que el registro sónico provee la porosidad de matriz y el registro neutrón o densidad provee la porosidad total (Schlumberger, 2000); cuando se observen diferencias se pueden interpretar como porosidad de fractura; esto se puede asegurar, cuando se tenga la certeza que no existe otra clase de porosidad secundaria.

CRITERIO DE RELACIÓN ENTRE LA ONDA COMPRESIONAL Y DE CORTE DEL REGISTRO SÓNICO

- El registro sónico es un registro de la profundidad contra, Δt el tiempo requerido por una onda compresional de sonido para recorrer un pie de formación. Conocido también como "tiempo de tránsito", Δt es el valor recíproco de la velocidad de una onda compresional de sonido.

- El registro sónico es empleado para detectar facturas, gracias a la variación de atenuación acústica que experimenta una onda acústica cuando ocurre un cambio drástico en la permeabilidad. (Pickett 1963), indicó que las lecturas de velocidad acústica generadas por este tipo de registro, indican dos tipos principales de ondas, (de corte u onda S - shear y compresional u onda P) las cuales están relacionadas con la velocidad de viaje de la onda entre el transmisor y la formación.

Compresional (Onda P).

Cuando una onda de este tipo encuentra una fractura su comportamiento es prácticamente constante. Es decir, son insensitivas a su presencia. Sin embargo, su respuesta puede verse atenuada por fracturas verticales o de alto ángulo, (Morris et al 1964).

De cizalla o corte (Onda S).

El movimiento de una partícula en la onda de corte es perpendicular a los ejes de la cara del pozo. Cuando una onda de este tipo encuentra una fractura llena de fluido, su amplitud desaparece. El tiempo de tránsito se hace alto, por la

pérdida de velocidad que experimenta. Se ven más atenuadas por fracturas horizontales o de bajo ángulo, (Morris et al 1964).

- La onda P es más sensible a la presencia de fracturas verticales o de alto ángulo, mientras que las de cizalla o de corte (onda s) se ven más atenuadas por fractura horizontales o de bajo ángulo (Morris, 1964).

La relación entre la velocidad de las ondas S y P es constante para una litología definida e independiente de la porosidad (Pickett, 1963). Las fracturas pueden ser identificadas en aquellos intervalos donde el tiempo de tránsito de la onda de corte es mucho más grande (menor velocidad) que el de la onda compresional, para una litología dada.

Datos de Registros imagen

Los registros de imágenes proveen información de las paredes del pozo y permiten la descripción del yacimiento mediante la identificación de rasgos estratigráficos, zonas fracturadas, orientación de fracturas, cambios en la densidad de la roca, estratos delgados, análisis estructural y orientación de los esfuerzos locales

➤ Registros UBI (Ultrasonic Borehole Imager)

El UBI fue introducido a la industria en 1990 por Schlumberger y desde entonces ha tenido una amplia aplicación para determinar las características de la pared y el diámetro del pozo. La herramienta consiste de una sonda con un transductor de alta resolución, el cual está disponible en diferentes tamaños para diferentes tipos de broca para proveer imágenes acústicas exactas de hueco abierto en lodos base agua o aceite; proporcionando una mejor y alta resolución de la geometría del pozo que la herramienta Caliper.

Entre las ventajas de esta herramienta se encuentra:

- Interpretación geológica de alta resolución.
- Análisis exacto de forma.

- Evaluación de las características mecánicas
- Los indicadores de la herramienta de UBI del esfuerzo anisotrópico y la orientación de las deformaciones características del hueco en la perforación tales como: breakouts para predecir la estabilidad en la perforación en formaciones no consolidadas.

Entre las desventajas de la herramienta se tienen:

- Si el hueco presenta varias zonas de derrumbe, estas aparecen en el registro como una zona oscura y no se distinguen los rasgos de la formación.
- Un lodo con abundantes partículas en solución limita e impide la visualización de las paredes del hueco y generan una imagen borrosa.
- Las secciones donde la tubería se recuesta sobre la pared del hueco, se muestran en la imagen como una banda oscura que no permite observar los detalles de la pared del pozo.
- Las fracturas inducidas que se formen con la misma tendencia de las fracturas naturales, en las imágenes es difícil diferenciarlas.

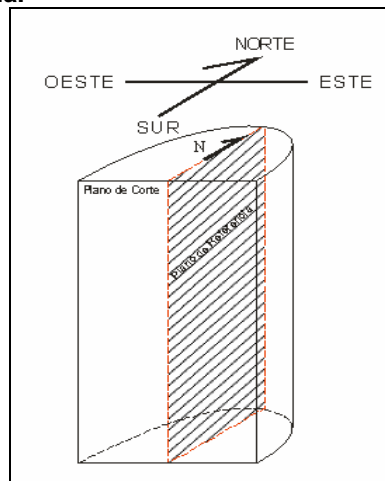
1.6 ATRIBUTOS BASICOS PARA CARACTERIZAR FRACTURAS

Las siguientes características son usadas en el estudio de un sistema fracturado usando muestras de superficie, núcleos, los cuales están determinadas tanto cuantitativamente como cualitativamente. Entre los cuales se encuentran:

✦ Orientación

Se refiere a la tendencia de las fracturas en una dirección preferencial. Estos datos deben ser tomados en afloramientos o con muestras orientadas, para que los datos sean exactos. Es muy importante darle una orientación a las fracturas presentes en el núcleo. Para ello, las fracturas se orientan respecto a un eje ortogonal al plano de corte del núcleo determinando el rumbo y buzamiento de las fracturas. En la figura 2 se esquematiza como se toma el norte con respecto al corte del núcleo.

Figura 2. Sistema de referencia.



Tomado de GMPH.

Siendo la aptitud, la dirección del plano de fractura respecto al norte geográfico con una inclinación respecto a un plano horizontal. Esta medida esta dada en azimut.

El método para orientar núcleos es conocido como MULTISHOT que consiste en tomar múltiple fotos de un Magnetómetro colocado en un barril porta núcleo especializado. La orientación a nivel de núcleo se logra por medio de cuchillas que marcan el núcleo a medida que este va entrando al barril. Antes de bajar el barril en superficie, el Magnetómetro es alineado con la cuchilla para que indique el norte magnético. Este sistema necesita detener la perforación para poder tomar la fotografía y por lo tanto toma tiempo que impacta los costos de

peroración. Debido a esto el sistema de películas ha sido sustituido por los sistemas electrónicos que permiten lecturas directas de desviación a medida que se va cortando el núcleo. (Bleakly 1985).

Es importante tener presente que esta medida de aptitud de las fracturas en los núcleos es relativa. Posteriormente será corregida de acuerdo a la orientación determinada con el paleomagnetismo u otro método alternativo para orientación de fracturas.

Orientación de núcleos por Paleomagnetismo

El método paleomagnético ha sido validado ya, en programas de exploración y producción de hidrocarburos, como un complemento importante a métodos tradicionales de re-orientación de núcleos de pozos petroleros. Éste se basa en aislar uno o más componentes de la remanencia magnética natural que contiene la muestra analizada.

Una ventaja importante del método de re-orientación paleomagnética es que las mediciones se hacen directamente en las muestras de núcleo sin necesidad de recurrir a costosos métodos de orientación in situ tales como el uso de herramientas de orientación de disparos múltiples (multishot), dipmeters y herramientas de imágenes.

Además de la ventaja en costos del método de re-orientación paleomagnética, está también la ventaja de que esta técnica es completamente independiente del funcionamiento de las herramientas utilizadas en las orientaciones in situ. La técnica paleomagnética tampoco requiere de que el pozo no esté desviado o de que no exista un buzamiento significativo en las formaciones estudiadas.

➤ Apertura

Es la distancia entre las paredes de la fractura, medida perpendicularmente a la dirección de la fractura en un plano, incluye mineral de relleno y porosidad preservada.

➤ **Espaciamiento**

Nelson (1985) lo define como la distancia promedio entre las fracturas regularmente espaciadas medidas perpendicularmente a los juegos de fracturas que tienen una orientación predominante. Este parámetro es importante para medir la porosidad y permeabilidad de la fractura en el yacimiento. En afloramientos puede ser medido directamente.

➤ **Tipo de relleno**

Se refiere al material que esta presente en las fracturas. Si la fractura es abierta puede ser rellena parcial o totalmente de minerales de calcita, cuarzo, arcilla El tipo de relleno también puede ser cemento, el cual se puede definir mediante análisis petrográfico.

➤ **Facies**

Se refiere a las características sedimentológicas distintivas de un grupo dentro de la unidad rocosa en donde se encuentra la fractura, que permiten distinguirla de otras unidades rocosas adyacentes.

➤ **Longitud**

Es la distancia medida entre los extremos visibles de la fractura. En afloramiento la medida de la longitud es complicada debido a los cambios en la exposición de las capas fracturadas. El mejor criterio para medir es identificar la terminación de la fractura.

➤ **Intensidad de Fracturamiento**

La intensidad de fracturamiento (IF) se calcula para cada una de las facies presentes en el corazón como el número de fracturas sobre el espesor de las facies, ponderado con el espesor total de la formación.

$$IF = \frac{N^{\circ}\text{deFracturas}}{\text{Espesor}}$$

$$H(\%) = \frac{\text{Esp.Facie} \times 100}{\text{Esp.Total}}$$

$$IF^* = IF \times \frac{H(\%)}{100}$$

Donde el IF fue ponderado con el espesor total de la formación (Normalización de la IF*),

Es un criterio cuantificable el cual tiene en cuenta la cantidad de fracturas que existen en un espacio determinado. El grado o intensidad de fracturamiento es una medida relativa de la permeabilidad del yacimiento. Generalmente, altas intensidades de fracturamiento correlacionan con altos valores de permeabilidad. Por tanto, generar una relación entre intensidad de fracturamiento y permeabilidad representa un reto importante en la caracterización de los YNF. Dicha relación puede ser desarrollada a partir de la integración de información de registros eléctricos, análisis de núcleos, datos de presión y producción y el establecimiento de una metodología que involucre el desarrollo de relaciones entre la intensidad de fracturamiento con la litología, espesor, porosidad, permeabilidad y el uso de atributos de corrección:

2. METODOLOGIAS IMPLEMENTADAS PARA CARACTERIZAR YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS A NIVEL MUNDIAL

A nivel mundial se han realizado diversos estudios y se han publicado una gran cantidad de artículos enfocados en la identificación y caracterización de fracturas; siendo de gran interés en los YNF debido a que grandes cantidades de reservas de petróleo y gas se hayan almacenadas en ellas, la mayoría de estos volúmenes de hidrocarburos han sido dejados atrás por la carencia de conocimiento en los procedimientos de descripción y caracterización.

Para resolver esta incertidumbre se ha requerido la integración de habilidades de diferentes disciplinas: Geología, Geofísica, Petrofísica e Ingeniería de Yacimientos, para desarrollar metodologías que permitan describir las características y parámetros que intervienen en el proceso de crear un modelo de fractura; que represente fielmente este tipo de yacimientos y de esta forma lograr que estos modelos pronostiquen de forma más exacta y real el flujo de hidrocarburos en el subsuelo.

Se han venido implementando dos técnicas para la determinación de zonas fracturadas; La técnica de enfoque Directo generalmente utilizada por los geólogos (corazones, afloramientos, etc.); y la técnica de enfoque Inverso incorporada por los ingenieros de yacimientos (Análisis de declinación, pruebas de presión, balance de materia, etc.). Para alcanzar la caracterización deseada se requiere de la combinación de estas dos técnicas, ya que por si solas presentan ciertas limitaciones y no proporcionan información suficiente para entender el sistema de fractura.

En el presente capítulo se mencionaran diversas metodologías basadas en el estudio realizado por diferentes autores de una caracterización integrada de fractura, las cuales fueron aplicadas exitosamente en diferentes campos a nivel mundial (Spraberry, Bush Dome, Weyburn, etc.).

2.1 METODOLOGIA DE CARACTERIZACIÓN BASADA EN LA INTEGRACION DE TECNICAS DE ENFOQUE DIRECTO E INVERSO.

Baker et al presentan una metodología para la evaluación de YNF aplicada a tres casos de estudio en los cuales se combinan una técnica de enfoque directo implementado por los geólogos, la cual examina varias causas de las fracturas naturales y sus propiedades asociadas (espaciamiento, longitud, distribución de esfuerzos, etc.) con una técnica de enfoque inverso utilizada por ingenieros de yacimientos, que se enfocan más en el efecto creado por las fracturas (análisis de declinación, balance de materia, datos de producción, etc.).

2.1.1 Tecnica De Enfoque Directo

En la parte geológica, existen numerosos intentos por recopilar la estadística de fractura con relación al espaciamiento, tamaño, orientación, apertura y longitud de fractura, para posteriormente llevarla a mayor escala con el fin de representar una porosidad y permeabilidad efectiva de fractura. Este método caracteriza el yacimiento desde la perspectiva de que creó o causó el ambiente geológico. El espaciamiento de fractura, apertura, longitud y la conectividad son funciones de: porosidad, litología, posición estructural y la fragilidad de la roca. Uno de los objetivos de un modelo de fracturas es generar relaciones empíricas y analíticas que incorporen los parámetros de fractura y los factores que los controlan. Se requieren cierta cantidad de muestras del yacimiento para caracterizar las fracturas. Desafortunadamente, la falta de muestras o caracterización de fracturas es un problema común en los YNF.

Los estudios de afloramientos pueden proporcionar información valiosa sobre el espaciamiento, longitud, dirección y conectividad de la fractura. Sin embargo, Friedman et al demostraron que el desgaste y los efectos de esfuerzos posiblemente afecten los parámetros en los afloramientos haciéndolos diferentes de sus condiciones in-situ. El estudio de afloramientos es importante, a pesar de su limitación.

Por lo tanto, el alcance relativamente limitado de los corazones de pozos verticales hace improbable obtener una muestra potencialmente representativa. Para muchos campos desarrollados hoy día, los datos para correlacionar estas variables son insuficientes. Los datos obtenidos a partir de ingeniería pueden registrar un gran número de fracturas, es decir, a partir de datos de transiente de presión o de producción a gran escala, pero estos parámetros específicos de fractura. Los parámetros y las relaciones empíricas deben ser derivadas de afloramientos o analogías de campo. A pesar del tamaño de muestras relativamente pequeñas, el método avanzado es crítico debido por que normalmente es usado en zonas o áreas específicas.

2.1.2 Técnica De Enfoque Inverso

La ingeniería de yacimientos ha hecho intentos por entender la naturaleza de los sistemas de fractura usando la permeabilidad y el almacenamiento de la fractura derivados de pruebas de pozos y datos de producción. Para incrementar el número de variables y el alcance areal/vertical del yacimiento, es necesario usar la técnica inversa. Una técnica inversa es aquella donde el efecto o la respuesta dinámica del sistema a gran escala, es medida y posteriormente usada para inferir características a menor escala.

Las pruebas de trazadores, los datos de historia de producción y las pruebas de transiente de presión permiten con sus medidas generar soluciones inversas para cuantificar la longitud, permeabilidad y conectividad de fractura. A menudo la heterogeneidad del yacimiento no es notoria para estas pruebas y análisis. La mayoría de las pruebas de ascenso de presión (Transiente de presión) y largas pruebas de producción, no se dan en una zona específica, y por consiguiente tienen una efectividad limitada para caracterizar la heterogeneidad de fractura.

En resumen, tanto el método geológico (avanzado) como el método de ingeniería (inverso) tienen limitaciones debido a la falta de muestras de sistemas de fracturas in-situ, y al uso de modelos teóricos que utilizan representaciones simplificadas de sistemas reales de fracturas. Estos métodos, no caracterizan adecuadamente los sistemas de fractura por sí solos. Este es el principal problema, ya que a largo plazo, la entrega o rendimiento, y las reservas del yacimiento son controlados por la permeabilidad efectiva. La combinación de los métodos “avanzado” e “inverso” sin embargo, permite reducir el grado de incertidumbre y construir modelos más reales de los YNF.

2.1.3 Integración De Las Técnicas Avanzada E Inversa

Es determinante identificar en estudios iniciales de yacimientos:

1. Que creó el sistema de fracturas (el ambiente regional, de fallamiento o de plegamiento)
2. Las características del sistema matriz-fractura (tipos de fractura, longitud, tamaño, espaciamiento, etc.)
3. La permeabilidad y porosidad de la matriz
4. Grado de comunicación entre la matriz y la fractura

Determinar como se formaron las fracturas da importantes indicios de la distribución areal y vertical de las mismas, además de un probable mecanismo de recobro. La Tabla 1 muestra como las características del sistema YNF varían entre los tres diferentes sistemas de fractura (regional, fallado y plegado); describiendo las implicaciones asociadas a la producción.

Tabla 1: Parámetros del sistema YNF e implicaciones de producción/recobro

PARÁMETROS DE LOS YNF	SISTEMA REGIONAL DE FRACTURA	SISTEMA FALLADO	SISTEMA PLEGADO
Distribución areal	Más uniforme	Zonas falladas muy localizadas	Localizado en la cresta y en áreas hundidas
Distribución vertical	Pequeñas barreras verticales que a menudo actúan para acabar sistemas de fractura	Los shales y el cambio de litología no finaliza el set de fractura; comunicación vertical muy alta	Mayor frecuencia no uniforme en estratos más delgados.
Sensibilidad del espaciamiento de fractura a la litología	Muy sensible	No hay sensibilidad cerca a la falla	Sensible
Sensibilidad del espaciamiento de fractura a la porosidad/permeabilidad de matriz	Muy sensible	No hay sensibilidad	sensible
Porosidad de fractura	Muy pequeña $\phi_f < 0.1\%$	Puede ser moderada depende de la Karstificación $\phi_f < 5\%$	Puede ser moderada, depende de la karstificación $\phi_f < 5\%$
Mecanismos de Recobro (factores limitantes)	Algunos de estos yacimientos pueden ser exitosamente inyectados con agua	Los pozos con frecuencia irrumpen en agua; el empuje de agua es común en sistemas fallados a causa de la alta continuidad vertical de fractura	Muchas veces actúan como reservorios estratificados

Tomado de Baker et al.

El grado de flujo entre la matriz y la fractura determina cuáles de los problemas típicos de producción pueden originarse y también qué factor de recobro puede ser esperado.

La clave para el éxito en la caracterización de las fracturas esta en:

- a. Enfocar variables claves que dominan el proceso de recobro
- b. Usar técnicas que combinen, de forma más exacta, pruebas “micro escala” (análisis de corazones), con pruebas a gran escala (pruebas de ascenso de presión), que implícitamente promedian las características del yacimiento sobre grandes volúmenes de roca.

2.1.3.1. .Interacción Matriz- Fractura

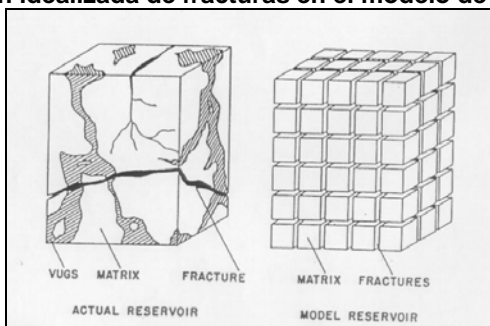
El análisis de corazones y las herramientas de registros tales como el FMS (Formation Micro-Scanner) dan un estimativo de la permeabilidad de matriz y el espaciamiento entre fracturas, respectivamente. Estas variables, proporcionan datos suficientes para estimar el grado de comunicación matriz-fractura.

Algunos métodos alternativos, tales como los datos de declinación de producción, complementados con los datos de transiente de presión, ayudan a confirmar los parámetros de función de transferencia a gran escala.

2.1.3.2 Consideraciones de la Simulación

Dependiendo, generalmente del contraste entre la permeabilidad de la matriz y de la fractura y el espaciamiento de la fractura, la descripción clásica continua no sería adecuada para el modelamiento de la simulación de un yacimiento fracturado. Para el análisis teórico y la simulación del yacimiento, la distribución irregular de fractura debe ser remplazada por una red de matriz regular (porosidad primaria) y suspendidas en ella una serie de fracturas interconectadas (porosidad Secundaria).

Figura 3 Representación idealizada de fracturas en el modelo de simulación.



Tomada de Warren And Root.

La figura 3 es una representación de un modelo clásico de doble porosidad, tanto la fractura como la matriz tienen porosidad y permeabilidad diferente de cero. El flujo ocurre dentro de la red de fracturas y entre la matriz y la fractura. Se asume que cada bloque de matriz está rodeado totalmente por las fracturas y no puede comunicarse directamente con otros bloques adyacentes de matriz. Esto no es completamente real debido a que los bloques de matriz están “suspendidos” mientras que en realidad el medio fracturado soporta los esfuerzos de la roca y permiten que los bloques de matriz se toquen. La mayoría de simuladores comerciales incluyen las conexiones matriz-matriz (doble permeabilidad).

Warren and Root (1963) presentan una solución analítica de transiente de presión basado en el modelo de un medio poroso de doble porosidad. El modelo asume que el flujo de fluidos de la matriz a la fractura ocurre en condiciones de estado pseudo-estable (uniformidad en la caída de presión a través del bloque matriz). El bloque de matriz actúa como una fuente para el sistema de fractura, dependiendo en los cambios de presión en el sistema fracturado. Obtuvieron una solución analítica para una sola fase, flujo radial en un yacimiento infinito y finito, con una tasa constante, conocida también como la función de transferencia. Este criterio para el comportamiento de una sola porosidad usualmente es apoyado por el análisis de transiente de presión (no se observa un comportamiento de doble porosidad). Los ingenieros usualmente prefieren, siempre que sea posible modelar un yacimiento de doble

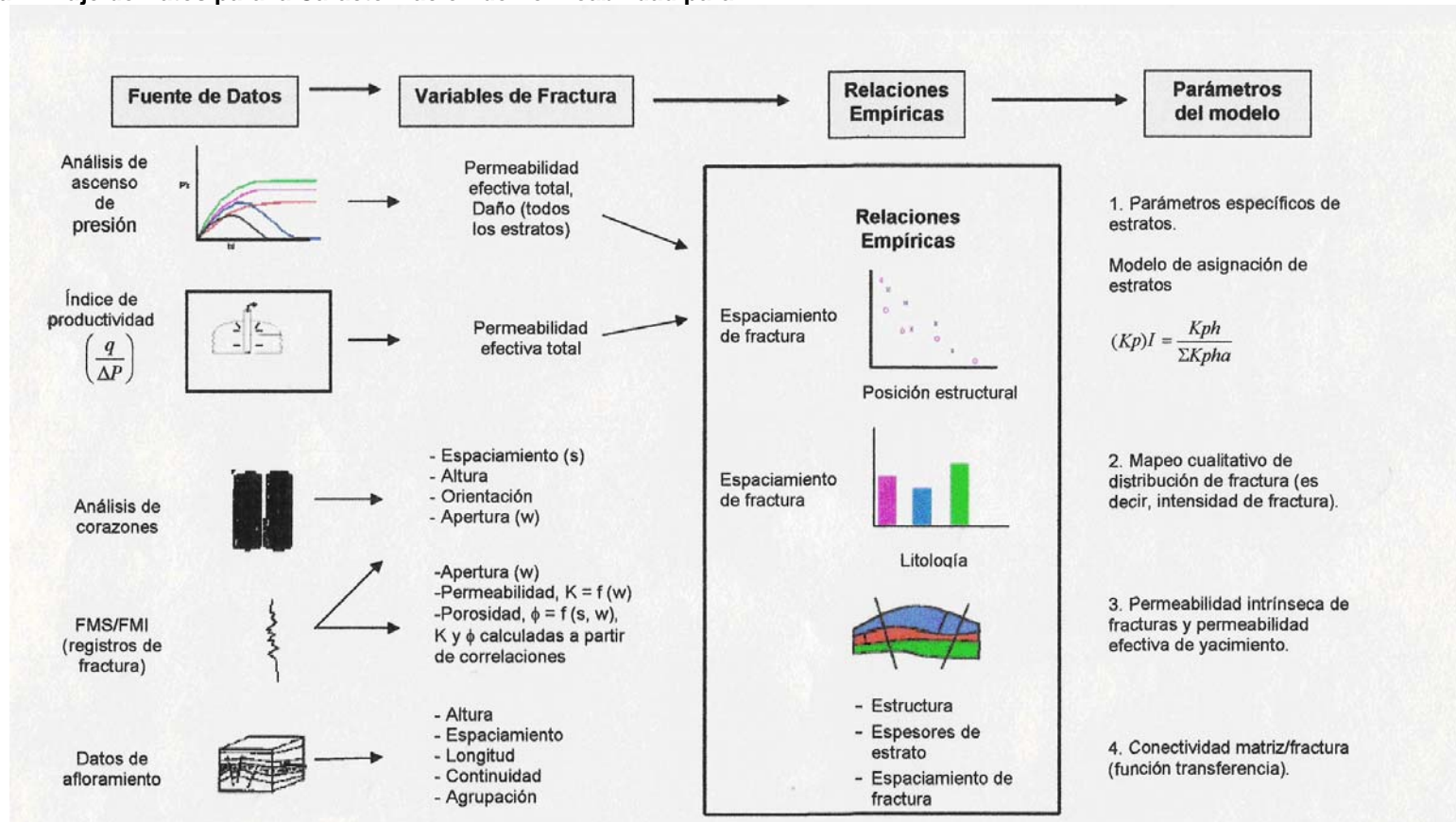
porosidad con un modelo de una sola porosidad, capturando la permeabilidad efectiva, debido a que requiere la mitad de gridblocks y un tiempo corto en las corridas.

Aplicando un modelo de una sola porosidad en un ambiente multi-fásico se pueden, generar resultados erróneos. Se debe tener cuidado para que las características de un YNF satisfagan una sola porosidad y un criterio de una sola fase, pero no se presenta consecuencias cuando se utiliza un modelo de simulación de una sola porosidad para una multi-fase.

2.1.3.4. Determinación de los parámetros de fractura

Como se mencionó previamente, la permeabilidad, la conectividad y la distribución de fractura, en empujes de agua, imbibición o empujes por capa de gas, son factores críticos que controlan el recobro de aceite. El parámetro clave, que gobierna la conectividad entre pozos inyectores y productores, es la permeabilidad de fractura. La clave para el éxito en la caracterización de la fractura esta en desarrollar relaciones empíricas que puedan relacionar el espaciamiento de fractura con la porosidad, litología, posición de la estructura, propiedades de la roca o espesor de los estratos como se muestra en la figura 4.

Figura 4 Flujo de Datos para la Caracterización de Permeabilidad para YNF.



Tomado de Baker et.al

Inicialmente un modelo teórico-geológico de fractura debe ser planteado con base en una combinación de datos análogos, corazones de afloramientos, y datos FMS/FMI. El principal objetivo de estos modelos iniciales de fractura, es establecer la relación empírica entre parámetros de fractura y porosidad, litología, estructura y fragilidad de la roca. Estos modelos geológicos de fractura, normalmente tienen limitaciones, ya que la conectividad y la longitud individual de fractura no han sido bien definidas.

Las pruebas de ascenso de presión y los datos de producción pueden ser usados para determinar la permeabilidad efectiva, pero son muy sensibles a la longitud y el tamaño de las fracturas, además de la conectividad. Combinar el análisis a partir de los modelos geológicos conceptuales de fractura con datos de ingeniería, permite estimar estos parámetros. La conectividad de la fractura puede ser definida por datos de producción y de presión. La metodología anteriormente descrita, fue aplicada exitosamente en la determinación de los parámetros para la caracterización de YNF, en tres conocidos campos: Weyburn, Spraberry y Waterton.

2.1.4. Aplicación De La Metodología Al Campo Spraberry

El campo Spraberry esta localizado al oeste de Texas, cubre un área de más 400,000 acres. Fue denominado “El campo más grande del mundo poco rentable”; con yacimientos que contiene algunos 10 billones de Bbls de aceite original; el cual es menos del 10% de lo que se ha recuperado hasta el momento. El área de este campo produce cerca de 60,000 barriles de aceite por día de más de 7,500 pozos y ha producido algunos 700 millones de barriles de aceite.

El área del campo Spraberry fue primero desarrollada al inicio del año de 1950 y la primera inyección de agua se inició en 1956. Generalmente, la inyección de agua en el área de Spraberry no fue muy satisfactoria. A pesar de que el espaciamiento de fractura es muy similar entre los campos Weyburn y

Spraberry, existe una gran diferencia en los recobros de inyección de agua de estos campos. El aumento en el recobro de inyección de agua en Weyburn es del orden de 16% a 25%, mientras que el aumento de recobro de inyección de agua es solamente del 2% a 5% para la mayoría de las áreas de Spraberry.

Varias hipótesis fueron propuestas para explicar por que el recobro de inyección de agua es tan bajo, incluyendo:

1. Carencia de patrones y baja densidad de inyección
2. Baja permeabilidad en la matriz ($K < 1$ md), resultando bajas tasas de imbibición.
3. La roca del yacimiento puede ser que no este fuertemente mojada por agua, resultando bajas fuerzas de capilaridad y bajas tasas de imbibición.
4. Bajas presiones en el yacimiento durante el inicio de inyección de agua, resultando una pobre eficiencia de captura de aceite como también altas saturaciones de gas y baja permeabilidad del aceite en la matriz.

Un número de pruebas fueron utilizadas para la caracterización del sistema fracturado del yacimiento de Spraberry. Se incluyeron corazones horizontales, pruebas de pulso/interferencia, pruebas de trazadores, pruebas de Buildup y Falloff. Como en el yacimiento de Weyburn, aplicaciones de enfoques directos (corazones/FMI) fueron útiles para identificar zonas específicas fracturadas; mientras que los análisis de pruebas de transiente de presión fueron útiles para identificar la conectividad total y permeabilidad de la fractura. Para identificar la orientación de la fractura se utilizaron pruebas de trazadores, datos de corazones y análisis de transiente de presión.

En este estudio, determinar la extensión de la comunicación de la matriz-fractura fue importante en la evaluación de la eficiencia de flujo de CO_2 . Aunque el grado de comunicación de la matriz-fractura es indicado por el

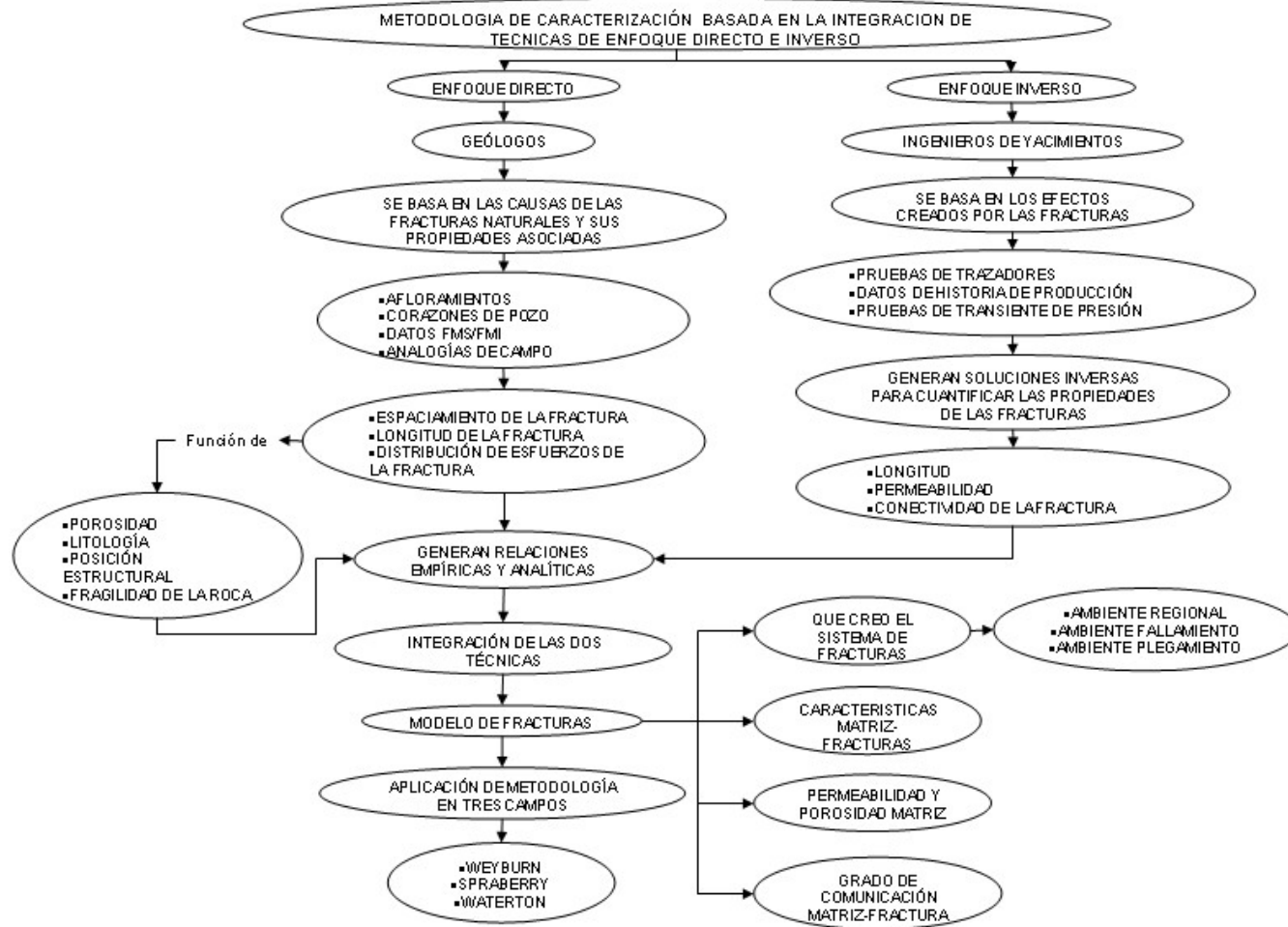
proceso de imbibición de inyección de agua, esto es más que un estudio extensivo.

La exitosa caracterización del yacimiento en Spraberry, depende de:

1. El uso de corazones de pozos horizontales para calibrar el espaciamiento de fractura.
2. Volver a examinar las propiedades de la matriz y los datos de imbibición que, unidos con los datos de producción del campo, promueven una consistencia entre los datos de procesamiento y derivan propiedades matriz/fractura.
3. Uso de pruebas de Buildup de presión, pruebas de interferencia, datos de producción (corte de agua) y datos de afloramientos para inferir la relación anisotrópica de la permeabilidad.

Combinar el enfoque directo e inverso fue crítico. Cuantificar el espaciamiento de fractura es importante para designar el flujo de agua y de CO₂ en yacimientos naturalmente fracturados. Los numerosos estudios que se utilizaron han conducido a una visión general que la orientación de fracturas en el Spraberry es de noreste a suroeste.

Figura 5. Mapa conceptual de la metodología de caracterización basada en la integración de técnicas de enfoque directo e inverso



2.2 METODOLOGIA ENFOCADA EN ASPECTOS GEOLOGICOS Y DE INGENIERIA PARA CARACTERIZAR YNF

Aguilera (2003) esta convencido que grandes volúmenes de hidrocarburos residen en Yacimientos Naturalmente Fracturados, particularmente en campos abandonados debido a pruebas y evaluaciones incorrectas o como consecuencia de que los pozos no interceptan las fracturas. Por lo tanto propone la caracterización del yacimiento a partir de aspectos geológicos y de ingeniería.

2.2.1 Aspectos Geologicos De Los Ynf

Para los yacimientos donde las fracturas tienen un efecto positivo o negativo en el flujo de fluidos, es de vital importancia tener conocimiento de la magnitud y la dirección de el esfuerzo principal in-situ; azimuth, inclinación, espaciamento, y apertura de la fracturas; la porosidad, permeabilidad y saturación de agua de la matriz y las fracturas. Estos datos nos ayudan en los cálculos de los hidrocarburos in situ y su distribución entre la matriz y la fractura, y la capacidad de flujo de los pozos.

Además de las propiedades de la matriz y las fracturas mencionadas, Aguilera (2003) recomienda:

1. Clasificar el yacimiento desde el punto de vista geológico, teniendo en cuenta que las fracturas pueden ser tectónicas, regionales o diagenéticas.
2. Evaluación del sistema de poro
3. Cuantificación del almacenamiento relativo de hidrocarburo en la matriz y las fracturas
4. Interacción Matriz- Fractura

2.2.1.1 Clasificación Geológica

Desde un punto de vista geológico las fracturas pueden ser clasificadas como: tectónicas (relacionadas a fallas y pliegues), regionales, diagenéticas y las relacionadas a la superficie. Históricamente la mayor producción de hidrocarburos proviene de las fracturas tectónicas, seguidas de las fracturas regionales y luego de las fracturas diagenéticas. En general, las fracturas relacionadas a la superficie no son importantes desde el punto de vista de producción de hidrocarburos. Cuando clasificamos las fracturas determinamos la magnitud y dirección del esfuerzo principal in-situ; azimuth, inclinación, espaciamiento y si es posible la apertura de las fracturas.

2.2.1.2 Clasificación de Poro

Es posible hacer estimaciones preliminares de las características productivas a partir de los tipos de porosidad comunes en un yacimiento siguiendo la clasificación propuesta por Coalson et al. En esta clasificación, las clases de porosidad son definidas primero por la geometría de los poros, y segundo por el tamaño de los poros. Se incluyen en la geometría las siguientes categorías de poro: intergranular, intercrystalina, vugulares, y fracturas.

2.2.1.3 Clasificación de Almacenamiento

Desde el punto de vista del almacenamiento, los yacimientos fracturados pueden ser clasificados de Tipo A, B, o C. En yacimientos de Tipo A, el volumen de hidrocarburo almacenado es en la porosidad de la matriz y una pequeña cantidad de almacenamiento es en las fracturas. La Matriz típicamente tiene baja permeabilidad mientras que las fracturas naturales tienden a tener grandes permeabilidades. En yacimientos de Tipo B aproximadamente la mitad de hidrocarburo esta almacenado en la matriz y la otra mitad en las fracturas. La matriz es mas estrecha y las fracturas son más permeables que la matriz. En yacimientos de Tipo C todo el almacenamiento

del hidrocarburo es en las fracturas sin la contribución de la matriz. Así en este caso las fracturas proporcionan el almacenaje y la permeabilidad necesaria para alcanzar la producción comercial.

Hay muchos yacimientos con fracturas de origen tectónico donde la porosidad primaria (matriz) es mínima o tiene una permeabilidad extremadamente baja y por lo tanto no contribuye al almacenamiento del hidrocarburo. En estos casos, un gran número de microfracturas pueden estar presentes y desempeñan un papel importante en la porosidad de la matriz.

2.2.1.4 Interacción Matriz-Fractura

Los corazones proporcionan una excelente fuente de información directa para determinar la clase de interacción entre matriz y fracturas. Consideramos diferentes posibilidades:

- No hay mineralización secundaria
- Alguna mineralización secundaria
- Mineralización secundaria completa
- Fracturas Vugulares

2.2.2. Aspectos De Ingeniería De Los Ynf

Los aspectos de ingeniería tratan principalmente de la evaluación cuantitativa de los yacimientos naturalmente fracturados. Esta cuantificación une las disciplinas geológicas, geofísicas y de ingeniería. Algunos de sus propósitos son la estimación de hidrocarburos in-situ, pronósticos en las tasas de producción y mejoras en el recobro.

La caracterización de YNF a partir de evaluaciones ingenieriles cuenta con fuentes directas e indirectas de información. Las fuentes directas de

información incluyen corazones, cortes de perforación (drill cuttings), fotografías y videos del pozo. Las fuentes indirectas de información son los afloramientos, historia de perforación, registros de pozos convencionales y especializados, información sísmica (preferiblemente 3D), pruebas de presión, empaques inflables y comportamiento de producción.

2.2.2.1 Fuentes Directas de Información

Las fuentes directas de información permiten al ingeniero obtener información importante de primera mano relacionada con las características de las fracturas (orientación de fractura, ángulo de buzamiento (inclinación), altura de la fractura, grado de cristalización, etc.).

- **Núcleos (corazones):** Representan la fuente directa más importante de información. Un núcleo orientado puede proveer información relacionada con la orientación y la inclinación de la fractura. El éxito en el estudio del núcleo comienza con una planeación apropiada. Se debe indicar si en el núcleo las fracturas son naturales o inducidas por la perforación o mientras se sacaba el núcleo del barril. De la misma forma se debe indicar si ha habido emanaciones de petróleo y/o gas de las fracturas y de la matriz. El núcleo debe ser preservado con cuidado, envolviéndolo con plástico para tratar de minimizar las pérdidas de fluidos del yacimiento y/o la deshidratación del núcleo.
- **Cortes de Perforación (Drill cuttings):** Los cortes de perforación pueden dar información muy completa acerca de las fracturas naturales. Cuando se analizan bajo el microscopio, se pueden llegar a detectar fracturas principalmente de tipo tectónico. En estas muestras se pueden ver microcristales que han crecido dentro de las fracturas, bordes puntiagudos y angulares que pueden tener formas triangulares y pueden o no estar limitados por mineralización secundaria. También se pueden ver estilolitos, y muchas otras características estructurales.

- **Fotografías y Videos del pozo:** Fotos y videos nos pueden suministrar información directa con respecto a fracturas naturales, fallas, límites de yacimiento, medida y forma del hueco. Existen cámaras de video que permiten examinar en detalle pozos verticales, desviados y horizontales. La limitación es que usualmente se requiere un fluido limpio y transparente o un pozo vacío para obtener una buena fotografía.

2.2.2.2 Fuentes Indirectas de Información

Las fuentes indirectas de información incluyen afloramientos, historia de perforación, registros de pozo convencionales y especializados, datos sísmicos (preferiblemente 3D), pruebas de presión, empaques inflables y comportamiento de la producción.

- **Afloramientos:** Cuando los afloramientos son evaluados correctamente pueden suministrar una cantidad de datos importantes durante la exploración y desarrollo de un yacimiento. Un estudio de afloramiento puede proveer información acerca del espaciamiento, conectividad y orientación de las fracturas respecto a la estructura y la estratigrafía.
- **Historia de Perforación:** En las operaciones normales de perforación, son buenos indicadores de la presencia de formaciones naturalmente fracturadas, el incremento de la tasa de penetración de la broca, la presencia de cortes de perforación angulares, pérdidas de circulación, pobre recobro de corazones y corazones fracturados, entre otros.
- **Análisis de Registros de Pozos:** Los registros de pozo son buenos indicadores de fracturas naturales en algunos yacimientos. Desde un punto de vista *cualitativo* los registros utilizados para localizar las fracturas son: Amplitud Acústica, intensidad de variable, Perfil sísmico vertical, Caliper,

Resistividad, Borehole Televiwer (BHTV), Pe, dipmeter, potencial espontáneo, curva de corrección de densidad, registro de temperatura, etc. Desde un punto de vista *cuantitativo* los registros imagen me permiten determinar la orientación de fractura, inclinación, espaciamento, conectividad, apertura de la fractura y permeabilidad

- **Datos Sísmicos:** Se han hecho avances significativos en tecnología de sísmica 3D que permite en algunos casos detectar la orientación de fracturas, intensidad de fracturamiento y el tipo de fluido que puede estar en presente en el yacimiento. Generalmente, solo se obtiene información cualitativa de la sísmica dependiendo del tipo de datos disponibles. Para esto, es utilizada la metodología AVO (Amplitud vs. Offset) y AVAZ (Amplitud VS Azimut). En la teoría estas técnicas funcionan muy bien, aunque la mayor limitación para usarlas confiablemente en la práctica es la falta de casos históricos que corroboren su validez en YNF.
- **Análisis de Pruebas de Presión:** Diversas pruebas pueden mostrar la presencia o falta de interferencia vertical en un pozo. Un diseño adecuado y supervisado de pruebas pueden suministrar información importante incluyendo la permeabilidad, porosidad y espaciamento de la fractura, adicionalmente me permiten estimar parámetros tales como: daño, radio de investigación, presiones extrapoladas, etc.
- **Comportamiento de Producción:** El comportamiento de la producción de un pozo provee información cualitativa relacionada con la presencia de fracturas naturales. En yacimientos de muy baja permeabilidad de matriz, la presencia de altas tasas de producción es una clara indicación de que el comportamiento mejorado es debido al fracturamiento. Durante los procesos de recobro mediante la inyección de agua, la localización de los pozos donde ha ocurrido la llegada del frente de agua inyectada puede ser usada para estimar la orientación de las fracturas .Los pozos con altas tasas iniciales de producción que caen rápidamente se espera que estén

produciendo de formaciones fracturadas con muy baja porosidad y permeabilidad de matriz. Las tasas de producción se reducen debido a las bajas transferencias másicas entre los sistemas de matriz y fractura. Las graficas de relación gas-petróleo (GOR) vs. recobro muestran curvas inferiores a las obtenidas de yacimientos no fracturados. Esta diferencia se debe a la tendencia del gas liberado de la solución a segregarse rápidamente hacia el tope de la formación a través de las fracturas en lugar de fluir hacia el pozo. La relación agua-petróleo (WOR) durante la producción de una formación fracturada es función de la tasa de producción, mientras que en los yacimientos no fracturados el WOR depende de las características de la roca y los fluidos, el comportamiento de desplazamiento y la tasa de flujo.

2.2.3. Factores De Recobro Y Reservas

Cuando la caracterización del yacimiento ha sido buena, la mejor forma de estimar el recobro es utilizando un simulador numérico.

Si el yacimiento esta compuesto por matriz y fractura, la compresibilidad de la fractura es mayor que la de la matriz. La diferencia relativa entre las dos compresibilidades depende de varios factores incluyendo el grado de mineralización secundaria dentro de las fracturas, la orientación de los esfuerzos in-situ, y si el yacimiento esta sobre-presurizado, normalmente-presurizado o bajo-presurizado. La declinación en yacimientos sobre-presurizados va a tener un impacto significativo en los caudales de producción de petróleo o gas, ya que el cierre de las fracturas en la etapa primaria de producción será muy drástico. Si por el contrario el yacimiento esta bajo-presurizado, el cierre de las fracturas que ocurra a partir del momento del descubrimiento va a ser pequeño, es decir que la mayoría del cierre que tenia que ocurrir ya ocurrió y los caudales de producción no son afectados significativamente. En un sistema de doble porosidad que contiene macro y micro fracturas, las macro fracturas toman el papel de fracturas y las

microfracturas toman el papel de matriz. En este caso, hay instantes en los cuales las microfracturas (matriz) pueden ser más compresibles que las macrofracturas (fracturas), o ambas compresibilidades pueden ser del mismo orden de magnitud.

2.2.2.3 Rangos de Recobro

Las tablas 2 y 3 muestran algunos rangos de recobro. Aguilera (2003) ha presentado recobros típicos de petróleo y gas para diferentes mecanismos de producción basados en su experiencia.

Tabla 2 Recobros típicos de petróleo en YNF expresados como un porcentaje del petróleo original in-situ

Mecanismo de recobro	Tipo de Yacimiento		
	A	B	C
Gas en solución	10-20	20-30	30-35
Gas en solución mas Inyección de gas	15-25	25-30	30-40
Gas en solución mas Inyección de agua	20-35	25-40	40-50
Gas en solución más Iny. de agua mas Iny de gas	25-40	30-45	45-55
Segregación gravitacional con contra flujo	40-50	50-60	>60
Gas en solución mas Empuje natural de agua	30-40	40-50	50-60
Gas en solución mas capa de gas	15-25	25-35	35-40
Gas en solución mas capa de gas mas empuje natural de agua	35-45	45-55	55-65

Tomado de Aguilera

Tabla 3 Recobros típicos de gas de YNF expresados como un porcentaje del gas original in-situ

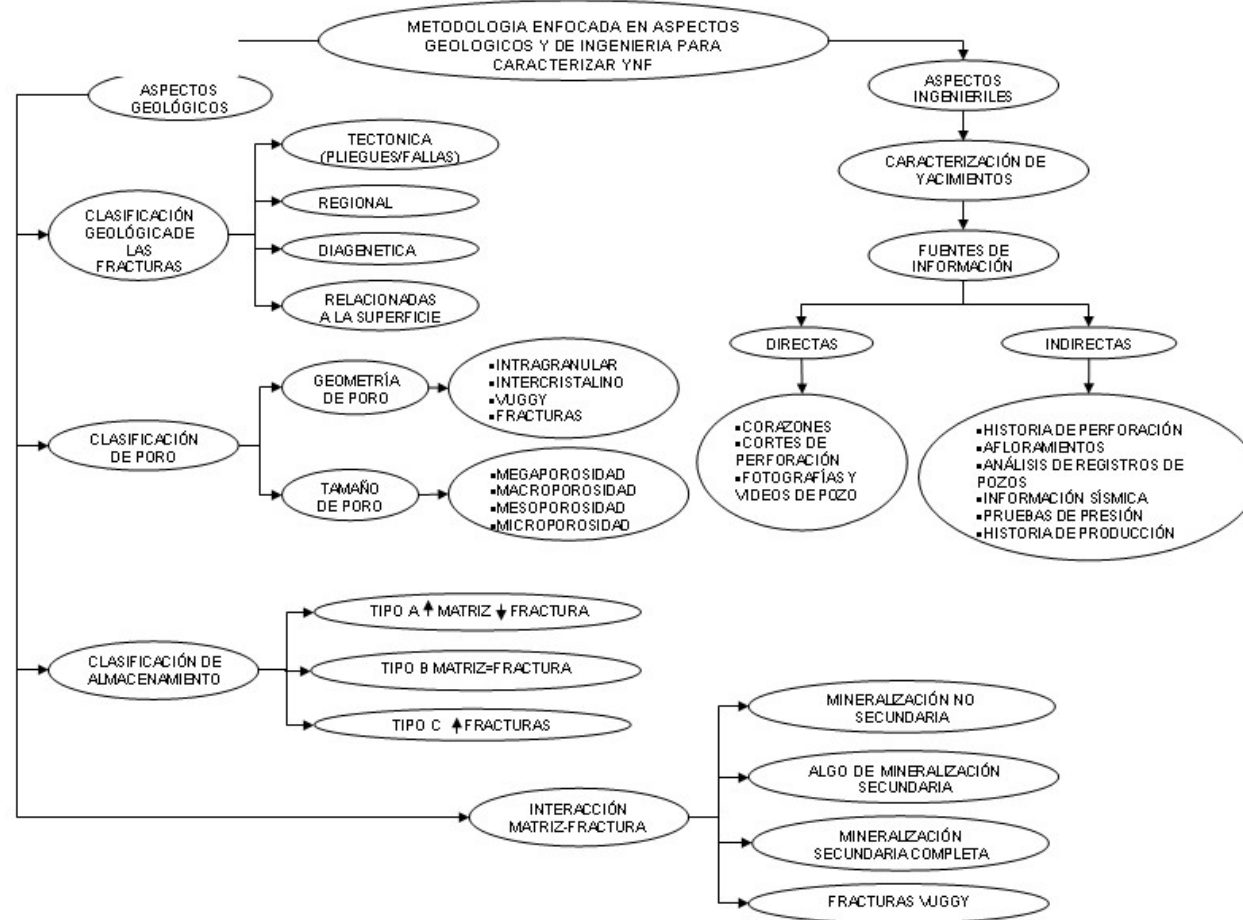
Mecanismo de recobro	A	B	C
Sin empuje de agua	70-80	80-90	>90
Con empuje moderado de agua	50-60	60-70	70-80
Con empuje de agua y compresión	20-30	30-40	40-50
Con empuje fuerte de agua	15-25	25-35	35-45

Tomado de Aguilera

2.2.2.4 Reservas

La mayoría de yacimientos naturalmente fracturados se caracterizan por una baja porosidad de matriz (menos que 10 %) y una baja permeabilidad de matriz (menos que 1 md). Por estas características del yacimiento es difícil hacer una estimación volumétrica del hidrocarburo original in-situ y las reservas. Aguilera (2003) recomienda ubicar las reservas estimadas volumetricamente en la categoría de reservas posibles. Para altas porosidades de matriz (Mas del 10%) y altas permeabilidades de matriz (mas de 1 md) las reservas pueden denominarse como reservas probables.

Figura 6. Mapa conceptual de la metodología enfocada en aspectos geológicos y de ingeniería para caracterizar YNF.



2.3. METODOLOGIA PARA PREDECIR LA DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE LA FRACTURA

Ximming et al discute principalmente las caracterizaciones integrada de afloramientos, corazones, registros y métodos sísmicos.

Las observaciones y descripciones en corazones son la base en las investigaciones de análisis de fracturas, siendo muy importante la apertura de fractura y su respuesta geofísica. Una manera efectiva y económica de identificar intervalos de subsuelo fracturados es utilizar registros de pozos convencionales, los cuales construyen una relación cercana entre la geología y la sísmica. Para predecir la distribución espacial de fractura se han integrado algunos métodos basados en el modelamiento geológico como: Coherencia, atributos sísmicos, factor de exclusión y de probabilidad. Estos métodos de caracterización fueron exitosamente empleados en yacimientos fracturados.

2.3.1 Caracterización de fracturas en afloramientos

Las observaciones de fracturas en los afloramientos son muy importantes para comprender la orientación de fracturas en 3-D y la relación de estructuras regionales y litológicas. Basado en varias investigaciones de afloramientos se han observado aparentemente dos tipos de fracturas: regionales y estructurales. Las fracturas regionales se distribuyen en una amplia extensión con regularidades geológicas, y se relacionan con los movimientos regionales estructurales, incluso con los movimientos de las placas, sin tener ninguna relación con el origen de los pliegues locales y las fallas.

La figura 7 es un afloramiento de fracturas en un yacimiento de conglomerado de arena en el Noreste de China, los cuadros a y b presentan un corte de fracturas verticales a través del cuerpo montañoso, c indica el desarrollo de fracturas verticales en un conglomerado grueso y d representa el desarrollo de fracturas verticales en una pizarra carbonífera bajo un conglomerado.

Figura 7. Afloramiento de fractura de un yacimiento de conglomerado de arena.



Tomado de Xinmin et al

2.3.2 Descripción de fracturas en corazones y su respuesta geofísica

La apertura de fractura presenta influencia en la filtración de aceite y de gas. Las fracturas creadas debido al impacto de las herramientas de perforación y a la presión en la columna de lodo, presentan diferentes aperturas, que causan filtraciones diferentes. La respuesta de los análisis de los registros convencionales en todos los tipos de fracturas es de gran importancia. Las observaciones y descripciones de las fracturas en los corazones permiten describir las propiedades de los parámetros de las mismas y encontrar una respuesta característica a los registros convencionales de pozos. En general, estos análisis son importantes para establecer los mecanismos de respuesta de fracturas e interpretar los intervalos fracturados.

2.3.3 Identificación de fracturas utilizando datos de registros de pozos

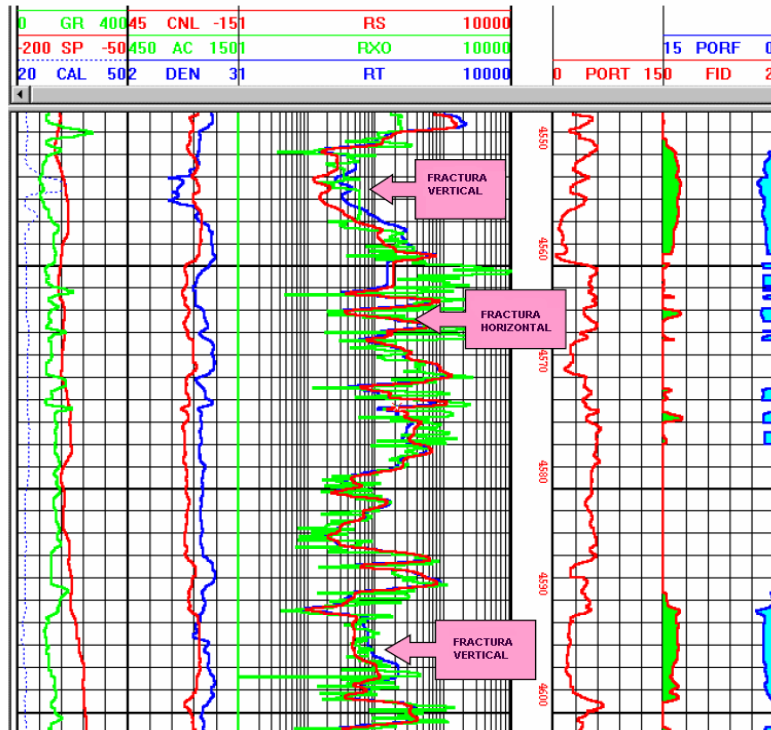
Aunque las observaciones de corazones es una manera directa en la investigación de fractura, los datos de corazones son muy limitados y su recuperación es muy baja mientras interceptan intervalos fracturados. Sin embargo, los datos de registros de pozos proporcionan una continua información geofísica y obliga al procesamiento de datos sísmicos. De esta manera los análisis de registros de pozos construyen un enlace entre la geología y la sísmica.

Los registros imagen no solo identifican los intervalos fracturados, también determinan la orientación de la fractura, incluso sus parámetros. Es una de las herramientas más efectivas, pero requieren de grandes costos. Considerando las ventajas y desventajas de los registros imagen, es necesario elegir los pozos característicos y más representativos del campo.

Generalmente, las fracturas contribuyen poco a la porosidad y agregan gran conductividad. Así, en base al principio de la conductividad, se establece un modelo para la interpretación de fracturas.

La figura 8 representa la interpretación de fractura basado en el principio mencionado anteriormente, el cual nos da intervalos fracturados verticalmente y la porosidad de la matriz. En la parte izquierda de la figura se muestran las curvas de los registros de pozos convencionales y a la derecha se presentan la interpretación de fracturas, PORT (porosidad total), FID (índice de intensidad de fracturamiento), PORF (porosidad de la fractura).

Figura 8. Interpretación de fractura utilizando el método de registros de pozos convencionales.



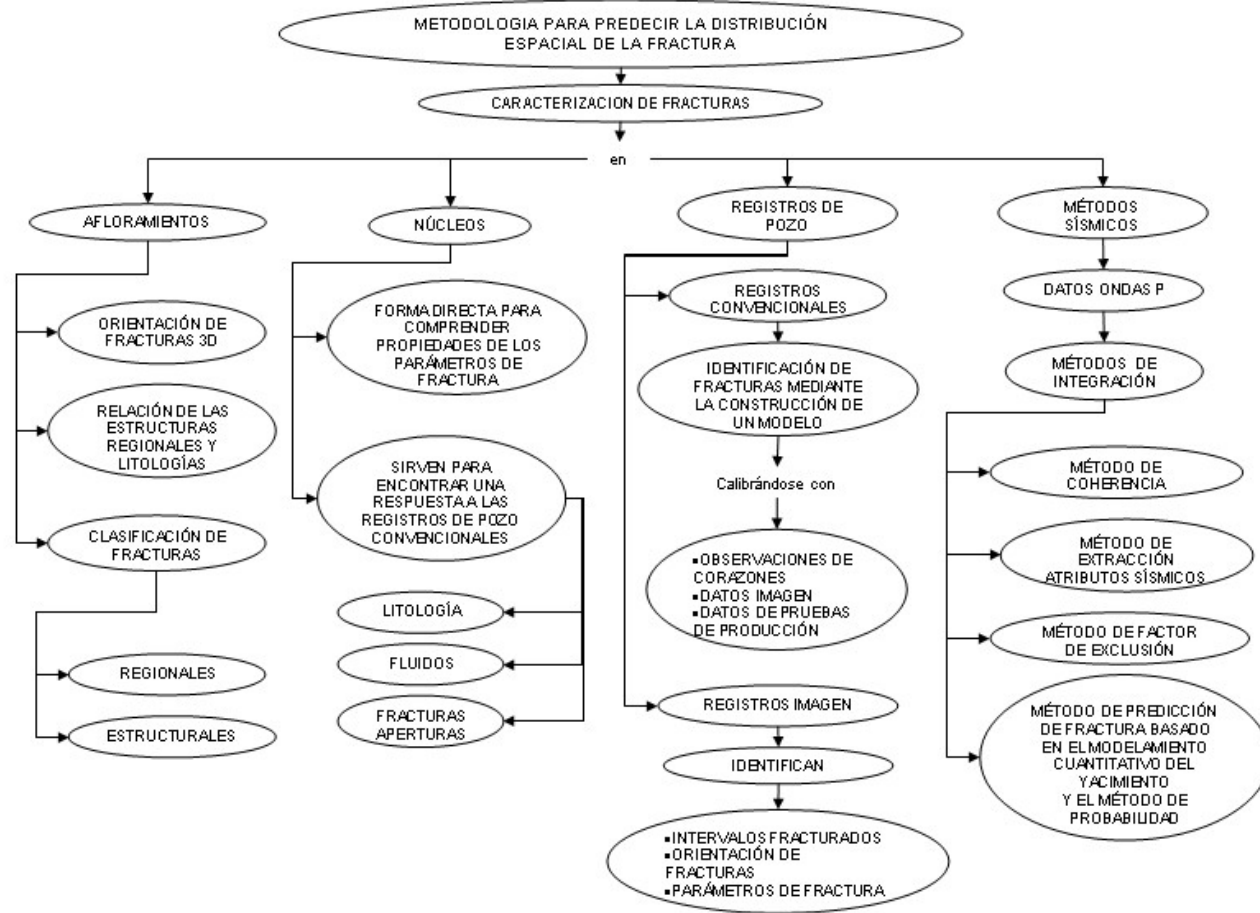
Tomado de Xinmin et al

2.3.4 Predicción de fracturas utilizando los datos de ondas-P

Una de las mejores formas de conocer la estructura geológica entre dos pozos, es la técnica de detección sísmica. Durante los últimos años se han tratado de detectar fracturas de la técnica AVO, (“amplitud versus offset”) y múltiples ondas y técnicas de componentes múltiples, pero esta investigación sigue siendo una fase experimental. Una gran variedad de datos obtenidos de las ondas-P fueron utilizados para extraer información de fracturas, definiéndose cuatro tipos de métodos integrados para su caracterización: Coherencia, extracción de atribución sísmica, factor de exclusión y el modelamiento cuantitativo del yacimiento y el método de probabilidad para predecir la distribución de la fractura.

Figura 9

Mapa conceptual de la metodología para predecir la distribución espacial de la fractura.



2.4. METODOLOGIA PARA EL DESARROLLO DE UN MODELO DE FRACTURA A PARTIR DE OBSERVACIONES DIRECTAS E INDIRECTAS PARA EL CAMPO SPRABERRY.

El desarrollo de un modelo de fractura resulta difícil en la mayoría de los yacimientos naturalmente fracturados debido a la inhabilidad de obtener muestras directas de fracturas y a los efectos del tamaño, o a las implicaciones del modelado de fracturas (Baker et al 2001).

El campo Spraberry fue descubierto en 1949, y desde entonces ha tenido una historia de producción muy extensa, el sistema de fracturas naturales del campo todavía no ha sido comprendido totalmente. Durante los últimos siete años se han integrado datos de: interferencia, trazadores, pruebas buildup, pruebas fall-off, corazones horizontales, modelamiento discreto de fractura, análisis de afloramientos, registros de fracturas, pruebas de producción y perfiles de registros para mostrar la naturaleza del sistema fracturado del campo.

En este caso la gran cantidad de datos nos permite caracterizar el yacimiento utilizando datos geológicos estáticos (núcleos, registros de fractura y afloramientos) y datos dinámicos de ingeniería (análisis de trazadores, datos de producción, datos de transiente de presión).

2.4.1. Geología

La formación geológica del campo Spraberry fue depositada durante el periodo geológico Permiano, esta compuesta de abanicos submarinos y presenta una estratigrafía compleja compuesta de areniscas, shale, siltstone y calizas. El análisis de núcleos y registros de pozos muestran que el yacimiento presenta una baja porosidad y permeabilidad de matriz. La permeabilidad de matriz esta en el orden de 0.05 md, y porosidades en el rango de 6 % a 14%. La permeabilidad efectiva del yacimiento varia de 1 a 200 md y es determinada de

pruebas buildup de presión o análisis de declinación. Se puede decir que la contribución primaria a la permeabilidad efectiva es de los sistemas de la fractura, en comparación con la matriz.

La formación esta subdividida en tres intervalos principales que incluyen una parte alta, media, y baja con profundidades promedio de 7200, 7400, y 8000 pies respectivamente. Estos intervalos principales han sido subdivididos en diferentes unidades, de las cuales solo dos en la formación Spraberry Superior hacen contribuciones significativas a la producción del yacimiento.

2.4.2. Caracterización De Fractura

El campo Spraberry puede ser caracterizado como un sistema de tres componentes. El primer componente es el mayor, en este las fracturas están conectadas; el segundo componente es una combinación de matriz y pequeñas fracturas más discontinuas con algo de microfracturamiento, y finalmente el tercer componente consta de una matriz de baja permeabilidad. El primer componente, el sistema de fracturas extensas son sensitivas a los esfuerzos y tienen una longitud mayor de 1000 pies, un segundo sistema de fracturas mas cortas, parcialmente conectadas tienen un espaciamiento ínterfractura de 2 a 4 pies aproximadamente.

El sistema de fracturas extensas y conectadas inicialmente controla el flujo en el yacimiento y determinan cuales áreas son invadidas por el fluido inyectado. El primer componente aunque es importante inicialmente, transporta una proporción relativamente pequeña (< 5%) del flujo sobre la vida productiva total del pozo.

2.4.3. Tipos De Datos E Información

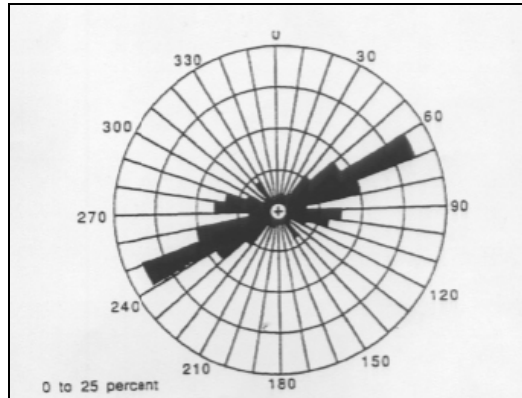
Como en la mayoría de YNF; hay limitación de datos de observación directa de fracturas para el campo Spraberry, sin embargo existe gran cantidad de información dinámica que nos suministra una guía para la construcción de un modelo de fractura representativo.

2.4.3.1. Datos de Observación Directa

- Datos de núcleos verticales: Muestran fracturas verticales, con altura de fractura de uno a cuatro pies. Frecuentemente, los núcleos verticales en el Campo Spraberry muestran orientaciones NE-SW o este-oeste. Ver Figura 10.

-

Figura 10. Azimut de Anomalías FMS de los pozos Judkins A#5 y Preston #37. Estos diagramas Rosa indican la dirección de fractura Este-Oeste.



Tomado de Baker et al

- Núcleos Horizontales: Fueron adquiridos para caracterizar mejor el sistema de fractura. Se tomo un núcleo lateral en la unidad superior del Spraberry.
- Datos de la unidad estratigráfica del pozo desviado Humble muestran que las fracturas predominan en las arenas y no en los shales. Desde la perspectiva de los esfuerzos mecánicos esto tiene sentido considerando

que los shales son mas dúctiles y las arenas son mas frágiles. El contenido de shales en algunos yacimientos puede ser un fuerte indicador de la intensidad de fracturamiento.

- Estudios de afloramientos de un yacimiento análogo nos brinda información de la longitud de la fractura, sensibilidad a los esfuerzos, y orientación de la fractura. Una comparación de tres afloramientos análogos nos muestran grandes variaciones en las características de las fracturas.

2.4.3.2 Datos hidráulicos Indirectos

- Una gran cantidad de datos de producción / Inyección están disponibles para las diferentes unidades del campo Spraberry. Estos datos muestran una variación en la orientación de fractura, el comportamiento de la inyección de agua indica una tendencia de fracturas en dirección N50E.

- Pruebas constantes de presión indican una permeabilidad efectiva para el aceite en un rango de $K_{oe} = 0.4$ a 0.9 md. Cabe destacar que la permeabilidad efectiva de la matriz, basada en análisis de corazones es menor a 0.05 md. Los datos para estas pruebas de presión fueron recolectados durante un periodo de diez años y por lo tanto representan un amplio rango de investigación.

- Las pruebas de interferencia han sido analizadas utilizando métodos de una y doble porosidad, la permeabilidad efectiva que se determino con cualquiera de los dos métodos esta en un rango de 10 md. Estas pruebas fueron desarrolladas en un área piloto de 67 acres, confirmando la presencia de permeabilidades heterogéneas de fracturas.

- Pruebas de interferencia fueron corridas en los años sesenta, variando las tasas de inyección de agua en la unidad Midkiff. Los resultados de la

prueba muestran una alta tendencia de orientación de fractura NE-SW, así como una orientación Este-Oeste y NNE-SW tiende a prevalecer.

- Pruebas de Buildup tempranas producen valores iniciales de permeabilidad efectiva altos, en un rango de 2 a 200 md cuando la presión del yacimiento esta cercana a la presión original.
- Aproximadamente diez pruebas de transiente de presión (pruebas fall-off y buildup) fueron corridas para un solo pozo. En años recientes estas pruebas han sido analizadas utilizando modelos de una sola o doble porosidad. Cada uno de los pozos evaluados han sido simulados con fracturas hidráulicas. Todas las pruebas muestran daños negativos y periodos de flujo lineal. La prueba de buildup mas reciente muestra una baja permeabilidad ($< 1\text{md}$) mientras que la prueba de fall-off genera una permeabilidad mas alta ($> 1\text{md}$), las pruebas de fall-off miden permeabilidades mas altas debido a que estas pruebas son hechas en pozos inyectores de agua con una alta presión de yacimiento.
- Un promedio del espaciamento de fractura fue derivado de los análisis de declinación y datos de imbibición del laboratorio. De estos datos podemos concluir que el espaciamento oscila en 3.1 pies. Esto concuerda muy bien con las muestras directas de los núcleos horizontales.
- Se realizaron una gran cantidad de modelos de simulación y análisis de inyección de agua para la unidad O'Daniel indicando una comunicación de trayectorias Este-Oeste y NE-SW.
- Se llevaron a cabo registros de producción PLT's en tres pozos inyectores de agua (pozos 45,47 y 48 de la unidad O'Daniel). Los resultados muestran una distribución de flujo relativamente uniforme entre las arenas de las unidades 1U y 5U.

Algunos de los datos dinámicos sugieren la presencia de un solo sistema de fracturas, compuesto de fracturas extensas. Los datos dinámicos enfatizan que la permeabilidad efectiva del yacimiento, a una distancia lejana al wellbore es mayor que la permeabilidad de la matriz. Las fracturas cortas semicontinuas aumentan la permeabilidad de la matriz y por lo tanto tiene una mayor contribución al flujo.

2.4.4 Longitud De Fractura Y Conectividad Lateral

Datos de afloramientos y datos de pruebas de interferencia/buildup nos indican que la mayoría de las fracturas son cortas y no están conectadas. La longitud de una fractura individual parece ser corta, en su estado natural, como se observa de los datos de afloramientos.

Datos de buildup en un periodo tardío reafirman el concepto de fracturas lateralmente semidesconectadas en el yacimiento. Mientras mas tardío sea el periodo las pruebas de buildup y pruebas de presión constante me dan como resultado una permeabilidad efectiva ($K_{eff} < 1$ md), siendo esta aun mas alta que la permeabilidad de la matriz observada de datos de núcleos. La mayoría de las fracturas, mas del 80% probablemente no tienen comunicación hidráulica. Una pequeña cantidad de fracturas no conectadas seguramente no tienen una gran contribución a la permeabilidad efectiva.

Por otra parte, algunos de los datos hidráulicos, como trazadores y datos de producción, apoyan la teoría de un sistema de fracturas conectado. En el estudio de pruebas de trazadores y Fall-off fue evidente que este sistema de fracturas se encuentran en una dirección (N50E) y lejos de una dirección (N30E y N70E).

La longitud de este sistema de fracturas es mas larga cuando se inyecta el agua, sin embargo se cree que las fracturas se cierran un poco durante la

despresurización del yacimiento. El sistema de fracturas es sensible a los esfuerzos. Las tasas de inyección de agua y presiones moderadas dificultan fácilmente estos sistemas, esta observación se hace en base a la comparación de los resultados de las pruebas de Fall-off (permeabilidad y longitud de fractura) con resultados de pruebas buildup. Las longitudes y permeabilidades calculadas de las pruebas de Fall-off son mucho más grandes.

Comparando los resultados de las tres pruebas de interferencia, las pruebas de trazadores de agua salada y las pruebas de trazadores entre los pozos me dan la posibilidad de conocer los sistemas de fracturas naturales extensos. Pruebas de interferencia en la unidad Midkiff revelan una tendencia de permeabilidad en dirección NE-SW como también Este-Oeste. Pruebas de trazadores en la unidad O'Daniel confirman las tres tendencias de orientación NNE-SSW, NE-SE y Este-Oeste (asegurando una vez más la heterogeneidad del yacimiento). Todas las medidas de presión y trazadores confirman la orientación de fractura que se observa en los datos de núcleos.

2.4.5. Porosidad, Apertura Y Volumen De Fractura

El volumen del sistema de fracturas varía de 1 a 1000 Bls o 25-50 bls/acre. Estos volúmenes están principalmente basados en las pruebas de trazadores de la unidad Midkiff y en la respuesta del avance del agua, las cuales nos proporcionan una porosidad de fractura de 0.04 a 0.08 %. Se espera que la medida de apertura de las fracturas sea grande debido a que el sistema de fracturas es sensible a los esfuerzos. La medida de apertura en un núcleo que no ha sufrido esfuerzos tiene un promedio de 50 micrones, y va de un rango de 10 a 320 micrones.

2.4.6. Altura De La Fractura

La altura de las fracturas es limitada (1 a 4 pies) según lo observado en núcleos verticales. Sin embargo la cantidad de núcleos verticales también es

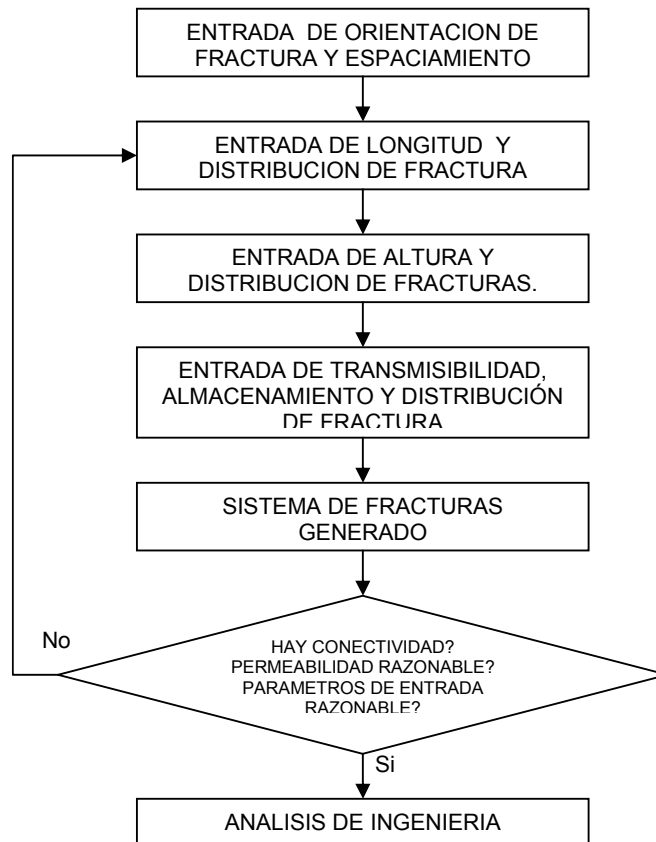
escasa por lo tanto las muestras totales también son pequeñas. Datos de registros de inyección o pozos inyectoros de agua muestran una distribución relativamente uniforme de flujo entre las arenas 1U y 5U. Los perfiles tomados hasta la fecha no demuestran que hay una sola fractura tomando una alta proporción del flujo, sin embargo a pesar de que las fracturas naturales terminan en un límite de shales, los registros de temperatura sugieren que es probable el fracturamiento lejos de la zona productora. El registro muestra bajas temperaturas sobre el intervalo de perforación confirmando la presencia de un enfriamiento debido a la inyección de agua. El agua migro probablemente a esta posición a través de las fracturas propagándose fuera de la zona.

2.4.7. Modelamiento De Un Sistema Discreto De Fractura (Dfn)

Un modelo discreto del sistema de fractura (DFN) se desarrollo para la unidad O'Daniel utilizando un software comercial. Este modelo se implemento para mejorar la comprensión del sistema de fractura del campo Spraberry y para optimizar la integración de los resultados obtenidos de varias fuentes, tales como núcleos, registros, afloramientos, pruebas de trazadores, datos de transiente de presión y pruebas de interferencia multi-pozos.

El modelo DFN desarrollado en este estudio esta basado en datos de estudios de afloramientos y datos de núcleos. Los pasos que se tomaron en cuenta para el desarrollo del modelo de fractura se observan en la figura 11

Figura 11. Pasos que se tomaron en cuenta en el desarrollo de un modelo DFN



Tomado de Baker et al.

El modelamiento asume una permeabilidad, una relación de anisotropía y una combinación de parámetros de fractura que concuerdan con estas suposiciones. Se realizan diferentes sensibilidades utilizando diversas aperturas de fractura y una longitud promedio de fractura.

Asumiendo que la medida de espaciamento de fractura y orientación son correctas, se pueden realizar las siguientes observaciones del modelamiento DFN:

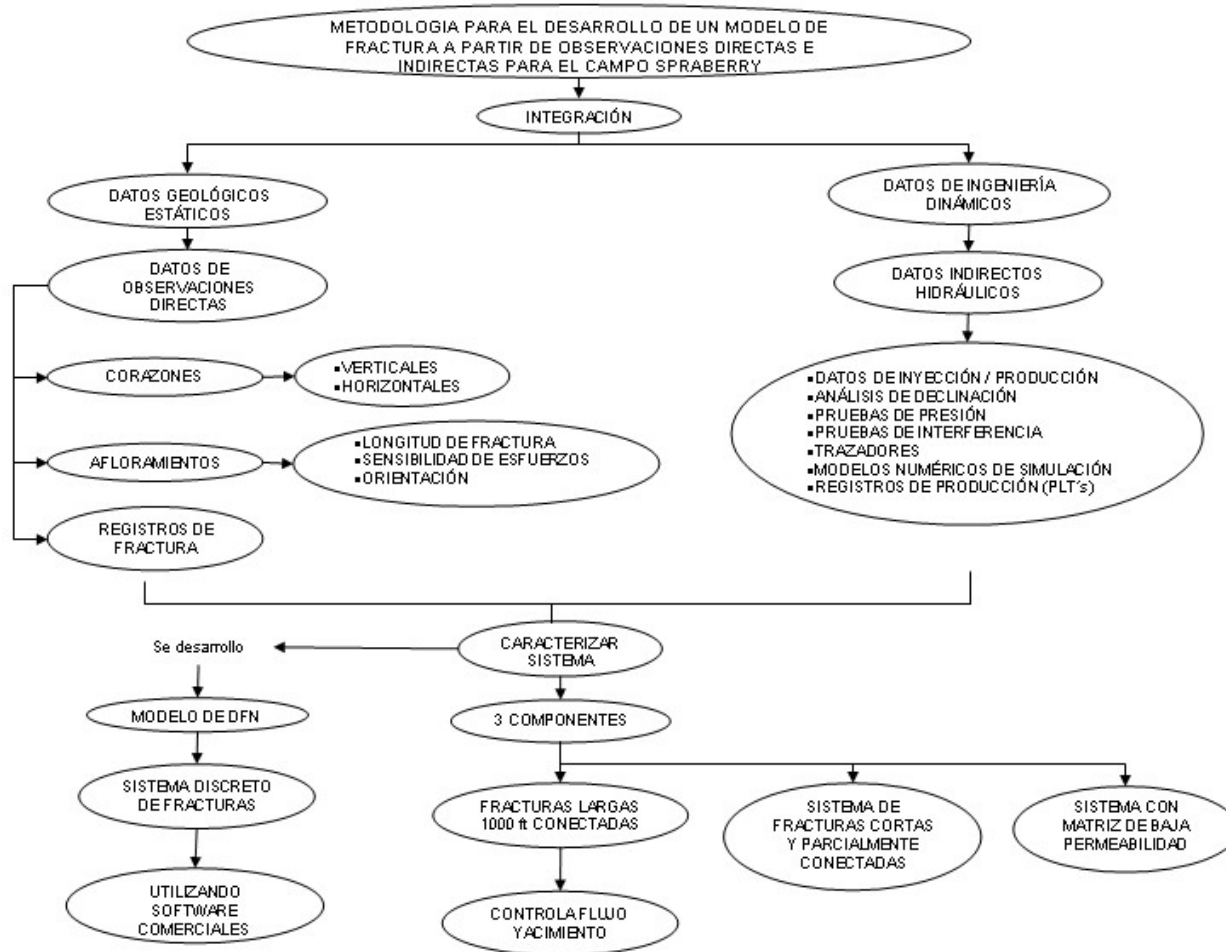
- La longitud de fractura tiene un impacto significativo en la permeabilidad efectiva de la fractura.
- La longitud de fractura debe ser mayor de 10 pies (pues no hay conectividad con fracturas más pequeñas).
- La altura de la fractura tiene un impacto moderado en la permeabilidad horizontal, por lo menos cuando la conectividad y la longitud de las fracturas son bajas.
- La altura de la fractura tiene gran incidencia sobre la permeabilidad vertical.
- La altura de fractura varia de 2 – 5 pies (Las fracturas no se extienden sobre el espesor neto productor).
- Con fracturas largas o moderadas (aprox. 100 pies). La apertura de fractura (o transmisibilidad) es un fuerte control de la permeabilidad.

2.4.8. Mecanica Del Flujo De Fractura

Una respuesta hidráulica en corto tiempo es fácilmente dominada por un tamaño de fracturas grandes. Para estos pozos, las fracturas con una alta conectividad lateral controlan la dirección de flujo, la presión y la tasa de respuesta (entrada de agua o respuesta de presión de pulso). Sin embargo el factor de recobro de la inyección de agua y la producción son controlados por el espaciamiento promedio de fractura ya sea de fracturas cortas o largas.

Los sistemas de fracturas largos establecen que donde el agua es inicialmente distribuida (barrido volumétrico inicial) pero con el tiempo, el incremento de los volúmenes de agua inyectada, muchos de los sistemas de fracturas pequeñas y discontinuas son invadidas por agua. Al tiempo que la tasa de imbibición, el espaciamiento de fractura y la permeabilidad de matriz controlan la respuesta de la producción de la inyección de agua.

Figura 12. Mapa Conceptual de la metodología para el desarrollo de un modelo de fractura a partir de observaciones directas e indirectas para el campo Spraberry.



3 .METODOLOGIA PARA LA CARACTERIZACION ESTATICA DE FRACTURAS EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO

Tomando como base las metodologías implementadas mundialmente sobre la caracterización de fracturas mencionadas en el capítulo anterior, se describe una metodología que fue diseñada por el *Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH)* la cual integra todas las fuentes de información como: núcleos, registros convencionales y registros imagen; utilizadas para caracterizar muy bien cada uno de los parámetros que se requieren para un análisis detallado de fracturas. El contenido de este capítulo tiene como finalidad presentar una herramienta desarrollada que muestra de una forma didáctica los pasos que se deben tener en cuenta en el momento de caracterizar un sistema fracturado. Su uso me permite diferenciar entre familias de fracturas, tipos de esfuerzos que las generan, morfología de la pared, tipo de relleno, conductividad, orientación e intensidad de fracturamiento permitiendo la optimización de la caracterización de YNF con el fin de aumentar el factor de recobro.

3.1 DESCRIPCION DE LA HERRAMIENTA

La herramienta utilizada para visualizar la metodología de caracterización de fracturas fue elaborada en Macromedia Dreamweaver MX2004 el cual es el editor de desarrollo mas utilizado a nivel profesional para la creación de sitios Web y contiene ciertas animaciones en Macromedia Flash MX 2004 que hacen mas vistosa y didáctica la herramienta. La finalidad de describir la metodología a través de esta herramienta se debe a la necesidad de mostrar de una forma sencilla y en un entorno visual agradable una descripción integrada de las fracturas en los YNF. Debido a su desarrollo integrado en modalidad de paginas WEB se permite su futura integración en la red de INTERNET, para así ser accedida por cualquier usuario a nivel mundial, claro esta dependiendo de los privilegios y permisos de

seguridad estructurados por el Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos a sus futuros usuarios. Ver figura 13 y 14.

Figura 13. Presentación Inicial de la Herramienta



Figura 14. Pagina principal de la herramienta con acceso a cada modulo de la metodología.

YNF

METODOLOGIA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE FRACTURAS EN UN YNF

Universidad Industrial de Santander

Inicio Recuento Evolución Geologica Caracterización de Fracturas Anterior Siguiente

Esta herramienta se encuentra estructurada en diferentes módulos que integran toda la información disponible para la caracterización de fracturas estáticas en yacimientos naturalmente fracturados. En el menú de la izquierda se encuentra cada uno de los tópicos necesarios para realizar una buena caracterización. A continuación se presenta una breve descripción de cada uno de estos tópicos

METODOLOGÍA IMPLEMENTADAS MUNDIALMENTE

Este modulo nos da una idea general de las diversas metodologías que se han implementado mundialmente en la caracterización de fracturas de autores como: Richard Baker, Roberto Aguilera ,etc.

CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE FRACTURAS EN UN YNF

Hacemos una breve descripción de la metodología que implementamos, los pasos a seguir y además se muestra un mapa del sitio donde se observa de forma esquematizada toda la metodología llevada a cabo.

ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN GEOLÓGICA DE LA ZONA DE ESTUDIO

En este modulo mostramos la importancia de entender el origen geológico del sistema fracturado desde el punto de vista de los eventos tectónicos, se realiza una clasificación de las fracturas de acuerdo a su origen geológico.

DESARROLLO DE UN SISTEMA NATURAL DE FRACTURA.

Es importante conocer las características físicas de las rocas para entender el comportamiento de estas frente a los procesos deformativos. Se enumeran los

Metodologías Implementadas Mundialmente

Caracterización Estática de Fracturas en un YNF

Análisis de la Evolución Geologica

Desarrollo de un Sistema Natural de Fracturas

Fracturas

Caracterización, Análisis de

Este programa se encuentra estructurado en diferentes módulos o tópicos que reúnen toda la información disponible para la caracterización estática de fracturas en YNF. Contiene un menú que esta situado a la izquierda de la pantalla donde se localizan cada uno de los tópicos o pasos importantes en el desarrollo de la metodología, el usuario al dar clic sobre los elementos del menú visualizara el contenido de cada modulo Ver Figura 15.

Figura 15. Menú de acceso a los módulos que estructuran la metodología.



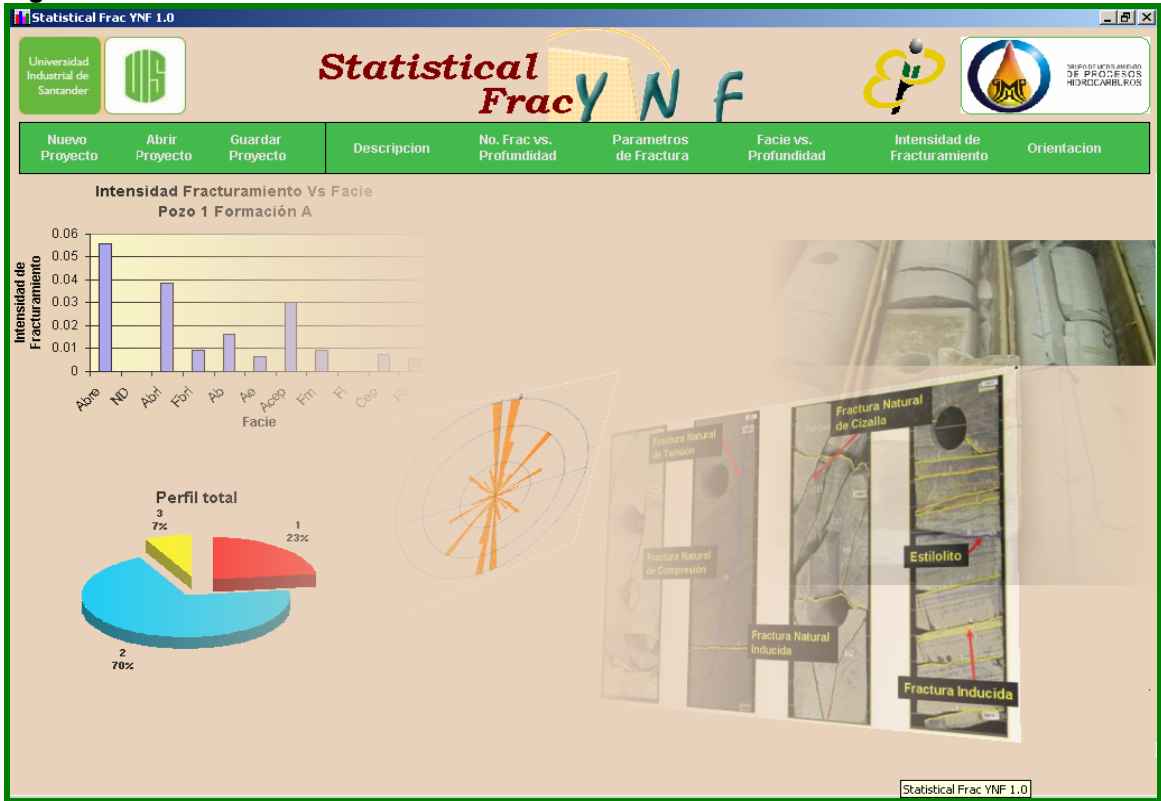
La herramienta cuenta con un menú ubicado en la parte superior que permite al usuario tener un acceso adicional a diferentes opciones de la herramienta. Los botones “siguiente” y ”anterior” permiten el desplazamiento de las diferentes paginas que componen la estructura interna de cada modulo. También se presentan otros botones de acceso rápido a la pagina de inicio, al modulo de análisis de la evolución geológica, y al de caracterización de fracturas Ver figura 16.

Figura 16. Menú Superior de la herramienta.



La herramienta cuenta con un mapa conceptual que integra todos los elementos que estructuran la metodología de caracterización de fracturas de forma general, permitiendo el acceso directo a cada uno de los módulos o tópicos a través de una

Figura 18. Software Statistical Frac YNF



3.2 ESTRUCTURA DE LA METODOLOGIA

Como se menciona anteriormente la metodología consta de diferentes pasos fundamentales que están consignados y explicados detalladamente en la herramienta en diversos módulos, estos pasos me describen las fuentes de información utilizadas por el Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos para caracterizar fracturas.

3.2.1. Metodologías Implementadas Mundialmente

Este modulo muestra una idea general de las diversas metodologías que se han implementado mundialmente en la caracterización de fracturas de autores como Roberto Aguilera, Richard O.Baker, Xinmin Song y que fueron aplicadas a importantes campos del mundo como Weyburn, Spraberry, y Waterton.

El propósito es obtener una idea global del trabajo que se ha realizado a nivel mundial en lo referente a la caracterización de fracturas para tomarlo como una base en la metodología creada y darle al usuario una visión integral de los estudios importantes que se han realizado. Se hace una breve descripción de las fuentes de información en cada una de las técnicas descritas tales como afloramientos, corazones, registros de pozo, datos de producción, pruebas de presión, etc. Esto se realiza con el objetivo de tener en cuenta la información que proporciona cada fuente.

Para mayor entendimiento se realizo un esquema general o mapa conceptual de las metodologías implementadas mundialmente que se encuentra en este modulo. Ver figura 19.

Figura 19. Esquema general de las metodologías implementadas mundialmente.



3.2.2 Caracterización Estática de Fracturas en un YNF. Metodología implementada

Partiendo del conocimiento de los estudios realizados mundialmente en materia de caracterización de fracturas, se procede a describir la metodología creada por el Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos integrando diversas fuentes de información como: núcleos, registros convencionales y registros imagen.

3.2.3. Análisis de la Evolución Geológica de la zona de estudio

Para el análisis de los sistemas fracturados, uno de los factores importantes es entender su origen y evolución desde el punto de vista de los mecanismos de formación (eventos tectónicos locales y regionales); así como la respuesta de las unidades rocosas frente a dicha deformación.

- Inicialmente se realiza un breve recuento de la evolución geológica de la zona de estudio, haciendo una recopilación y análisis de los trabajos de investigación.
- Con esta información se pretende relacionar las características particulares del sistema fracturado analizado del campo y entender los diferentes procesos deformativos a los cuales han estado expuestas las formaciones.

Para entender el origen y evolución del sistema fracturado del Campo, es necesario conocer la historia geológica y en especial los eventos tectónicos regionales que generaron las deformaciones más importantes sobre las cuencas afectadas por dichos procesos. Los eventos deformativos regionales están directamente relacionados con las márgenes activas y en especial con la colisión de placas.

Se puede realizar una clasificación de fracturas a partir del origen geológico que las generó: Fracturas tectónicas, Fracturas regionales, Fracturas diagenéticas, Fracturas relacionadas a la superficie y Fracturas asociadas a estilolitos.

Como una información adicional a las fracturas tectónicas se refuerza el concepto de los mecanismos de deformación de las rocas tales como pliegues y fallas.

3.2.4. Desarrollo de un Sistema Natural de Fracturas.

Los Sistemas Fracturados son respuesta a la intensa deformación evidenciada por plegamiento, fallamiento y acortamiento cortical; que conlleva a una deformación de las rocas bajo ambientes frágiles y dúctiles. Sin embargo, la intensidad de deformación de los cuerpos rocosos no sólo está relacionada con los eventos tectónicos regionales si no también con las características físicas de las rocas y la respuesta que éstas presentan frente ha determinado estado de deformación.

Este factor está directamente relacionado con la composición de los materiales que constituyen las unidades rocosas (Tipo de Minerales, Matriz, Cemento, Porosidad, Saturación de Agua, etc.) y en respuesta a ello, se presentan diferentes tipos de deformaciones. Por esto; es muy importante conocer las características faciales de cada formación de interés dentro del campo con el fin de entender el comportamiento de éstas frente a los eventos deformativos regionales sucedidos a lo largo de la evolución tectónica de la cuenca.

El Desarrollo De Un Sistema Natural De Fracturas Esta Controlado Por:

Litofacies y texturas rocosas: Estos parámetros controlan la porosidad inicial, incidiendo la textura más en el tipo de porosidad que en la cantidad total de la misma.

Disolución mineral (porosidad secundaria): Siendo esta más común en Calizas donde agentes externos que generalmente son líquidos (aguas mineralizadas o con aportes alóctonos) disuelven la roca a su paso por esta. Esta se desarrolla casi siempre durante la diagénesis temprana cuando en los sedimentos originales se han depositado minerales sensibles a la disolución como por ejemplo carbonatos.

Precipitación Mineral (cementación y remplazamiento): La cementación tiene lugar cuando se unen las partículas por los materiales precipitados procedentes de la circulación de fluidos. Aunque la cementación reduce la porosidad de fracturas, cuando la matriz esta aportando una mayor cantidad de hidrocarburo no debería disminuirse la porosidad general del reservorio. Sin embargo, en yacimientos donde el aporte de la fractura es mayor este parámetro puede llegar a influir negativamente en la producción cuando la cementación ocurre entre las superficies de esta y la matriz, disminuyendo también la permeabilidad.

Compactación: Se llama compactación a la disminución de volumen de una masa de materiales no consolidados debido a la compresión. Esta consolidación suele ser resultado del estrechamiento de los poros y la pérdida de agua intersticial de los sedimentos, debido al incremento del peso de los depósitos suprayacentes. La compactación reduce la porosidad primaria conforme aumenta la profundidad. Sin embargo, a medida que avanza el proceso de disolución de los granos, tiene lugar la creación de porosidad secundaria: Puede generar porosidad secundaria y/o modificar la porosidad primaria al presentarse fenómenos como la disolución por presión u otro tipo de interacciones roca-fluido. A su vez otros parámetros que pueden influir son: la apertura, el revestimiento de cemento, la morfología de la fractura, la longitud de la misma, el grado de conectividad entre fracturas, los esfuerzos normales al plano de fractura, el espaciamiento entre sets de fracturas la orientación y la distribución espacial.

3.2.5. Fracturas

En esta sección se afianzan los conceptos de fracturas y el papel importante que estas desempeñan en un YNF, siendo necesario realizar una caracterización detallada de las mismas siguiendo parámetros importantes como: Orientación, Apertura, Longitud, Perfil, Morfología, etc., y de esta manera definir las tendencias de cada uno de estos parámetros en las fracturas, estimando orientaciones aparentes y diagramas en porcentaje de las diferentes características del intervalo fracturado. Las fracturas a nivel de yacimiento se pueden dividir en dos tipos de acuerdo con su tamaño: macrofracturas y microfracturas; para la determinación de cada uno de sus atributos es necesario realizarles pruebas de laboratorio a diferentes escalas, incluyendo petrología, microfluorescencia, catodoluminiscencia de microscopía electrónica, petrofísicos básicos y caracterización macroscópica.

Esta metodología de caracterización integrada demuestra que la descripción de micro y macrofracturas, permite una descripción más real del sistema fracturado de un yacimiento y la generación de un modelo estático confiable para ser utilizado en la simulación de yacimientos.

3.2.6 Caracterización a partir de análisis de núcleos y afloramientos

Los afloramientos son fuentes muy importantes de información; experimentalmente al ver un afloramiento con muchas fracturas se ha encontrado de que estas no tienen ningún orden y son aleatorias; cuando los profesionales miden las fracturas, las orientaciones y los espaciamientos entre fracturas descubren que lo que a primera vista parece aleatorio en realidad tiene un orden. Los análisis de núcleos permiten describir características de las fracturas como buzamiento, longitud, tipo de mineralización, densidad, morfología, etc. Un núcleo orientado puede proveer información relacionada con la orientación y la inclinación de la fractura. El éxito en el estudio del núcleo comienza con una planeación apropiada.

3.2.7 Caracterización de macrofracturas a partir de la descripción de corazones

Si están presentes, las macrofracturas pueden aportar importante información como: Orientación, historia de cementación, presencia de hidrocarburos y tamaño mínimo de fractura abierta. La caracterización de macrofracturas se enfocó en la descripción detallada de los diferentes parámetros que permiten establecer en detalle las características y variaciones que presenta cada fractura, puntualizando el número de ellas en cada pie de núcleo descrito, o en una localidad tipo afloramiento. A continuación se presenta la metodología propuesta por (Herrera 2005) que se debe aplicar al describir las macrofracturas en corazones.

3.2.7.1 Descripción de Corazones

- Se realiza una descripción de las propiedades sedimentológicas, estratigráficas y de fracturamiento presentes en los corazones de una manera detallada levantando la información pie a pie.
- Esta información se plasma en una escala de 1:10. La totalidad de información presente en núcleos de perforación consta de información sedimentológica y estratigráfica de las facies establecidas para los núcleos e información detallada de las fracturas encontradas en los mismos.

Descripción Sedimentológica de los Corazones

En esta descripción se tiene en cuenta la litología, tamaño de grano de las partículas que conforman la roca y la presencia de estructuras sedimentarias físicas y orgánicas. Con toda esta información se identifica el tipo de facies a la cual pertenecía la roca y el posible ambiente de depositación; estos datos son consignados en un formato previamente diseñado (Figura 20), en el cual se trata de unificar conceptos, terminología y nomenclatura empleada.

Descripción de las características más importantes de las macrofracturas

En esta parte se tiene en cuenta la disposición, tipo y características generales de las diferentes fracturas, esto con el fin de clasificarlas y darles un grado de importancia a la hora de hacer la relación de dichas fracturas con el flujo de fluidos y con el carácter naturalmente fracturado del yacimiento.

Las fracturas son analizadas directamente sobre los corazones y se dibujan sobre un papel transparente colocado encima de las fotografías de los núcleos. Se unifican los colores, la nomenclatura y numeración dada a las fracturas.

En el siguiente formato se muestra la descripción de fracturas utilizada en el estudio (Figura 21).

En las tablas 4 y 5 se mencionan la nomenclatura dada para la descripción de fracturas en los núcleos.

Figura 21. Formato para la descripción de Fracturas

Pozo:		Formacion:						Analizó:				Escala: 1:10				
Prof.(ft)	Fract	Tipo de Fract	Nº de Fract	Intensidad de Fract	Tipo de esfuerzo	Apertura y relleno	Long	Apertura en mm	Perfil de la Fract	Morf de la Pared	Aptitud de la Fract	zona	Facie	Petrof	Impreg	Observaciones

Tomado de Herrera 2005.

Tabla 4 Nomenclatura para la descripción de las fracturas

Tipo de Fractura	1. Natural
	2. Inducida
	3. Natural-Inducida
	4. Estilolitos
Tipo de Esfuerzos	1. Tensión
	2. Compresión
	3. Cizalla
Apertura y Relleno	1. Abierta
	2. Cerrada
	3. Rellena
	4. Parcialmente Rellena
	5. Parcialmente Abierta
	6. Puentes Cristalinos
Medida de Apertura	1. Mayor a 10mm
	2. Entre 5mm y 10mm
	3. Entre 4mm y 5mm
	4. Entre 3mm y 4mm
	5. Entre 2mm y 3mm
	6. Entre 1mm y 2mm
	7. Inferior a 1mm
	8. No observable
Medida de Longitud	1. Mayores a 50cm
	2. Entre 50 y 25 cm.
	3. Entre 25 y 10cm
	4. Entre 10 y 5 cm
	5. Menores de 5cm
Perfil de la fractura	1. Recto
	2. Sinuoso
	3. Dentado
Morfología de la Pared	1. Uniforme
	2. Rugosa
	3. Estriada
	4. No observable

Tomado de GMPH.

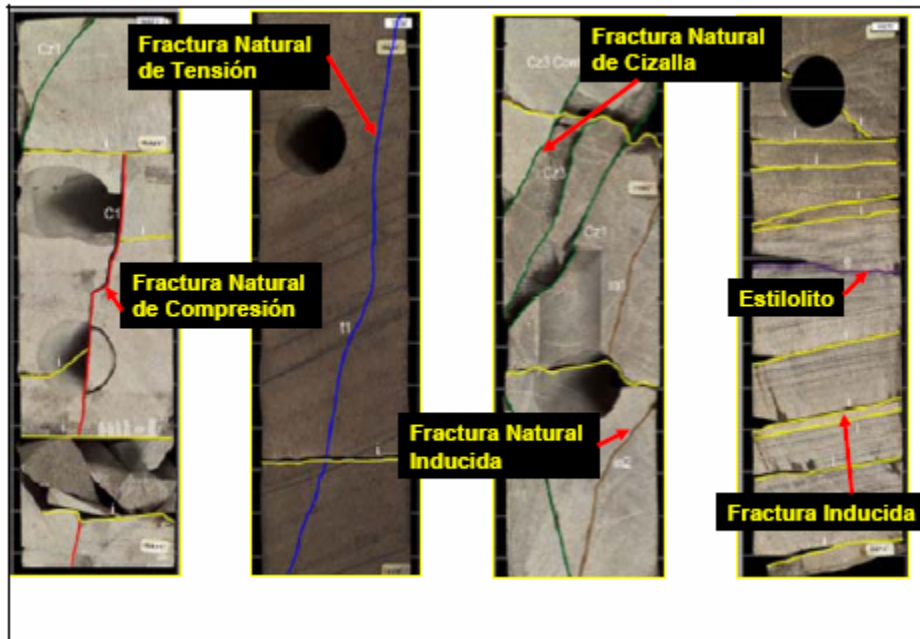
Tabla 5 Nomenclatura y colores para la caracterización de fracturas

NOMENCLATURA		
Tensión	Azul	t
Compresión	Rojo	c
Cizalla	Verde	cz
Estilolito	Morado	e
Inducida	Amarillo	i
Naturalmente Inducida	Marron	in

Tomado de GMPH

En la figura 22 se observa la manera como se representaron las fracturas sobre las fotografías de cada intervalo corazonado.

Figura 22. Fotografía de Núcleos donde se identifican los diferentes tipos de fracturas.



Tomado de GMPH.

3.2.8 Caracterización de Parámetros de Macrofracturas

➤ Descripción de los Parámetros más influyentes en las Macrofracturas:

Los parámetros que se tienen en cuenta para caracterizar las fracturas fueron recopilados de las diferentes fuentes bibliográficas, y ellos a su vez se pueden

visualizar a través de un pequeño mapa conceptual que se esquematiza en este modulo.

Profundidad:

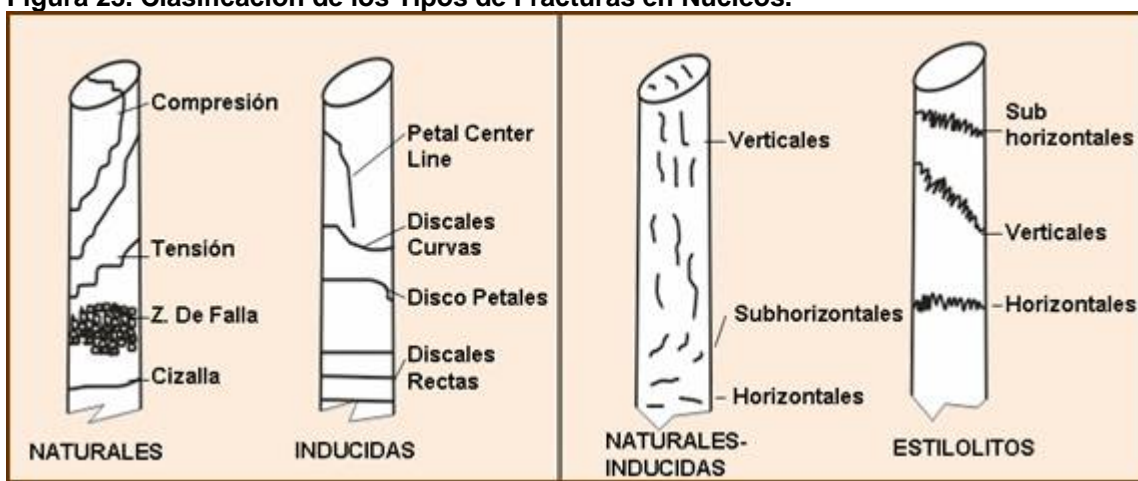
Este parámetro hace referencia a la profundidad en pies del núcleo descrito. En la figura 21 de descripción de fracturas se encuentran 4 divisiones (filas) las cuales representan un pie del núcleo.

Tipo de Fractura

En este parámetro se determinaron principalmente 4 clases de fracturas diferenciables entre sí de acuerdo a su diagénesis (figura 23):

- Las fracturas naturales (1) que son formadas netamente por efectos mecánicos
- Las fracturas inducidas (2) formadas por el proceso de corazonamiento
- Las fracturas naturalmente inducidas (3) que por efectos de corazonamiento intensifican el fracturamiento que presentaba la roca antes de su extracción
- Los estilolitos (4) que son fracturas formadas por efectos mecánicos con una componente química.

Figura 23. Clasificación de los Tipos de Fracturas en Núcleos.



Basado en Kulander, 1990.

Número de Fracturas

En esta celda se puntualiza el número de fracturas en un pie de núcleo descrito. Se tienen en cuenta todos los tipos de fracturas encontradas en el pie de núcleo.

Número de Fracturas Naturales (Intensidad de Fracturamiento)

Metodología para la intensidad de fracturamiento

El cálculo de la intensidad de fracturamiento esta relacionado con la caracterización pie a pie de fracturas en corazones.

- Se realiza un inventario de la información disponible, en lo que respecta a pozos corazonados.

La toma de datos se realizó de acuerdo a una metodología de caracterización establecida previamente por el grupo de geólogos.

Tabla 6. Inventario de los pozos corazonados en el campo de estudio.

Pozo	Cores	Pies Netos	Cajas

Tomado de GMPH.

Tabla 7. Topes y Bases de las Formaciones de los pozos corazonados del campo de estudio.

Pozo	Formación	Tope(ft)	Base (ft)	Espesor(ft)

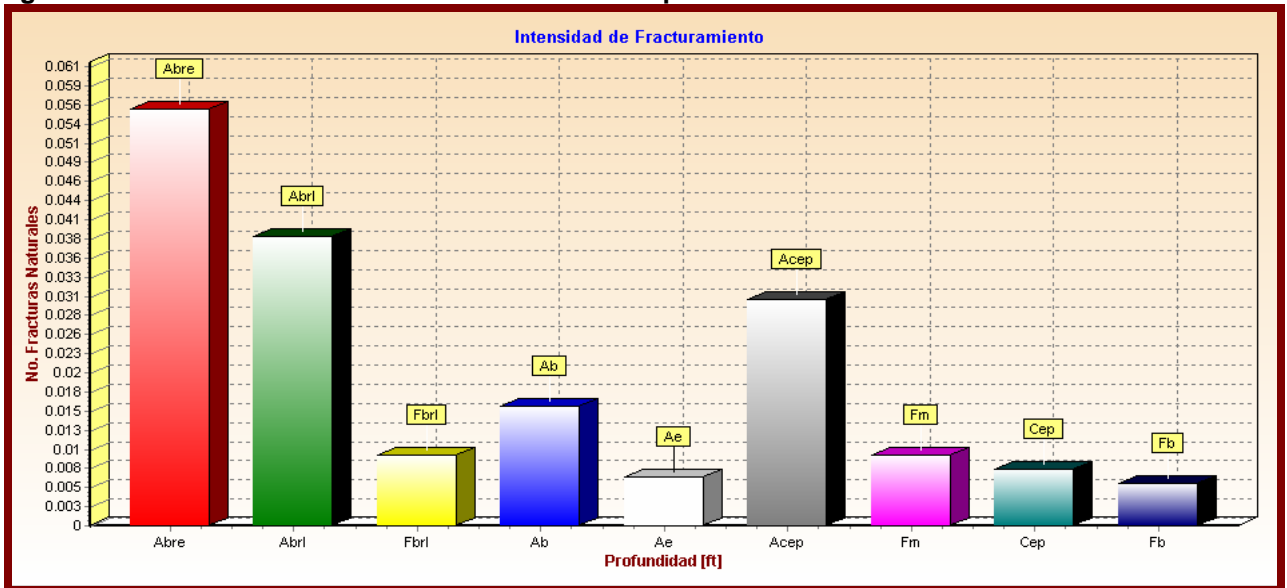
Tomado de GMPH.

- Se analizan las facies presentes en las diferentes formaciones del yacimiento para el número de pozos corazonados en el campo de estudio.
- Se registra pie a pie para cada pozo corazonado la información de caracterización de fracturas para cada formación.

Esta caracterización permite realizar un análisis sobre la intensidad de fracturamiento presente para cada fase.

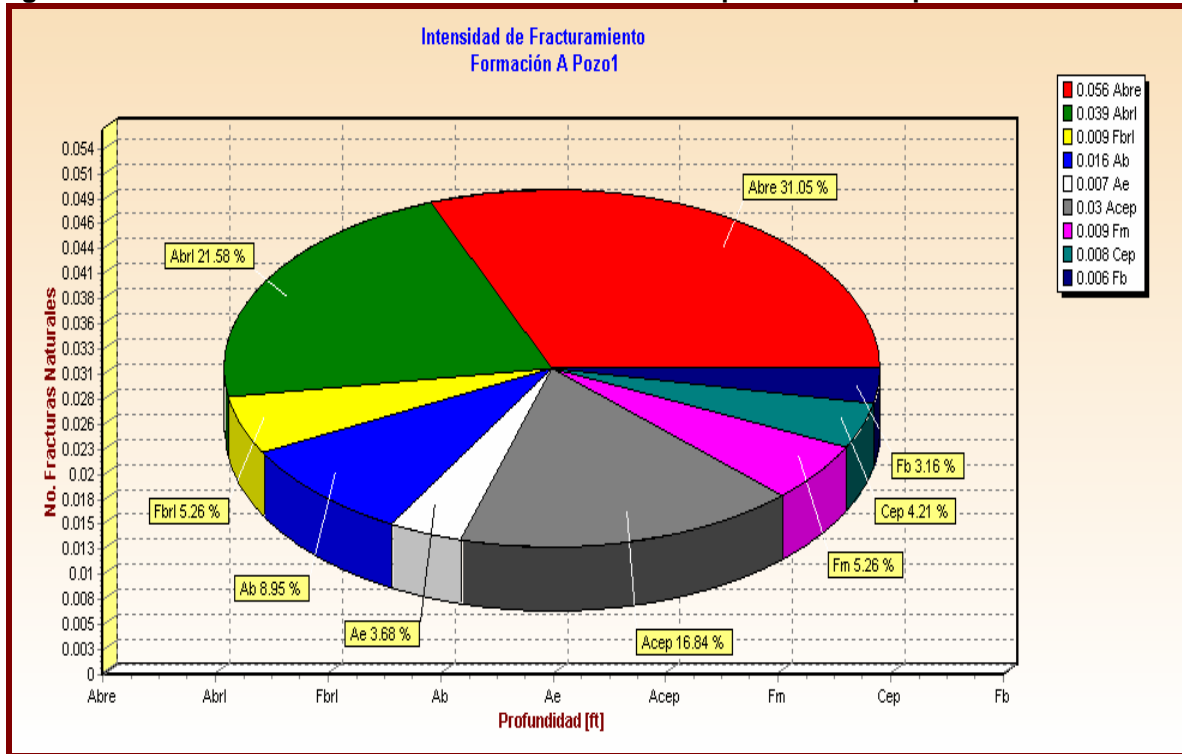
- La intensidad de fracturamiento (IF) es calculada como el cociente entre el conteo de fracturas y el espesor de cada facie correspondiente.
- Para analizar la IF vs. Facies para cada formación de los pozos corazonados del campo de estudio se visualiza los resultados de la siguiente manera.
- Mediante diagramas de barras (figura 24) se puede analizar para determinada formación de un pozo, la variación de la intensidad de fracturamiento por cada facie representativa. Las Facies representativas son aquellas que permiten la acumulación de hidrocarburos, más específicamente las areniscas.

Figura 24. IF vs. Facies Pozo1. Formación A.del Campo de estudio



Los diagramas de torta presentan la intensidad de Fracturamiento de cada facie con respecto al total. (Figura 25)

Figura 25 Intensidad de Fracturamiento Formación A del pozo1. del campo de estudio.



Con la información que representa estos diagramas se puede concluir que tipo de facies es la que presenta mayor intensidad de fracturamiento.

Adicionalmente se debe anexar una gráfica de la posición del pozo dentro de la estructura para analizar la variación de la IF con respecto a la posición estructural.

- Una vez se obtiene la intensidad de fracturamiento se procede a realizar correlaciones con los registros de pozo para determinar relaciones entre IF y las propiedades petrofísicas del sistema fracturado, composición de la roca, posición estructural entre otras. La correlación entre intensidad de Fracturas y Facies permitirá obtener una relación directa del aporte de fluidos, mediante el uso

integrado de información geológica, petrofísica, datos de producción y pruebas de presión.

Tipo de Esfuerzo

Se identificó el tipo de esfuerzo que generó la fractura de acuerdo a la observación en el núcleo. Esta discriminación es exclusiva para las fracturas naturales, así: Tensión (1); Compresión (2) y Cizalla. (3).

Este parámetro tiene en cuenta la generación de fracturas naturales a partir del esfuerzo aplicado a la roca ya sea de tipo regional o local.

Apertura y Relleno

Se identifica como es el espacio existente entre las caras de la fractura. Se determina si es: Abierta (1);Cerrada (2); Rellena (3) ;Parcialmente Rellena (4) Parcialmente abierta (5) y Puente Cristalino (6).

En el ítem (4) de esta celda sólo se puntualiza si la fractura esta parcialmente rellena independiente del tipo de relleno. El tipo de relleno se caracteriza y se describe en la casilla de observaciones. En el ítem (6) de esta celda sólo se indica si existe puente cristalino. Este puente se caracteriza en la casilla de observaciones donde se describen el tipo de puente (mineral).

Longitud

En esta casilla se asigna la medida de longitud de la fractura que se observa en el núcleo. Esta medida se da en cm y se identifica de la siguiente manera: fracturas mayores a 50cm (1); fracturas entre 50 y 25 cm (2); fracturas entre 25 y 10 cm (3) Fracturas entre 10 y 5 cm (4) y fracturas menores de 5 cm (5).

Medida de Apertura

En esta casilla se designa la medida de apertura para las fracturas, tomada en milímetros con el objetivo de ser más exactos en la medición.

Perfil de la Fractura

En esta casilla se caracteriza la forma del perfil de la fractura asignándoles los siguientes identificadores: Recto (1); Sinuoso (2) y Dentado (3).

Morfología de la Pared

Un factor importante que determina la porosidad de fractura y la permeabilidad es la morfología de los planos de fractura. Esta morfología puede ser observada en los núcleos y afloramientos e inferirse de algunos registros de pozo. Se determinan de acuerdo a los siguientes identificadores: Uniforme (1); Rugosa (2) Estriada (3) y No Observable (4). Los perfiles y morfologías de las fracturas son importantes ya que estos parámetros están básicamente referidos a la forma física de la fractura tanto de perfil como sobre su superficie. Dichos parámetros se hacen importantes a la hora de mirar la cantidad y velocidad de flujo, al ver que las fracturas en su mayoría no son planos uniformes. Al observar al detalle, los planos en su mayoría son rugosos y tienen un perfil sinuoso lo que dificulta que el flujo sea el mismo a lo largo de la fractura y hace aún más complejo el cálculo de estos valores.

Aptitud de la Fractura

Es muy importante darle una orientación a las fracturas presentes en el núcleo; debido a que ella permite establecer la dirección preferencial de los diferentes patrones de fracturas que actúan y tienen implicación en el comportamiento y

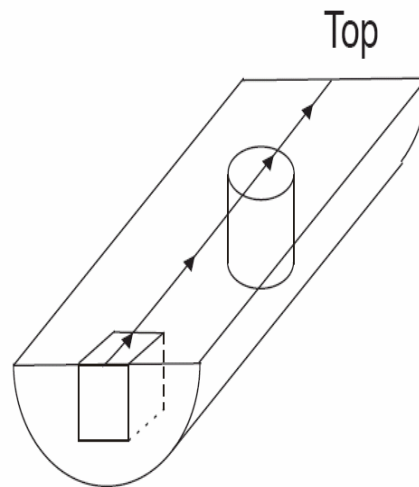
desarrollo del campo. Siendo la aptitud, la dirección del plano de fractura respecto al norte geográfico con una inclinación respecto a un plano horizontal. Esta medida esta dada en azimut.

Para la orientación de fracturas se utilizó el paleomagnetismo como un método alternativo para establecer las direcciones preferenciales de los sistemas fracturados que influyen en el comportamiento del yacimiento.

Metodología de muestreo para Orientación Paleomagnética de núcleos:

- El primer paso en la orientación de núcleos geológicos es marcar una línea de orientación maestra (MOL) a lo largo del núcleo (figura26), en el sitio donde se esta tomando el mismo preferiblemente o una vez que llegue al sitio de almacenaje.

Figura 26. Esquema de la línea maestra de orientación (MOL).



Tomado de Wulf Gose, Dpto de ciencias Geológicas, Universidad de Texas, Austin.

La MOL debe ser una línea recta y debe ser marcada en cada uno de los segmentos enteros del núcleo. Sirve como el marcador de orientación, ya que la

MOL es la línea que finalmente será orientada en el espacio 3D. Cuando el procesamiento de los datos empieza, se asume la MOL, orientada en 0ª (Norte).

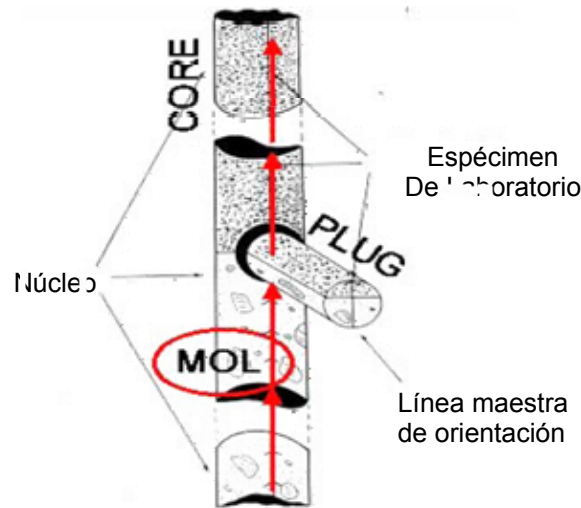
➔ Preparación de la Muestra:

Las muestras pueden ser de dos tipos:

- un cubo de 2*2*2 cm.
- un plug o tapón de 2.5 cm. de diámetro y 2.2 cm. de largo.

1. Antes de tomar la muestra se debe marcar la dirección que señala el tope, la dirección a lo largo del núcleo que apunta hacia la superficie. Hay que asegurarse que la misma marca de orientación sea señalada en la sección del núcleo donde la muestra ha sido tomada. (Gose 2004, Bayona 2004), figura 27.

Figura 27. Esquema de la línea maestra de orientación en el núcleo y en el plug o tapón.



Tomado de German Bayona – Laboratorio de Paleomagnetismo, Ingeominas, Bogota.

Es conveniente tomar muestras en zonas próximas a fallas, fracturas, contactos litológicos, o que la roca tenga óxidos visibles (producto de migración de fluidos).

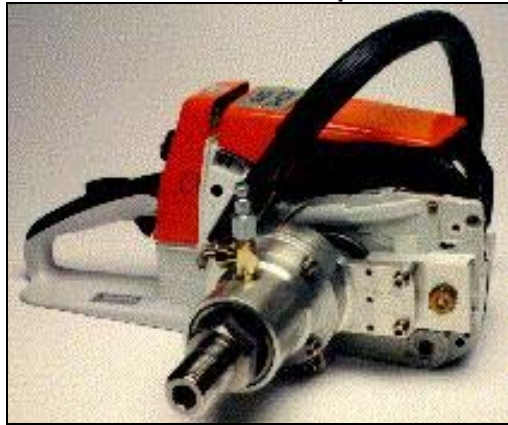
2. Como una recomendación importante, se debe tomar una muestra interna que este lejos de la parte exterior del núcleo, así se evitara posible contaminación debido a partículas magnéticas en el lodo de perforación u oxidación en el barril del núcleo. (Gose 2004, Bayona 2004).

➤ Equipo de Laboratorio

Para la toma de tapones se necesita:

- Equipos especializados para no introducir campos magnéticos adicionales que dañen la señal magnética de interés. (Figura 28).

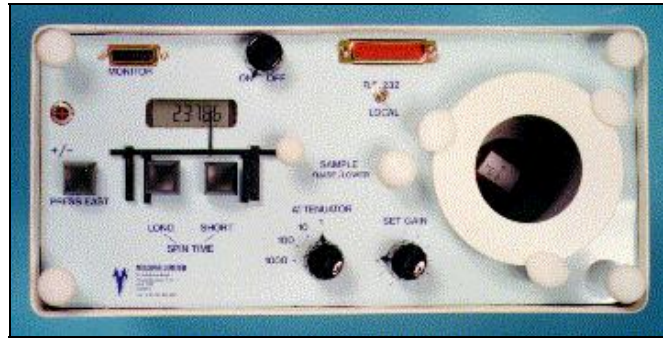
Figura 28. Taladro con puntas de diamante utilizado para extracción de los tapones.



Tomado de Laboratorio de Paleomagnetismo, Ingeominas Bogotá.

Un laboratorio en capacidad para orientar núcleos geológicos por Paleomagnetismo debe estar dotado de un Magnetómetro, utilizado para medir la intensidad del vector magnetización presente en las muestras de la roca (figura 29).

Figura 29 Magnetómetro



Tomado de Laboratorio de Paleomagnetismo, Ingeominas Bogotá.

- Se debe contar con facilidades para la desmagnetización termal, química y de campo alternante.
- Es importante que los equipos se encuentren en cuartos aislados magnéticamente.

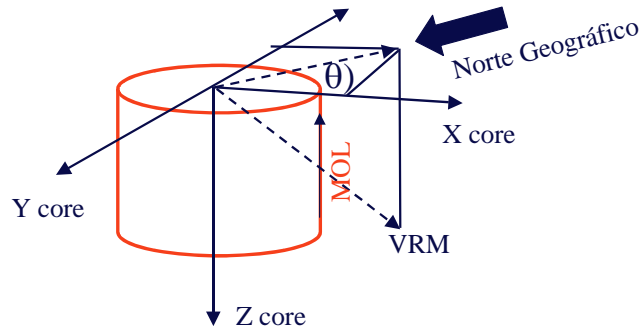
➔ Una vez que los tapones se encuentran en el laboratorio Paleomagnético, se obtienen muestras y se utiliza una técnica llamada desmagnetización termal progresiva para identificar y separar los componentes múltiples de magnetización que puedan estar residentes en cada muestra. Esta técnica consiste en medir inicialmente la magnetización remanente natural (MRN) de la muestra y luego someterla a 5 o 6 desmagnetizaciones a temperaturas entre 100 y 300 grados centígrados. La magnetización remanente es medida al final de cada etapa por un sensible Magnetómetro computarizado que utiliza superconductividad (tipo SQUID) que se encuentra en un cuarto aislado magnéticamente.

➔ Se determinan las direcciones del magnetismo natural remanente.

La componente horizontal de esta remanencia magnética define la dirección del norte magnético. Al promediar las variaciones seculares del campo magnético actual, usando un número elevado de muestras, la dirección obtenida se acerca al norte geográfico. El Ángulo θ de esta componente horizontal con el eje X del

núcleo de perforación, define el azimut de la línea de referencia (MOL) y por lo tanto, la orientación de dicho núcleo (figura30).

Figura 30. Esquema de los vectores a utilizar en la corrección de la orientación del núcleo.



Tomado de German Bayona – Laboratorio de Paleomagnetismo, Ingeominas, Bogota.

- El resultado se representa en diagramas de componente de vector, donde un componente de magnetización es definido por tres o más puntos colineales. La magnetización primaria es usualmente el componente que tiende hacia el origen.

Zonas : La zona corresponde al ciclo estratigráfico, en el que se encuentra el núcleo.

Facies: Se indica la facies en la cual se encuentra la fractura

.Impregnación de Crudo: Se determina si existe o no impregnación de crudo en las paredes de la fractura. Se clasifica como: Mala (1); Moderada (2) y Buena (3).

Observaciones: En esta casilla se designa las características más importantes que no se aplican en ninguna de las celdas anteriormente descritas o para ampliar las características de algunas de las celdas.

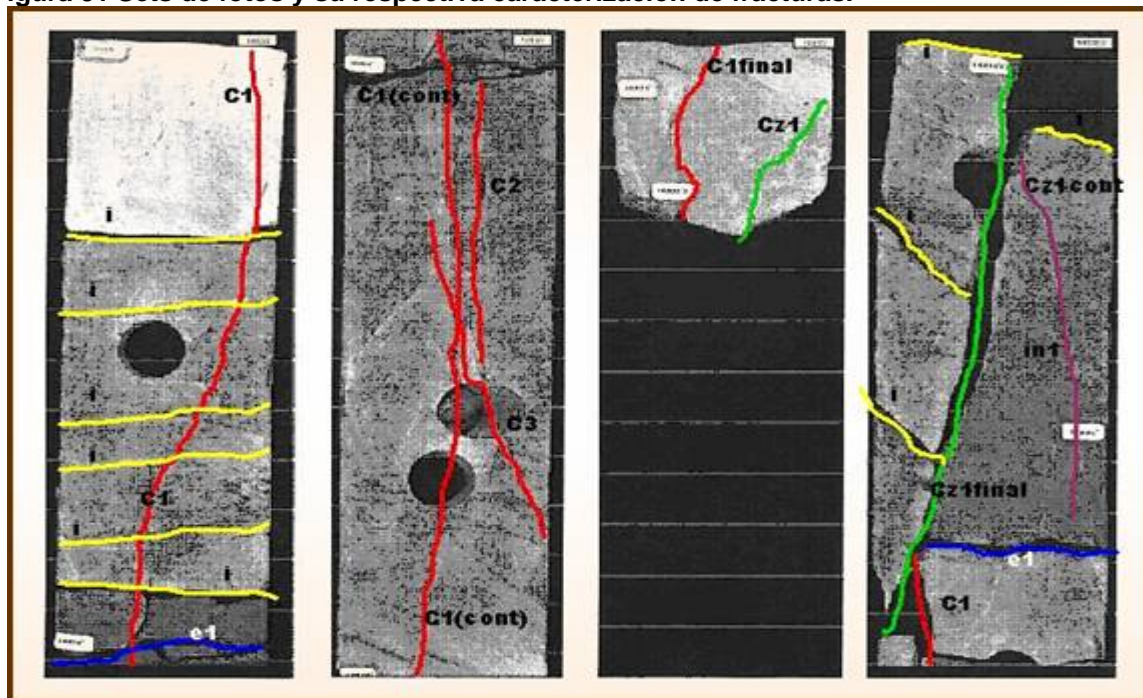
En el formato de descripción de fracturas (figura20) a cada parámetro se le asigna un número que está registrado dentro de la tabla 4 de nomenclatura de descripción de fracturas. Esto con el fin de asignarle un valor numérico para poder

manejarlos en archivos de Excel y poder visualizar de manera cuantitativa cada uno de ellos y posteriormente hacer el análisis e interpretación de los mismos en cuanto a estimativos de valores estadísticos y de ingeniería.

3.2.8.1. Análisis Estadísticos de Datos

Para las fracturas naturales se tiene en cuenta principalmente el tipo de esfuerzo, cada uno de los cuales se identifica con un color determinado: Tensión color azul, compresión color rojo y cizalla color verde. Las fracturas inducidas se identifican con color amarillo, las fracturas naturales-inducidas con color marrón y los estilolitos con color morado como se indica en la figura 31.

Figura 31 Sets de fotos y su respectiva caracterización de fracturas.



Tomado de (GMPH).

1. La descripción se realiza pie a pie y va acompañada de una numeración consecutiva al tratarse de un grupo de fracturas del mismo tipo dentro del mismo

pie (p. e."c1, c2, c3, t1, t2, i1, e1"). Iniciando un nuevo pie (una nueva foto dentro del mismo set), la numeración vuelve a comenzar.

Si la misma fractura se encuentra abarcando más de un pie dentro de las fotos, se debe aclarar que continua en el siguiente pie (en la siguiente foto) agregando la abreviatura "cont" que significa "continuación" (p. e."t2cont".) y donde termine se coloca "final"(p. e."t2final").

Teniendo en cuenta el formato para la descripción de fracturas (figura 21), se procede a escribir toda la información adquirida durante la caracterización de fracturas en el núcleo (pie a pie) acerca de los parámetros utilizando la nomenclatura ya referenciada (figura 32). Para el caso específico de las casillas de longitud y apertura, seguido del número al que corresponde según los parámetros, debe indicarse la medida en cm. o en milímetros respectivamente separando dicha cifra por":"(p.e.3:12.5;4:3.5).

Es importante tener en cuenta las diferentes situaciones que se pueden presentar a la hora de registrar los parámetros, tales como:

- En caso en que la medida sea muy pequeña y no se puede medir u observar, se coloca solo el número del parámetro.
- Cuando se encuentran varias fracturas con parámetros similares, estas se agrupan colocando el número de fracturas correspondiente. Sin embargo la longitud y apertura puede llegar hacer diferente. Cuando esto sucede se procede a calcular un valor promedio tanto de la longitud como de la apertura y así se obtiene un solo valor para todo el grupo de cada uno de estos parámetros.
- Para los casos en los que no se distinguen fracturas individuales sino zonas altamente fracturadas se debe indicar como zonas de falla, cataclástica o similares.

Figura 32 Formato donde se dispone la información adquirida durante la caracterización de las fracturas en el Núcleo).

Prof.(ft)	Fract	Tipo de Fract	Nº de Fract	Intensidad de Fract	Tipo de esfuerzo	Apertura y relleno	Long (cm)	Apertura en mm	Perfil de la Fract	Morf de la Pared	Aptitud de la Fract	zona	Facie	Petrof	Impregnación	Observaciones
14833	c1	1	1		2	5	1:66	7	2	4	N20W/90				si	
	e1	4	1		2	4	4:10	7	3	2					si	e-Relleno Materia Orgánica
	i	2	6													
14834	c1cont	"	"		"	"	"	"	"	"	"				"	
	c2	1	1		2	5	3:11	7	2	4	NS/90				si	
	c3	1	1		2	5	3:12	7	2	4	N20W/85E				si	
14835	c1final	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"				"	
	cz1	1	1		3:02	1	2:28	8	2	3	NS/85W				si	

Tomado de GMPH.

- Para el caso específico de las fracturas de cizalla con una componente de rumbo o buzamiento, se indica por ejemplo "Cz1" en la foto y en el formato en la casilla de tipo de esfuerzo se escribe los indicadores respectivos lo que indica que el movimiento de los bloques fue en dos direcciones (rumbo y buzamiento) por causa de un esfuerzo de cizalla, que es el rasgo principal de esfuerzo que se observa en la fractura y otro de compresión (3:2) u tensión (3:1) como rasgo secundario en este caso.

✦ **Statistical Frac YNF**

Se crea un software para facilitar la interpretación de los resultados de cada uno de los parámetros a la hora de caracterizar fracturas, el cual está diseñado en diferentes secciones para analizar la información desde varios criterios. :

Listado de descripción de parámetros:

Esta contiene la información caracterizada directamente de los núcleos de cada uno de los parámetros establecidos en la descripción de las fracturas para un pozo de un campo de estudio.

Número de Fracturas vs. Profundidad:

Contiene el conteo de fracturas naturales vs. Profundidad, generándose una gráfica que muestra los intervalos donde más se presentan dichas fracturas, teniendo la opción de mostrar la información por cada una de las formaciones que presente el pozo.

Parámetros

Da la alternativa de visualizar detalladamente cada uno de los parámetros de fractura descritos y así sacar conclusiones de cada uno de ellos. Estos parámetros pueden ser analizados por facies y formación, además permite

generar dos gráficas simultáneas, con sus respectivos porcentajes y así poder comparar una respecto a la otra.

Facies vs Profundidad.

Esquematiza mediante un diagrama de facies vs. profundidad, el número de fracturas que presenta cada facies en todo el pozo con relación a la profundidad.

Intensidad de Fracturamiento

Representa gráficamente los dos tipos de intensidad de fracturamiento, teniendo la posibilidad de ser calculado por las facies presentes pie a pie o facies totalizadas.

Orientación

Incluye la orientación aparente de las fracturas que en este caso se encuentran referenciadas con un Norte arbitrario. La información de la aptitud de las fracturas se gráfica con el programa GEORIENT 9.2 donde se genera la roseta para cada pozo.

Para poder ingresar los datos al software se realiza la conversión de los mismos, a valores azimutales mediante la regla de la mano derecha, ya que los datos de Aptitud de las fracturas se consignaron en el formato de descripción de fracturas (figura32) con valores de rumbo y buzamiento, los cuales son recibidos por el software en valores de azimut y buzamiento, por esta razón se debe hacer la conversión.

Posteriormente, estas rosetas son corregidas en su orientación de acuerdo a los resultados que se obtengan a partir de los análisis de paleomagnetismo y de la caracterización de facturas en campo.

Tabla 8 .Fracturas naturales de acuerdo al parámetro "Tipo de esfuerzo".

ESFUERZOS	NUMEROS DE DATOS	%	ORIENTACIÓN PROMEDIO	INTERVALO DE CONFIANZA
TENSIÓN				
COMPRESIÓN				
CIZALLA				
TOTAL				

Tomado de GMPH.

Teniendo en cuenta los datos consignados en esta tabla 8 podemos concluir que tipos de esfuerzos predominan en un campo de estudio.

Tabla 9. Relación de fracturas naturales para cada pozo.

POZOS	PIES NETOS ANALIZADOS	NÚMERO DE DATOS ORIENTADOS	%	ORIENTACIÓN PROMEDIO	INTERVALO DE CONFIANZA	FORMACIONES LITOLÓGICAS INVOLUCRADAS

Tomadas de GMPH.

Con los datos de la tabla 9 se puede visualizar cual de los pozos analizados cuenta con mayor cantidad de datos y por ende los resultados de tendencia de orientación y esfuerzo están influenciados por ellos.

Tabla 10. Relación de fracturas naturales por formación litológica.

FORMACIÓN (TOTAL PIES ANALIZADOS)	FRACTURAS POR ESFUERZO									TOTALES POR FORMACIÓN		
	TENSIÓN			COMPRESIÓN			CIZALLA			# de datos	%	Orient.pro
	# de datos	%	Orient.pro	# de datos	%	Orient.pro	# de datos	%	Orient.pro			

Tomadas de GMPH.

Por medio de la tabla 10 se analiza si los comportamientos de las fracturas naturales por formaciones son iguales o diferentes a los comportamientos analizados en la tabla 9 por pozos.

3.2.8.2 Resultados De Los Parámetros Que Influyen En El Flujo

Aquí se analiza los diferentes parámetros que intervienen en la caracterización de las fracturas naturales tomados para cada pozo, donde se mira como influyen estos parámetros el flujo en las diferentes formaciones donde se encuentra el yacimiento.

A continuación se presenta una descripción de los parámetros más influyentes tomando como referencia un pozo en especial ubicado en una determinada formación.

Apertura

Se tiene en cuenta el número de fracturas naturales descritas por formación se indica el porcentaje de fracturas abiertas, parcialmente abiertas y parcialmente rellenas que intervienen en esta formación, teniendo en cuenta:

- Si hay mayor cantidad de fracturas abiertas:

Se puede concluir que hay un buen indicador para la acumulación de Hidrocarburos y existencia de canales de flujo; ya que estas fracturas aumentan la Porosidad y la permeabilidad del yacimiento.

- Si se presenta una mayor cantidad de fracturas parcialmente abiertas y parcialmente rellenas:

Se demuestra la presencia de fluidos mineralizados que percolan las fracturas y que bajo condiciones adecuadas (Espacio, composición del fluido mineralizante, presión y temperatura) resulta en la precipitación de determinados minerales que rellenan parcialmente las paredes de las fracturas.

Otro factor en el que influye la mineralización de las paredes en las fracturas y que afectan el flujo de fluidos en el yacimiento es la disminución de la Porosidad efectiva en las fracturas y aumento en la tortuosidad (Parcialmente abiertas) que causa disminución en el caudal de flujo.

Es importante tener en cuenta algunos de los factores que podrían alterar la apertura real de las fracturas como lo son:

- Efectos de la perforación: Presión del lodo, torque de la broca
- Corte del núcleo
- Presión a la cual se encuentra el núcleo en superficie (1atm)
- Manipulación del núcleo

Perfil de la fractura

De acuerdo al número de fracturas naturales descritas en una determinada formación se resalta las fracturas de perfil sinuoso, fracturas de perfil recto y fracturas de perfil dentado.

- Si se tiene mayor cantidad de fracturas de perfil sinuoso:

Este perfil se encuentra preferencialmente en las fracturas con desplazamiento paralelo al plano de falla, resultado de la fricción generada por el movimiento relativo entre los bloques. Estas fracturas son resultado de los esfuerzos de deformación que influyen en el desgaste de las paredes de la fractura generando así una superficie medianamente pulida y uniforme.

- Mayor cantidad de fracturas de perfil recto:

Este tipo de perfil es el resultado de un desplazamiento relativo entre los bloques, perpendicular al plano de fractura. Dichas fracturas son formadas por esfuerzos generalmente distensivos y generalmente localizadas en el eje de un Anticlinal en respuesta al campo de esfuerzos que se presenta en este punto de la estructura.

Las fracturas de perfil recto son las más favorables ya que estas permiten el flujo de fluidos sin ofrecer ninguna resistencia.

- Si se observa mayor cantidad de fracturas de perfil dentado:

Estas fracturas son formadas en estados de poca deformación (etapa temprana) en el cual las paredes de los bloques no han sufrido mayor fricción y desgaste entre si dando lugar a estos perfiles angulares e irregulares. Este perfil genera mayor tortuosidad en el flujo de hidrocarburos, por lo tanto es recomendable que se encuentre en un porcentaje mínimo.

Morfología de la pared

De acuerdo al número de fracturas naturales descritas en cada formación se tiene en cuenta los porcentajes de fracturas de pared uniforme, fracturas de pared rugosa, fracturas de pared estriadas y fracturas cuya pared no son observables.

- Si se tiene un mayor porcentaje de fracturas de pared uniforme:

Este tipo de morfología es la más adecuado para el flujo de Hidrocarburos ya que no se presenta ninguna obstrucción al flujo de fluidos.

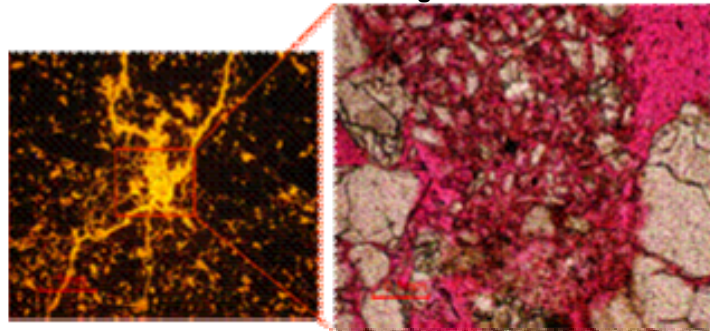
- Mayor cantidad de fracturas de pared rugosa y de estriada:

El hecho de presentarse este tipo de morfología de pared de superficie rugosa o estriada permite que las fracturas permanezcan abiertas aún después del depletamiento de fluidos y la acción de esfuerzos de compactación.

3.2.9 Caracterización de Parámetros de Microfracturas

Las microfracturas son aquellas observables con la ayuda de algún instrumento con mayor grado de detalle como lupa, microscopio binocular, microscopio electrónico, etc. (Figura33)

Figura 33. Telaraña de fracturas en la sección delgada.



Tomado de Herrera 2005.

3.2.9.1 Análisis petrográfico y de microfluorescencia

Para llevar a cabo la caracterización de microfracturas (Herrera 2005) propone los siguientes pasos:

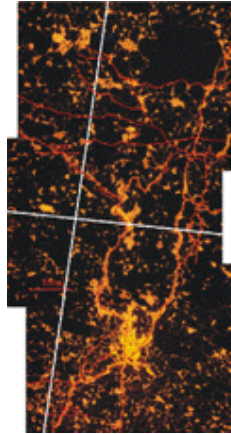
1. Se realiza una selección previa de los intervalos de mayor interés y se toman secciones delgadas de núcleos las cuales son enviadas al laboratorio.
2. Con el fin de analizar las secciones delgadas para el análisis petrográfico y el análisis de microfracturamiento utilizando microfluorescencia las muestras son impregnadas con una sustancia que permite observar a nivel microscopio más fácilmente las fracturas.

En el análisis de microfluorescencia se puede observar el fracturamiento que no es aparente bajo la luz polarizada en la petrografía convencional. Este estudio es llevado a cabo con el fin de establecer las características sedimentológicas como litología, estructuras sedimentarias orgánicas e inorgánicas, cementación, relación matriz-armazón, relación intergranular, porosidad aparente.

En las muestras también se analizan la disposición, el tipo y las características más importantes de las microfracturas presentes en ellas.

3. Sobre las secciones delgadas se realizan líneas de scanline(figura34), perpendiculares a las direcciones preferenciales de las familias de fracturas observadas en las muestras. Mediante estos scanline se logra obtener un mayor conocimiento de la intensidad del fracturamiento de las muestras, y se analiza cada una de las familias de fracturas presentes.

Figura 34. Ilustración de fracturas presentes y los scanelines tomados a lo largo de la sección.



Tomado de Herrera 2005.

4. Los parámetros que se miden en las fracturas cruzadas por el scaneline son: La orientación aparente, la apertura y relleno de las fracturas, el perfil de las fracturas y por último se calcula una intensidad de fracturamiento para las secciones de acuerdo al número de fracturas que eran cruzadas por la línea del scaneline.

La intensidad de las microfracturas se pueden predecir utilizando las tecnologías de catodoluminiscencia en microscopio electrónico (SEM/CL).

3.2.10 Caracterización de Fracturas a partir de Registros eléctricos

En la industria petrolera los registros de pozos se han constituido en piezas claves para el estudio de yacimientos, son a menudo la base para la evaluación inicial de un pozo o un prospecto y sirven para definir su viabilidad económica.

Metodología Implementada en el Uso de Registros Eléctricos para Describir Fracturas

Para el análisis de fracturas a partir de los registros eléctricos (Nuncira 2005) construye la siguiente metodología.

- Se tiene en cuenta la información de núcleos ya descrita.

- La información de núcleos permite validar y correlacionar los datos y observaciones que se puedan extraer de los registros de pozos.

- Es importante tener una recopilación completa de la información del campo de estudio en formato digital que incluye información de registros eléctricos básicos, pruebas de pozos, etc. que fueron utilizadas para el desarrollo de la metodología.

- Se necesita la descripción sedimentológica, facial y la caracterización de fracturas realizada tomando en cuenta cada uno de los parámetros mencionados descritos pie a pie de forma sistemática a lo largo de los pozos corazonados.

- Para el análisis de fracturas a partir de registros es importante tener en cuenta las fracturas naturales (tensión, compresión y cizalla) las cuales son un aporte significativo a la porosidad y permeabilidad del yacimiento.

✦ *Correlación Facies- Registro*

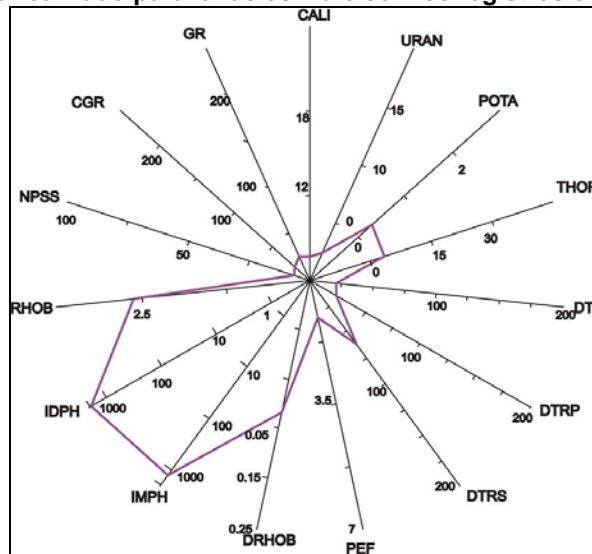
Originalmente un estudio sedimentológico a partir de los registros involucra un estudio de las formas de varias curvas, valores determinados para cada registro, y otras variables que puedan indicar el tipo de sedimentación y ambiente deposicional; en el caso de este estudio se plantea una metodología inversa (Serra, 1986):

- Se parte de la descripción de ambientes y facies sedimentarias definidas en los corazones.

Sirven como base para comparar con los datos obtenidos de los registros eléctricos .dando así una idea o rangos de valores que se puedan asignar a cada una de las facies sedimentarias definidas, estableciendo de esta manera una serie de electrofacies que son totalmente correlacionables con lo observado en los núcleos de perforación.

1) Inicialmente se debe realizar lo que se ha denominado "Diagramas de araña" (spider's webs, Serra, 1986), como se representa en la figura35 que consiste de una serie de ejes distribuidos de manera radial, donde cada eje está dividido en su escala respectiva y a cada uno corresponde un registro eléctrico, en ellos se grafican los valores del registro para cada facies sedimentaria, al final se unen los puntos de cada eje formando un polígono que tendrá una forma característica para dichas facies.

Figura 35. Diagrama realizado para la facies Abre con los registros eléctricos.

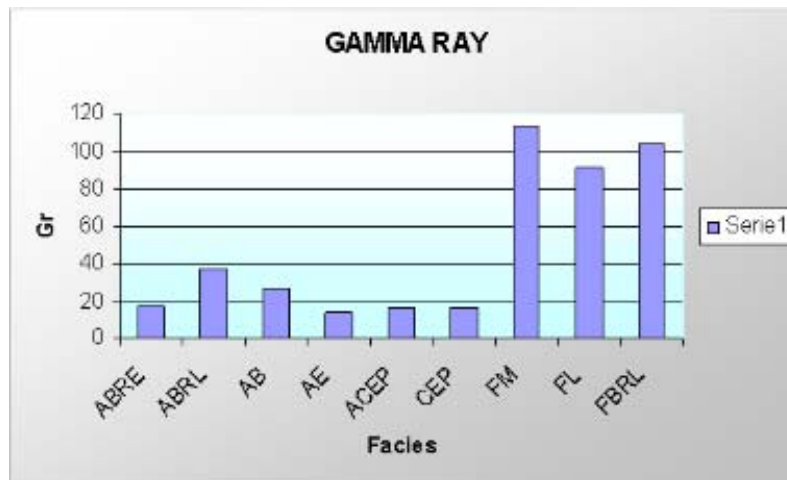


Tomado Nuncira 2005

Otra forma de visualizar la respuesta de los registros y su relación con las facies se logra a partir de la realización de diagramas de barras, en los cuales se grafican en la ordenada las facies definidas en el corazón y en la abcisa el valor correspondiente de un determinado registro para cada facies, (**figura 36**). Estos diagramas son un discriminante de litología a partir de los registros eléctricos convencionales, nótese que para cada facies hay un valor correspondiente promedio del registro en el pozo, lo que permite visualizar y comparar el valor del registro en las facies.

Teniendo en cuenta el método de evaluación y visualización utilizado para relacionar las facies sedimentarias con registros eléctricos (spider's webs y diagramas de barras), se definen valores promedio de los registros para cada facies, asignando de esta forma unas correspondientes electrofacies, para los pozos corazonados en estudio del campo (Tabla 11).

Figura 36. Diagrama de barras realizado para el Registro Gamma Ray.



Tomado de Nuncira 2005.

Tabla 11. Valores promedio para cada electrofacies y su correspondiente facies en el pozo1.

Facies	VALOR REGISTRO ELÉCTRICO (POZO1)												
	CAL	GR	CGR	NPH	RHOB	PEF	DT	DTRS	DTRP	URAN	POTA	THOR	ELECTROFACIE
Sedimentaria													

Tomado de Nuncira 2005.

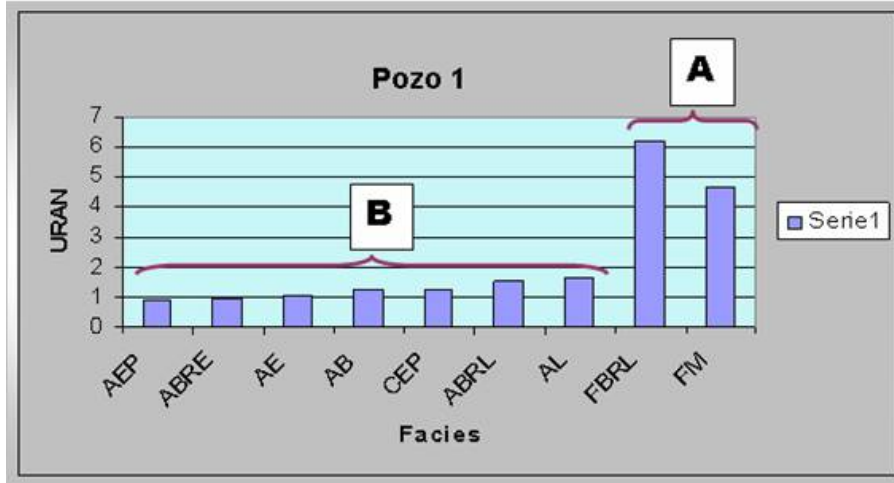
Metodología para la Definición de Electrofacies

Teniendo en cuenta los valores expuestos en la tabla y los diagramas, se dividen grandes paquetes o intervalos, en los cuales oscilan los valores de los registros, que a su vez están correspondiendo a los grandes paquetes sedimentarios que se observan en los pozos.

Una primera caracterización de electrofacies puede ser de la siguiente manera:

Las electrofacies A y B (figura37) van ha estar subdivididas de acuerdo a pequeñas diferencias que se observan en los diferentes registros, esto se denota de forma numérica (A1, A2, B1, B2.....etc.)

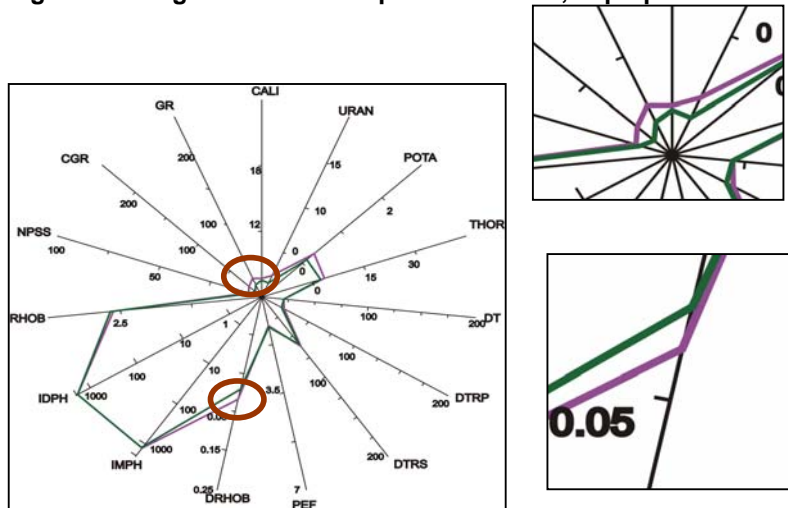
Figura 37. Diagrama de barras donde se muestran las primeras divisiones realizadas



Tomado de Nuncira 2005.

Como los diagramas de barras no logran definir pequeñas diferencias en cada electrofacies mayor ya establecida y se busca un mejor detalle, que permita subdividir los paquetes grandes, agrupando las facies sedimentarias que presenten un comportamiento similar; se hace uso de los llamados diagramas de araña (figura38), en los cuales por comparación visual entre ellos, ya sea en el mismo o en los demás pozos se logran definir criterios de diferenciación entre unas facies y otras, agrupándolas en las electrofacies definitivas.

Figura 38. Diagramas de araña para dos facies, superpuestos uno respecto al otro.



Tomada de Nuncira 2005

➤ **Análisis de Fractura a partir de Registros**

- Para iniciar el análisis de las zonas fracturadas, se hace una visualización de los registros eléctricos convencionales principales y las columnas estratigráficas definidas en la descripción de los corazones de perforación.
- Se crea un formato digital donde se muestren varios sets de los registros disponibles dispuestos de forma vertical, correspondientes en profundidad con el núcleo y con las facies y ambientes sedimentarios definidos para cada intervalo.

Esto permite hacer un análisis general de la respuesta de ellos y de cualquier anomalía que no corresponda a un efecto normal de los paquetes litológico.

- Una primera inspección manual, compara las descripciones y caracterizaciones de fracturas realizadas en los corazones con las anomalías observadas en los registros.

Cabe anotar que la descripción en los núcleos es bastante detallada, por lo tanto es probable que el registro no muestre el mismo fracturamiento menor que se describe físicamente, mostrando una tendencia más general de zonas fracturadas en determinados intervalos.

Otra situación que se puede presentar es que en los registros no se observen indicios de fracturas que si son verificables en los núcleos; esto puede ocurrir porque las fracturas no existen en profundidad o porque no se habían desarrollado totalmente y no son sensibles a la herramienta de perfilaje.

Modelo Generado para el Análisis de Zonas Fracturadas

Pozos Corazonados

Para el caso de los pozos corazonados, los intervalos fracturados se identificaron mediante la comparación de la respuesta de las herramientas con valores discriminantes establecidos con base en la información de intensidad de fracturamiento proporcionada por el análisis de núcleos.

Los criterios seleccionados para el análisis de zonas potencialmente fracturadas; son de dos tipos: cualitativos y cuantitativos.

◆ Criterios Cualitativos

Se denomina criterios cualitativos la Curva de Caliper y la Curva de resistividad; debido a que fue imposible determinar un discriminante en común que permitiera generar un algoritmo sencillo para determinar una curva de fracturamiento, así que con estos dos criterios se trabaja de una manera diferente:

1. Se determina posibles intervalos fracturados de manera manual en los formatos.
2. A cada uno de estos intervalos se les asigna un número, cero (0) para aquellos intervalos donde estas dos herramientas no evidenciaban fracturas y uno (1) para aquellos intervalos de alto fracturamiento.
3. Estos valores se grafican dando como resultado curvas de fracturamiento para estas dos herramientas.

◆ Criterios Cuantitativos

Dentro de las herramientas que permiten hacer una medición más exacta de zonas fracturadas se encuentran el Registro de Potencial Espontáneo (PEF), Curva de densidad (RHOB) y corrección de la Curva de Densidad (DRHO).

- Para cada una de estas curvas se establece un sencillo algoritmo que permite hacer la comparación entre la respuesta de cada criterio con los valores de los discriminantes establecidos para cada herramienta. (tabla12.).

Tabla 12. Valores para los discriminantes empleados en los pozos.

Pozo	PEF (barns/electrón)	DRHO	RHOB	GR (API)

Tomada de Nuncira 2005.

Con el fin de evitar una interpretación errónea en el momento de aplicar cada discriminante en los diferentes pozos es necesario dar a cada algoritmo un discriminante en la Curva de Gamma Ray, de esta manera el algoritmo solo toma valores para las facies arenosas y descarta las arcillosas, que son las facies con valores muy altos en la curva del PEF y ocasionan problemas en el momento de dar los resultados, porque estarían mostrando intervalos fracturados que posiblemente no existen.

➤ Probabilidad de Fracturamiento a Partir de la Aplicación de los Criterios

Como se discutió anteriormente el grado de fracturamiento de una Formación puede ser evaluado bajo diferentes criterios ya sean cualitativos o cuantitativos. Se presenta una metodología desarrollada para combinar dichos criterios y representar así por medio de una curva los intervalos fracturados mediante los registros de pozo. Teniendo en cuenta que para un intervalo fracturado de cualquier pozo seleccionado no se cumplen al mismo tiempo los cinco criterios anteriormente descritos ya sea porque:

- El grado de fracturamiento no es lo suficientemente alto como para afectar todas las herramientas.
- La disposición de las fracturas hacen que solo un tipo de herramienta las ponga en evidencia.
- Las fracturas se encuentran parcialmente rellenas y un sin número de elementos más que dificultan la interpretación de un intervalo fracturado.

Se hace necesario establecer un promedio aritmético, dependiendo del número de criterios que se le apliquen a los pozos corazonados.

Cuando para diversos pozos corazonados se cuenta con los cinco criterios descritos anteriormente (cualitativos y cuantitativos), se establecen pesos iguales para cada criterio ($1/5 = 0.2$) los cuales se analizan empleando la siguiente ecuación:

$$CF = P1 * C1_PEF + P2 * C2_RHOB + P3 * C3_DRH + P4 * C4_CALI + P5 * C5_RES$$

Al aplicar todos los criterios a los pozos corazonados puedo generar la Curva de Probabilidad de Fracturamiento (CF) a partir de registros eléctricos.

Aplicación en los Pozos no Corazonados

Para el estudio de los pozos en los cuales no existe núcleo de perforación se realiza el estudio completo, desde la definición de electrofacies hasta la identificación de zonas fracturadas.

La definición de electrofacies para los pozos no corazonados se realizó teniendo en cuenta el análisis de la información proporcionada por los pozos corazonados; como se explico anteriormente, los valores para las electrofacies se halla mediante la ayuda de diagramas de araña, diagramas de barras etc., los cuales se definen en la (tabla 10) que permite definir valores numéricos de los registros para cada electrofacies.

- A partir de toda esta información se hace una comparación con los valores de los registros eléctricos de los pozos no corazonados del pozo, para obtener de esta manera una aproximación a la litología que cada uno de ellos; a partir de la definición de electrofacies.

Definición de Intervalos Fracturados.

Cada uno de los pozos no corazonados se evalúa basándose en los criterios tanto cualitativos como cuantitativos definidos en la metodología para el análisis de fracturas a partir de registros, teniendo en cuenta los discriminantes establecidos en la (tabla 12) y los algoritmos correspondientes.

Al igual que como se hizo anteriormente se definen curvas de fracturamiento parcial que permiten definir zonas de acuerdo cada herramienta.

Cada criterio se divide en pesos iguales (Tabla 13), lo cual permite obtener la curva de fracturamiento parcial de cada pozo mediante la ecuación de curva de fracturamiento.

La curva de fracturamiento total estará representada por dos intervalos, cero (0) y uno (1). El intervalo que presente mayor fracturamiento será representado por el número mayor uno (1), mientras que los intervalos no fracturados serán evidenciados por cero en la curva total.

Mientras más criterios se cumplan por intervalo, el fracturamiento será mayor , si solo se cumplen 2 o 3 de 5 criterios la evidencia de fracturamiento será menor, quedando registrado en la curva de fracturamiento total zonas donde los valores serán intermedios o cercanos al cero.

Validación de la Curva de Fracturamiento

- Una vez generadas las curvas de fracturamiento (CF) para los pozos, tanto corazonados como no corazonados y teniendo en cuenta los diferentes criterios

utilizados, se busca hacer una comparación que valide si los criterios son acertados para definir zonas reales de fracturamiento.

- Para esto se comparan los diagramas de fracturamiento realizados en el campo de estudio, con base en la información de fracturas de los núcleos de perforación, con las curvas de fracturamiento generadas a partir de registros eléctricos.

Hay que aclarar que en los diagramas a partir de los registros, las zonas más fracturadas presentan valores de uno o cercanos, mientras que en las curvas generadas a partir del corazón se asume como número de fracturas por pie.

3.2.11 Caracterización de Fracturas a partir de Registros UBI

Metodología Para la Interpretación de Registros UBI

Para la interpretación de las fracturas naturales en registros imagen UBI (Palma. G, Valderrama.J, 2006) crean una metodología estructurada de la siguiente manera:

➤ Ubicación e Identificación de Rasgos Observables en los Registros UBI

El primer paso en la caracterización de fracturas es identificar y señalar los rasgos observables en el registro UBI, posteriormente se procede a ubicarlos según la profundidad en la que se encuentran.

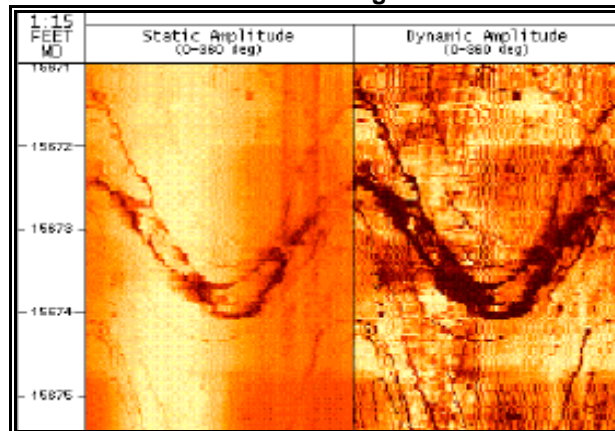
Entre los rasgos más comunes que pueden observarse en un registro UBI se destacan:

- Fracturas Naturales
- Planos de estratificación
- Fracturas inducidas durante la perforación (DIFT)
- Breakouts

Fracturas Naturales

La imagen proporcionada por el registro despliega la totalidad de la pared del pozo (360°) en un plano bidimensional en el cual los planos de fractura natural se observan como sinusoides (figura 39).

Figura 39. Presentación de las Fracturas en el Registro UBI.

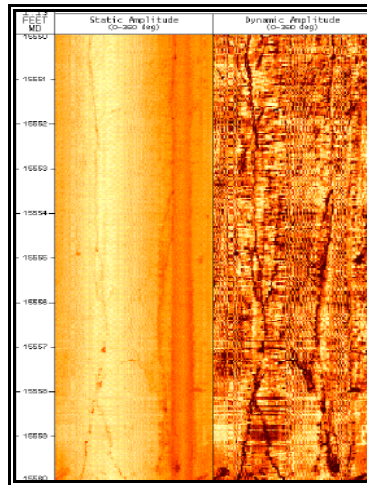


Tomada de SCHLUMBERGER, 1997.

Fracturas Inducidas Durante la Perforación (DIFT)

Estas fracturas son aberturas verticales que aparecen en las paredes del pozo, separadas 180°. Se producen como respuesta a la perturbación del campo de esfuerzos locales cuando se ejecuta la perforación de un pozo y están orientadas paralelamente a la dirección del esfuerzo máximo horizontal (σ_H) (figura 40).

Figura 40. Fracturas Inducidas Durante la Perforación.

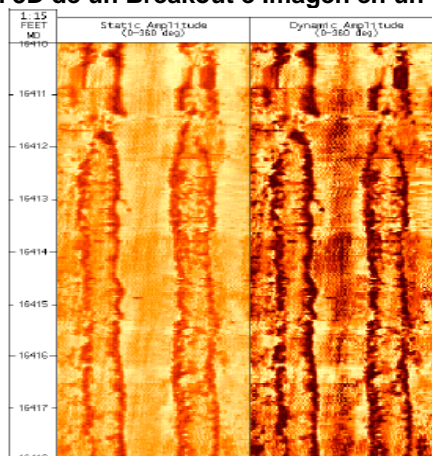


Tomada de SCHLUMBERGER, 1997.

Breakouts

Los Breakouts, así llamados por Babcock (1978), son ensanchamientos quebradizos en el diámetro del hueco en la dirección paralela al esfuerzo mínimo horizontal (σ_h), debido a la alta concentración de esfuerzos alrededor del pozo. En el registro de imagen UBI, se observan como bandas verticales, oscuras, paralelas y espaciadas 180° una con respecto a la otra (figura41).

Figura 41. Representación 3D de un Breakout e Imagen en un Registro UBI.



Tomada de SCHLUMBERGER, 1997.

Tabla 13. Parámetros de Diferenciación Litológica.

	Densidad - Neutron	Rayos Gamma
Arcillas (Shales)	RHOB > NPHI	> 60 API
Arenas	NPHI > RHOB	< 60 API

Tomado de **BENDECK J, 1992.**

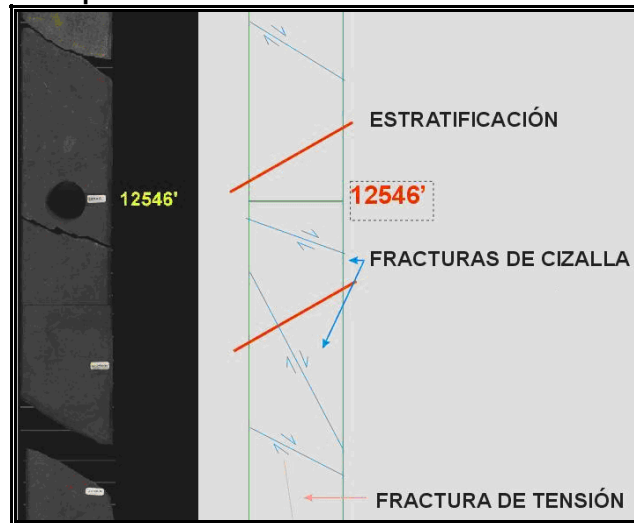
Las arcillas por su comportamiento dúctil al ser sometidas a esfuerzos, tienden a deformarse antes que fracturarse, esto favorece la formación de planos de estratificación más no de fracturas naturales; por su parte, las arenas tienen un comportamiento más frágil lo que las hace más propensas al fracturamiento. Lo anterior no quiere decir que en las arenas no se observen planos de estratificación, solo que es más común encontrarlos en arcillas.

✦ Clasificación De Fracturas Naturales

Luego de realizar una discriminación detallada de los rasgos identificados en la imagen UBI, se efectúa la clasificación de las fracturas naturales. Teniendo en cuenta las direcciones principales de esfuerzo, las fracturas naturales se clasifican dentro de los siguientes tipos: fracturas de tensión, fracturas de compresión y fracturas de cizalla. Para este propósito se debe correlacionar la imagen del registro con núcleos de perforación y/o con Pavement Maps.

Los *Pavement Maps* son gráficos sobre los cuales se esquematiza individualmente los diferentes tipos de fracturas observados en núcleos de perforación (figura 43).

Figura 43. Pavement Map



Tomado de GILDARDO OSORIO , 2004.

Correlación con Núcleos de Perforación

Para este procedimiento se requiere contar con la caracterización estática del fracturamiento presente en los núcleos de perforación, en la cual se establece que fracturas son de tensión, compresión o cizalla. Básicamente, la correlación se realiza de tal forma que cada una de las fracturas observadas en el registro de imagen, sean localizadas en el núcleo de perforación correspondiente, teniendo en cuenta el intervalo de profundidad y el pozo en estudio, para clasificarlas en alguno de los tres tipos de fracturas propuestos.

Correlación con Pavement Maps

El principio de correlación es similar al utilizado con núcleos de perforación, pero en este caso se superpone la imagen del registro con la imagen del pavement map para clasificar cada fractura en alguno de los tres tipos.

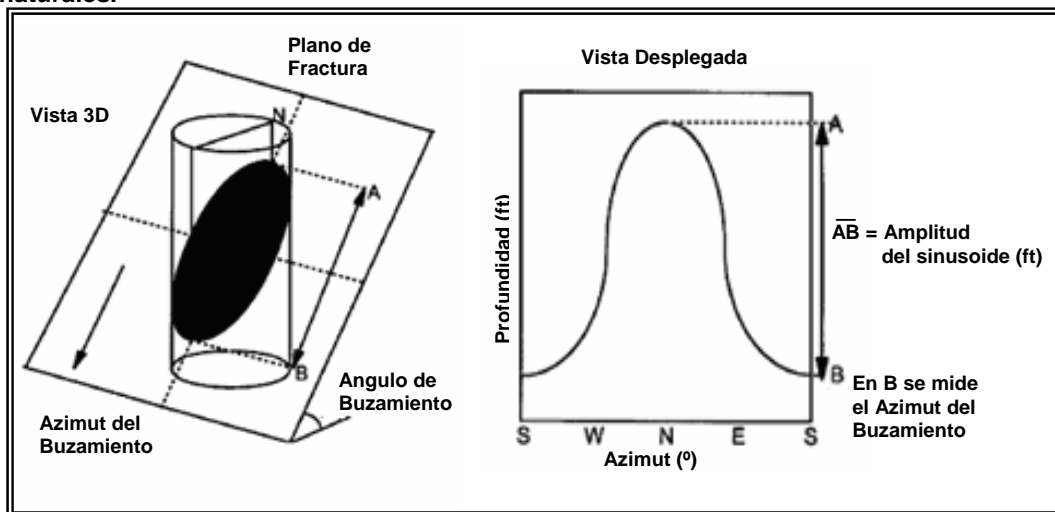
Orientación Real De Fracturas Naturales

Después de identificar, ubicar en profundidad y clasificar cada fractura natural, se procede a determinar su orientación o aptitud (Rumbo y Buzamiento); para esto se deben evaluar los siguientes aspectos:

1. Medición de la Amplitud del Sinusoide

En la imagen UBI, las fracturas se presentan en forma sinusoidal (figura44); la amplitud se define como la medida de la distancia entre los picos superior e inferior de la sinusoide característica.

Figura 44. Términos empleados en la determinación de la orientación de fracturas naturales.



Tomado de ROGERS, SF et al, 2000.

2. Determinación del Diámetro del Hueco

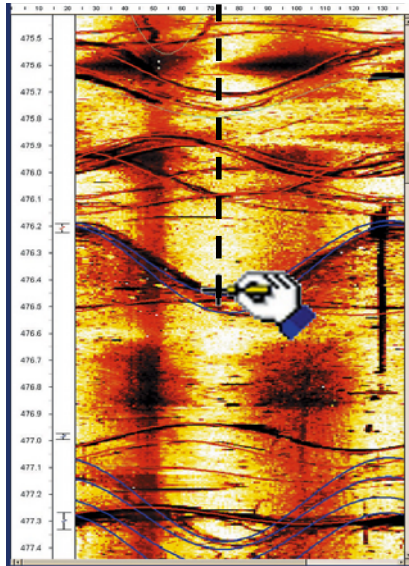
La forma mas apropiada para determinar el diámetro del hueco abierto es a partir

de la respuesta del registro Caliper que consta de cuatro brazos hidráulicos arreglados en dos pares perpendiculares entre si. El diámetro del hueco es la distancia entre los brazos de cada par, que se registra a medida que la herramienta asciende.

3. Medición del Azimut del Buzamiento

Para calcular el Azimut del Buzamiento (figura 45), simplemente se localiza el pico inferior de la senoide característica de cada fractura y se determina su posición angular en la escala horizontal. La lectura también puede tomarse en el pico superior del senoide, pero en este caso se debe sumar 180° para obtener el dato correcto.

Figura 45. Medición del Azimut del Buzamiento.

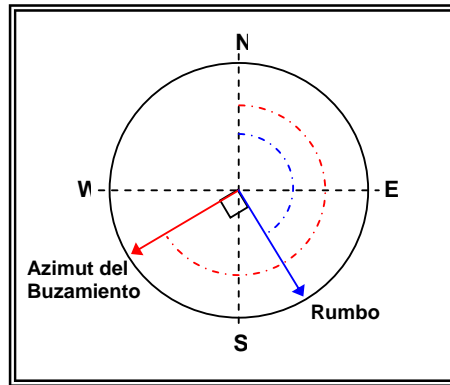


Tomado de ROGERS, SF et al, 2000.

4. Cálculo de Rumbo y Buzamiento Real de las Fracturas

El rumbo se determina a partir del azimut del buzamiento empleando el concepto propuesto por la regla de la mano derecha, el cual establece que el azimut del buzamiento siempre se encuentra 90° a la derecha del rumbo (figura 46).

Figura 46. Diagrama utilizado en la determinación del Rumbo de las Fracturas.



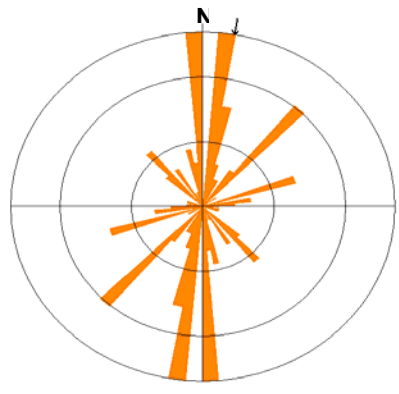
Tomado de Rogers. SF.et al, 2000.

El ángulo de buzamiento para cada fractura se halla mediante la siguiente ecuación (ROGERS SF. et al, 2000):

$$\text{Angulo de Buzamiento} = \text{Tan}^{-1} \left(\frac{\text{Amplitud de la Fractura}}{\text{Diámetro del Hueco}} \right)$$

Al obtener todos los datos de rumbo y buzamiento estos son llevados al software Georient con el cual se generan estereogramas (Diagramas Rosa) que permiten observar las tendencias de orientación que presenta cada sistema de fracturas.(figura 47).

Figura 47. Estereograma



Tomado de Gildardo Osorio, 2004.

Determinación de la Intensidad de Fracturamiento (IF) o Intervalos con Mayor Ocurrencia de Fracturas

- Para este caso, se dividió el espesor de la formación en intervalos de 10 pies, posteriormente se hizo un conteo de las fracturas naturales presentes en cada uno de ellos.
- A partir de la relación de número de fracturas vs. profundidad se elaboran gráficos de áreas considerando la curva de intensidad de fracturamiento obtenida para cada uno de los tipos de fracturas naturales, para luego visualizarlos en un gráfico general.
- Se realiza una comparación de las curvas de intensidad de fracturamiento elaboradas a partir del registro UBI con las curvas de fracturamiento generadas mediante la caracterización de fracturas en núcleos de perforación, esto con el fin de verificar la interpretación de las imágenes UBI y validar la determinación de los intervalos con mayor ocurrencia de fracturas.
- A partir de este análisis se definen los intervalos fracturados importantes o clusters de fracturas para cada pozo, teniendo en cuenta los picos máximos de la curva de intensidad de fracturamiento; los clusters de fracturas.
- Se estudia la orientación real de las fracturas naturales evaluándose su influencia en el flujo y aporte de fluidos mediante la correlación con el análisis de los parámetros observados en las macrofracturas presentes en los núcleos de perforación.
- Finalmente, se integran todos los resultados obtenidos y se elaboran columnas generalizadas donde se visualiza de una manera global la tendencia de cada uno de los parámetros que afectan el comportamiento del sistema fracturado en el pozo. En estas columnas se incluyen: la interpretación de la imagen UBI, los registros Gamma Ray, Caliper, Densidad-Neutrón, información de núcleos de perforación y pavement maps, la curva de Intensidad de

Fracturamiento, los estereogramas y las observaciones relacionadas con el aporte y flujo de hidrocarburos, correspondientes a los Pozos 1, 2 y 3, en la formación A.

3.2.12 Análisis de Producción vs. Fracturas

El análisis de las tasas de producción, los cambios en las relaciones gas-aceite, el tiempo de irrupción del gas, la eficiencia de recobro, las tasas de declinación y las propiedades del sistema roca-fluido indicaron la ubicación y naturaleza de las principales heterogeneidades de las unidades productoras para el Campo.

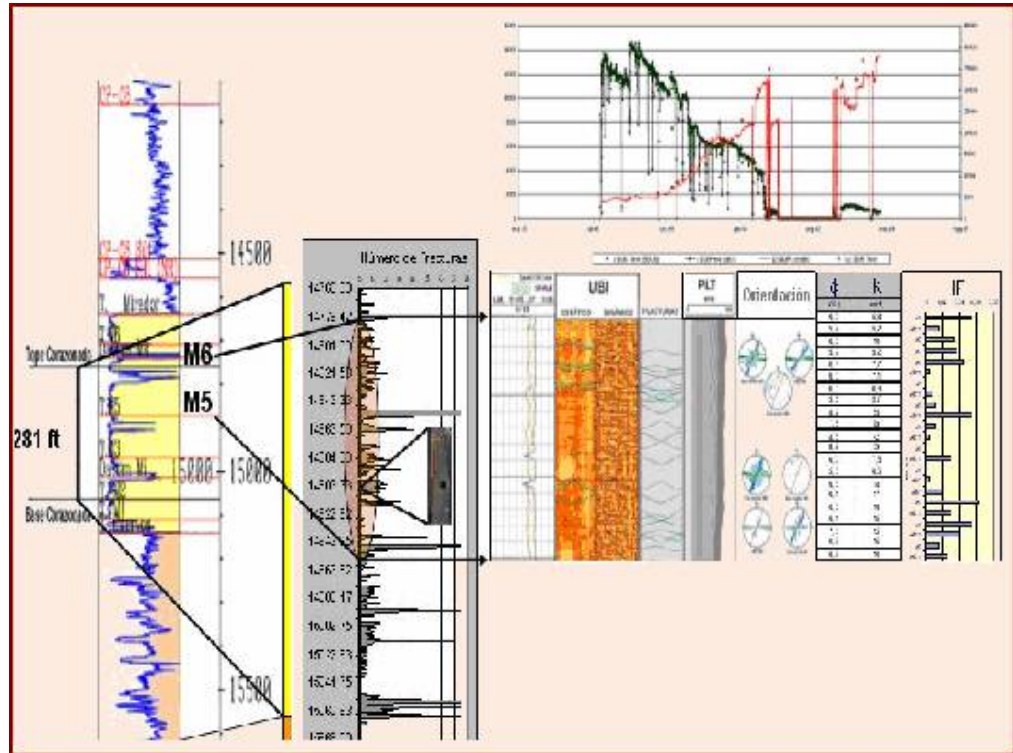
Dentro del estudio se realiza un análisis de los datos del comportamiento de la producción en el Campo integrándolo con la caracterización geológica.

1. Se parte de la caracterización realizada pie a pie sobre los intervalos corazonados traducida en:

- El registro de número de fracturas en profundidad
- Las rosetas de orientación para las fracturas presentes en el intervalo
- El registro de Intensidad de Fracturamiento vs. Facies en profundidad, y su relación directa con los registros litológicos para identificar los diferentes cuerpos geológicos dentro de las formaciones.

2. Esta información se compara con los intervalos abiertos y en producción del pozo necesitando de la interpretación de: UBI, datos petrofísicos del sistema roca- fluido y PLT (permite la identificación de puntos de entrada de fluido y el tipo de fluidos que entran en el wellbore), permitiendo tomar decisiones referentes a cierres, perforaciones adicionales, etc. (figura 48).

Figura 48. Integración de información geológica y de ingeniería para el principal intervalo productor de un Pozo.



Tomado de GMPH.

A partir de la estructuración de esta metodología de caracterización de fracturas, se pretende visualizar de una forma más ordenada los diferentes pasos utilizados para determinar los parámetros más influyentes del sistema fracturado en un determinado campo a través de las diferentes fuentes de información; permitiendo optimizar los estudios de caracterización de fracturas en yacimientos de alta complejidad geológica.

Esta herramienta fue creada con el objetivo de brindar un acceso a esta información de una manera directa, dejando que cualquier persona pueda obtener información sobre la caracterización de fracturas y así tener una guía en el momento de realizar dicha caracterización en un campo de estudio.

4 METODOLOGÍA DE CARACTERIZACIÓN DE FRACTURAS EN UN CAMPO COLOMBIANO

La necesidad del Estado Colombiano por satisfacer la demanda de hidrocarburos y asegurar la autosuficiencia en los próximos años, convierte a los yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) en un punto central de investigación y trabajo.

En este capítulo se mostrarán los resultados obtenidos por el Grupo de Modelamiento de Procesos Hidrocarburos (**GMPH**) enfocados en la caracterización empírica de los sistemas fracturados en las rocas de un campo Colombiano fundamentados en la metodología descrita en el capítulo anterior; teniendo en cuenta desde el punto de vista geológico que este campo por su naturaleza es un YNF y que los grandes yacimientos del país son de este tipo.

4.1 GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO

Para la aplicación de la metodología descrita se seleccionó un campo Colombiano ubicado en el Piedemonte Llanero. Es un yacimiento de gas condensado, con una relación gas-aceite inicial de 3500 scf/stb, que produce alrededor de 150 mbpd, actualmente cuenta con 39 pozos perforados, de los cuales 29 son productores y 10 inyectores de gas.

Para la realización de este estudio el Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH) tomó 7 pozos distribuidos de norte a sur dentro de la estructura que corresponden al 18% de los pozos totales; de los cuales de acuerdo a su ubicación geográfica y estructural dentro del campo, fueron seleccionados estratégicamente tres pozos para la explicación de la metodología de Caracterización de Fracturas descrita en este proyecto.

El Campo de estudio está conformado por tres formaciones productoras de hidrocarburos presentes en la cuenca: que por motivos de confidencialidad se

representan como: A, B y C; siendo la formación A la que mayor aporta a la producción, Giraldo 2000, la cual tiene una porosidad promedio de 6% y un rango de permeabilidad entre 0.001 y 10 md.

La formación A pertenece al Eoceno Tardío (37 M.a.), tiene un espesor promedio de 300 pies, de acuerdo a la información de corazones, esta conformada por Areniscas conglomeráticas de color amarillo claro interestratificadas con delgadas capas de arcillolitas. Hacia la base se encuentra constituida por depósitos de canales, complejos de crevasse splay o rellenos de lagos y Lodolitas de llanuras de inundación, y hacia el techo por depósitos estuarinos o de bahías, areniscas de rellenos estuarinos y Lodolitas de bahía (ECOPETROL 2001). Fajardo, et al. (2000).

La formación B proviene del Paleoceno Tardío (58 M.a.), cuenta con un ambiente de depositación fluvial y de llanura costera, para esta formación se identificaron depósitos arenosos de canales, depósitos arenosos de cuerpos progradantes en llanuras costeras o estuarios y lodolitas de llanura costera o bahía.

La formación C se origina en el Campaniano (70 M.a.), está constituida por depósitos de canales estuarinos, rellenos estuarinos y por areniscas de *shoreface* y lodolitas de plataforma somera, Fajardo 1996 [5].

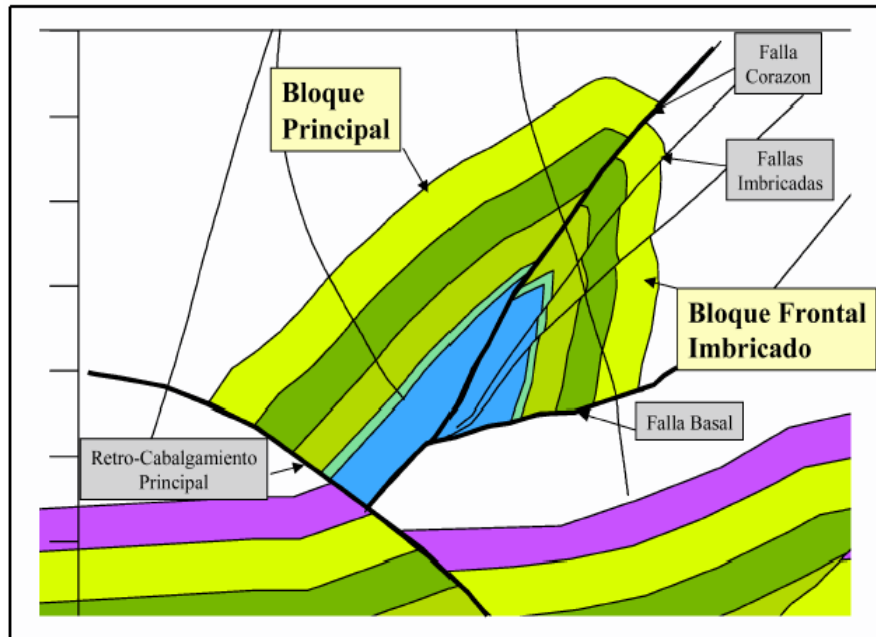
4.1.1 Estructura Del Campo

La estructura que define el yacimiento corresponde a un anticlinal asimétrico de alto ángulo, limitado por la falla que se clasifica como un fault propagation fold. (ECOPETROL – ICP, 2001) En la figura 49 se muestra los diferentes rasgos estructurales.

En la parte norte del campo, la estructura esta conformada por dos altos estructurales asociados a los bloques levantados de la falla Frontal y del

retrocabalgamiento separados por una estructura sinclinal; como rasgos secundarios se tiene una serie de pequeños retrocabalgamientos con dirección similar al cabalgamiento principal.

Figura 49 Sección estructural detallada del campo.



Tomado de Martínez, 2003.

4.1.2 Estratigrafía Del Campo

La estratigrafía del área involucra rocas del Paleozoico, Cretáceo y Terciario con presencia de múltiples discordancias regionales. El estudio de las secuencias estratigráficas y sus efectos sobre la deformación y el estilo estructural y de los mecanismos que gobiernan su deformación (“mechanical stratigraphy”) han ayudado a comprender mejor la estructura del Piedemonte Llanero.

La presencia de una secuencia conformada por intercalaciones de formaciones predominantemente arenosas y formaciones arcillosas hacen que la estratigrafía se deforme siguiendo algunos patrones básicos que se evidencian a lo largo de la cuenca.

4.2 EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA AL CAMPO

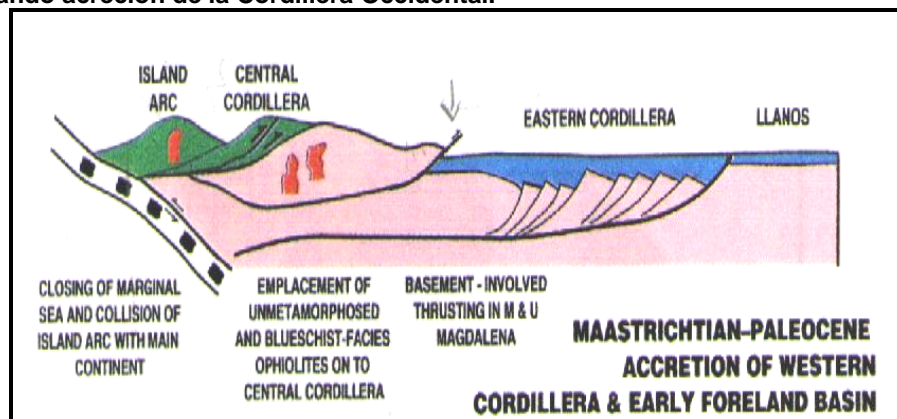
4.2.1 Análisis de la Evolución Geológica de la zona de estudio

Para entender el origen y evolución del sistema fracturado del Campo de estudio, es necesario conocer la historia geológica y en especial los eventos tectónicos regionales que generaron las deformaciones más importantes sobre las cuencas afectadas por dichos procesos.

Cooper, et al (1995), Realizó un estudio sobre la historia tectónica del sector Oriental del Sistema Andino Colombiano presentando 4 deformaciones principales:

- Cretáceo tardío- Paleoceno temprano la cual es el resultado de la acreción de la Cordillera Occidental (figura 50) generando un cambio en los ambientes deposicionales a través de la Cordillera Oriental, Cuenca del Magdalena y cuenca de los Llanos donde los ambientes pasan a ser de predominio continental en la incipiente cuenca de Foreland. Sin embargo estructuralmente son mayormente afectadas las cordilleras Central y Occidental.

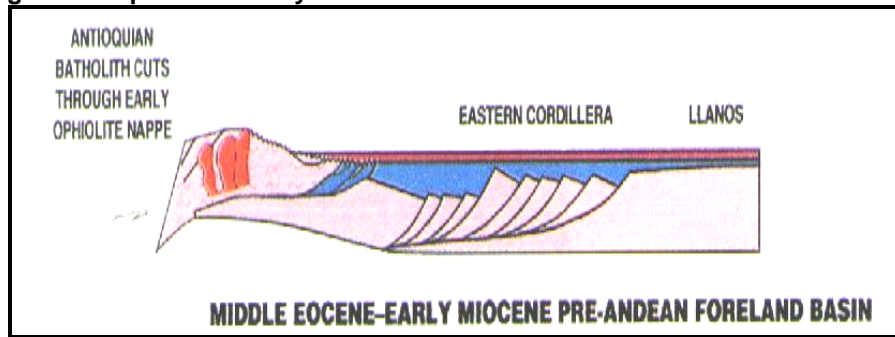
Figura 50 Avance de la placa de Nazca ocasiona la acreción del complejo Ofiolítico generando acreción de la Cordillera Occidental.



Tomado de Cooper, et al (1995).

- Deformación del Eoceno Medio (figura 51) crea pliegues y cabalgamientos en el Magdalena Medio ocasionados por el incremento en la convergencia de placas Nazca y Suramericana

Figura 51. Deformación del Eoceno Medio ocasionado por el incremento en la convergencia de placas Nazca y Suramericana



Tomado de Cooper, et al (1995).

- Oligoceno- Mioceno cercano suceden cambios en los movimientos de las placas que no causan mayor deformación en la cordillera Oriental y los Llanos.

- Para el Mioceno Medio, ocurre el mayor empuje predominante hacia el noreste debido a la colisión del Terreno Chocó en el Noroeste y empuje de la Placa de Panamá, originando el levantamiento definitivo de la Cordillera Oriental. También sucede la inversión de antiguas fallas extensionales desarrollándose como nuevas estructuras compresionales.

Sarmiento (2001) hace referencia a la Subsistencia Preandina en los llanos Orientales, en la paleocordillera Oriental y en el Valle Medio del Magdalena como el resultado de tres factores: la subsidencia termal residual después de la extensión litosférica Mesozoica, la subsidencia flexural de la litosfera debido al peso de la cordillera Central y la subsidencia flexural de la litosfera debido al peso representado por la topografía incipiente generada durante el Paleógeno en la vecindad de los flancos de la paleocordillera Oriental.

Taboada, et al; (2000) menciona las fases tectono-deformativas del Terciario como las principales que afectaron el Norte del sistema Andino:

- Cretácico Tardío – Paleoceno Temprano. Fase deformativa del Valle Alto de Magdalena y el segmento sureste de la cordillera Oriental.
- Eoceno Medio. Fase tectónica en la cual se ha enterrado y plegado el Magdalena Medio
- Oligoceno. Enterramiento y plegamiento a lo largo de las fallas del flanco Occidental de la Cordillera Oriental. La cordillera Oriental se ensancha progresivamente hacia el norte mostrando estilos tectónicos diferentes y variaciones morfológicas.
- Neógeno. Hace 20 ma la placa Paleo Nazca subdujo oblicuamente bajo el arco Baudó – Panamá. La subducción de la placa paleo Nazca es coherente con un pulso de vulcanismo calco alcalino en el Mioceno Medio que ha sido identificado en el oeste de Panamá a partir de datos radiométricos.

De acuerdo a las teorías expuestas por diferentes autores sobre la evolución tectónica del Noroeste de Sur América, los eventos deformativos regionales están directamente relacionados con las márgenes activas y en especial con la colisión de placas.

De acuerdo a la evolución tectónica propuesta por los autores arriba mencionados y la descripción sedimentológica y edad de depositación de las Formaciones de interés; se puede concluir que:

- La Formación A depositada en el Eoceno tardío (Fajardo, et al; 2000) estuvo expuesta a la deformación ocasionada por la Orogenia Andina entre el Mioceno tardío – Plioceno (aproximadamente 12 ma. - hoy día), siendo este el evento deformativo más importante.

- La Formación B depositada en el Paleoceno tardío (Fajardo, et al; 2000), fue deformada en el evento dado en el Paleoceno – Eoceno Medio (49 – 42 ma.) ocasionados por el incremento en la convergencia de placas Nazca y Suramericana (Cooper, et al; 1995)

La Formación C estuvo expuesta a la deformación que se presentó en el Cretácico tardío – Paleoceno temprano (68 – 49 m.a.) resultado de la acreción final de la Cordillera Occidental. Es importante anotar que este evento tectónico regional estuvo concentrado principalmente en las cordilleras Central y Occidental (Cooper, et al; 1995).

En conclusión, los Sistemas Fracturados presentes en el Campo de estudio son el resultado de eventos tectónicos regionales que generan mesoestructuras (Pliegues, Fallas, Diablazas, Fracturas y Estilolitos) en las rocas existentes para el tiempo de deformación.

En el Campo de estudio tenemos 3 Sistemas Fracturados cada uno con una dirección preferencial relacionados con la dirección del esfuerzo principal (ángulo de choque entre los bloques).

Los Sistemas Fracturados son:

- El Sistema Fracturado generado por el evento de acreción de grandes bloques de corteza oceánica, (Formación C).

- El Sistema Fracturado generado por el aumento en la rata de convergencia entre las márgenes activas (Formación B y C).

- El Sistema Fracturado generado por la Orogenia Andina, y eventos de rumbo posteriores los cuales continúan evolucionando. (Formación A, B y C).

El análisis del fracturamiento en los intervalos corazonados del Campo de estudio, permite entender de una manera mas acertada, el papel que tienen las

fracturas en el desarrollo de las diferentes vías de acumulación y flujo de hidrocarburos.

4.2.2 Caracterización a partir de análisis de núcleos y afloramientos

Se caracterizaron 2.397 pies netos de corazón de las formaciones A, B y C; correspondientes a los siete pozos trabajados dentro del campo de estudio, se describieron 1.449 fracturas naturales de las cuales se orientaron de manera preliminar 1293 fracturas que representan el 89,2% del total, donde están incluidos todos los tipos de fractura, desde las naturales hasta las inducidas.

Al analizar estos resultados se lleva a cabo la integración de la totalidad de los datos generados en la caracterización de las fracturas en cada intervalo de núcleo disponible. En este análisis sólo se tuvieron en cuenta las fracturas naturales; ya que ellas son las que realmente importan a la hora de analizar el posible flujo de los fluidos.

4.2.3 Caracterización de macrofracturas a partir de la descripción de corazones

La caracterización de macrofracturas se enfocó a la descripción detallada de los diferentes parámetros que permiten establecer en detalle las características y variaciones que presenta cada fractura, puntualizando el número de ellas en cada pie de núcleo descrito, o en una localidad tipo afloramiento. A continuación se presenta la descripción de cada parámetro utilizado.

4.2.3.1 Descripción de Corazones

La descripción de las propiedades sedimentológicas, estratigráficas y de fracturamiento presentes en los corazones se realizó de manera detallada levantando la información pie a pie. Esta información se plasmó en una escala de 1:10.

➤ Descripción Sedimentológica

En esta descripción se tuvo en cuenta la litología, tamaño de grano de las partículas que conforman la roca y la presencia de estructuras sedimentarias

físicas y orgánicas. Con esta información se identificó el tipo de facies a la cual pertenecía la roca y el posible ambiente de depositación.

La revisión del estado de descripciones disponibles para el Campo determinó la existencia de 45 facies inicialmente. Partiendo de la información de corazones presente en los 7 pozos e integrando atributos sedimentológicos y estratigráficos para un mejor entendimiento del comportamiento de estas rocas y su respuesta ante el proceso de fracturamiento, Ortiz. et. al. 2000¹¹, se estandarizó finalmente en 17 tipos de facies. La tabla 14, registra las características asignadas a cada una de las facies, las cuales son confrontadas con su respuesta al fracturamiento presente en el Campo.

Tabla14. Facies típicas de las unidades productoras y sello del campo de estudio

No	Convención	Descripción Facies
1	Aac	Cuarzoarenita con aloquímicos
2	Adp	Cuarzoarenita con deformación penecontemporánea
3	Ab	Cuarzoarenita bioturbada
4	Abri	Cuarzoarenita bioturbada con relictos de laminación
5	Al	Cuarzoarenita laminada
6	Abre	Cuarzoarenita bioturbada con relictos de estratificación cruzada
7	Ae	Cuarzoarenita con estratificación cruzada
8	Acep	Cuarzoarenita conglomerática con estratificación cruzada con pebbles
9	Aep	Cuarzoarenita con estratificación planar
10	Aci	Cuarzoarenita con clastos imbricados
11	Cep	Conglomerado con estratificación cruzada con pebbles
12	Cmo	Conglomerado oligomóctico
13	Fb	Arcillolita-Limolita bioturbada
14	Fbri	Arcillolita-Limolita bioturbada con relictos de laminación
15	Fl	Arcillolita-Limolita laminada
16	Fc	Arcillolita-Limolita carbonosa
17	Fm	Arcillolita-Limolita moteada

Tomado de GMPH.

En la figura 20 del capítulo anterior se observa el formato utilizado para llevar los datos de la descripción sedimentológica de los núcleos.

Descripción de las características más importantes de las macrofracturas

En esta parte del estudio se tomó en cuenta la disposición, tipo y características generales de las diferentes fracturas, esto con el fin de clasificarlas y darles un grado de importancia a la hora de hacer la relación de dichas fracturas con el flujo de fluidos y con el carácter naturalmente fracturado del yacimiento.

Descripción de los Parámetros más influyentes en las Macrofracturas:

Con el fin de registrar la información obtenida para cada fractura, y utilizando la nomenclatura representativa de cada parámetro en la (Tabla 4), se dispone a llenar el formato (figura20) para la descripción de fracturas.

En la figura 52 se presenta este formato en una hoja Excel, donde se consignan todos los resultados de la descripción de los parámetros de fracturas realizados pie a pie para cada formación del campo de estudio.

Figura 52. Formato de Descripción de Parámetros en el software Statistical Frac YNF

The screenshot shows the Statistical Frac YNF software interface. At the top, there are logos for Universidad Industrial de Santander and the software itself. Below the logos is a menu bar with options: Nuevo Proyecto, Abrir Proyecto, Guardar Proyecto, Descripción, No. Frac vs. Profundidad, Parametros de Fractura, Facie vs. Profundidad, Intensidad de Fracturamiento, and Orientacion. The main area contains a table with the following columns: Profundidad [m], Topes, Facie, Espesor, Facie, Ciclo Estratigrafico, Nombre Fractura, Tipo de Fractura, Número de Fracturas, Intensidad de Fracturamiento, Tipo de Esfuerzo, Apertura y Relleno, and Longitud [m]. The table is filtered by 'Profundidad' and contains data for various fracture types and depths.

Profundidad [m]	Topes	Facie	Espesor	Facie	Ciclo Estratigrafico	Nombre Fractura	Tipo de Fractura	Número de Fracturas	Intensidad de Fracturamiento	Tipo de Esfuerzo	Apertura y Relleno	Longitud [m]
12446'	12446	Abre	8.75	Abre		c1	1.00	1.00		2.00	1.00	3:1
	12446			Abre		c2	1.00	1.00		2.00	1.00	3:1
	12446			Abre		i	2.00	1.00				
12447'	12447			Abre		c1	1.00	1.00		2.00	1.00	3:1
	12447			Abre		i	2.00	3.00				
12448'	12448			Abre		c1	1.00	1.00		2.00	1.00	3:1
	12448			Abre		i	2.00	2.00				
12449'	12449			Abre								
12450'	12450			Abre								
12451'	12451			Abre								
12452'	12452			Abre								
12453	12452			Abre		cz1	1.00	1.00		3:2	1.00	4:9
	12452			Abre		i	2.00	2.00				
12454'	12454			Abre		cz1	1.00	1.00		3:2	1.00	4:1
12454' 9"	12454.75	ND	.666666667	ND								
12455' 5"	2455.41667	Abri	.583333333	Abri		cz1	1.00	1.00		3:2	1.00	4
12456' 5"	2456.41667			Abri		t1	1.00	1.00		1.00	1.00	3:1
	2456.41667			Abri		e1-e2	4.00	2.00		2.00	1.00	3:13
12457' 4"	2457.33333			Abri		e2final						
12458'	12458			Abri		cz1	1.00	1.00		3:2	1.00	4:1
	12458	Fbri	1.75	Fbri		cz2	1.00	1.00		3:2	1.00	3:1
12458' 8"	12458.75			Fbri		cz1	1.00	1.00		3:1	5.00	3:2
	12458.75			Fbri		i	2.00	3.00				
	12458.75			Fbri		cz2final						

A continuación se presentan los resultados de los parámetros que influyen en el flujo de fluidos para cada formación.

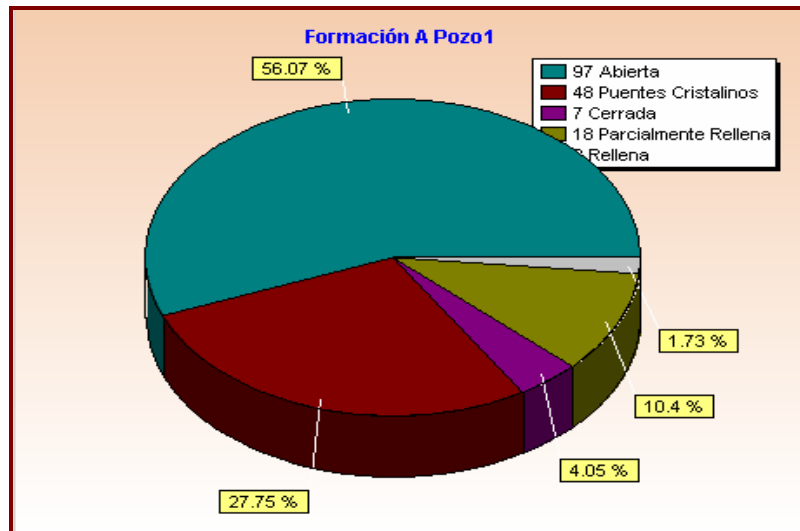
POZO 1.

Se caracterizaron 1036,3 pies netos de núcleo, que corresponden a la formación A (590,88pies), formación B (342,76) y formación C (102,66pies).

APERTURA.

Formación A: Se caracterizaron 190 fracturas naturales, donde las fracturas abiertas representan el 56.07%, cerrada 4.05% y parcialmente rellenas 10.4% lo cual indica que hay un buen indicador para la acumulación de hidrocarburos, y la existencia de canales de flujo. La figura 53 representa la distribución de la variación del parámetro apertura en las fracturas de la formación A

Figura 53. Distribución del tipo de Apertura para las fracturas caracterizadas en el Pozo 1 Formación A.



Formación B: se caracterizaron 342 fracturas naturales, encontrándose que las fracturas abiertas representan el 64.09%, parcialmente rellenas 15.48% y cerradas 9.29% lo cual indica que al igual que en la formación A, hay un buen indicador para la acumulación de hidrocarburos y la existencia de canales de flujo, ya que las fracturas abiertas tienen una presencia significativa en la

formación. La figura 54 representa la distribución de la variación del parámetro apertura en las fracturas de la formación B.

Formación C: se caracterizaron 91 fracturas naturales, de las cuales las fracturas abierta el 42.37%, cerrada 3.39% y parcialmente rellenas 6.78%. Las condiciones óptimas para la acumulación y flujo de fluidos, disminuyen respecto a las formaciones A y B, al aumentar la presencia de fracturas no aptas para tal fin como los puentes cristalinos, las fracturas cerradas y rellenas. La figura 55 representa la distribución de la variación del parámetro apertura en las fracturas de la formación C.

Figura 54. Distribución del tipo de Apertura para las fracturas caracterizadas en el Pozo 1. Formación B.

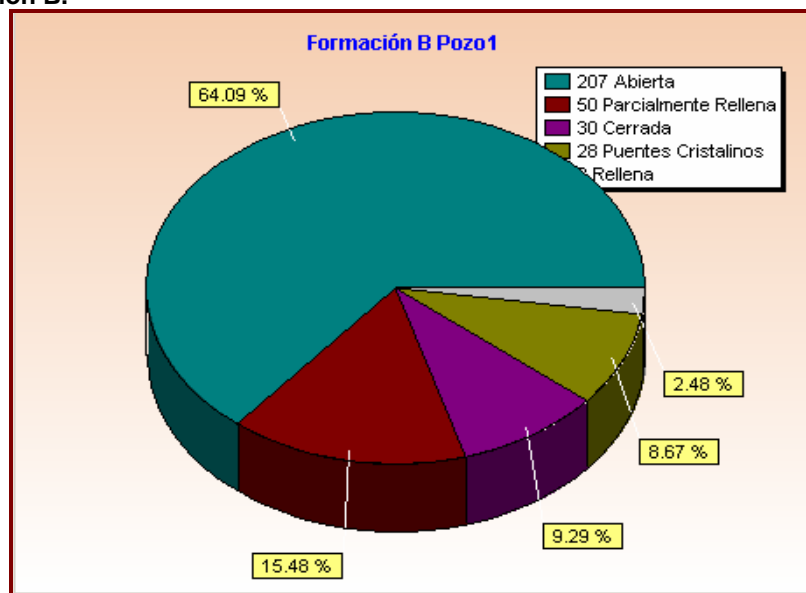
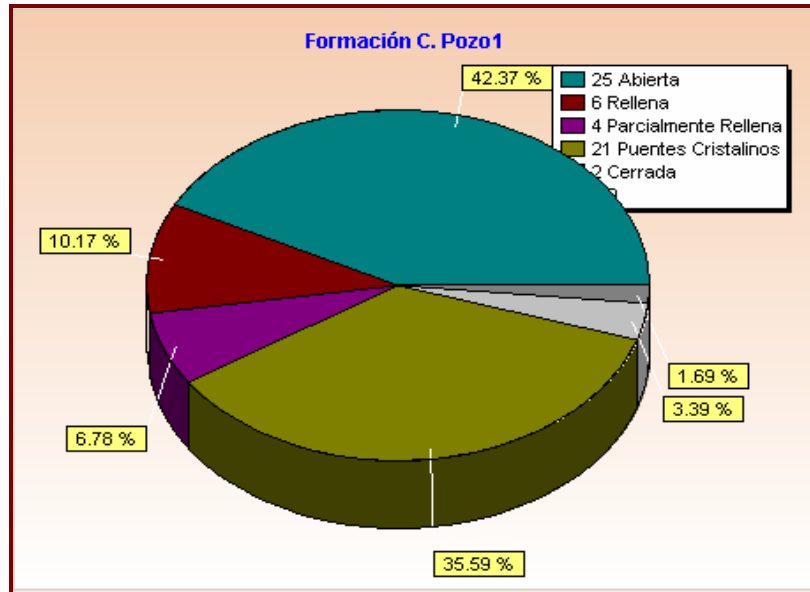
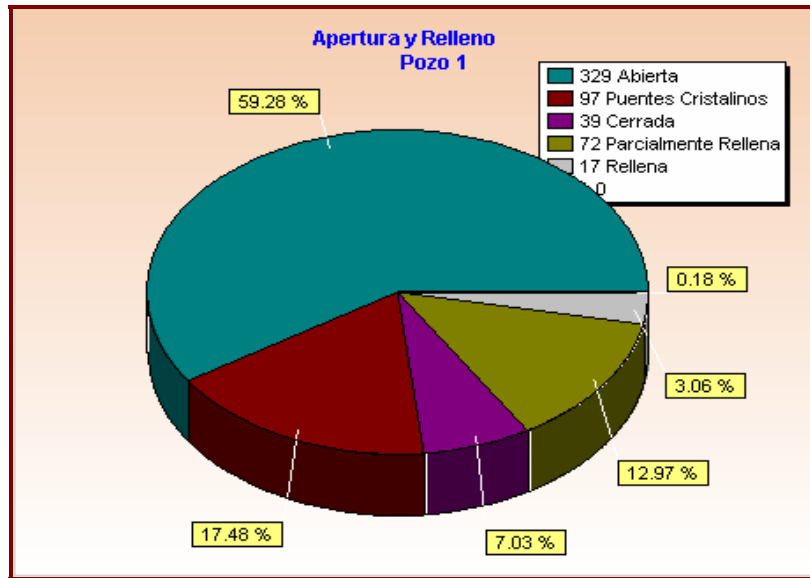


Figura 55. Distribución del tipo de Apertura para las fracturas caracterizadas en el Pozo 1 Formación C.



El parámetro tipo de apertura, en el pozo 1 presenta un comportamiento positivo para el flujo de hidrocarburos ya que predominan las fracturas abiertas, y aunque en la formación C, no son el tipo principal, es de resaltar su importancia, dado el número de fracturas analizadas para tal formación. En este pozo se analizaron 623 fracturas naturales donde las fracturas abiertas equivalen a el 59.28%, las fracturas cerradas el 7.03% y las fracturas parcialmente rellenas el 12.97%. En la figura 56 se ilustra la distribución del tipo de fractura para el pozo 1.

Figura 56. Distribución del tipo de Apertura para las fracturas caracterizadas en el Pozo 1.



PERFIL DE FRACTURA.

Formación A: Se analizaron 190 fracturas naturales, donde las fracturas de perfil sinuoso equivalen al 70.52%, las fracturas de perfil recto al 25.43% y las fracturas de perfil dentado al 4.05%. De acuerdo a estos resultados, se tiene que el perfil de las fracturas en la formación A es favorable para el flujo de fluidos, dado que el perfil dentado que es el que genera mayor tortuosidad en el flujo de fluidos se encuentra en un porcentaje mínimo. En la figura 57 se ilustra el comportamiento del tipo de perfil en las fracturas de la formación A.

Formación B: Se caracterizaron 345 fracturas naturales, encontrándose que las fracturas con perfil sinuoso representan el 70.9%, perfil recto 23.84% y perfil dentado 4.64%, lo cual indica que el perfil de las fracturas presenta características y condiciones para un buen flujo de fluido. La figura 58 ilustra el comportamiento del tipo de perfil en las fracturas de la formación B.

Figura 57.Distribución del tipo de perfil de las fracturas caracterizadas en el pozo 1 formación A.

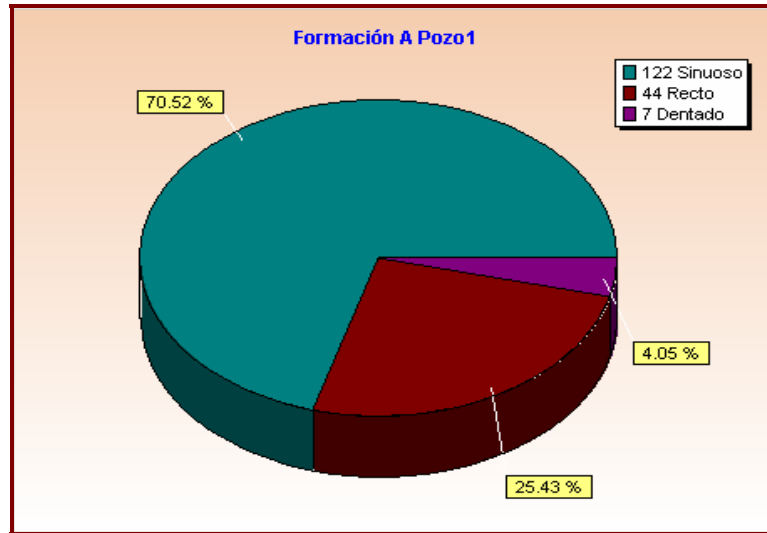
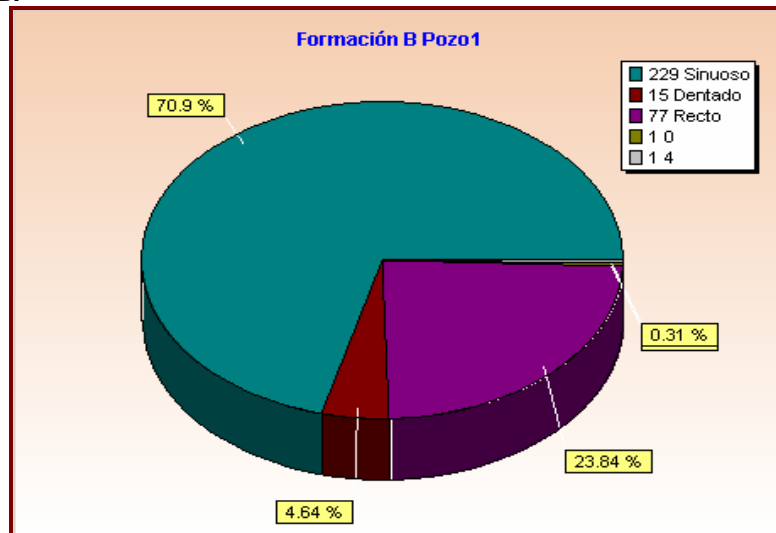


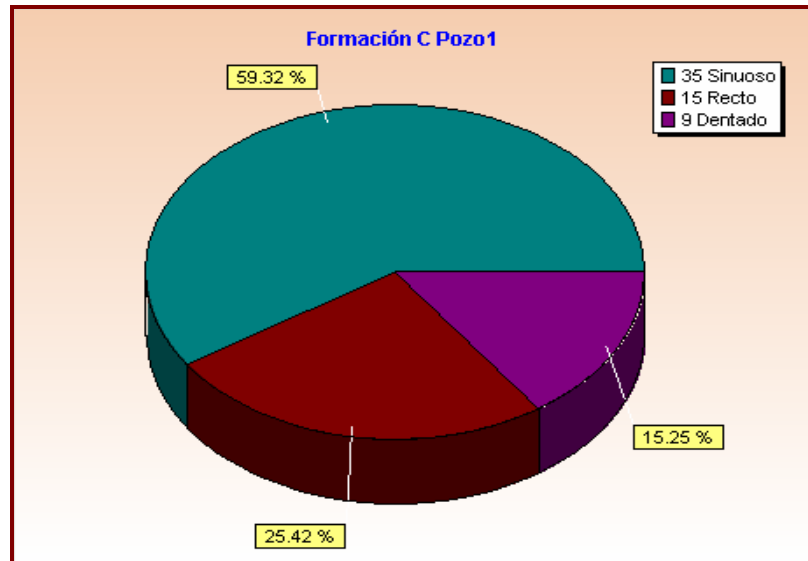
Figura 58.Distribución del tipo de perfil de las fracturas caracterizadas en el pozo 1 formación B.



Formación C: Se caracterizaron 88 fracturas naturales, de las cuales las fracturas con perfil sinuoso representan el 59.32%, con perfil recto el 25.42%, y con perfil dentado 15.25%. Estos resultados me indican que aunque las fracturas con perfil dentado, tienen presencia significativa, las condiciones para un flujo de fluidos es bueno, ya que las fracturas rectas se conservan en buena

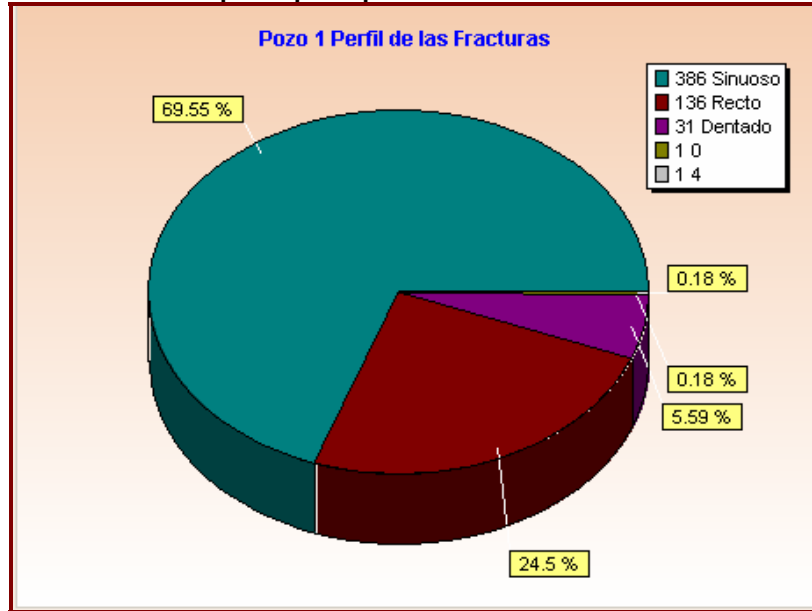
proporción respecto a las fracturas medidas. La figura 59 ilustra en porcentajes la presencia de los tipos de perfil en las fracturas de la formación C.

Figura 59. Distribución del tipo de perfil de las fracturas caracterizadas en el pozo 1 formación C.



El parámetro Perfil de las fracturas en el pozo 1, muestra los tres tipos de perfiles estimados en la caracterización de cada formación analizada, lo que indica que las condiciones de acumulación y transporte de fluidos son buenas, pues las fracturas con perfiles rectos tienen gran relevancia en este parámetro. De las 623 fracturas naturales analizadas, se tiene en términos generales que las fracturas con perfil sinuoso equivalen al 69.55%, perfil recto al 24.5% y con perfil dentado al 5.59%. En la figura 60 se ilustra la distribución del tipo de perfil en las fracturas del pozo 1.

Figura 60. Distribución del tipo de perfil para las fracturas caracterizadas en el Pozo 1.



MORFOLOGÍA DE LA PARED.

Formación A: Este parámetro, fue caracterizado en 190 fracturas naturales, donde se obtuvo que un 51% de las fracturas presenta pared estriada, las fracturas con morfología de pared rugosa corresponden al 23.12%, las fracturas con pared uniforme al 1.73% y las fracturas con pared no observable al 23.12%. Esto indica que se presenta tortuosidad para el flujo de fluidos, ya que las fracturas con pared uniforme que son las que presentarían mejores condiciones de flujo se encuentran en mínimo porcentaje. En la figura 61 se ilustra el comportamiento del tipo de pared en las fracturas de la formación A.

Formación B: Se caracterizaron 344 fracturas naturales, encontrándose que las fracturas con pared estriada representan el 47.68%, con pared rugosa el 39.01% y uniforme el 0.31%. Esto indica que las condiciones para el buen flujo de fluidos disminuyen respecto a la formación A, debido a la alta tortuosidad, ya que las fracturas con paredes lisas que generan buenas condiciones tienen mínima presencia. La figura 62 ilustra el comportamiento del tipo de pared en las fracturas de la formación B.

Figura 61 Distribución del tipo de pared en las fracturas caracterizadas en el pozo 1 formación A.

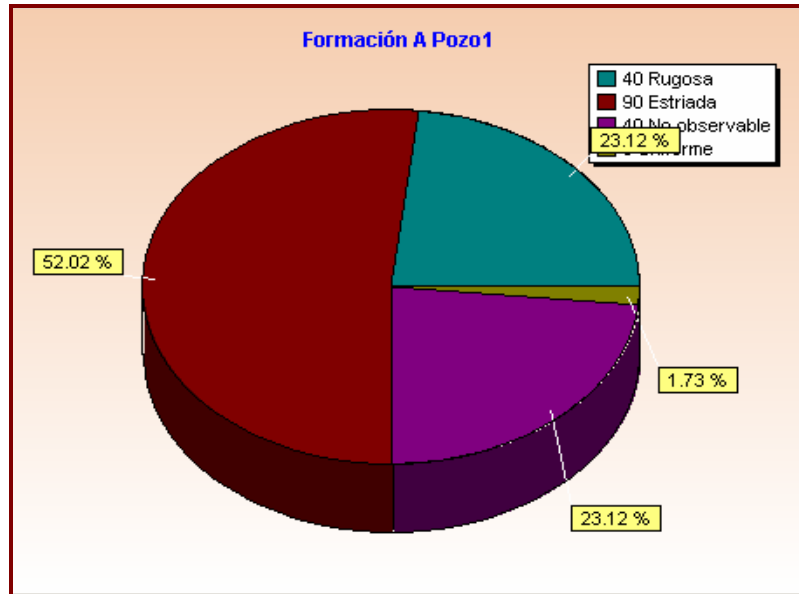
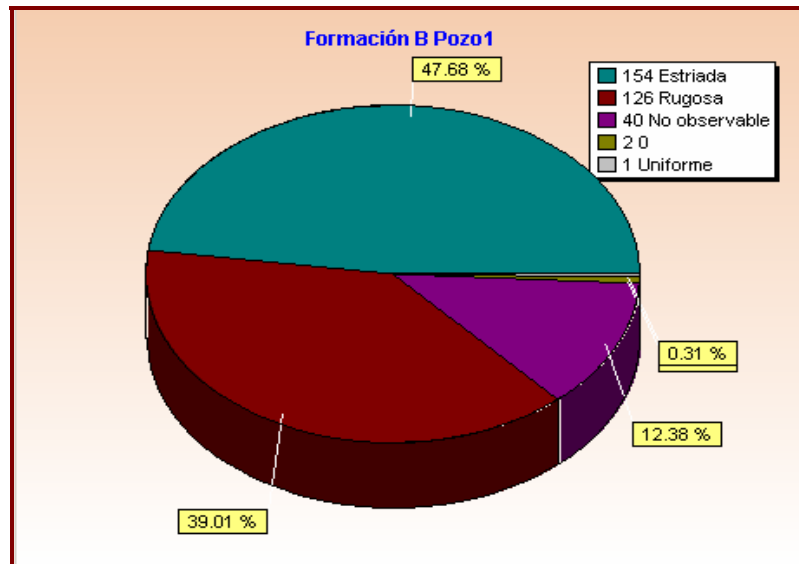


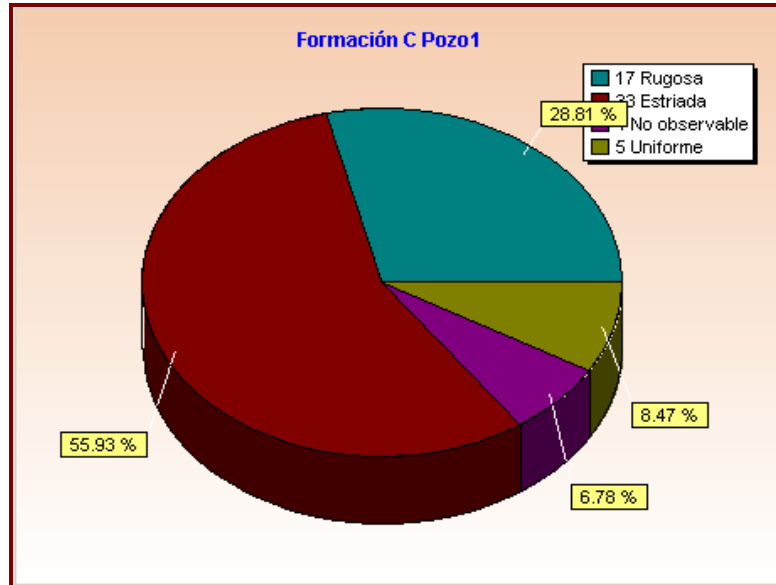
Figura 62. Distribución del tipo de pared en las fracturas de la formación B, pozo 1.



Formación C: Se caracterizaron 88 fracturas naturales y se obtuvo que las fracturas con pared estriada representan el 55.93%, con pared rugosa el 28.81% y pared lisa o uniforme el 8.47%. Esto indica que las condiciones para

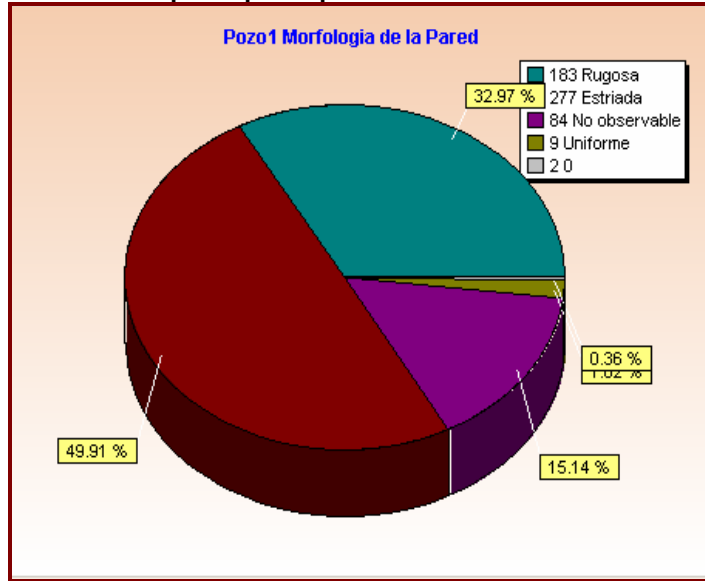
el buen flujo de fluidos no son muy buenas, ya que las fracturas con paredes lisas que generan buenas condiciones tienen mínima presencia, presentándose alta tortuosidad. La figura 63 representa la distribución porcentual del tipo de pared en la formación C.

Figura 63 Distribución del tipo de pared en las fracturas de la formación C, pozo 1.



La caracterización del parámetro morfología de la pared se realizó en 622 fracturas naturales del pozo 1, y evidencia las condiciones de tortuosidad que se tienen en el flujo de los fluidos, ya que las fracturas con pared estriada (49.91%) y pared rugosa (32.97%) representan el mayor porcentaje de las fracturas en las cuales este parámetro fue medido y las fracturas con pared lisa o uniforme (1.02%) representan una mínima parte. En la figura 64 se ilustra la distribución del tipo de pared en las fracturas del pozo 1.

Figura 64. Distribución del tipo de pared para las fracturas caracterizadas en el Pozo 1.



INTENSIDAD DE FRACTURAMIENTO

En la descripción de la relación de facies con la intensidad de fracturamiento presente en ellas, es indispensable tener definidas las diferentes facies encontradas en los intervalos corazonados para cada formación. Además de tener claramente identificadas dichas facies es fundamental tener identificado el espesor de cada facies en profundidad y el porcentaje de ocurrencia de dichas facies en cada una de las formaciones estudiadas.

Para cada pozo corazonado se registro pie a pie la información de caracterización de fracturas para cada formación. De los 2396.81 pies corazonados correspondientes a los 7 pozos, como modo de ejemplo se seleccionó las fracturas correspondientes a los pozos 1, 2 y 3.

Se presenta un resumen mediante tablas, diagramas de torta y diagramas de barras (figuras de la 65 a la 67 y Tabla 15) para analizar la IF vs. Facies para cada formación del pozo 1 corazonado en el campo de estudio.

En la tabla 15 se presenta el número total de fracturas tanto natural, inducido, natural-inducido como estilolitos, así como el espesor neto de la respectiva facies. El diagrama de torta (figura 66) presenta el porcentaje del espesor de cada facies con respecto al total. El diagrama de barra de Intensidad de Fracturamiento vs. Facie (figura 67) se presenta sólo para las fracturas naturales.

Con el valor de la tabla 15 se pudo generar los gráficos que permitirían diferenciar claramente cada facies en profundidad y a su vez indicar el índice de fracturamiento normalizado, esto con el fin de identificar la facies que presentaban mayor índice de fracturamiento. En la figura 65 se puede observar todos estos parámetros, las facies en profundidad, el espesor de cada una de las facies y su respectivo valor de intensidad de fracturamiento.

POZO 1

Tabla15. IF de Fracturas Naturales– Pozo 1.

Facies	H	Naturales	Inducidas	Nat-Ind	Estilolitos	IF (Nº/ft) *	IF (Nº/ft) **
Abre	222,00	133	598	32	152	0,60	0,14
Abrl	114,42	49	322	32	84	0,43	0,05
Fbrl	85,42	17	235	5	4	0,20	0,02
Ab	46,00	18	193	12	40	0,39	0,02
Ae	91,17	76	378	22	32	0,83	0,08
Acep	183,00	195	594	35	63	1,07	0,21
Fm	144,42	12	362	0	1	0,08	0,01
Fl	0,67	0	2	0	0	0,00	0,00
Cep	12,08	8	44	0	0	0,66	0,01
Fb	32,50	9	89	11	0	0,28	0,01
Adp	9,42	3	63	1	8	0,32	0,00
Aci	1,92	0	3	0	2	0,00	0,00
TOTAL	943,00	520	2883	150	386	4,86	0,55

Tomado de GMPH

* Intensidad de fracturamiento de Fracturas Naturales

** Normalizada con respecto al espesor total

Figura 65. Intensidad de Fracturamiento Vs. Profundidad de la facies

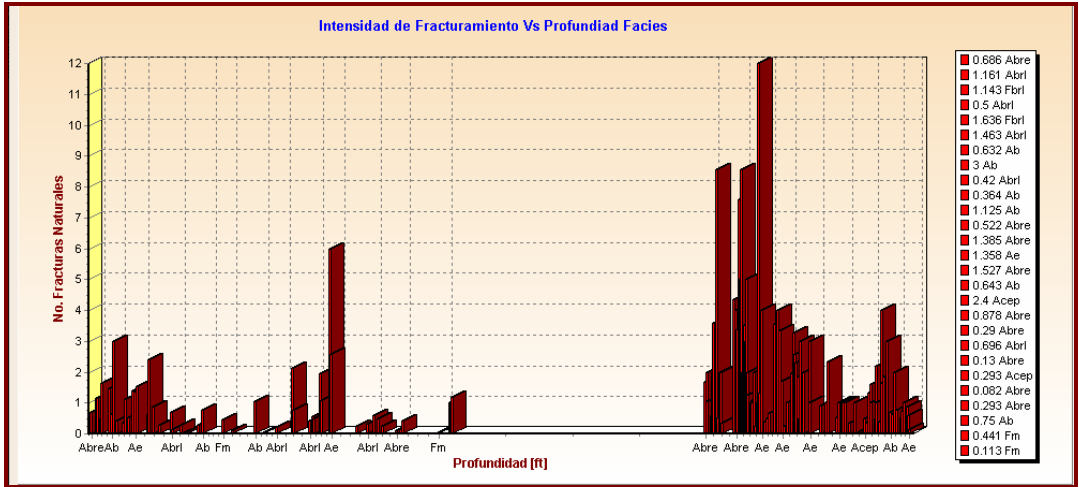


Figura 66. Porcentaje del espesor de las Facies Pozo 1.

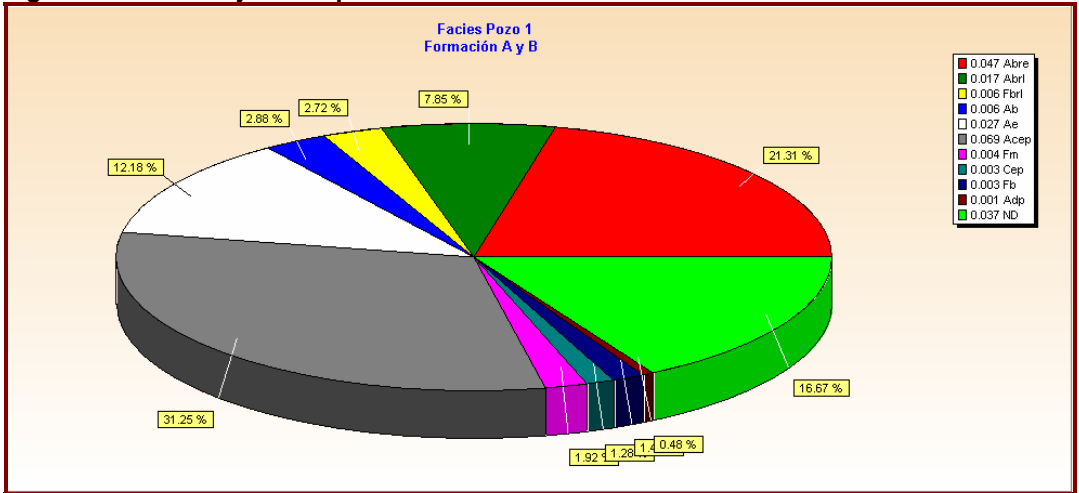
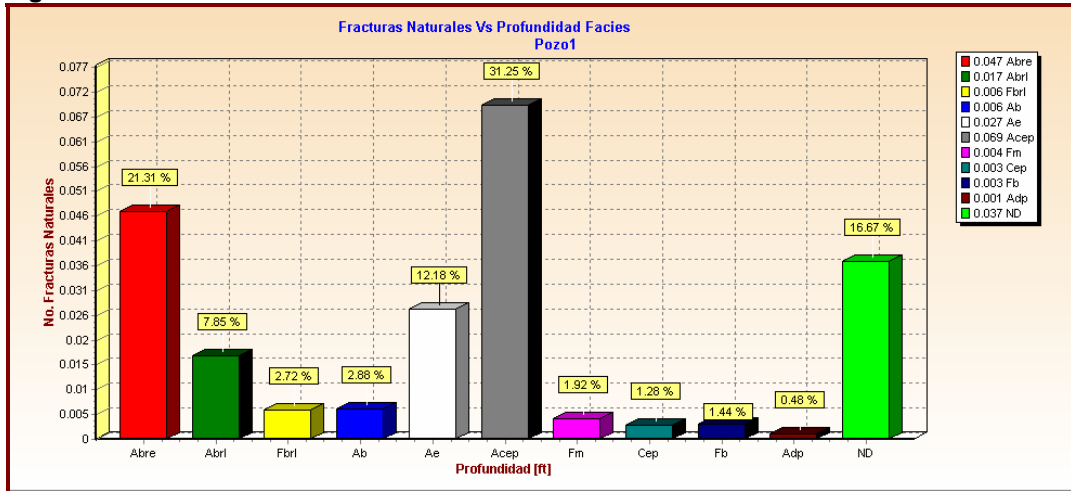


Figura 67. IF vs. Facie Pozo 1.



A modo de conclusión se puede decir que las facies Abre (Cuarzoarenita bioturbada con relictos de estratificación cruzada) y la Acep (Cuarzoarenita conglomerática con estratificación cruzada con pebbles) son las que presentan mayor intensidad de fracturamiento.

ORIENTACIÓN

Para generar las rosetas de los diferentes tipos de esfuerzos en cada intervalo corazonado se utilizó el software Georient, el cual esta diseñado para generar diagramas rosas que ilustren la orientación preferencial de las diferentes familias de fracturas.

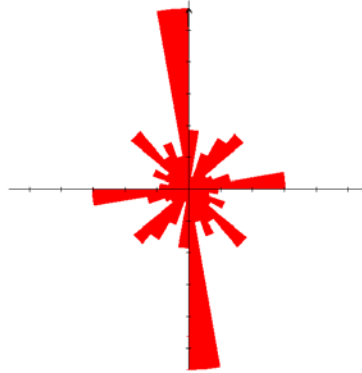
En esta caracterización se determinó una orientación relativa para cada una de las fracturas descritas obteniendo las siguientes rosetas en el pozo 1 del campo de caso de estudio.

Fracturas de Compresión:

Como se observa en la figura 68 en este diagrama se presentan 2 sistemas de fracturas preferencial con tendencia relativa NS y EW ortogonales entre sí, con 253 de datos ploteados: los cuales son originados en diferentes estados de

deformación, ya que no es posible generar fracturas de compresión perpendiculares en un mismo episodio deformativo

Figura 68. Diagrama Rosa para las Fracturas de Compresión.

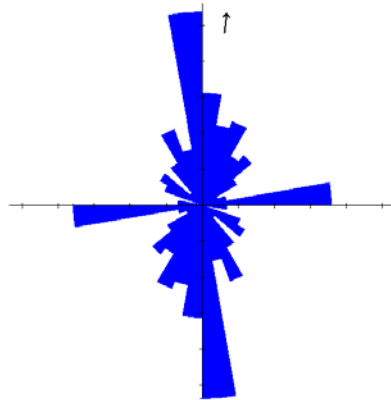


Tomado de GMPH.

Fracturas de Tensión

Las fracturas de tensión presentan un sistema de fracturas ortogonales entre sí semejante a la roseta de las fracturas de compresión. De acuerdo a lo expuesto para las fracturas de compresión no se pueden generar fracturas de tensión perpendiculares entre sí en un mismo evento deformativo, en la figura 69 se presenta 2 sistemas fracturados con tendencia relativa preferencial NS y EW. tomando 167 datos ploteados.

Figura 69. Diagrama Rosa para las fracturas de Tensión. Número de datos ploteados: 167

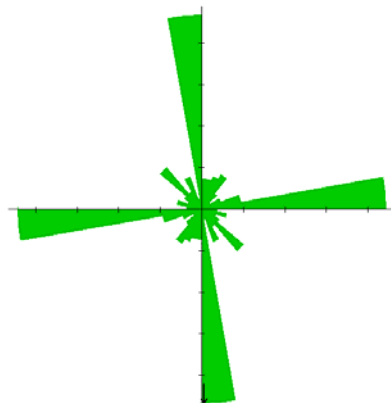


Tomado de GMPH

Fracturas de Cizalla

El Diagrama Rosa de la figura 70 para las fracturas de Cizalla con 149 datos ploteados muestra claramente 2 episodios deformativos que formaron los sistemas fracturados con orientación relativa preferencial NS – EW y NE – NW, resultado del cambio en la dirección de choque entre las placas.

Figura 70. Diagrama Rosa para las Fracturas de Cizalla. Numero de datos ploteados: 149.



Tomado de GMPH

Con los diagramas Rosas se pudieron identificar 3 eventos deformativos principales:

-Un episodio deformacional promotor del sistema de fracturas de Compresión (Figura 68) con orientación relativa NS, fracturas de Tensión (Figura 69) con orientación relativa EW y fracturas de Cizalla NE – NW (Figura 70)

-Un evento deformativo que generó fracturas de Compresión con orientación relativa EW (Figura 68), fracturas de Tensión con orientación relativa NS (Figura 69) y fracturas de Cizalla con orientación relativa NE – NW (Figura70)

-Las fracturas de Cizalla originó un evento con orientación relativa NS – EW (Figura 70), fracturas de Compresión con orientación relativa NE-NW (Figura 68) y finalmente fracturas de Tensión con orientación relativa NE (Figura 69).

ORIENTACIÓN PALEOMÁGNÉTICA DE NÚCLEOS:

Orientación Paleomagnética de Núcleos en el campote estudio.

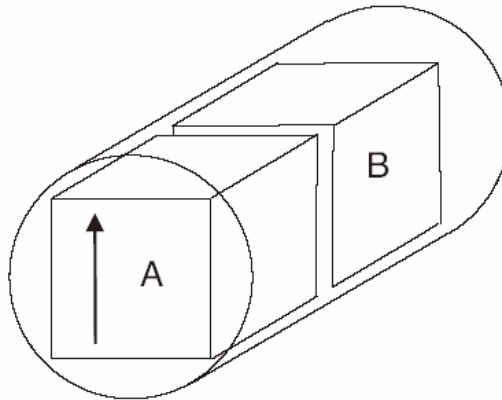
Para la implementación de la técnica de paleomagnetismo se utilizaron 28 muestras correspondientes al pozo 2; a las que se les realizó un primer muestreo que consistió en la extracción de muestras tipo plug o tapón; a las cuales se les registro fotográficamente antes y después de la extracción.

Estas muestras fueron enviadas a un proceso de desmagnetización, y posterior orientación en el laboratorio de Paleomagnetismo del BEG Universidad de Texas (Austin).

Análisis Paleomagnéticos de las muestras.

El análisis Paleomagnético fue desarrollado por el departamento de Geociencias, UTEXAS; en el cual fueron sometidas para orientar los segmentos de core catorce muestras cilíndricas de 2 pulgadas de diámetro (plugs) del pozo 2 del campo de estudio. De cada plug se obtuvo dos cubos de 2x2x2 cm, la muestra con la flecha original (MOL) fue nombrada A y la muestra interior nombrada B. (Figura 71).

Figura 71. Ubicación de las muestras A y B apartir de el plug.

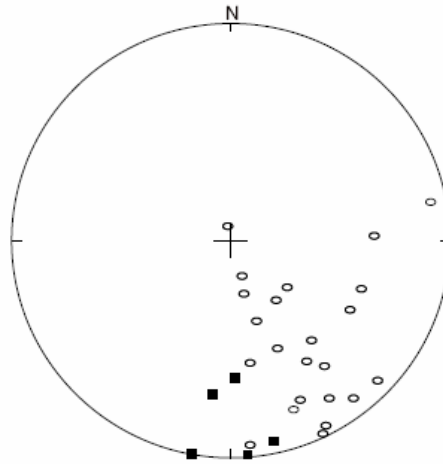


Tomado de Wulf Gose, Dpto de ciencias Geológicas, Universidad de Texas, Austin.

Todas las 28 muestras fueron sometidas a una desmagnetización progresiva, de donde se obtuvo que las muestras se encontraban débilmente magnetizadas, con intensidades entre 0.1 y 0.8 mA/m y con una susceptibilidad magnética $< 10E7$ (unidades cgs).

Las direcciones de la MRN (magnetización remanente natural) son representadas en la figura 72 donde los símbolos abiertos están en el hemisferio superior y los cuadrados cerrados en el inferior del diagrama de Smith, el agrupamiento es sorprendente, debido a que las muestras provienen de segmentos de núcleo si orientar se esperaría una distribución al azar. El agrupamiento implica que las muestras fueron remagnetizadas durante el almacenamiento. Esta magnetización remanente es medida al final de cada etapa por un sensible magnetómetro computarizado.

Figura 72. Ilustración de las direcciones de magnetización del MRN.



Tomado de Wulf Gose, Departamento de ciencias Geológicas, Universidad de Texas, Austin.

4.2.4. Caracterización De Parámetros De Microfracturas

Análisis Petrográfico y de Microfluorescencia

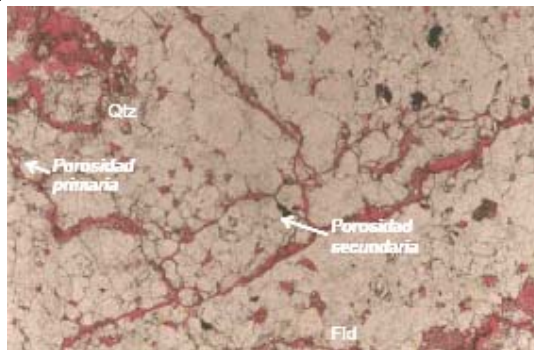
Análisis Petrográfico Para este estudio se trabajaron tres secciones delgadas ubicadas en las formaciones B y C esto con el propósito de ayudar a la reconstrucción deposicional y diagenética de estas formaciones; de las cuales para explicar la metodología solo se mostrará la sección delgada1 de la formación B.

Esta historia diagenética y deposicional es solo una parte puntual de los sitios donde se tomaron las tres secciones delgadas. Petrográficamente las rocas analizadas corresponden a cuarzoarenitas, con inmadurez textural, con ausencia de matriz y cemento; teniendo contactos tangenciales entre los granos entre los granos, de la formación B.

Análisis de Petrográfico, sección delgada 1. Formación B. Se trata de una roca homogénea, manteniendo su estructura y composición igual a lo largo de toda la placa, no se observa ningún tipo de laminación, estratificación o

zonación. Las partículas que componen la roca se encuentran distribuidas al azar a lo largo de la de la sección y no presentan ningún tipo de imbricación. El grado de porosidad de la roca es aproximadamente un 12% de la cual la porosidad primaria corresponde al 8% y la porosidad secundaria aportada por las fracturas presentes en la muestra corresponde al 4%, (figura 73). La roca está compuesta casi exclusivamente de un (97%) de cuarzo; con un bajo porcentaje de feldespato (2%) y minerales accesorios (1%) representados por moscovita y circón.

Figura 73. Fotografía de la sección delgada 1. Se observa porosidad primaria y secundaria de la roca.



Tomado de Herrera 2005.

Análisis de Microfluorescencia. Para este análisis se utilizaron las mismas muestras trabajadas en el estudio petrográfico. En el análisis de Microfluorescencia se pudo observar fracturamiento que no es aparente bajo la luz polarizada en la petrografía convencional.

Análisis de Microfluorescencia, sección delgada 1 formación B. En esta sección delgada se pudo apreciar que un porcentaje significativo de partículas de tamaños menores son arrancados de las paredes de las fracturas las cuales tienen una abertura considerable y son depositadas en zonas donde se acumulan, formando pequeños aglomerados de partículas muy pequeñas a finas. Estos aglomerados actúan como tapones que obstaculizan el libre flujo de los hidrocarburos a través de las fractura, haciendo que aumente la

tortuosidad del flujo, ya que los fluidos que migran a través de las fracturas se enfrentan a zonas en las cuales las fracturas se encuentran taponadas y deben buscar nuevas rutas de migración.

Sobre esta sección se realizaron dos scanline, los dos perpendiculares a las direcciones preferenciales de las dos familias de microfracturas observadas en la muestra.

Mediante estos scanlines se analizó cada una de las familias de microfracturas presentes en la muestra y se midieron parámetros como: orientación, apertura de las fracturas (medida en micras, $1\text{micra}=0,001\text{mm}$), perfil de la fractura.

La orientación de las microfracturas al igual que la de las macrofracturas observadas en los núcleos, es una orientación aparente ya que las secciones fueron orientadas tomando como eje de referencia el plano de corte del core.

4.2.5. Caracterización de Fracturas a partir de Registros eléctricos

La definición de facies (Tabla 15) y la caracterización de fracturas en los corazones realizadas anteriormente son la base para caracterizar fracturas a partir de registros eléctricos, ya que proporciona la principal fuente de comparación para lo que se pueda observar en los registros convencionales.

★ *Correlación Facies- Registro*

A partir de la metodología de diseño de los Diagramas de araña y barras ya descrita para relacionar las facies sedimentarias con registros eléctricos, se definen valores promedio de los registros para cada facies, estableciendo las correspondientes electrofacies para los pozos corazonados del campo de estudio, en este caso se presenta la metodología para el pozo 1 y 2 (tablas 16 y 17).

Tabla 16. Valores promedio para cada electrofacies en el pozo 1

	VALOR REGISTRO ELÉCTRICO (POZO 1)												
	CAL	GR	CGR	NPH	RHOB	PEF	DT	DTRS	DTRP	URAN	POTA	THOR	ELECTR OFACIE
Abre	8.290	17.27	13.13	4.733	2.566	1.990	56.23	90.43	55.94	1.735	0.116	2	B1
Ae	7.636	13.63	9.090	4.918	2.550	2.187	55.65	89.56	55.65	1.560	0.066	2	B1
Acep	7.630	16.35	10.90	5.240	2.570	2.187	55.65	87.6	55.65	1.40	0.133	2.25	B1
Cep	7.909	16.66	10.6	6.557	2.575	2.33	54.78	96.08	54.98	1.458	0.11	1.6	B1
Ab	7.720	27.27	20.84	6.557	2.540	2.113	56.08	89.15	58.69	2.372	0.310	3.33	B2
Abrl	8.757	37.12	28.02	8.196	2.466	3.90	57.38	99.12	57.38	2.965	0.322	6.5	B3
Fbrl	8.50	104.0	84.80	25.8	2.40	4.04	57.5	95.0	60.0	6.50	1.16	21.7	A1
Fm	12.54	113.6	86.35	33.93	2.369	6.92	66.06	110.2	64.01	5.121	2.065	27.99	A2
FI	9.270	90.90	72.72	26.22	2.60	5.906	58.28	97.39	60.86	4.330	1.133	14	A3

Tomada Nuncira 2005

Tabla 17. Valores promedio para cada electrofacies y su correspondiente facies en el pozo 2.

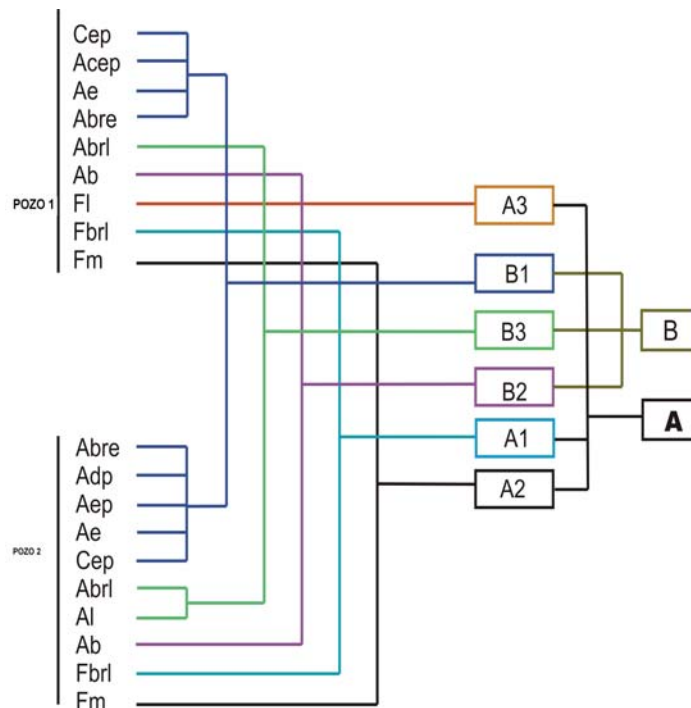
FACIES SEDIMENTARIA	VALOR REGISTRO ELÉCTRICO (POZO 2)												
	CAL	GR	CGR	NPH	RHOB	PEF	DT1	DT2	DT4P	URAN	POTA	THOR	ELECTROFACIE
Abre	8.57	21.10	11.44	4.24	2.53	2.048	88.56	95.70	61.42	1.18	0.156	2.4	B1
Adp	8.63	17.85	12.47	3.86	2.543	2.06	95.27	98.25	57.77	0.66	0.27	2.11	B1
Ae	8.6	19.29	11.17	3.56	2.57	2.02	89.59	94.52	59.74	1.071	0.16	2.15	B1
Cep	8.63	22.18	12.53	4.466	2.55	2.173	93.975	95.97	58.42	1.20	0.19	2.36	B1
Aep	8.59	19.88	13.4	3.95	2.55	2.12	86.45	92.71	57.74	0.88	0.1	2.52	B1
Ab	8.58	20.33	13.72	3.8	2.575	1.9	83.83	93.42	60.05	0.63	0.218	2.6	B2
Abrl	8.6	30.82	23.26	5.35	2.249	2.22	91.52	91.42	59.38	1.51	0.326	4.13	B3
Al	8.63	27.37	16.30	4.75	2.575	2.076	89.66	95.86	61.28	1.66	0.21	3.57	B3
Fbrl	9	93.51	52.4	8.3	2.583	2.26	95.71	100	61.62	6.17	0.2	11.19	A1
Fm	8.71	110.9	79.17	32	2.66	3.06	106.37	112.1	58.68	4.68	0.63	18.67	A2

Tomado de Nuncira 2005

Teniendo en cuenta los valores de la tabla, se logran dividir 2 grandes paquetes o intervalos, en los cuales están oscilando los valores de los registros, que a su vez están correspondiendo a los grandes paquetes sedimentarios que se observan en los pozos (Areniscas - conglomerados y limolitas – arcillolitas).

Basados en el análisis detallado de los pozos en estudio y después de analizar diferencias y semejanzas de cada facies sedimentaria y la respuesta de los registros, se muestra un esquema de la caracterización realizada (figura 74)

Figura 74. Diagrama de definición de electrofacies, basado en las semejanzas de las facies sedimentarias respecto a los registros eléctricos.



Tomado Nuncira 2005

➤ Análisis de Fractura a partir de Registros

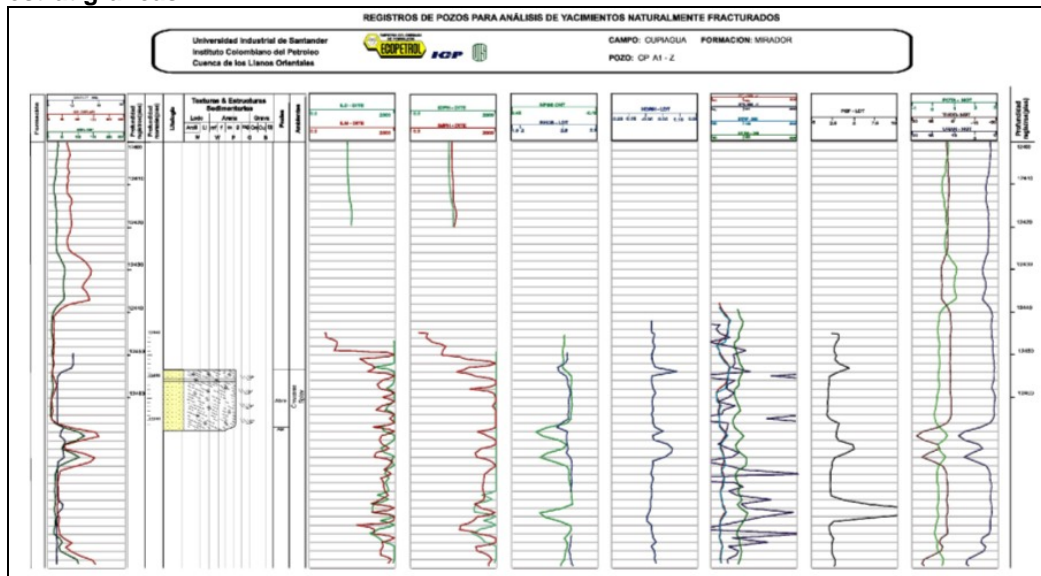
A partir de los registros eléctricos con los que cuenta cada pozo (tabla 18) que me pueden mostrar criterios para la identificación de fracturas y las columnas estratigráficas definidas en la descripción de corazones; se crea un formato digital (Figura 75) donde se muestran varios sets de registros dispuestos de forma vertical, correspondientes en profundidad con el núcleo y con las facies y ambientes sedimentarios definidos para cada intervalo.

Tabla 18 Información de registros disponible para cada uno de los pozos en estudio.

REGISTRO POZO	CA L	GR	CG R	RESISTIVOS				DT	RHOB	DRHO	PE F	URAN	POTA	THOR
				IDPH	IMPH	ILD	ILM							
1	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
2	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
3	X	X	X	X	X	X	X	----	X	X	X	X	X	X

Tomado de Nuncira 2005.

Figura 75. Formato utilizado para visualización los registros y las columnas estratigráficas.

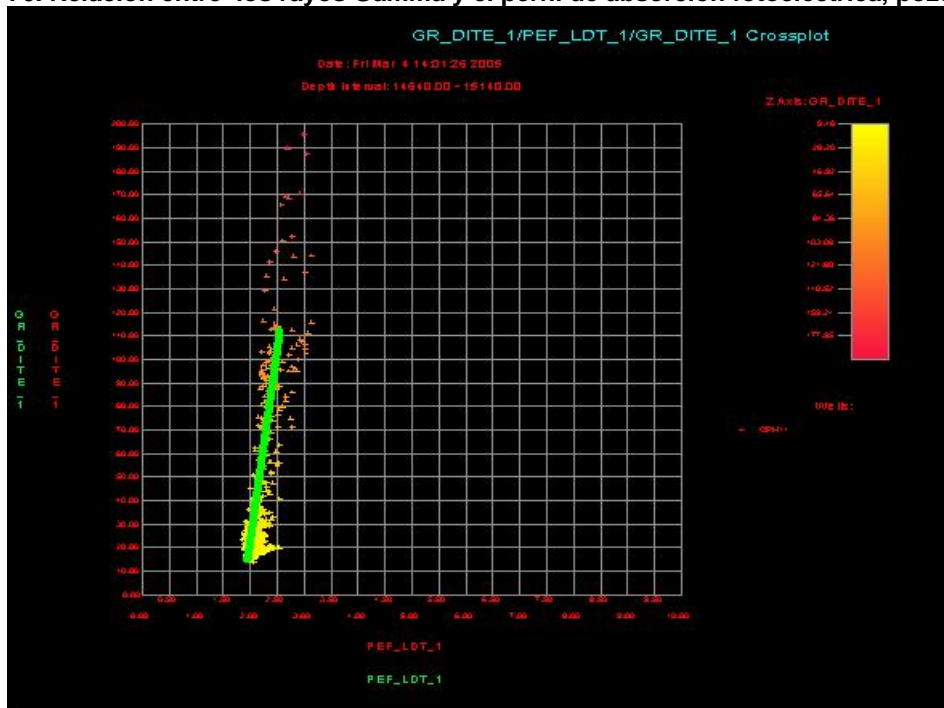


Tomado de Nuncira 2005

La finalidad de este formato es que me permite analizar la respuesta de cada registro a cualquier anomalía que no corresponda a un efecto normal de los paquetes litológicos. Según este formato lo que se puede observar en los tres pozos corazonados es:

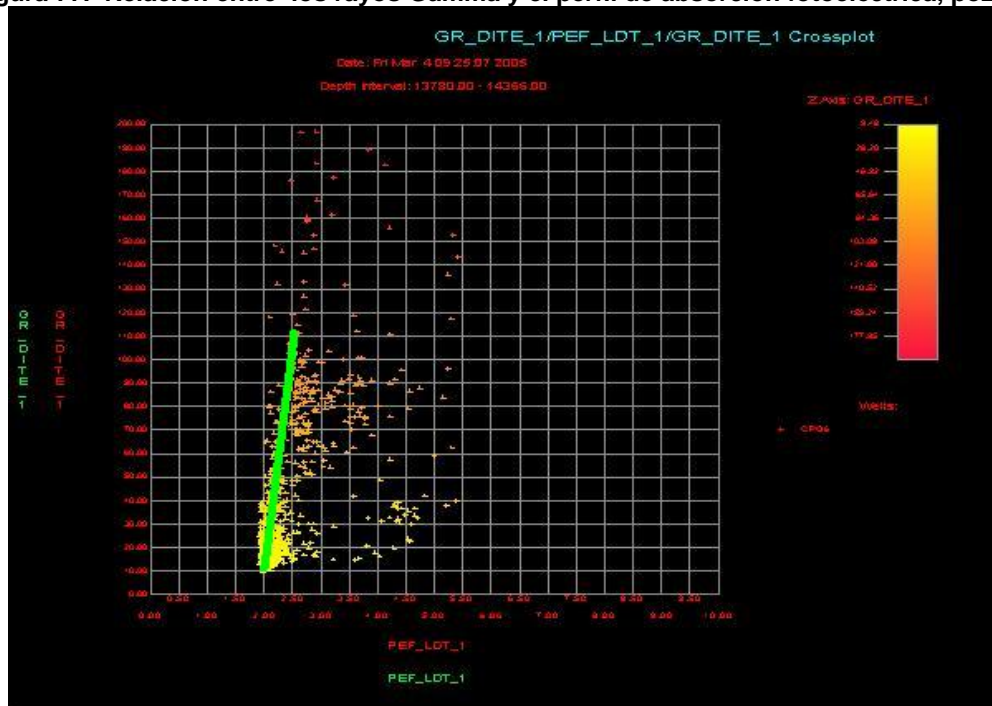
- En pequeños sectores de los pozos 1 y 3 se distingue fracturamiento en arcillas debido a que los valores de la curva Caliper son muy inestables con comportamientos muy anómalos con respecto a los demás paquetes de litología muy fina.
- Se registra un aumento en los valores de la curva Caliper en arenas, especialmente en la parte superior de la Formación A, donde se registra alto fracturamiento en los núcleos.
- Al comparar el registro Pef con los registros de rayos gamma (GR – DSI), junto con los perfiles de rayos gamma espectral (URAN – NGT, POTA-NGT, THOR-NGT), se puede validar que los incrementos en los valores del perfil de litodensidad, no son producto de la concentración de diferentes tipos de arcillas en la formación, mostrando de esta forma la presencia de fracturas abiertas en determinado intervalo. Para visualizar esto se realizan Crossplot de los 3 pozos corazonados (1, 2 y 3), en los cuales se grafica, en el eje ordenado los valores de Pef y en el eje de las abscisas los valores de Gamma Ray (Figuras 76 a la 78) en estos se puede observar incrementos en los valores del PEF que no corresponden a la tendencia de los registros en el pozo, y que según el intervalo respectivo, corresponden a fracturas y en algunos sectores a estilolitos.

Figura 76. Relación entre los rayos Gamma y el perfil de absorción fotoeléctrica, pozo 2.



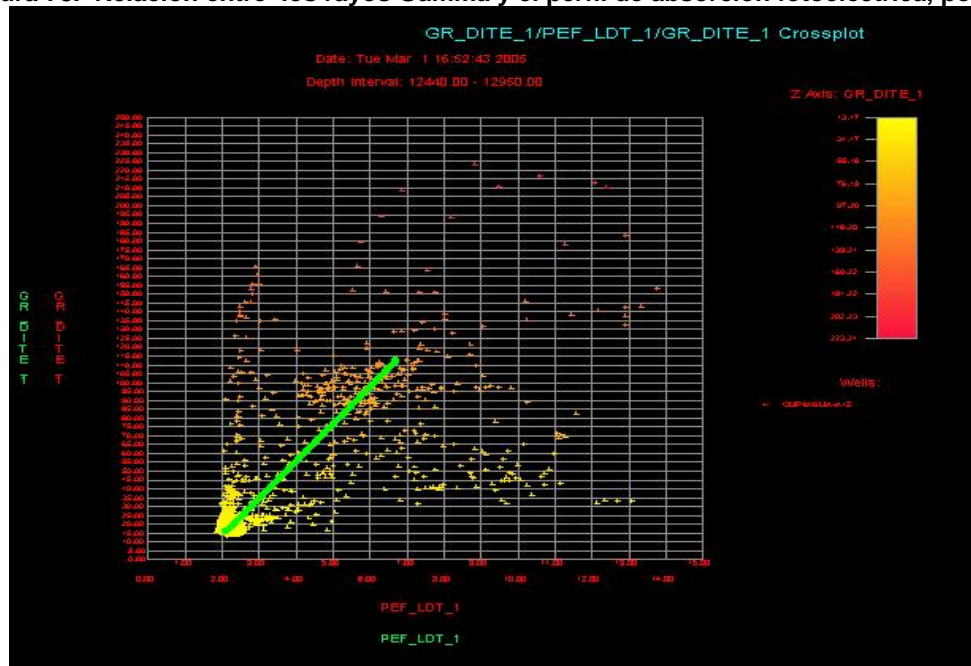
Tomado de Nuncira 2005

Figura 77. Relación entre los rayos Gamma y el perfil de absorción fotoeléctrica, pozo 3.



Tomado de Nuncira 2005

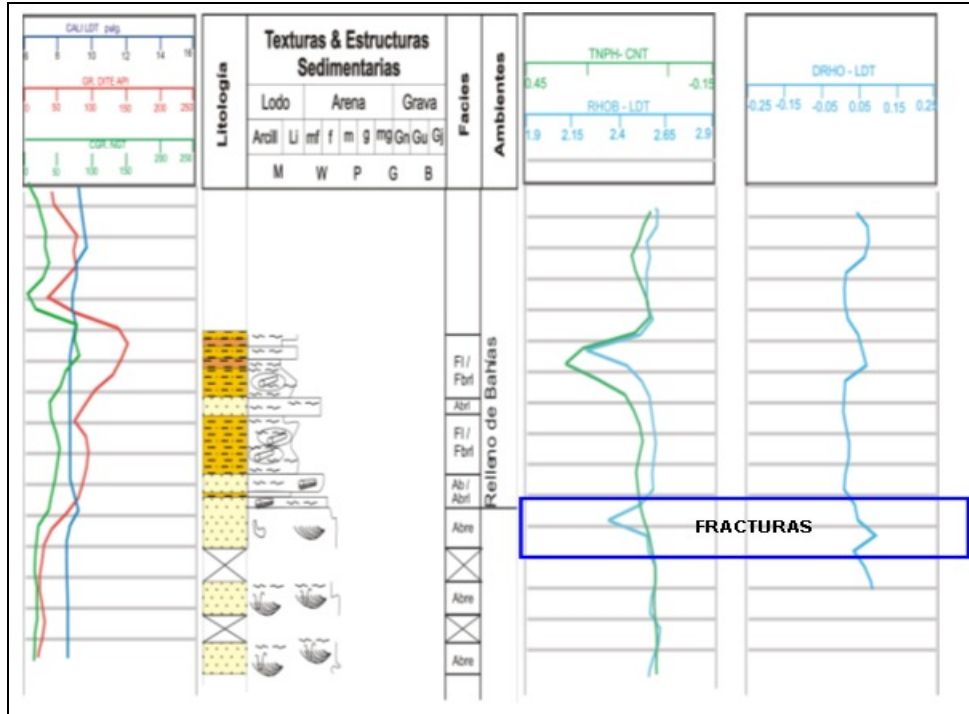
Figura 78. Relación entre los rayos Gamma y el perfil de absorción fotoeléctrica, pozo 1



Tomado de Nuncira 2005

- En zonas fracturadas el registro de resistividad de inducción media (ILM), tiende a disminuir sus valores, debido a que el lodo de perforación invade las fracturas, por lo que la herramienta leerá sobre el lodo y no sobre el fluido real de la roca. Es importante destacar que gran parte de la formación está saturada de hidrocarburo y por consiguiente los registros de resistividad presentan valores muy altos cercanos a 1950 ohm.
- En litologías como la de la formación A (Figura 79), donde las caras del pozo por lo general presentan buenas condiciones, las anomalías de caliper y corrección de densidad son atribuidas principalmente a la presencia de fracturas.

Figura 79. Fracturas evidenciadas en el pozo 2, por disminución en el registro de densidad (RHOB) y picos en la corrección (DRHO), en litología arenosa.

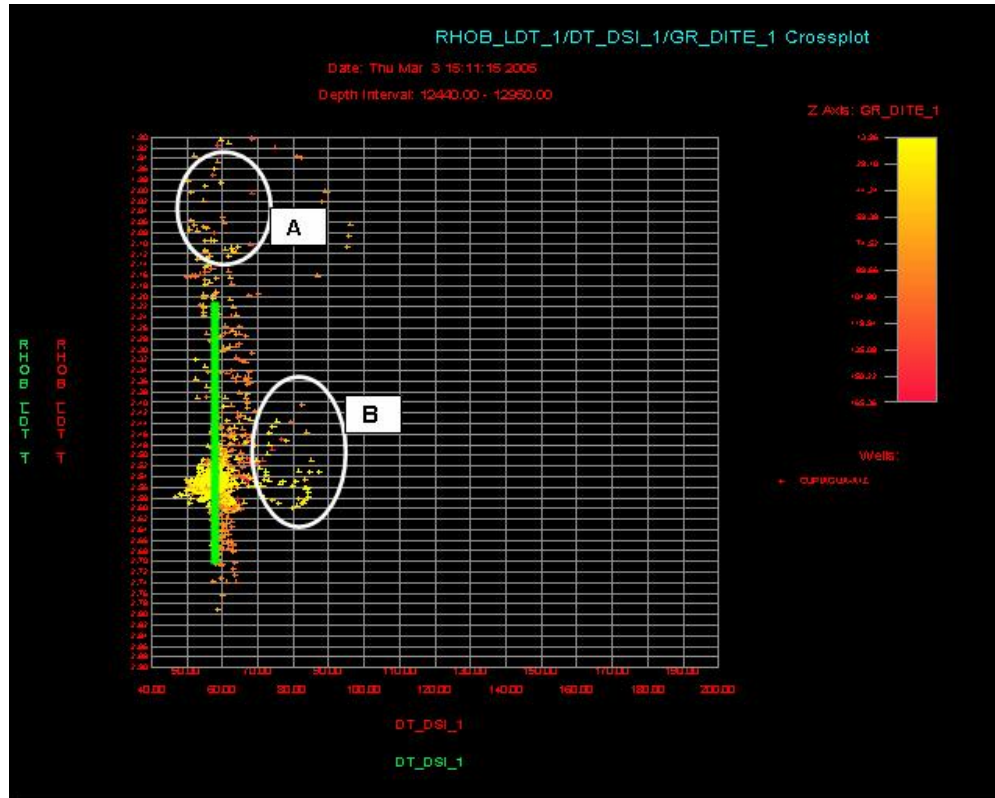


Tomado de Nuncira 2005

- Se realizan crosplots entre los diferentes registros de porosidad, con el fin de visualizar el comportamiento de los valores de las curvas con respecto a zonas fracturadas anteriormente descritas en los corazones. En la figura 80 y 81 se grafican los registros Sónico vs. Densidad, se identifican dos zonas fracturadas; en la zona A hay una marcada disminución en el registro de densidad (que traduce en aumento de porosidad), comparada con unos valores estables en el registro sónico, siendo un indicador de diferencias de porosidad que se podrían identificar como porosidad de fractura; al analizar la zona B, se observan valores relativamente altos del sónico en comparación con el registro de densidad, lo que teóricamente no sería lógico para el análisis de fracturas; como evidentemente esos puntos, corroborados con las descripciones en los corazones, presentaban un fracturamiento marcado, se concluye que hay una intensidad de fracturamiento alta,

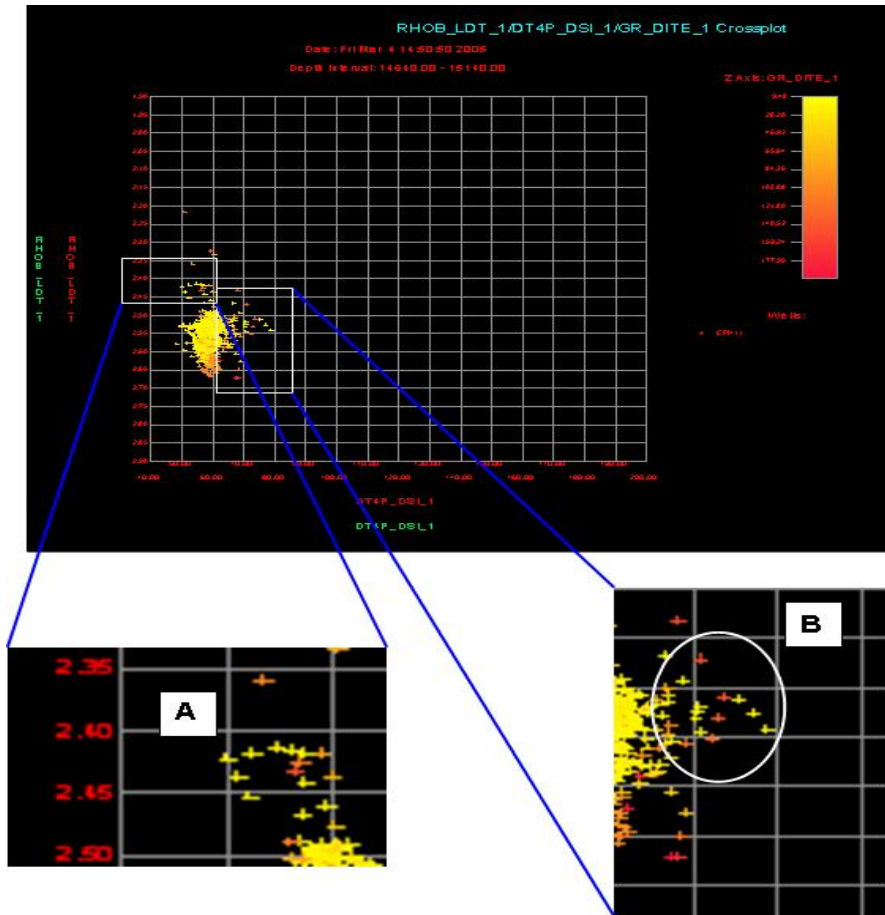
que provoca anomalías en la onda acústica, retardando el tiempo de tránsito y por lo tanto produciendo aumento en el registro sónico.

Figura 80. Relación entre los registros Sónico (DT – DSI) y Densidad (RHOB – LDT), pozo 1.



Tomado de Nuncira 2005

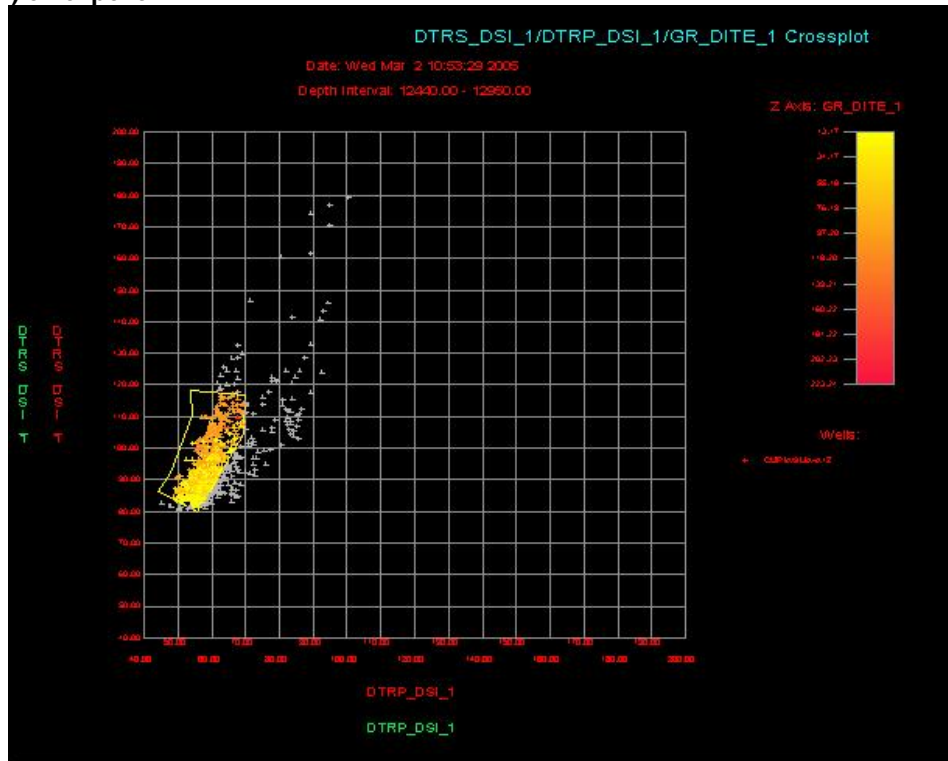
Figura 81. Relación entre los registros Sónico (DT – DSI) y Densidad (RHOB – LDT), pozo 2.



Tomado de Nuncira 2005

- Al realizar un crossplot entre el registro sónico que responde a las ondas P (DTRP – DSI) y el registro que responde a las ondas s (DTRS – DSI), (Figuras 82). Se puede observar una zona estable demarcada claramente que responde normalmente a las características litológicas de la formación, a su vez se observan atenuaciones, especialmente en el registro de la onda P que son correlacionables con zonas fracturadas identificadas en el pozo, lo que mostraría la presencia principalmente de fracturas de alto ángulo.

Figura 82. Relación entre los registros Sónicos de onda P (DTRP – DSI) y onda S (DTRS – DSI) en el pozo 1.



Tomado de Nuncira 2005

Modelo Generado para el Análisis de Zonas Fracturadas

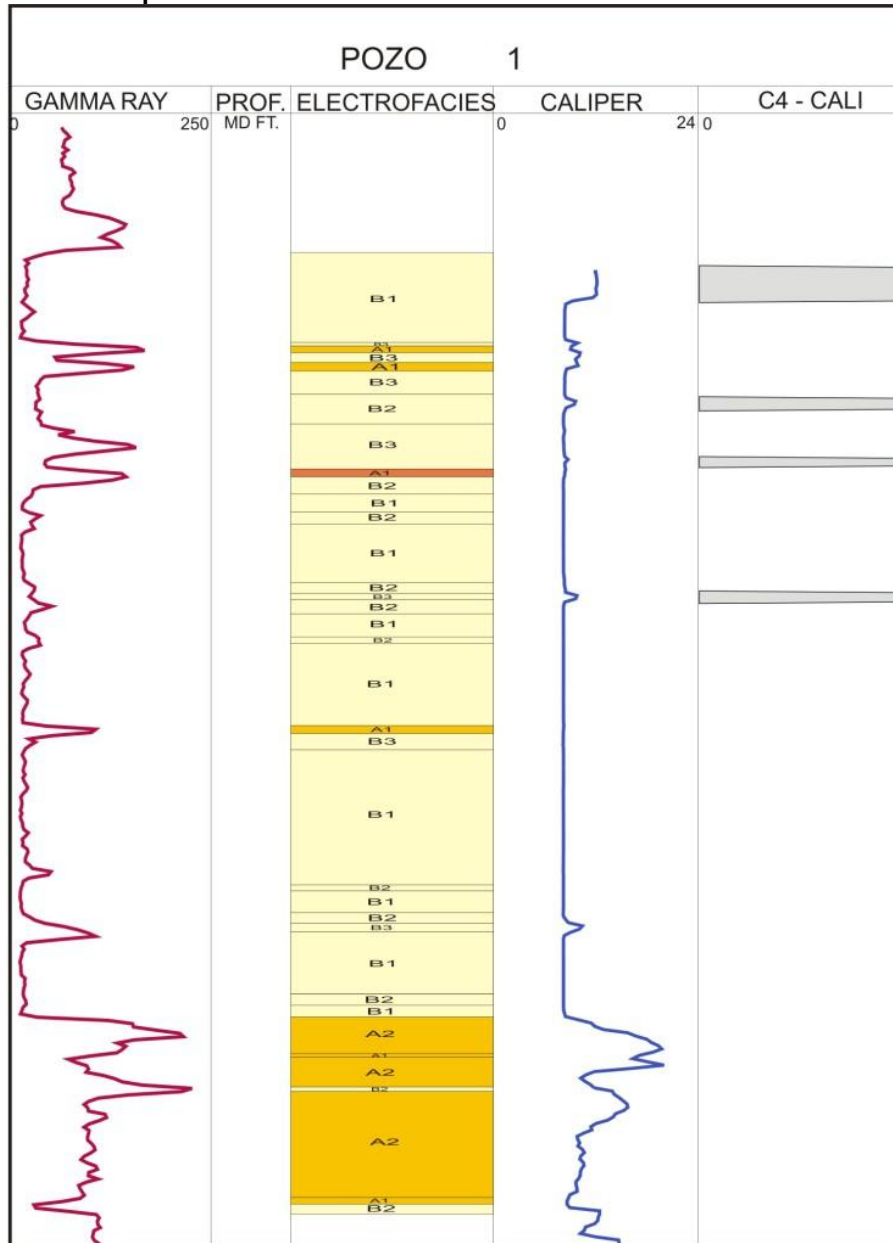
A partir del estudio del comportamiento de los registros eléctricos en los tres pozos corazonados, se pueden identificar los intervalos fracturados comparando las respuestas de los registros con valores discriminantes establecidos con base en la información de intensidad de fracturamiento proporcionada por el análisis de corazones

Los criterios seleccionados para el análisis de zonas potencialmente fracturadas en la Formación A del campo de estudio:

- ◆ Criterios Cualitativos : Las Figuras 83 y 84 muestran las curvas de Caliper y Resistividad generadas, tomando en cuenta que a los intervalos donde no

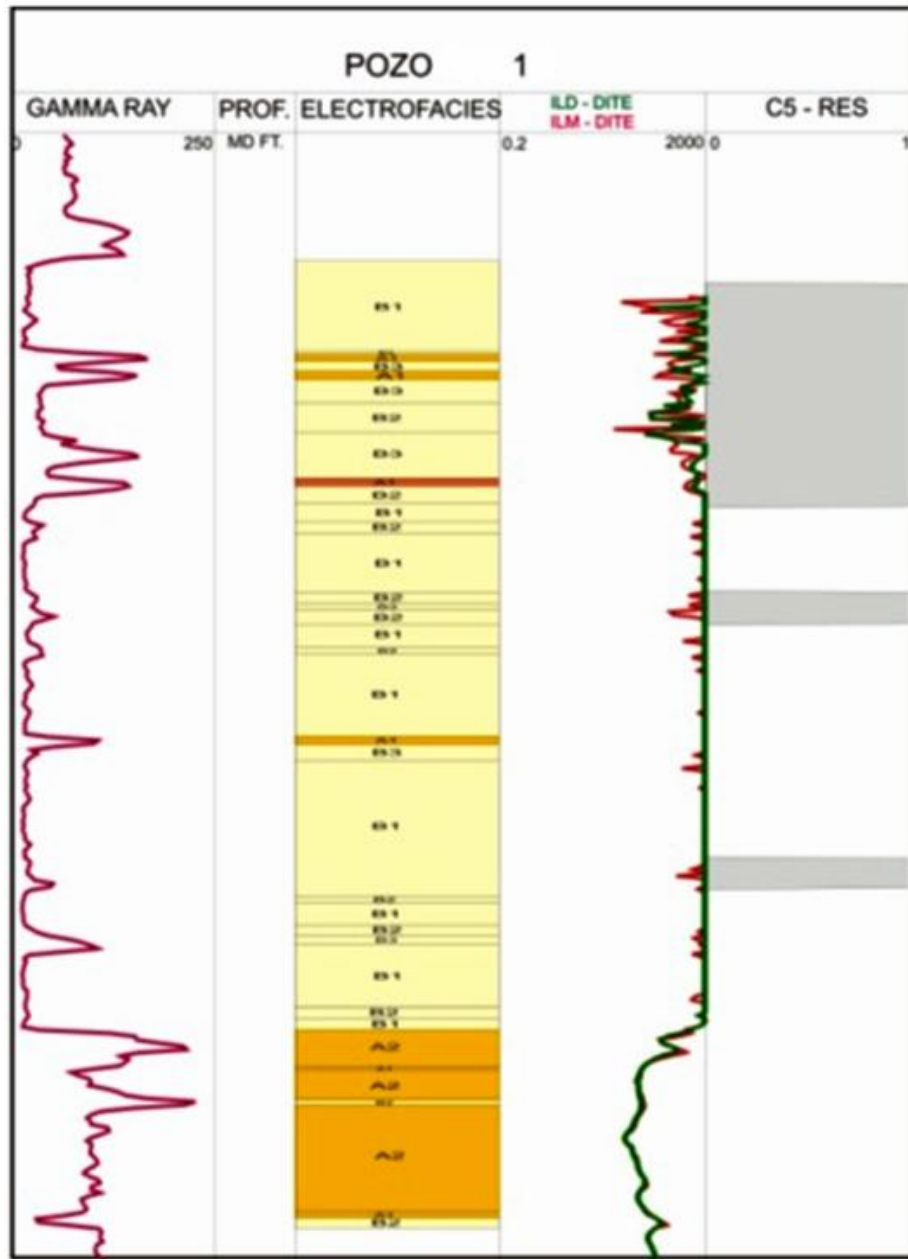
hay evidencia de fracturas en las herramientas de Caliper y Resistividad se les asigna un numero, cero (0) donde no se evidencian fracturas y uno (1) para intervalos de alto fracturamiento.

Figura 83. Curva de fracturamiento parcial (C4_CALI), evidenciada por el registro Caliper, para un sector del pozo 1.



Tomado de Nuncira 2005

Figura 84. Curva de fracturamiento parcial (C5_RES), evidenciada por los registros de Resistividad ILD – DITE e ILM - DITE, para un sector del pozo 1.



Tomado de Nuncira 2005

◆ Criterios Cuantitativos

A partir de un sencillo algoritmo que se establece a partir de las herramientas que me permiten hacer una medición mas exacta del fracturamiento puedo comparar la respuesta de cada criterio con los valores de los discriminantes establecidos para cada herramienta (Tabla 19)

Tabla 19. Valores para los discriminantes empleados en los pozos, para el modelo de Fracturamiento.

Tomada de Nuncira 2005

Pozo	PEF (barns/electrón)	DRHO	RHOB (gr/cm ³)	GR (API)
1	2.3	0.042	2.52	70
2	2.3	0.042	2.52	70
3	2.3	0.042	2.52	70

Es necesario dar a cada algoritmo un discriminante en la Curva de Gamma Ray cuyo valor es 70 (API), de esta manera el algoritmo solo toma valores para las facies arenosas y descarta las arcillosas, que son las facies con valores muy altos en la curva del PEF y ocasionan problemas en el momento de dar los resultados, porque estarían mostrando intervalos fracturados que posiblemente no existen.

Algoritmo de Potencial Fotoeléctrico (PEF):

Esta herramienta proporciona intervalos fracturados con mayor precisión y al mismo tiempo permite diferenciar con certeza posibles zonas de gas o zonas con fracturas parcialmente mineralizadas que se pueden confundir con intervalos fracturados abiertos.

El siguiente algoritmo determina aquellas profundidades del pozo en las cuales puede existir o no probabilidad de fracturamiento.

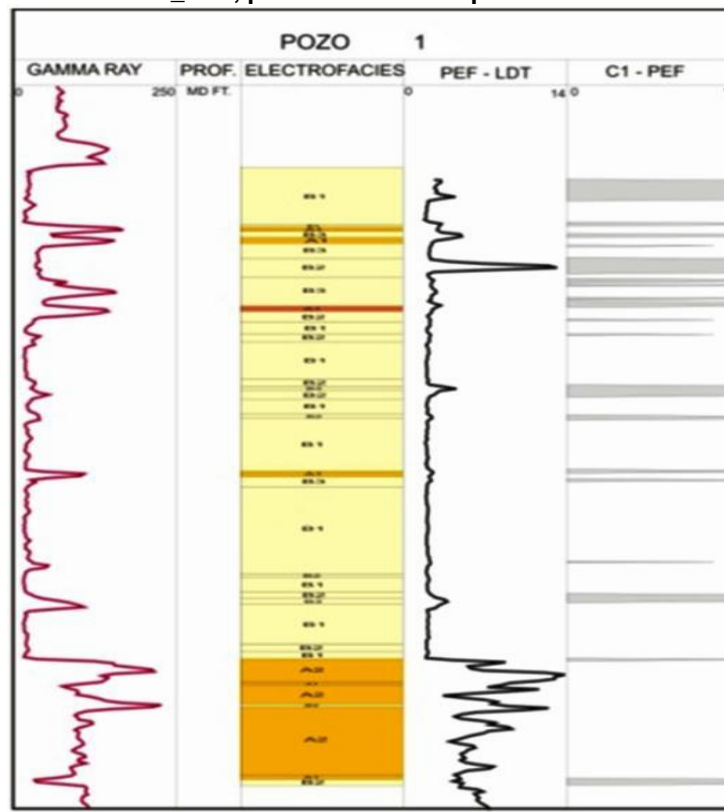
```

IF "PEF_LDT_1" >2.3 AND
"GR DITE_1" < 70
THEN "C1_PEF" = 1;
ELSE "C1_PEF" = 0;
END IF;

```

El uso de este criterio se puede visualizar gráficamente, permitiendo validar el algoritmo en las zonas fracturadas (figura 85). Esta curva muestra que para aquellos intervalos donde se cumple la condición dada por el algoritmo son intervalos con alta probabilidad de encontrarse fracturados y se le asigna un valor de uno (1), mientras que las zonas en donde el fracturamiento es nulo recibirán un valor de cero (0).

Figura 85. Curva de fracturamiento parcial (C1_PEF), evidenciada por el registro de Potencial fotoeléctrico PEF_LDT, para un sector del pozo 1.



Tomado de Nuncira 2005

Algoritmo de la curva de Densidad (RHOB):

De la misma manera que para la curva del PEF, se establece un algoritmo sencillo para esta herramienta que comparara la respuesta del criterio con los valores establecidos para los discriminantes. (figura 86)

```
IF "GR_DITE_1" <70 AND  
"DRH_LDT" > 0.042  
THEN "C3_DRH" = 1;  
ELSE "C3_DRH" = 0;  
END IF;
```

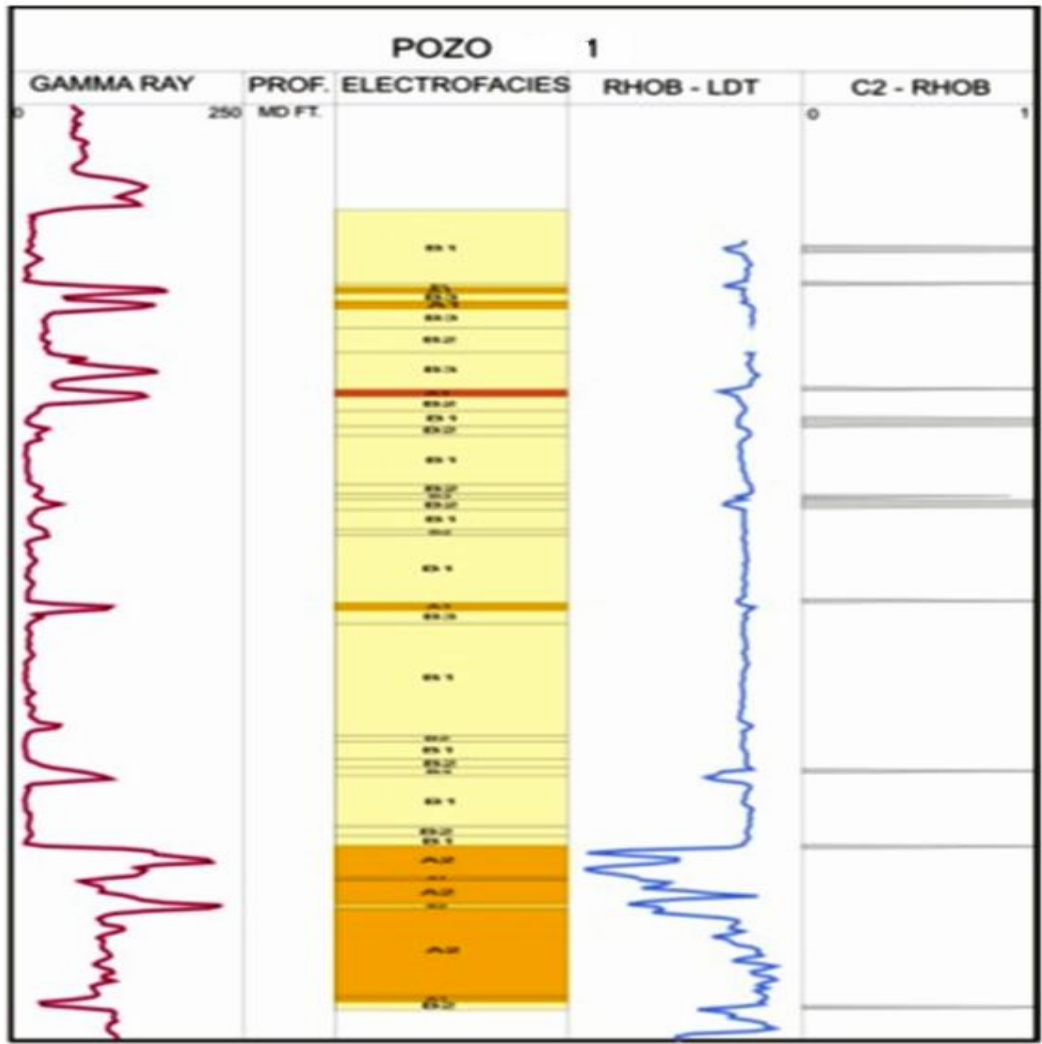
Algoritmo de corrección de la curva de densidad (DRH):

El siguiente algoritmo es utilizado para cuantificar el efecto de la intensidad de fracturamiento sobre esta herramienta, comparando el criterio con el discriminante expresado en la tabla de los valores para los discriminantes empleados en los pozos, en el modelo de fracturamiento.

```
IF "GR_DITE_1" <70 AND  
"DRH_LDT" > 0.042  
THEN "C3_DRH" = 1;  
ELSE "C3_DRH" = 0;  
END IF;
```

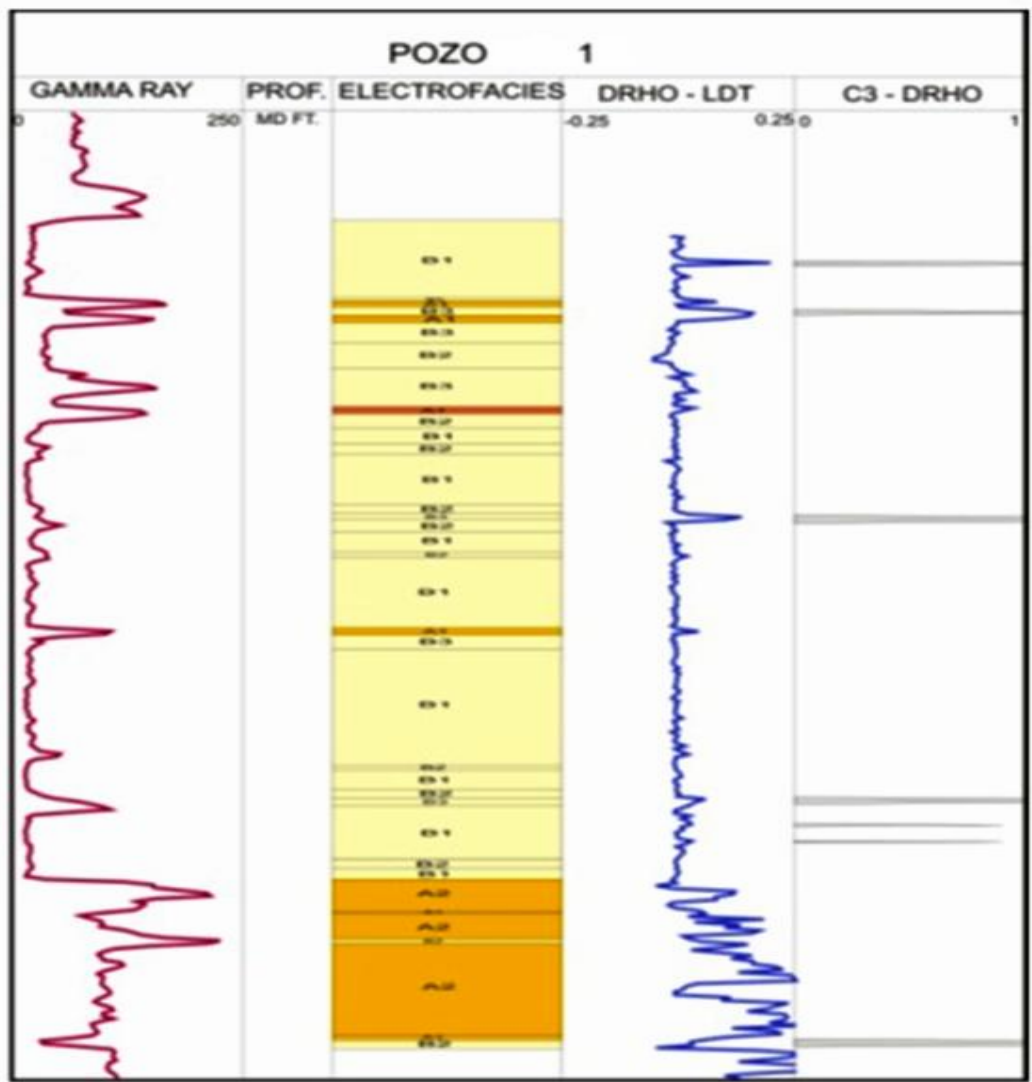
Al igual que en los otros dos criterios en los intervalos donde la condición es satisfecha, se genera una curva con un valor de uno (1), en caso contrario la curva tomara un valor de cero (0).

Figura 86. Curva de fracturamiento parcial (C2_RHOB), evidenciada por el registro de Densidad RHOB_LDT, para un sector del pozo 1.



Tomado de Nuncira 2005

Figura 87. Curva de fracturamiento parcial (C3_DRHO), evidenciada por la curva de corrección del registro de Densidad DRHO_LDT, para un sector del pozo 1.

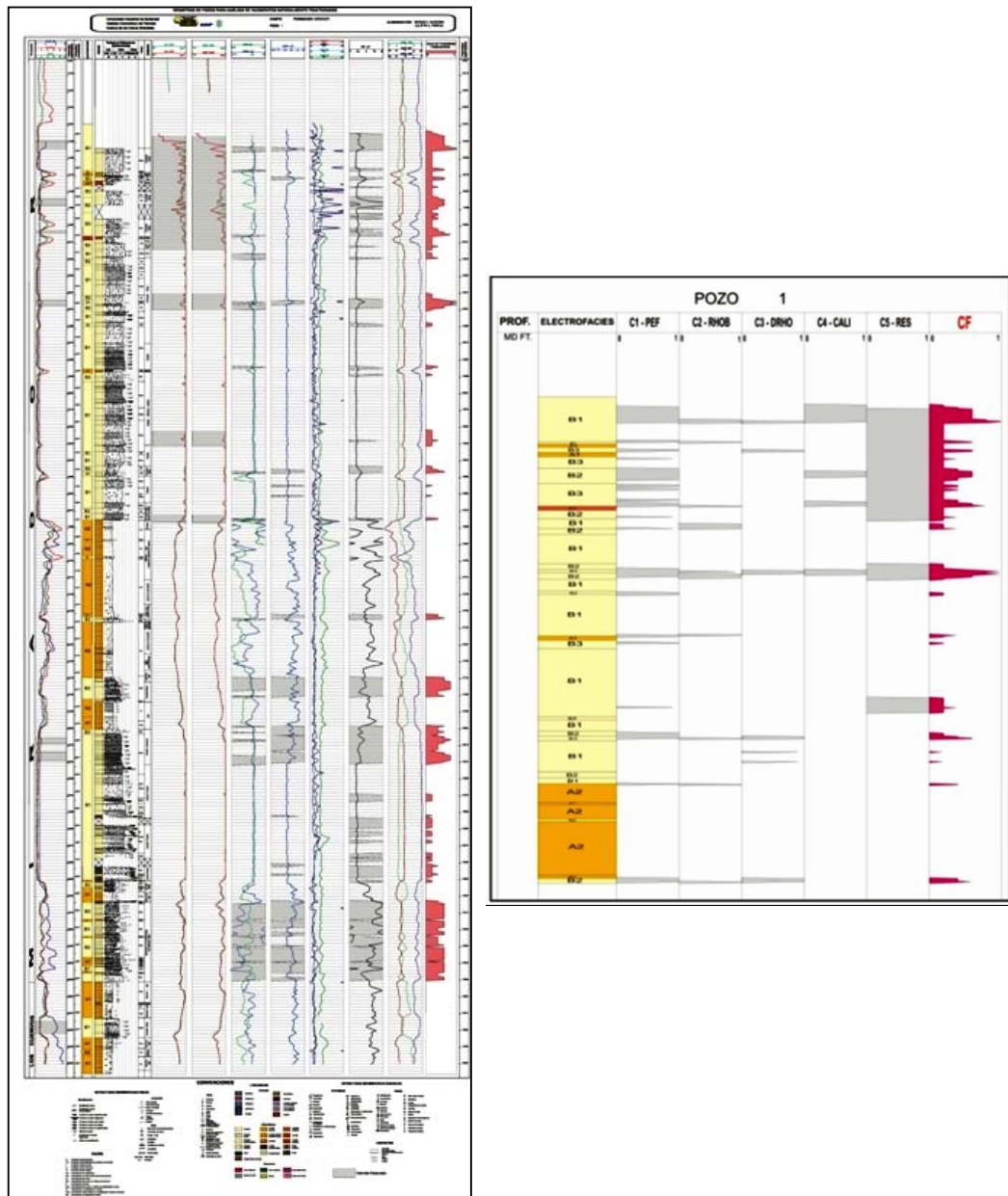


Tomado de Nuncira 2005

➤ **Probabilidad de Fracturamiento a Partir de la Aplicación de los Criterios**

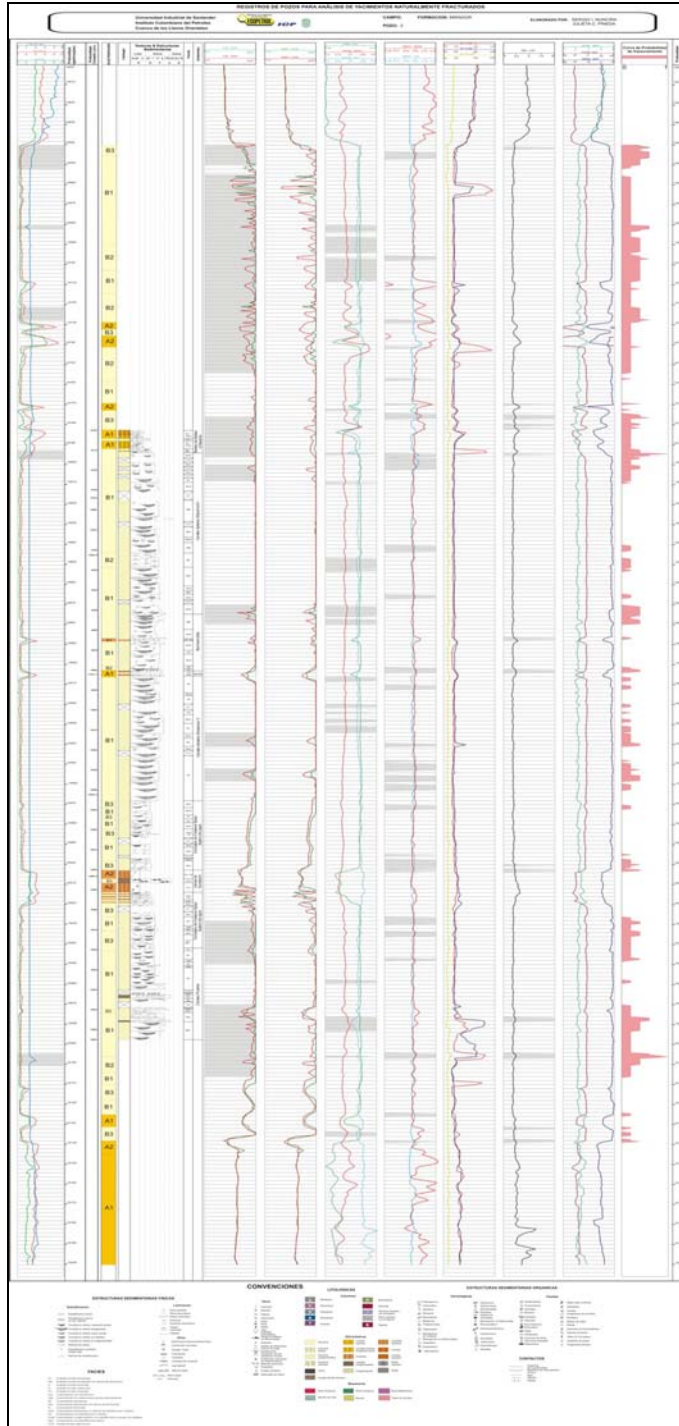
Para los pozos corazonados 1, 2 y 3 se cuenta con los cinco criterios descritos anteriormente a cada criterio se le asignan pesos iguales ($1/5 = 0.2$), a partir de esto se genera la curva de probabilidad de fracturamiento para cada pozo. (Figura 88y 89).

Figura 88. Comparación de las curvas de intensidad de fracturamiento provenientes de registros (CF) y de la descripción de núcleos para el pozo 1.



Tomado de Nuncira 2005

Figura 89 Formatos de visualización de los registros eléctricos y su correspondiente curva de fracturamiento para el pozo 2.



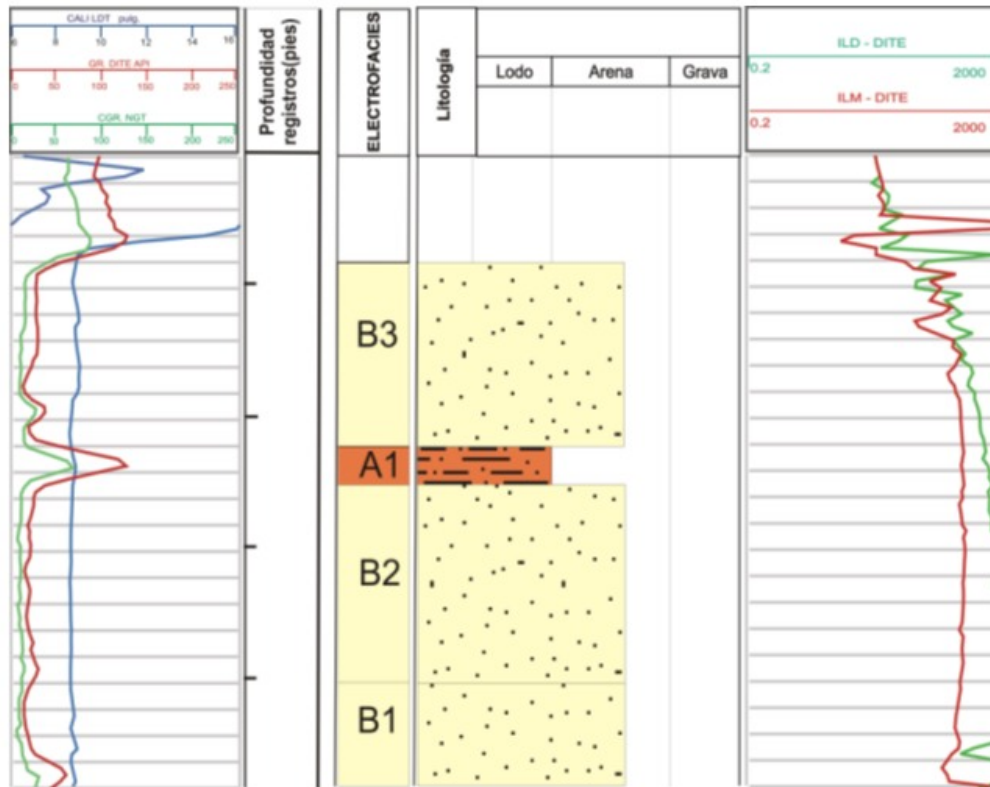
Tomado de Nuncira 2005

Aplicación en los Pozos no Corazonados

Para el estudio de los pozos en los cuales no existe núcleo de perforación se realiza el estudio completo, desde la definición de electrofacies hasta la identificación de zonas fracturadas.

En este caso se tomo el pozo 3, como un pozo no corazonado, ya que la cantidad de núcleo recuperado es muy pequeña y la mayoría del pozo no tiene corazón La definición de electrofacies para este pozo (figura 90) se halla a partir de la información de los valores de las electrofacies que se obtuvo para pozos corazonados realizando una comparación con los valores de los registros de pozo del pozo 3.

Figura 90. Formato utilizado para visualización de los registros y las electrofacies definidas en los pozos no corazonados.



Tomado de Nuncira 2005

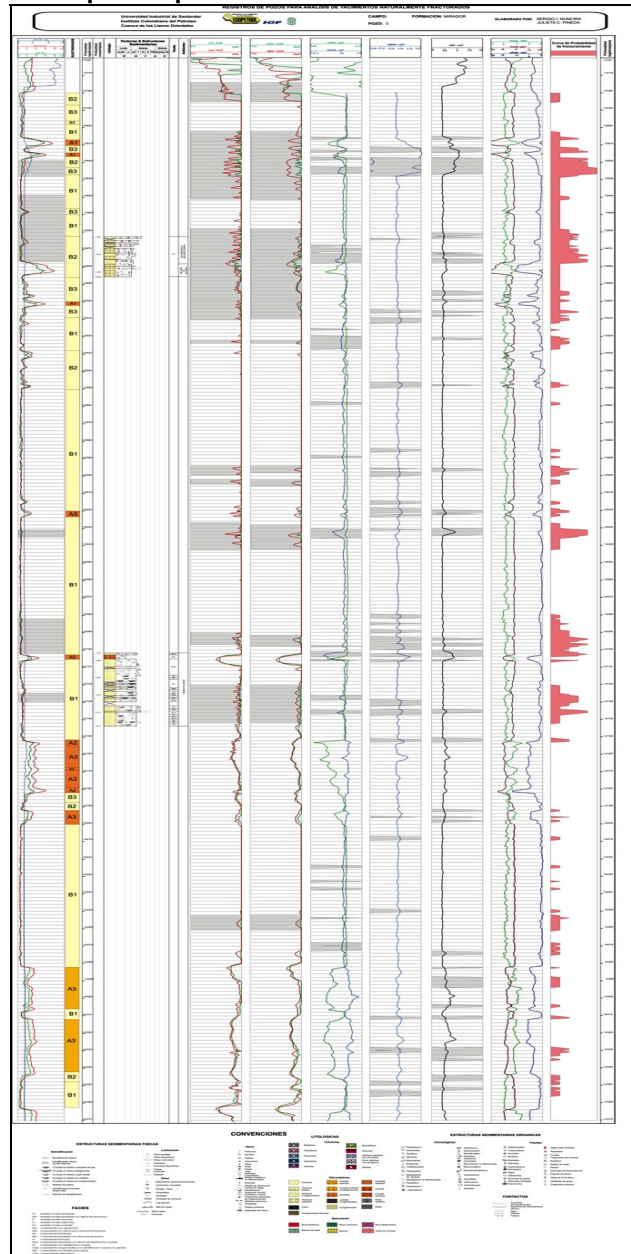
Se observa que las electrofacies definidas en los pozos 1 y 2 son totalmente correlacionables con las definidas en los pozos no corazonados, además podemos notar que:

- Para la electrofacies B1 se encuentran valores que son equivalentes a las facies sedimentarias Cep, Acep, Ae y Abre presentes en los pozos corazonados y que presentan en común facies donde muestran estratificación cruzada en cuarzoarenitas.
- La electrofacies B2 es equivalente a las facies de cuarzoarenitas bioturbadas
- La electrofacies B3 está íntimamente ligada con las facies Abri y Ai que son facies que presentan laminación o relictos de ella; en general las electrofacies B corresponden a cuarzoarenitas.
- Para las zonas de arcillas en los pozos, se encontraron 3 tipos de electrofacies, donde: A1 equivale a la facies Fbri que corresponde a materiales finos con relictos de laminación, A2 que es equivalente a la facies Fm que corresponde a arcillolita moteada y por último la electrofacies A3 que se relaciona a la facies Fi que corresponde a material fino con laminación.

Definición de Intervalos Fracturados.

Tomando en cuenta la metodología para definir intervalos fracturados propuesta anteriormente para pozos corazonados, el pozo 3 se evalúa con base en los criterios cualitativos y cuantitativos ya definidos, teniendo en cuenta los discriminantes establecidos en la tabla 19 y los algoritmos correspondientes se define la Curva de Fracturamiento (figura 91); mientras más criterios se cumplan por intervalo, el fracturamiento será mayor.

Figura 91 Formato de visualización de los registros eléctricos y su correspondiente curva de fracturamiento para el pozo 3.



Tomado de Nuncira 2005

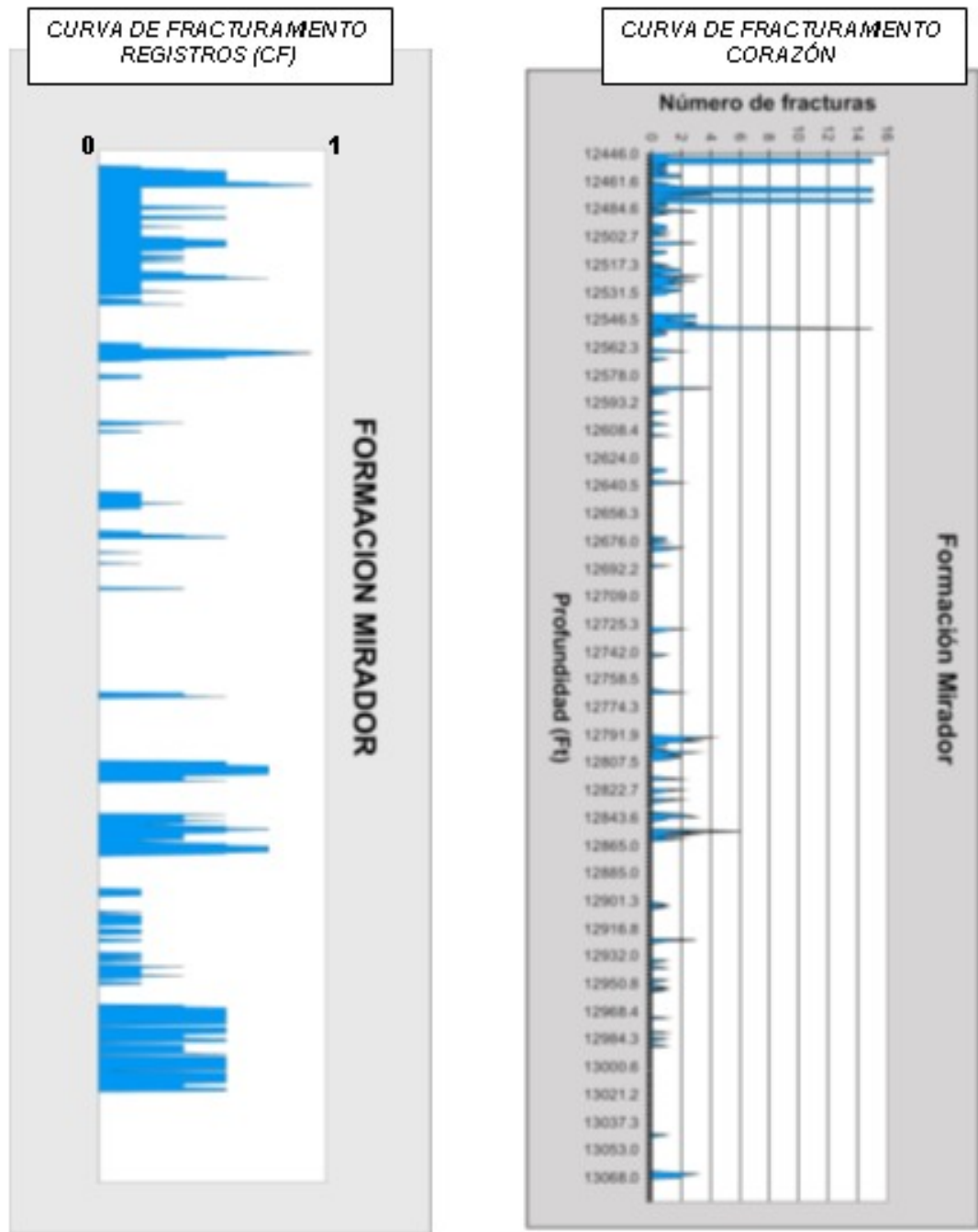
Al integrar el estudio de todos los pozos, se puede decir que en las zonas donde la curva de fracturamiento es uno (1) o cercano, corresponde a fracturas abiertas con una marcada intensidad de fracturamiento, que permite que se cumplan la mayoría de criterios; mientras que en zonas donde la curva es cercana a cero (0) existe la posibilidad de la presencia de fracturas parcialmente abiertas, parcialmente mineralizadas o zonas de estilolitos, con una intensidad de fracturamiento más baja, que hace que la respuesta en los registros esté restringida parcialmente.

Validación de la Curva de Fracturamiento

Con las curvas de Fracturamiento que se obtuvieron de los pozos 1, 2,3 se busca hacer una comparación que valide si los criterios son acertados para definir zonas reales de fracturamiento, para esto se requiere de la información de intensidad de Fracturamiento de Núcleos.

Como se observa en la figura 92, en el pozo 1 la formación presenta un marcado fracturamiento en la parte superior lo cual es evidenciado en gran proporción por ambas curvas; se puede decir que en general las principales zonas fracturadas se muestran claramente en ambas curvas, validando de esta manera la metodología y el proceso de interpretación con base en los registros eléctricos; se toma como ejemplo de comparación el pozo 1 ya que es el pozo más completo y permite hacer una visualización entre las dos curvas con una mayor cantidad de pies en profundidad.

Figura 92. Comparación de las curvas de intensidad de fracturamiento provenientes de registros (CF) y de la descripción de núcleos para el pozo 1.



Tomado de Nuncira 2005

Relación de la Intensidad de Fracturamiento con la Distribución de los Pozos

De los pozos analizados ubicados en el dominio de cresta (1, 2), se observa una gran similitud en cuanto a la intensidad de fracturamiento debido a que los intervalos mas afectados se encuentran hacia el tope de cada uno de los pozos; este comportamiento también se percibe en el pozo 3, el cual se encuentra ubicado en el Flanco de la estructura; parece ser que aun cuando estos pozos están ubicados en lugares diferentes de la estructura su intensidad de fracturamiento es muy similar según el análisis realizado con base en los registros eléctricos.

4.2.6. Caracterización de Fracturas a partir de Registros UBI

Para el análisis de resultados de la caracterización de fracturas a partir de registros UBI se tomaron como referencia los pozos 1, 2 y 3 ,de los cuales no solo se identificaron las fracturas naturales, sino los planos de estratificación y cambios litológicos, pudiéndose diferenciar con la ayuda de registros de Densidad, Neutrón y de Rayos Gamma. Los datos de profundidad, aptitud y tipo, obtenidos para cada rasgo se muestran en la tabla 20.

Tabla 20. Tabulación de Datos Obtenidos a partir del Análisis del Registro UBI.

N°	Prof. (ft)	Azimuth (°)	Diám. Hueco (ft)	Amplitud (ft)	Rumbo Az (°)	Rumbo	Buzamiento	Rasgos
1	12453	330	0,7083	1	240	S 60 W	54,6888	
2	12455	240	0,7083	1,25	150	S 30 E	60,4612	
3	12456	240	0,7083	1,25	150	S 30 E	60,4612	
4	12457	56,5	0,7083	1,37	326,5	N 33,5 W	62,6596	
5	12457	240	0,7083	1,5	150	S 30 E	64,7223	
6	12458	240	0,7083	1,5	150	S 30 E	64,7223	
7	12464	90	0,7083	1,25	0	N S	60,4612	
8	12465	270	0,7083	1,5	180	S N	64,7223	
9	12467	300	0,7083	1,125	210	S 30 W	57,8043	
10	12472	310,4	0,7083	1,87	220,38	S 40,3W	69,2539	
11	12473	293	0,7083	1,5	203	S 23 W	64,7223	
12	12473,5	293	0,7083	1,5	203	S 23 W	64,7223	
13	12474	293	0,7083	1,5	203	S 23 W	64,7223	
14	12476	289,6	0,7083	1,375	199,6	S 19,6 W	62,7447	
15	124478	53	0,7083	1,125	323	N 37 W	57,8043	
16	12481	45	0,7083	1,75	315	N 45 W	67,9638	
17	12483	143	0,7083	1,875	53	N 53 E	69,3046	
18	12483,5	143	0,7083	1,875	53	N 53 E	69,3046	

Tomado de (Palma. G, Valderrama. J, 2006)

Para consignar los rasgos en esta tabla se utilizaron las siguientes convecciones; Azul represental as fracturas, el color verde el contacto-litología y el color negro la estratificación.

Teniendo en cuenta las fracturas naturales en la tabla 21 se consignaron los datos de profundidad, Aptitud y tipo de fractura. Para representar el tipo de fractura en la tabla # se utilizó como convección: Tensión (azúl), compresión (rojo), Cizalla (verde) y no core (negro).

Tabla 21 Datos de Profundidad, Aptitud y Tipo para las Fracturas Naturales Observadas en el Registro UBI.

N°	Prof. (ft)	Buzamiento Az(°)	Diám. Hueco (ft)	Amplitud (ft)	Rumbo Az(°)	Rumbo	Buzam.	Tipo
1	14630	285	0,708333	5,42	195	S 15 W	83	
2	14689	270	0,708333	4,17	180	S N	80	
3	14694	270	0,708333	4,17	180	S N	80	
4	14728	120	0,708333	5,83	30	N 30 E	83	
5	14739	113	0,708333	5	23	N 22 E	82	
6	14758	293	0,708333	4,37	203	S 22 W	81	
7	14770	270	0,708333	1,87	180	S N	69	
8	14771	97	0,708333	1,46	7	N 7 E	64	
9	14772	97	0,708333	1,46	7	N 7 E	64	
10	14774	97	0,708333	1,46	7	N 7 E	64	
11	14776	270	0,708333	1,87	180	S N	69	
12	14777	97	0,708333	1,46	7	N 7 E	64	
13	14780	270	0,708333	1,87	180	S N	69	
14	14799	270	0,708333	1,25	180	S N	60	
15	14801	109	0,708333	0,81	19	N 18,7 E	49	
16	14803	229	0,708333	2,91	139	S 41,5 E	76	
17	14804	229	0,708333	2,91	139	S 41,5 E	76	

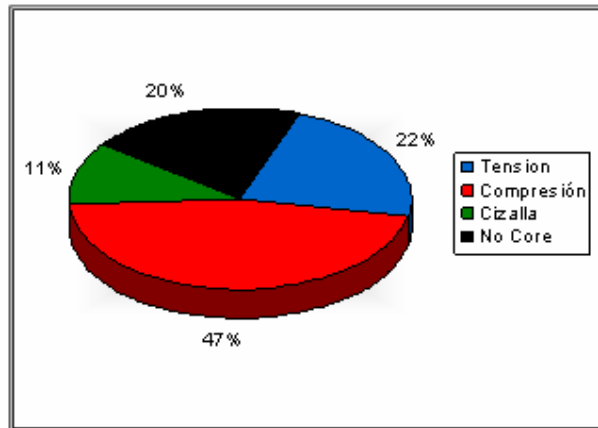
Tomado de (Palma. G, Valderrama. J, 2006)

Resultados

Pozo1

Formación A: Para este análisis se tomaron 517 pies, donde se obtuvo un total de 89 fracturas naturales distribuidas de la siguiente manera: fracturas de tensión representan un 22%, fracturas de compresión 47%, fracturas de cizalla 11% y fracturas que se ubican en intervalos no corazonados de la formación 20%, Esto indica que la gran parte de las fracturas naturales son de compresión (figura 93)

Figura 93. Distribución Porcentual de los Tipos de Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 1.



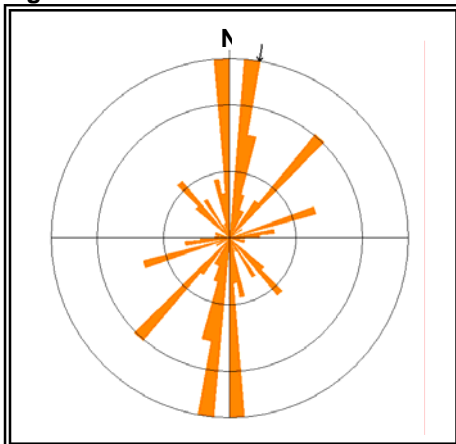
Tomado de (Palma. G, Valderrama. J, 2006)

Orientación Real de Fracturas Naturales

Para determinar la orientación se generaron estenogramas para cada una de los tipos de fracturas naturales presentes en el Pozo 1 e identificadas en los registros de imagen UBI. (Figura 94)

Las fracturas naturales identificadas en la imagen UBI correspondientes a zonas no corazonadas de la formación A en el Pozo 1 los cuales se localizan en dos intervalos, uno hacia el tope, de 14630 ft. a 14760 ft. y el otro hacia la base, de 15070 ft. a 15150 ft.

Figura 94. Orientación Real de las Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 1.

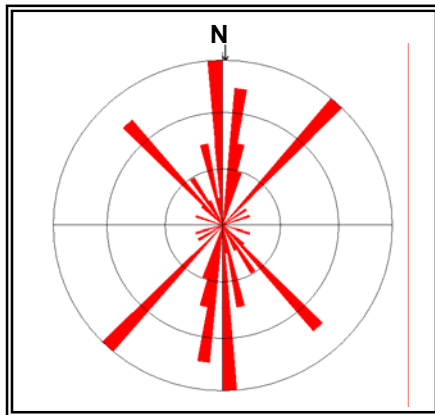


Tomado de (Palma. G, Valderrama. J, 2006)

Fracturas de Compresión

Las fracturas de compresión se distribuyen en cuatro sistemas principales, los dos mas importantes se orientan en dirección NS y NE-SW, los otros dos presentan menor número de fracturas y se disponen en dirección NS y NW-SE (figura95).

Figura 95. Orientación Real de las Fracturas Naturales de Compresión Presentes en el Pozo 1.

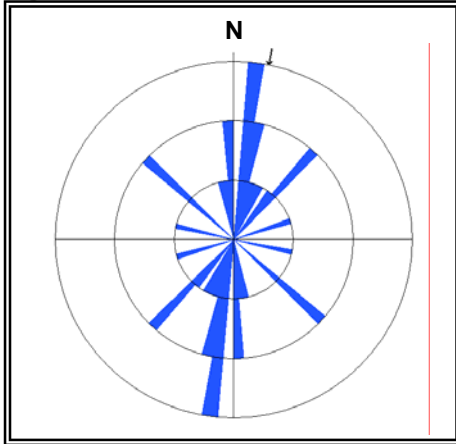


Tomado de (Palma. G, Valderrama. J, 2006)

Fracturas de Tensión

En el estereograma de tensión se distribuyen en cuatro sistemas principales, el primero y el más importante se orienta en dirección NS, el segundo exhibe un menor número de fracturas y presenta la misma orientación con respecto al anterior, los otros dos sistemas poseen el mismo numero de fracturas, son perpendiculares entre si y las direcciones de orientación son NE-SW y NW-SE. (figura96).

Figura 96 Orientación de las Fracturas Naturales de Tensión Presentes en el Pozo 1.

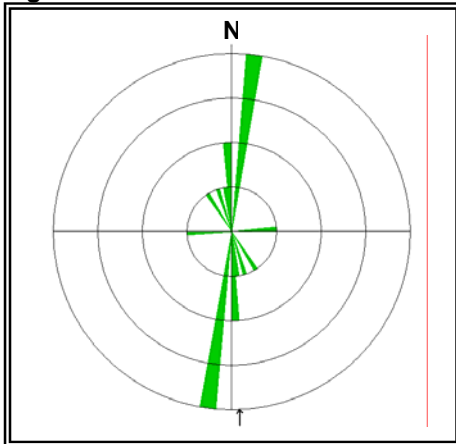


Tomado de (Palma. G, Valderrama. J, 2006)

Fracturas de Cizalla

Las fracturas de cizalla presentan solo un sistema principal, como se observa en la figura 97 el cual está orientado en dirección NS.

Figura 97 Orientación Real de las Fracturas Naturales de Cizalla Presentes en el Pozo 1.



Tomado de (Palma. G, Valderrama. J, 2006)

En conclusión, se observa que las fracturas naturales analizadas en el Pozo 1 presentan una orientación preferencial NS, cabe notar que todos los tipos de fracturas muestran al menos un sistema importante con esta dirección.

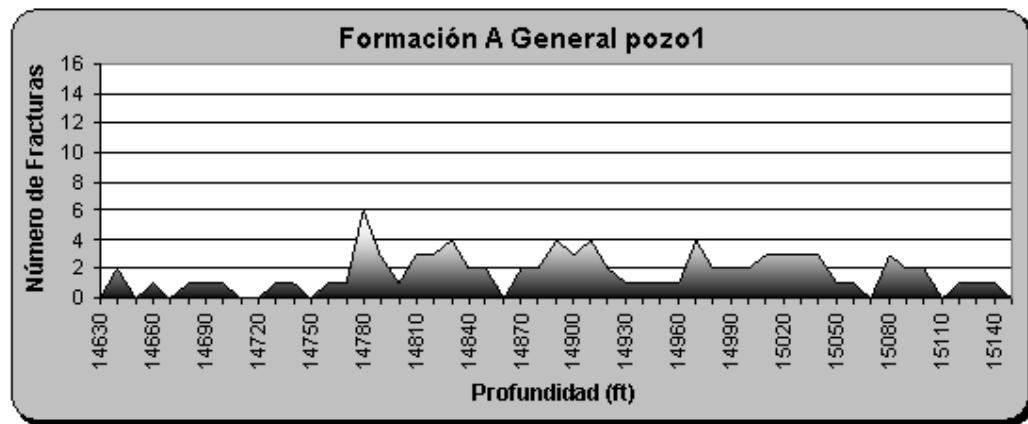
El estenograma generado para la totalidad de fracturas naturales en el pozo1 muestra que el sistema de fracturas se encuentra orientado en la dirección NE-SW, predominando el tipo de esfuerzo compresivo., esto se debe a que ningún otro tipo de fracturas muestra un sistema principal con esta orientación.

Intensidad de Fracturamiento

Pozo1

En la figura98 se ilustra la intensidad de fracturamiento en el Pozo 1.

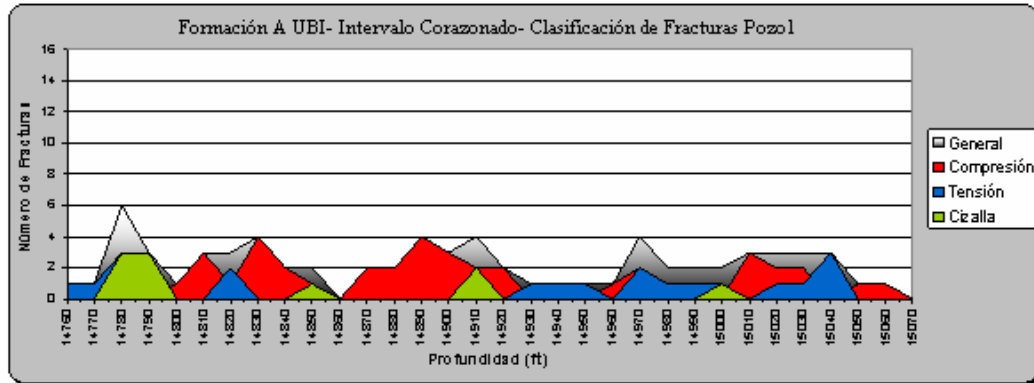
Figura 98 Gráfico de Intensidad de Fracturamiento para el Pozo 1.



Tomado de (Palma. G, Valderrama. J, 2006)

En la figura 99 se muestra la distribución del tipo de fracturas naturales en profundidad obtenida a partir del registro UBI resultando similares con el intervalo corazonado.

Figura 99. Intensidad de Fracturamiento Determinada a partir del Registro UBI sobre el Intervalo Corazonado de la Formación A en el Pozo 1



Tomado de (Palma. G, Valderrama. J, 2006)

En el diagrama de intensidad de fracturamiento de la formación A del pozo 1, se puede observar:

- Las fracturas de compresión (rojo) son las que más predominan en esta formación, esto se debe a que varios picos máximos corresponden a este tipo.
- Las fracturas de tensión (azul) se distribuyen uniformemente y en mayor cantidad hacia el tope de la formación, las cuales aparecen después en menor proporción intercaladas con fracturas de compresión.
- Las fracturas de cizalla (verde) ocurren uniformemente hacia la parte superior de la formación y su frecuencia disminuye a medida que se avanza en profundidad; hacia la parte media e inferior de la formación hay un amplio predominio de fracturas de compresión.

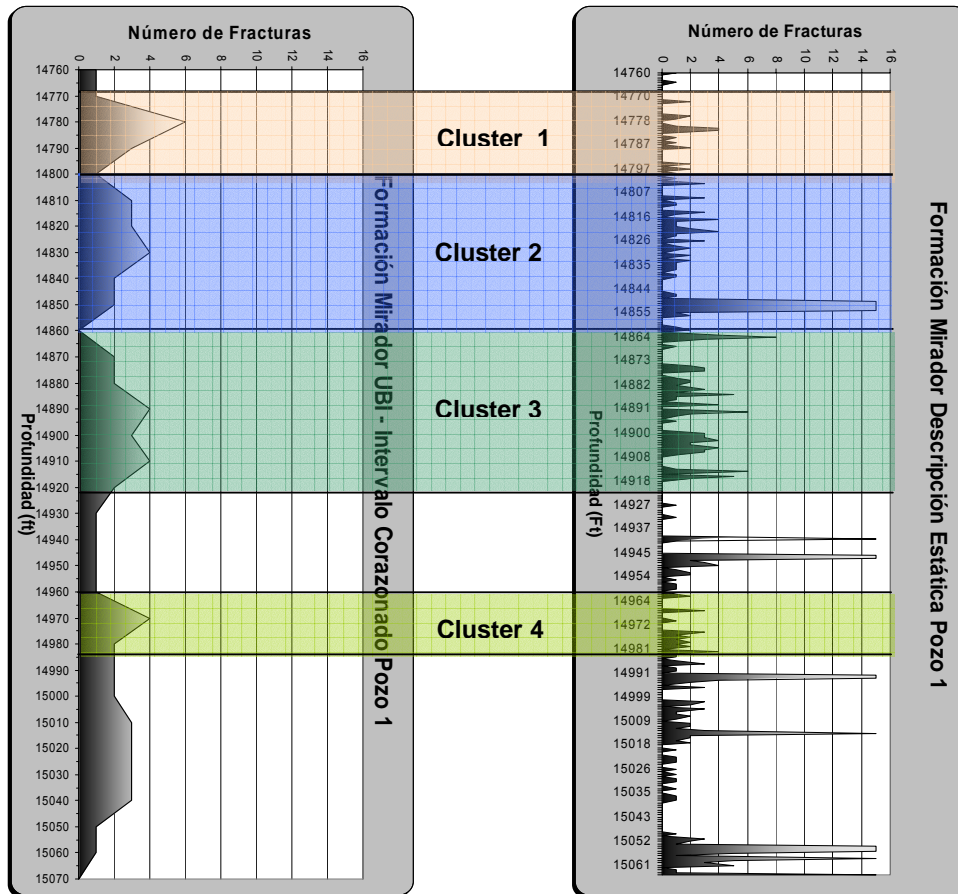
Se generó la gráfica de intensidad de fracturamiento, para las fracturas naturales observadas en el registro UBI correspondiente a los intervalos

corazonados de la formación, sin tener en cuenta la clasificación según el tipo de esfuerzo

Al realizar la comparación de las curvas de intensidad de fracturamiento obtenidas a partir del análisis de registros UBI con la obtenida a partir de la caracterización de núcleos de perforación, se pudo comprobar que la interpretación de registros UBI se realizó de una manera correcta.

Para poder evaluar las zonas fracturadas de mayor interés con respecto al aporte y migración de fluidos en este Pozo se establecieron 4 secciones principales de fracturamiento o clusters de fracturas (figura 100). Para explicar esta parte de la metodología solo se mencionará un solo clusters.

Figura 100. Secciones con Mayor Ocurrencia de Fracturas Naturales para la Formación A en el Pozo 1.

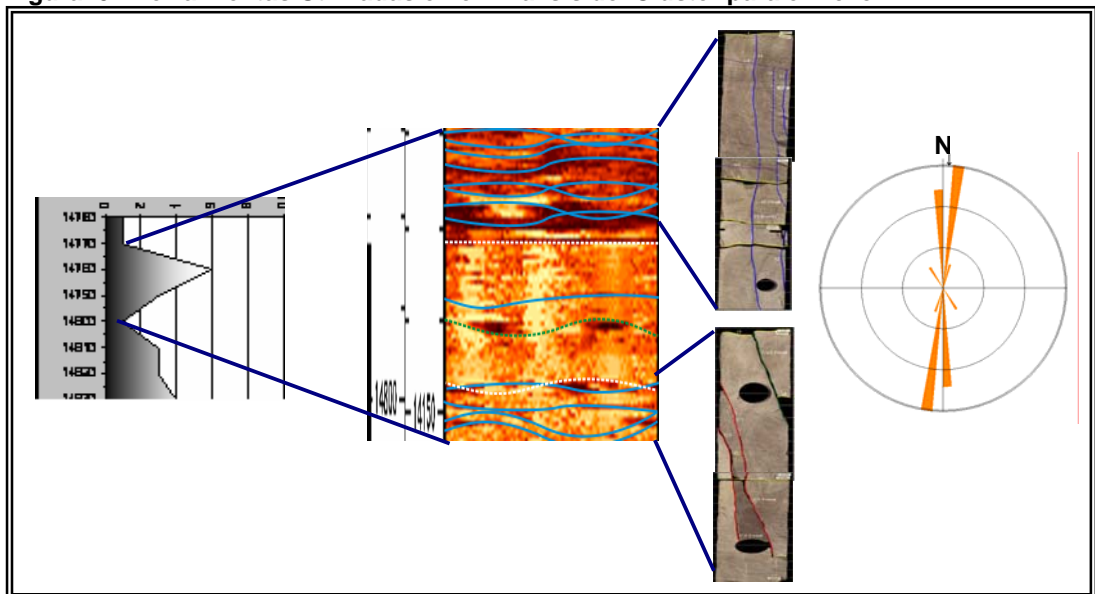


Tomado de (Palma. G, Valderrama. J, 2006)

Cluster 1: Se utilizó de 14770 ft. a 14800 ft. de profundidad. El cluster 1 está compuesto por 11 fracturas naturales (12,4% del total de fracturas), de las cuales se encontraron 3 de tensión, 6 de cizalla y 2 de compresión, siendo esta zona dominada por esfuerzos de cizalla; mediante el análisis del estereograma correspondiente a este cluster se destacan dos sistemas principales de fracturas con una orientación preferencial NS (Figura 101), la cual concuerda con la orientación general de las fracturas naturales para la formación A en el Pozo 1.

De acuerdo con los resultados obtenidos en la caracterización de las macrofracturas presentes en los núcleos de perforación, las fracturas naturales que constituyen el cluster 1, en general presentan impregnación, perfil sinuoso, paredes rugosas a estriadas y están parcialmente rellenas, con esta información se establece que esta zona contribuye al comportamiento de doble porosidad y doble permeabilidad de la formación y favorece el aporte y flujo continuo de fluidos hacia el pozo a través de las fracturas.

Figura 101 Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster para el Pozo 1.

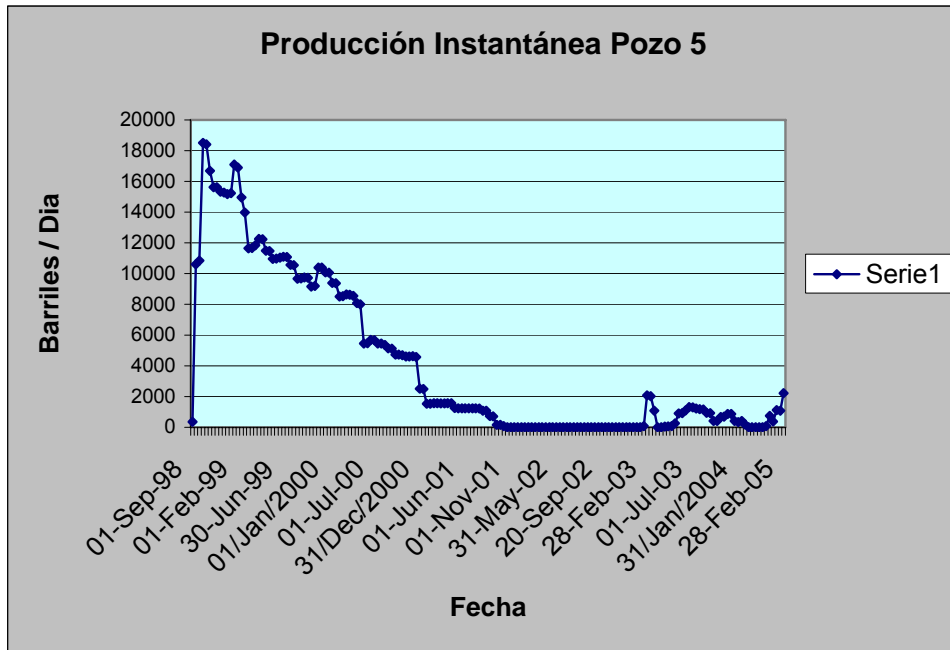


Tomado de (Palma. G, Valderrama. J, 2006)

4.2.7. Análisis de Producción vs. Fracturas

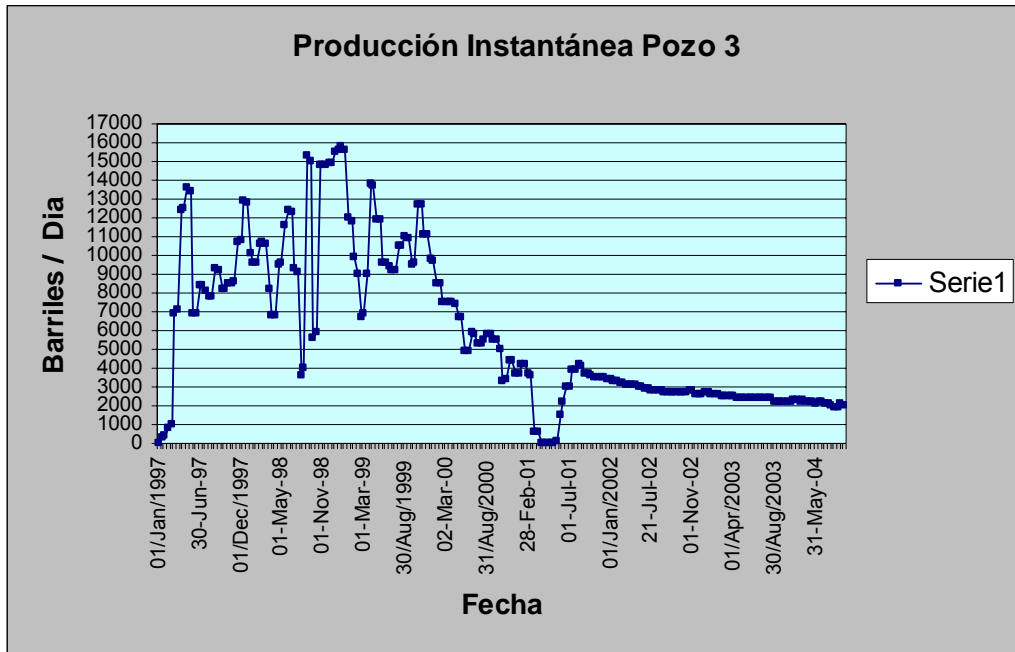
Al comparar la tasa de producción diaria en algunos pozos del campo (barriles de petróleo) se observa como es de esperarse que la producción en los primeros meses, incluso años de todos los pozos, es bastante elevada llegando en algunos casos hasta 18000 barriles por día en pozos como el 5 y 6 (Figuras 102, 103 y 104); a su vez cuando pasa el tiempo, esta producción declina llegando a 500 barriles/día, incluso llega a no registrarse producción como se muestra en el pozo 5; se observa un comportamiento característico en el pozo 6 y en alguna medida en 3, si se detalla la curva de producción (Figura 105) estos pozos declinan en menor proporción que los demás, manteniéndose en producciones de 2000 a 3000 barriles por día con el paso del tiempo; relacionando esto con la distribución dentro del campo y la intensidad de fracturamiento, refuerza la idea que esta zona central sea de interés, ya que el hecho que la producción no decline tan sustancialmente es un indicador que las fracturas aportan producción adicional que permiten una estabilidad en los barriles diarios que proporcionan los pozos .

Figura 102. Taza de producción de barriles /día para el pozo 5



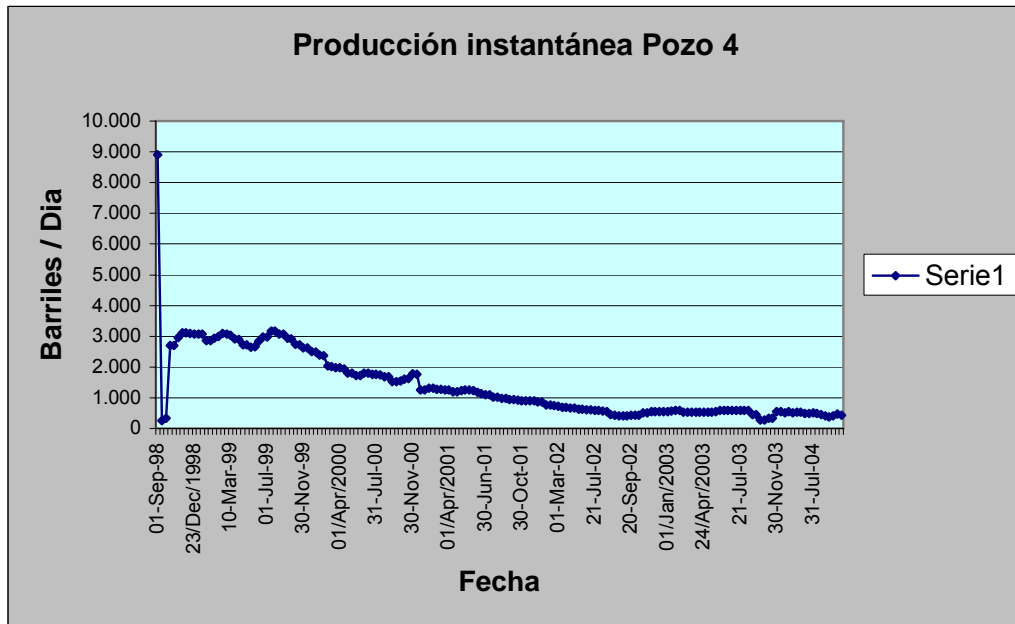
Tomado de Nuncira 2005

Figura 103. Taza de producción de barriles /día para el pozo 3



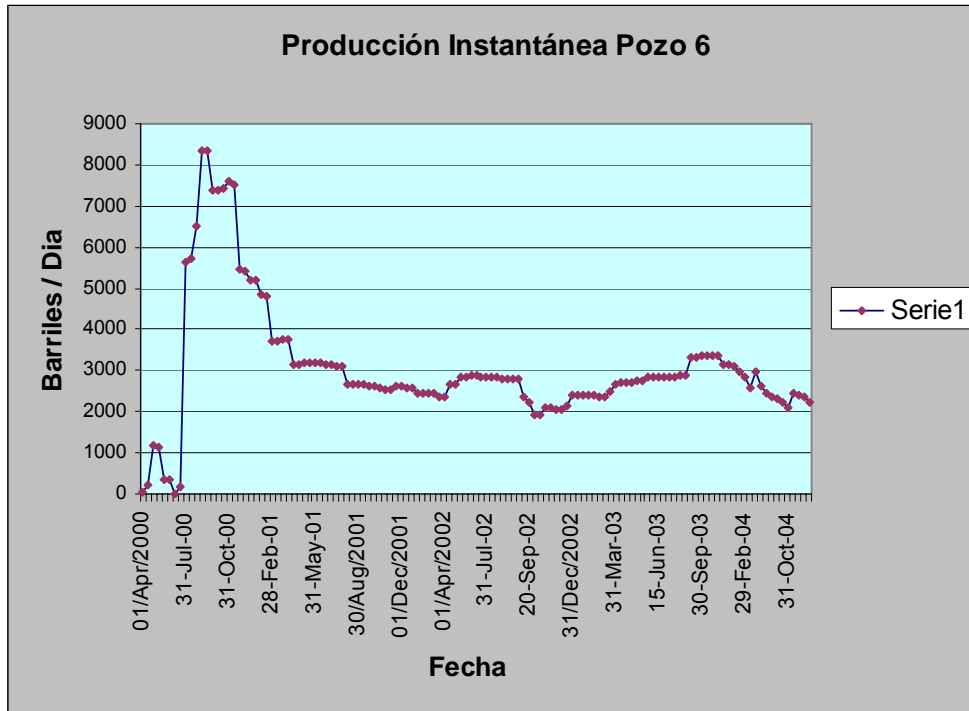
Tomado de Nuncira 2005

Figura 104. Taza de producción de barriles /día para el pozo 4



Tomado de Nuncira 2005

Figura105. Taza de producción de barriles /día para el pozo 6



Tomado de Nuncira 2005

5. CONCLUSIONES

- La complejidad para caracterizar un sistema naturalmente fracturado se encuentra en proporción en la cantidad de información a nivel geológica y de ingeniería disponible de diferentes fuentes. Solo mediante la integración de toda la información suministrada especialmente de núcleos y registros se puede lograr un entendimiento efectivo de la red de fracturas naturales y cuantificar su impacto en la producción de hidrocarburos.
- La información geológica y de ingeniería de subsuelo completada con información de afloramientos y superficie permite calibrar de mejor manera la distribución espacial y los parámetros de fracturas en las rocas reservorio.
- La metodología propuesta para la caracterización estática integral de los sistemas fracturados, unidas al desarrollo de herramientas para su análisis estadístico permite la identificación de todos los parámetros en cada una de las fracturas presentes en el yacimiento, situación que lleva a modelar el comportamiento de estas frente al flujo de fluidos en el medio poroso.

6. RECOMENDACIONES

STATISTICAL FRAC YNF da la posibilidad de determinar los tipos de parámetros que se deben tener en cuenta en el momento de realizar una caracterización de fracturas en un YNF partiendo del análisis de núcleos; en un futuro se podría implementar este software alimentado con información de registros eléctricos y datos de producción, con el fin de corroborar los resultados con las otras fuentes de información.

Adicionar al software STATISTICAL FRAC YNF funcionalidades para ingresar datos de varios pozos, con el objetivo de poder comparar los resultados de un pozo con respecto al otro y llegar a generalizar el comportamiento de los parámetros en un campo determinado.

Al realizar la caracterización de fracturas en un yacimiento naturalmente fracturado es importante tener en cuenta el orden estipulado en la metodología, ya que la descripción de cada uno de los parámetros como: Morfología de la pared, tipo de esfuerzo, apertura y relleno etc., parten del estudio de los corazones desarrollada por el geólogo.

BIBLIOGRAFÍA

- ACOSTA, Jaider. y RAMOS, Oscar. Evaluación de Yacimientos Naturalmente Fracturados a Partir de Registros Eléctricos- Un Caso Colombiano. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2001.
- AGUILERA, Roberto. Naturally Fractured Reservoirs, Second Edition: Penn Well Publishing, Tulsa, Oklahoma, 1995.
- ,. Geologic and Engineering Aspects of Naturally Fractured Reservoirs, Servipetrol LTDA, 2003.
- AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Houston, Texas: Gulf Publishing. 2000.
- ARANGO, Sandro. Determinación del Índice de Intensidad de Fracturamiento y su Incidencia sobre la Permeabilidad de los Yacimientos Naturalmente Fracturados. Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2003.
- BAKER, Richard O. BORA, Rupam. McDONALD, William H. KNIGHT, Paul Leonard y ROUNDING Carl. Development of Fractured Model For Spraberry Field, Texas USA, SPE 71635, 2001.
- BAKER, Richard O y KUPPER Frank. Reservoir Characterization for Naturally Fractured Reservoirs, Epic Consulting Services LTDA, SPE 63286, 2000.
- BENDECK, J. Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para la Evaluación de Formaciones. Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo. Bogotá, 1992.

- BLEAKLY D. C., Van Alstine D.R. y Packer D.R., (1985), How to Evaluate Orientation Data, Quality Control, Oil & Gas Journal, Dec 9, 1985.
- COALSON, E.B. HARTMANN, D.J and THOMAS, J. B. Productive Characteristics of Common Reservoir Porosity Types, Bulletin of the South Texas Geologic Society, v.15, No. 6 (February 1995), pp. 35- 51.
- DUENAS, José. RUEDA, José. Evaluación y Explotación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados. Tesis de Grado, Universidad Industrial de Santander, 1988.
- ECOPETROL – ICP, Modelo Integrado Campo Cupiagua. Informe Final. Piedecuesta, Santander, 2001
- FRIEMAN, M. and McKIERNAN, D.E. Extrapolation of Fracture Data from Outcrops of the Austin Chalk in Texas to Corresponding Petroleum Reservoirs at Depth, JCPT (October 1995) 43-49
- GMPH. Grupo de Modelamiento de Procesos Hidrocarburos. Impacto del Modelamiento Geológico y su Relación con Parámetros de Ingeniería en la Caracterización de Yacimientos Altamente Heterogéneos, Convenio 329, Ecopetrol-ICP-Colciencias, Diciembre 2004.
- GIRALDO, L.A., et al.: “Field Case Study of Geomechanical Impact of Pressure Depletion in the Low-Permeability Cupiagua Gas-Condensate Reservoir,” paper SPE 60297 presented at the 2000 SPE Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium held in Denver, March 12 – 15.
- GOMEZ, Leonel. Presentación Técnica: Estudios Empíricos y de Modelamiento en la Caracterización de Reservorios Fracturados. Piedecuesta. Instituto Colombiano del Petróleo, ECOPETROL 2002.

HERRERA, OTERO, Edwar H. Caracterización de la Intensidad de Fracturamiento en Intervalos Corazonados de las Formaciones Barco y Guadalupe en el Piedemonte de los Llanos Orientales. Colombia. Bucaramnga, Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander , 2005.

MORRIS, R. L. The Use of Compressional and Shear Acoustic Amplitudes for the Location of Fractures. Journal of Petroleum Technology, 1964.

NELSON, R. A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Gulf Publishing Company, Houston Texas (2001).

-----, -----, Houston Texas (1985).

NUNCIRA, Sergio. PINEDA, Julieta. Análisis de Zonas Fracturadas Mediante el Uso de Registros Eléctricos, para la Formación Mirador en un Campo del Piedemonte Llanero Colombiano. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander, 2005.

ORTIZ, A. SANTOS, N. ORTIZ, O. HERNANDEZ, A. ARENAS, O. Impacto de los Sistemas de Fracturas Naturales en el Manejo de Yacimientos de Hidrocarburos en el Piedemonte Colombiano. ECOPETROL ICP, Grupo de Modelamiento de Procesos Hidrocarburos. Escuela de Ingeniería de Petróleos .2005.

OSORIO GALLEGO, J, G : Curso de Geomecánica de Yacimientos. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín, Escuela de Procesos y Energía. Bucaramanga, Noviembre 10- 14 del 2004. ECOPETROL – ICP.

PALMA, Gabriel. VALDERRAMA, Vicente. Caracterización de las Fracturas Presentes en la Formación Mirador del Piedemonte Llanero Colombiano a

partir de la Interpretación de Registros de Imagen- UBI. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander.2006

PICKETT, G. R. Acoustic Character Logs and Their Applications in Formation Evaluation. Transactions. AIME 228, 1963

ROGERS, S.F. Orientation of Drill Core by Use of Borehole Geophysical Imaging 2000.

SAVEDRA, Nestor y PEREZ, Edgar. Recopilación Bibliográfica de Explotación de Yacimientos Naturalmente Fracturados. ICP- 2002.

SCHLUMBERGER, Log Interpretation Charts, Edition 2000.

SONG, Xinmin. SHEN, Pingping. YUAN, Shiyi. CAO, Hong. The Integrated Characterization Techniques on Reservoir Fractures. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, China National Petroleum Cooperation, China .SPE 64766, 2000.

WARREN y ROOT. The behavior of Naturally Fractured Reservoirs. SPE, septiembre 1963.