

**RELACION DE FACIES Y FRACTURAS EN EL GRUPO URIBANTE
DEL POZO SARDINATA 3K (NORTE 2)- CUENCA DEL CATATUMBO-
COLOMBIA**

CLARA INES TORRES VASQUEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA**

2009

**RELACION DE FACIES Y FRACTURAS EN EL GRUPO URIBANTE
DEL POZO SARDINATA 3K (NORTE 2)- CUENCA DEL CATATUMBO**

CLARA INES TORRES VASQUEZ

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de
Geólogo**

Director de Proyecto

Geólogo Msc. ALBERTO ORTIZ FERNANDEZ

ECOPETROL, ICP

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS**

ESCUELA DE GEOLOGIA

BUCARAMANGA

2009

DEDICATORIA

A Dios energía permanente y amigo inseparable que me colmo de salud, sabiduría, amor y deseos para alcanzar esta meta

A Camilo y Marcela, mis hijos adorados, que con sus sonrisas, sus travesuras e ingenuidades me llenaron de fuerza y alegría para seguir adelante

A mis padres, Gabriel y Mercedes, por sus oraciones, su constante apoyo y su incondicional presencia

A Nubia, amiga, la hermana que nunca tuve sin su apoyo me hubiera tardado más en lograrlo

Y a ti amor mío, compañía silenciosa y prudente, colaborador incondicional, motivador permanente de esta empresa, incansable compañero de mis desvelos, de mis afanes y enormes preocupaciones, de los sacrificios diarios en el hogar para lograr este triunfo, a ti Martín.

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis más sentidos agradecimientos a:

A la Universidad Industrial de Santander y todos los docentes de la Escuela de Geología por su contribución en mi formación personal y profesional.

Al Instituto Colombiano del Petróleo por permitirme la oportunidad de realizar este proyecto a través del Grupo de Investigación en Estratigrafía, brindando no solo los medios sino las personas para el desarrollo de este proyecto.

A mi director de Proyecto Alberto Ortiz Fernández, que con sus enseñanzas, asesorías y acompañamiento contribuyó al buen desarrollo de este trabajo.

A la Geóloga, Helga Nayibe Niño Guiza, incondicional, ejemplar persona y apoyo permanente, que a pesar de la distancia, estuvo todo el tiempo comprometida con este trabajo.

A la Geóloga Luz Helena Rueda Acevedo, gracias por su colaboración, porque sin ser su proyecto, me brindó no solo la amistad, sino el tiempo y la paciencia para asesorarme en todo, cuando más lo necesité.

Al personal de Litoteca de la ANH, por su colaboración en el diligenciamiento para el análisis de corazones, gracias por su amistad, su atención y buenos deseos.

Al equipo de trabajo del laboratorio de microscopía electrónica, especialmente a Bertica, gracias por sus enseñanzas, su tiempo y compañía en las últimas horas del desarrollo de este trabajo

Al grupo de Investigación en Estratigrafía, al profesor Juan Diego Colegial, sus neoprofesionales y todos sus integrantes por sus ideas, colaboración y por permitirme crecer no solo profesionalmente, sino personalmente, por abrirme el pensamiento y los deseos de continuar avanzando y seguir adelante.

A mis mejores amigos en la Universidad, gracias por su compañía, por recibirme sin importar las interrupciones de edad, pensamientos, ideas y demás entre uds. y yo, especialmente, gracias a Silvia, Wendy, Diana, Cristian, Erika, y todos aquellos que han compartido conmigo, todas las experiencias en la Universidad.

RESUMEN

TITULO: RELACION DE FACIES Y FRACTURAS EN EL GRUPO URIBANTE DEL POZO SARDINATA 3K (NORTE 2)- CUENCA DEL CATATUMBO*

Autor: Clara Inés Torres Vásquez**

En el Pozo Sardinata 3k del campo Sardinata, Cuenca del Catatumbo Colombiano, se ha hecho la caracterización de fracturas, teniendo en cuenta los atributos de apertura, relleno, longitud, morfología, perfil, impregnación entre otros relacionándolos con las facies presentes. Se trabajó con 1108 pies de corazones para las Formaciones Tibú, Mercedes y Aguardiente en el Grupo Uribante. La Formación más fracturada es Tibú, 45,69% de fracturas; con dos facies calcáreas y es la más delgada, 84,25 pies de muestra en corazones.

En la Fm. Tibú las fracturas parcialmente abiertas se presentan en un 42,86% y 18,96% de abiertas; en la Fm. Mercedes abiertas y parcialmente abiertas están en un 40% y en Aguardiente las fracturas abiertas se presentan en un 72,5%. Las fracturas en el Grupo Uribante, poseen una longitud aproximada entre 5 y 25 cm, con morfologías uniformes a rugosas en un 44,12% y perfiles rectos a sinuosos. El mayor tipo de esfuerzo es distensivo, 30% en Tibú y Aguardiente y un 15% en Mercedes.

El fracturamiento inducido en general es de un 70%, esto es importantes a la hora de analizar la estabilidad del pozo. Las fracturas naturalmente-inducidas están en un 6% en todo el Grupo y los estilolitos de igual manera en un 6%. La orientación de las fracturas con respecto al núcleo, está entre 70 y 85 grados NE. Finalmente se seleccionaron 20 muestras para secciones delgadas y se ha establecido una nueva preparación para análisis en CL, obteniendo imágenes de buena calidad, lo que permitirá a futuros proyectos dar mayor detalle a los análisis de microfracturas.

Palabras Claves: Grupo Uribante, Análisis de Facies, Caracterización de fracturas, atributos en fracturas, Relación Facies-Fracturas

*Trabajo de Grado Modalidad Investigación: Convenio de Cooperación Tecnológica UIS-ICP 005 de 2007.

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Geología. Directores Geólogo Msc. Alberto Ortiz Fernández (ECOPETROL-ICP)

ABSTRACT

TITLE: RELATIONSHIP OF FACIESES AND FRACTURES IN THE GROUP URIBANTE OF THE WELL SARDINATA 3K (NORTH 2) - BASIN OF THE CATATUMBO *

Author: Clara Inés Torres Vásquez * *

Key words: Group Uribante, Analysis of Facieses, Characterization of fractures, attributes in fractures, Relationship Facies-fractures

In the Well Sardinata 3k of the field Sardinata, Cuenca of the Colombian Catatumbo, the characterization of fractures has been made, keeping in mind the opening attributes, filler, longitude, morphology, profile, impregnation among other relating them with the present facies. One worked with 1108 feet of core for the Formations Tibú, Mercedes and Aguardiente in the Group Uribante. The thickness fractured in the Group is of 139,5 feet, 14,4% of the total fracturamiento; the fractured Formation is Tibú, 45,69% of fractures.

In the Fm. Tibú the partially open fractures are presented in 42,86% and 18,96% of open; in the Fm. Opened Mercedes and partially open they are approximately in 40% and in Aguardiente the open fractures are presented in 72,5%. The fractures in the Group Uribante, possesses an approximate longitude between 5 and 25 cm, with uniform morphologies to rough in 44,12% and right profiles to serpentine. The biggest type of effort is distensivo, 30% in Tibú and Aguardiente and 15% in Mercedes.

The fracturamiento induced in general is of 70%, they are important when analyzing the stability of the well. The naturally-induced fractures are in 6% in the whole Group and the estilolitos in a same way in 6%, highlighting here. The orientation of the fractures was made with regard to the nucleus keeping in mind it bases and roof, 70% is between 70 and 85 grades NE. Finally it was made the selection and preparation of 20 samples for thin sections and starting from this project a new preparation has settled down for analysis in CL, obtaining images of good quality, what will allow to future projects to give bigger detail to the microfracturas analyses.

* Work of Grade Modality Investigation: Agreement of Technological Cooperation UIS-ICP 005 of 2007.

* * Physical-chemical Engineerings, School of Geology. Managing Geologist Msc. Alberto Ortiz Fernández (ECOPETROL-ICP)

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCION.....	1
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y JUSTIFICACION..	2
3. OBJETIVOS.....	3
3.1 OBJETIVO GENERAL.....	3
3.2 OBEJETIVO ESPECIFICO.....	3
4. ESTADO DEL ARTE.....	5
4.1 LOCALIZACION DEL AREA DE ESTUDIO.....	5
4.2 ESTRATIGRAFIA CUENCA DEL CATATUMBO.....	7
4.2.1 Premesozoico.....	7
4.2.2 Cretáceo.....	7
4.2.3 Terciario.....	9
4.2.4 Cuaternario.....	11
4.3 ESTRATIGRAFIA DEL GRUPO URIBANTE.....	13
5. METODOLOGIA.....	14
6. RESULTADOS DE LA CARACTERIZACION SEDIMENTOLOGICA.....	15
6.1 DETERMINACION DE ESPESORES.....	15
6.1.1 Formación Tibú.....	15
6.1.2 Formación Mercedes.....	16
6.1.3 Formación Aguardiente.....	17
6.2 RECONOCIMIENTO DE FACIES.....	19
6.2.1 Facies en la Formación Tibú.....	19
6.2.2 Facies en la Formación Mercedes.....	22
6.2.3 Facies en la Formación Aguardiente.....	36
7. CARACTERIZACION DE FRACTURAS.....	45
7.1 CONCEPTO DE FRACTURA.....	45
7.2 RESERVORIO NATURALMENTE FRACTURADO.....	46
7.3 PARAMETROS EN LA CARACTERIZACION DE FRACTURAS	49
7.3.1 Profundidad.....	49

7.3.2	Tipo de Fractura.....	50
7.3.3	Tipos de Esfuerzos.....	50
7.3.4	Apertura y relleno.....	56
7.3.5	Longitud de la Fractura.....	57
7.3.6	Medida de Apertura.....	57
7.3.7	Perfil de la Fractura.....	57
7.3.8	Morfología de la pared.....	57
7.3.9	Aptitud de la Fractura.....	58
7.3.10	Facies.....	58
7.3.11	Impregnació.....	58
7.3.12	Observaciones.....	58
7.4	APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA.....	60
7.5	INFORMACION EXISTENTE.....	61
7.6	RESULTADOS.....	63
7.6.1	Registro de Información para la Fm. Tibú.....	63
7.6.2	Set de Fotos y trazo de Fracturas- Fm. Tibú....	63
7.6.3	Base de datos –Formación Tibú.....	66
7.6.4	Análisis Estadístico para la Fm. Tibú.....	66
7.6.5	Registro de Información – Fm. Mercedes.....	75
7.6.6	Set de Fotos y trazo de Fracturas-Fm. Mercede	76
7.6.7	Base de datos Formación Mercedes.....	78
7.6.8	Análisis Estadístico- Formación Mercedes.....	79
7.6.9	Registro de Información-Formación Tibú.....	86
7.6.10	Set de Fotos y trazo de Fracturas- Formaci Aguardiente	87
7.6.11	Base de datos- Formación Aguardiente.....	89
7.6.12	Análisis Estadístico- Formación Aguardiente..	90
8.	ANALISIS EN SECCION DELGADA.....	97
8.1	PREPARACION DE LA SECCION DELGADA.....	97
8.2	MICROSCOPIO DE LUZ TRANSMITIDA.....	99
8.3	CATODOLUMINISCENCIA O CL.....	100

8.3.1	Qué es Catodoluminiscencia?.....	101
9.	RELACION FACIES –FRACTURAS.....	111
9.1	INFLUENCIA DE LA TECTONICA.....	111
9.2	ESPESOR DE CAPA-CARGA LITOSTATICA Y FRACTURAS.....	114
9.3	ANALISIS Y DISCUSION.....	116
9.3.1	Espesor de Fracturas.....	116
9.3.2	Esfuerzos.....	117
9.3.3	Apertura y relleno.....	117
9.3.4	Longitud.....	118
9.3.5	Morfología y Perfil.....	118
9.3.6	Facies y Fracturas.....	119
9.3.7	Impregnación.....	119
9.3.8	Intensidad de Fracturamiento.....	121
10.	ALCANCES Y FORTALEZAS.....	121
11.	CONCLUSIONES.....	123
12.	RECOMENDACIONES.....	126
13.	BIBLIOGRAFIA.....	127

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Espesor de las Formaciones Tibú, Mercedes y Aguardiente...	18
Tabla 2. Espesor por Facies en la Formación Mercedes- Sardinata 3k...	35
Tabla 3. Espesor por Facies en la Formación Aguardiente.....	43
Tabla 4. Parámetros Analizados en la Caracterización de Fracturas para la Formación Tibú.....	59
Tabla 5. Parámetros Analizados en la Caracterización de Fracturas para la Formación Tibú.....	63
Tabla 6. Espesor de Fracturamiento Natural en la Formación Tibú.....	67
Tabla 7. Porcentaje de Fracturas en la Formación Tibú.....	67
Tabla 8. Tipos de Fracturas en la Formación Tibú.....	68
Tabla 9. Fracturas Naturales en la Formación Tibú.....	70
Tabla 10. Porcentaje de Fracturas según apertura y relleno en la Fm. Tibú.....	71
Tabla 11. Longitud de las Fracturas en la Formación Tibú.....	72
Tabla 12. Morfología de las Fracturas en la Formación Tibú.....	73
Tabla 13. Perfil de las Fracturas en la Formación Tibú.....	74
Tabla 14. Parámetros Analizados en la Caracterización de Fracturas para la Formación Mercedes.....	75
Tabla 15. Porcentaje de Fracturas en la Formación Mercedes.....	79
Tabla 16. Tipos de Fracturas en la Formación Mercedes.....	80
Tabla 17. Tipos de Esfuerzos en las Fracturas de la Formación Mercedes.....	82
Tabla 18. Porcentaje de Fracturas según apertura y relleno en la Formación Mercedes.....	83
Tabla 19. Porcentaje de Longitud en las Fracturas de la Fm. Mercedes.....	84

Tala 20. Morfología de las Fracturas en la Formación Mercedes.....	85
Tabla 21. Perfil de las Fracturas en la Formación Mercedes.....	86
Tabla 22. Parámetros analizados en la caracterización de Fracturas de la Formación Aguardiente.....	87
Tabla 23. Porcentaje de Fracturas en la Formación Aguardiente.....	90
Tabla 24. Porcentaje del tipo de Fracturas en la Formación Aguardiente.....	91
Tabla 25. Tipos de Esfuerzos en las Fracturas de la Fm. Aguardiente.....	92
Tabla 26. Apertura y relleno en la Formación Aguardiente.....	93
Tabla 27. Longitud de las Fracturas en la Formación Aguardiente....	94
Tabla 28. Morfología de las Fracturas en la Formación Aguardiente...	95
Tabla 29. Perfil de las Fracturas en la Formación Aguardiente.....	96
Tabla 30. Ubicación de las secciones delgadas para CL.....	102
Tabla 31. Clasificación de las Fracturas en micro.....	103
Tabla 32. Evolución de la Cuenca	113

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización de la Cuenca del Catatumbo.....	5
Figura 2. Localización del Campo Sardinata y Sardinata 3k.....	6
Figura 3. Columna Generalizada de la Cuenca del Catatumbo.....	12
Figura 4. Metodología de la Relación Facies- Fracturas.....	14
Figura 5. Distribución de pies corazonados para la Formación Tibú	16
Figura 6. Distribución de pies corazonados para la Formación Mercedes.....	17
Figura 7. Distribución de pies corazonados para la Formación Aguardiente.....	18
Figura 8. Distribución de Facies en la Formación Tibú.....	22
Figura 9. Distribución de Facies en la Formación Mercedes.....	36
Figura 10. Distribución de Facies en la Formación Aguardiente.....	44
Figura 11. Gráfico representativo de las Fracturas Naturales.....	51
Figura 12. Gráfico representativo de las Fracturas Inducidas.....	52
Figura 13. Gráfico representativo de las Fracturas Natural-Inducidas...	54
Figura 14. Gráfico representativo de los Estilolitos.....	55
Figura 15. Esfuerzos con respecto a los movimientos de Techo y Piso..	56
Figura 16. Set de Fotos para la Formación Tibú.....	64
Figura 17. Trazo de Fracturas en la Formación Tibú.....	65
Figura 18. Distribución del espesor de Fracturamiento natural en la Fm. Tibú.....	67
Figura 19. Porcentaje de Fracturas Naturales en la Formación Tibú...	68

Figura 20. Tipos de Fracturas en la Formación Tibú.....	69
Figura 21. Distribución de las Fracturas naturales en la Formación Tibú.....	70
Figura 22. Distribución de Fracturas según apertura y relleno en la Fm. Tibú.....	71
Figura 23. Distribución de Fracturas según su longitud en la Fm. Tibú...72	
Figura 24. Distribución de Fracturas según su morfología en la Fm. Tibú.....	73
Figura 25. Distribución de Fracturas según su perfil en la Formación Tibú.....	75
Figura 26. Set de Fotos para la Formación Mercedes.....	77
Figura 27. Trazo de Fracturas en la Formación Mercedes.....	78
Figura 28. Distribución de Fracturas en la Formación Mercedes.....	80
Figura 29. Tipos de Fracturas en la Formación Mercedes.....	81
Figura 30. Distribución de los tipos de Esfuerzos en las fracturas de la Formación Mercedes.....	82
Figura 31. Distribución de fracturas según apertura y relleno en la Formación Mercedes.....	83
Figura 32. Distribución de fracturas según su longitud. Fm. Mercedes.....	84
Figura 33. Morfología de las fracturas en la Formación Mercedes.....	85
Figura 34. Perfil de las fracturas en la Formación Mercedes.....	86
Figura 35. Set de fotos Formación Aguardiente.....	88
Figura 36. Trazo de fracturas en la Formación Aguardiente.....	89
Figura 37. Porcentaje de fracturamiento en la Formación Aguardiente.....	90

Figura 38. Tipos de fracturas en la Formación Aguardiente.....	91
Figura 39. Distribución de los tipos de esfuerzos en las fracturas de la Formación Aguardiente.....	92
Figura 40. Apertura y relleno en las fracturas de la Fm. Aguardiente.....	93
Figura 41. Longitud en las fracturas de la Formación Aguardiente.....	94
Figura 42. Morfología en las fracturas de la Formación Aguardiente.	95
Figura 43. Perfil de las fracturas en la Formación Aguardiente.....	96
Figura 44. Microscopio de Luz Transmitida.....	99
Figura 45. Imagen 1 de CL en sección delgada- 8318'7".....	104
Figura 46. Imagen 2 de CL en sección delgada- 8318'7".....	104
Figura 47. Imagen 3 de CL en sección delgada- 8318'7".....	105
Figura 48. Imagen 1 de CL en sección delgada- 8631'1".....	106
Figura 49. Imagen 2 de CL en sección delgada- 8631'1".....	107
Figura 50. Imagen 3 de CL en sección delgada- 8631'1".....	108
Figuras 51 y 52. Imágenes 1 y 2 de CL en sección delgada- 8903'1"...	109
Figuras 53 y 54. Imágenes 6 y 7 de CL en sección delgada- 8903'1".....	109
Figura 55. Sistema de fallas en la cuenca del Catatumbo.....	114

LISTA DE FOTOS

Fotos 1-2 y 3. Facies P/G-b(cp). Sardinata 3k. Formación Tibú.....	20
Fotos 4-5 y 6. Facies P/G-b(cg). Sardinata 3k. Formación Tibú.....	21
Fotos 7-8 y 9. Facies Arenitas bioturbadas (A-B). Formación Mercedes..	23
Fotos 10-11y 12. Facies A-xa. Formación Mercedes.....	24
Fotos 13 y 14. Facies A-xa-B. Formación Mercedes.....	24
Foto 15. Facies FI. Formación Mercedes.....	25
Fotos 16 y 17. Facies FI-D. Formación Mercedes.....	26
Foto 18. Facies Fa. Formación Mercedes.....	26
Fotos 19 y 20. Facies Sh. Formación Mercedes.....	27
Fotos 21 y 22. Facies G-ib. Formación Mercedes.....	27
Fotos 23 y 24. Facies G-o. Formación Mercedes.....	28
Fotos 25 y 26. Facies M/W-b. Formación Mercedes.....	28
Fotos 27-28 y 29. Facies M-b. Formación Mercedes.....	29
Fotos 30 y 31. Facies M-D. Formación Mercedes.....	30
Fotos 32 y 33. Facies M-t. Formación Mercedes.....	30
Fotos 34 y 35. Facies P-G-ib. Formación Mercedes.....	31
Fotos 36 y 37. Facies P-i. Formación Mercedes.....	31
Fotos 38 y 39. Facies P-b. Formación Mercedes.....	32
Foto 40. Facies W-b. Formación Mercedes.....	32

Foto 41. Facies W/P-b. Formación Mercedes.....	33
Foto 42. Facies M/W-b. Formación Mercedes.....	33
Fotos 43 y 44. Facies A-xa. Formación Aguardiente.....	37
Fotos 45 y 46. Facies A-xa-B. Formación Aguardiente.....	37
Fotos 47 y 48. Facies A-B. Formación Aguardiente.....	38
Fotos 49 y 50. Facies AI-B. Formación Aguardiente.....	39
Fotos 51 y 52. Facies FI-B. Formación Aguardiente.....	39
Fotos 53 y 54. Facies Fa-Lent A. Formación Aguardiente.....	40
Fotos 55 y 56. Facies IA-F. Formación Aguardiente.....	40
Fotos 57 y 58. Facies IFI-O-A. Formación Aguardiente.....	41
Foto 59. Facies P-oi. Formación Aguardiente.....	41
Fotos 60 y 61. Facies Wb-t. Formación Aguardiente.....	42
Fotos 62 y 63. Facies Mt. Formación Aguardiente.....	42
Fotos 64 y 65. Fracturas por plegamiento y fallamiento.....	48
Foto 66. Secciones delgadas elaboradas para CL.....	98
Foto 67. Microscopio y sonda para CL.....	101
Foto 68. Sección delgada para CL.....	103
Foto 69. Sección delgada para CL.....	106
Foto 70. Sección delgada para CL.....	108

ANEXOS

Anexo 1. Registro de Información para la Formación Tibú

Anexo 2. Set de fotos y trazo de fracturas para la Formación Tibú

Anexo 3. Set de Fotos y Fracturas para la Formación Mercedes

Anexo 4. Set de Fotos y Fracturas para la Formación Aguardiente

1. INTRODUCCION

Las fracturas son un elemento universal en las rocas sedimentarias¹. La mayoría de yacimientos de hidrocarburos se encuentran afectados de alguna forma por fracturas naturales. Es por esto que en el análisis de un yacimiento no se pueden ignorar, es necesario su caracterización, análisis y modelamiento. Las fracturas en un yacimiento de hidrocarburos pueden estar ayudando a generar porosidad y estimular la comunicación entre los compartimientos del yacimiento, o bien, pueden estar entorpeciendo el flujo del fluido dentro del mismo, de ahí, su importancia e interés por comprender dichas fracturas y su omisión o caracterización tardía pueden limitar las opciones de desarrollo en un campo petrolero.

El presente Proyecto, se inicia a partir de la caracterización sedimentológica y de fracturas desarrollada para el pozo Sardinata 3k en la cuenca del Catatumbo, específicamente en el Grupo Uribante basado en el estudio y análisis de 1108 pies de corazones seleccionados para esta área y que se encuentran a disposición en la Litoteca ubicada en el ICP-ECOPETROL.

Se establece la relación Facies - Fracturas, a partir del análisis de la textura y composición de las muestras en corazones, sus facies y las características de las fracturas presentes. Se inició con la compilación de trabajos existentes y se ha complementado la caracterización de fracturas, se ha hecho la relación facies-fracturas, registrando toda la información obtenida, se determinaron análisis estadísticos tanto en facies como en fracturas pie a pie, y se ha utilizado la catodoluminiscencia como elemento nuevo y que permite ver el fracturamiento desde el punto de vista micro.

¹ Nelson, R. 2001

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y JUSTIFICACION

El Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) hacia el año 1999 realizó un estudio sedimentológico y de fracturas en los pozos Sardinata 3k y Sardinata 4k en la cuenca del Catatumbo. El presente trabajo de investigación retoma la información existente con el fin de ampliarla y complementarla mediante la aplicación de nuevas metodologías desarrolladas en la relación de facies y fracturas posteriores al trabajo existente.

La caracterización sedimentológica y de fracturas en el pozo Sardinata 3k específicamente en el Grupo Uribante indican un alto porcentaje de fracturamiento en esta área, de ahí la importancia de compilar información existente del área mencionada, ampliándola mediante este trabajo de investigación, teniendo en cuenta que la deformación de los cuerpos se relaciona no solo con la parte tectónica sino también con aspectos como la composición de los materiales que están constituyendo las rocas entre ellos la matriz, el cemento entre otros. Es necesario conocer no solo las características faciales en dichas formaciones, sino sugerir mediante este trabajo, que facies presentan un mayor fracturamiento y extrapolar esta información a todo el campo y cómo dicho fracturamiento está a su vez influenciado por la tectónica o quizá por la carga litostática. Se pretende entonces, establecer esa relación existente entre facies y fracturas, encontrando las facies con mayor fracturamiento y la relación de estas facies con la mayor o menor presencia de hidrocarburos en cada una de ellas.

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Establecer la relación entre facies y fracturas, determinando las facies con mayor fracturamiento y su influencia en la presencia de hidrocarburos en las Formaciones Tibú, Mercedes y Aguardiente (G. Uribante) del campo Sardinata, mediante el análisis del espesor de capa, la historia diagenética y el marco estratigráfico-estructural

3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Recopilar y revisar la información acerca de la caracterización sedimentológica y de fracturas en corazones del Grupo Uribante en el pozo Sardinata 3k.
- Analizar el entorno estructural a partir de la revisión de información disponible publicada sobre la cuenca del Catatumbo para ver la influencia de la tectónica y la carga litostática en el fracturamiento.
- Realizar análisis estadísticos con los datos de fracturas de 1108 pies de corazones en las Formaciones Tibú, Mercedes y Aguardiente del pozo Sardinata 3k.
- Relacionar las facies con la caracterización de fracturas naturales de 1108 pies corazonados en las Formaciones Tibú, Mercedes y Aguardiente del pozo Sardinata 3k para observar tipos de fracturas, orientaciones de las principales familias respecto al núcleo y complementar con informes de campo que hayan revisado afloramientos.

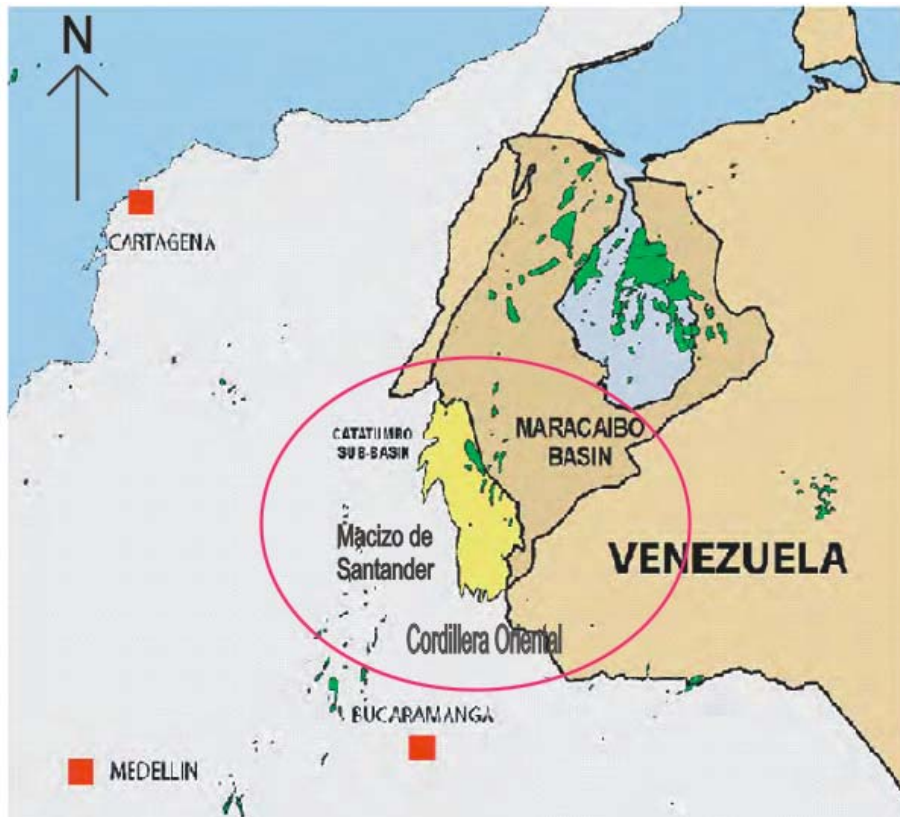
- Crear una base de datos con toda la información de caracterización sedimentológica y de fracturas en 1108 pies de corazones en las Formaciones Tibú, Mercedes y Aguardiente del pozo Sardinata 3k.

4. ESTADO DEL ARTE

4.1 LOCALIZACION DEL AREA DE ESTUDIO

La cuenca del Catatumbo Colombiana corresponde a la porción sur-oeste de la cuenca de Maracaibo de Venezuela y una de las más exploradas en Colombia, sus límites al norte y este son los bordes geográficos con Venezuela, al sur limita con las rocas cretácicas de la Cordillera Oriental y al oeste con las rocas ígneas y metamórficas del Macizo de Santander. En la figura 1 se observa la Cuenca del Catatumbo y sus límites.

Figura 1. Localización Cuenca del Catatumbo

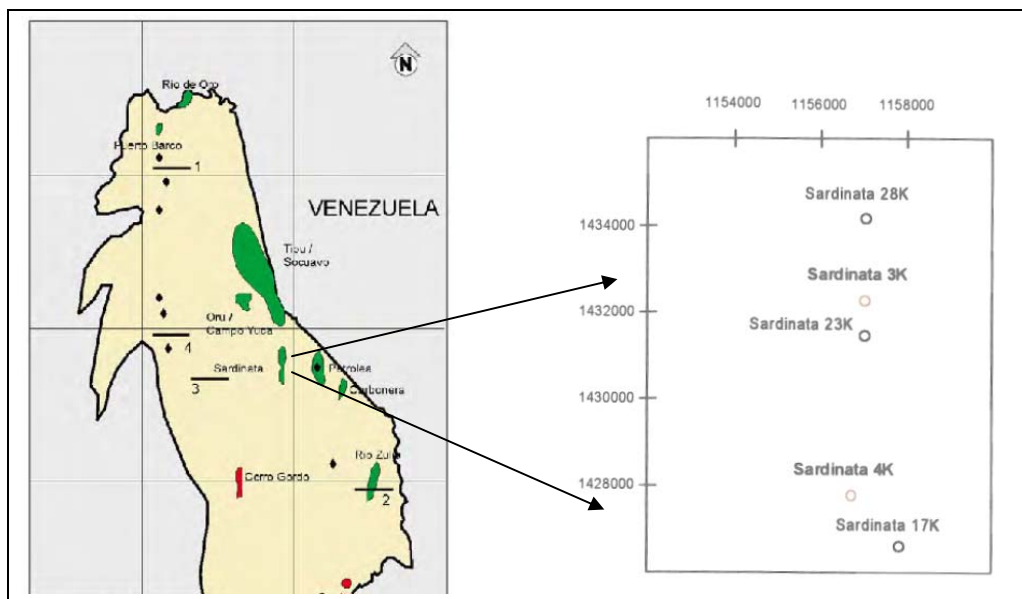


Tomado de Catatumbo- South Western Region of Maracaibo Basin. ANH 2005-2006, para ubicar la Cuenca.

Dentro de la cuenca del Catatumbo se encuentran diversos campos petrolíferos entre ellos está el Campo Sardinata, ubicado hacia la parte Sur- Este de la cuenca. Este campo contiene dos domos el domo Norte y el Sur, estando ubicado en el domo Norte el pozo Sardinata 3k, antes denominado Norte 2 y pozo corazonado que se ha utilizado para este trabajo de investigación.

En la figura 2, se observa la ubicación del pozo Sardinata 3k en el domo Norte del Campo Sardinata. El pozo Sardinata 3k inicio perforación el 31 de marzo de 1950 con una profundidad de 9390 pies.

Figura 2. Localización del Campo Sardinata y pozo Sardinata 3k- Cuenca del Catatumbo.



Tomado de Barrera, et al. ANH & Ortiz A. et al 2000. Ecopetrol para ubicar el pozo Sardinata 3k y el campo Sardinata.

4.2 ESTRATIGRAFIA CUENCA DEL CATATUMBO

La cuenca del Catatumbo la constituyen rocas de tipo ígneo- metamórfico y sedimentario.

4.2.1 Premesozoico

Formaciones del Basamento: Un conjunto de rocas ígneas y metamórficas subyacen a las sedimentarias más antiguas de edad Cretáceo. Este complejo de rocas ígneo-metamórficas que aflora en esta cuenca está constituido por una serie de intrusivos graníticos, rocas néisicas bandeadas a veces migmatíticas, esquistos plegados y deformados de grado metamórfico intermedio, filitas y cuarcitas cloríticas principalmente, con algo de tobas en el área de Tibú y la presencia de rocas volcánicas riolíticas hacia el río de Oro. A este complejo ígneo-metamórfico se le ha dado una edad Pre-Devónica.²

4.2.2 Cretáceo

La secuencia sedimentaria corresponde a rocas siliciclásticas y rocas calcáreas del Terciario y Cretácico, depositadas en diferentes ambientes sedimentarios. Esta secuencia sedimentaria suprayace al complejo de rocas ígneo-metamórficas o basamento. Dicha secuencia sedimentaria se inicia en esta cuenca con la Transgresión en el Aptiano.³

- **Grupo Uribante**

La Transgresión mencionada anteriormente se inicia con el Grupo Uribante, presentándose en el intervalo Aptiano-Turoniano, con sus Formaciones Tibú, Mercedes y Aguardiente.

FORMACION TIBU: Presenta areniscas basales de grano grueso con guijarros de cuarzo y ortoclasa, seguidas de una serie de calizas densas y fosilíferas.

² Suescún, D. Cuadrángulo F-13 Tibú. 2004

³ Ortiz, A., et al. Eco petrol. 2000

FORMACION MERCEDES: Consta de calizas intercaladas con shales negros, micáceos y carbonáceos y areniscas. Los shales se pueden presentar muy calcáreos y las areniscas son grises, de grano fino a medio, calcáreas y glauconíticas, dichas areniscas abundan hacia el tope de la Formación.

FORMACION AGUARDIENTE: Consta casi exclusivamente de areniscas glauconíticas de grano fino y grueso, de color gris a verde claro muy duras intercaladas con shale negro y delgado y algo de calizas hacia la parte inferior.⁴

- **Formación Cogollo**

Consta de arcillas pizarrosas o shales de color negro a gris oscuro con intercalaciones de calizas fosilíferas. Esta Formación descansa concordantemente sobre la Formación Aguardiente y el límite se identifica por el cambio de las calizas fosilíferas del Cogollo basal a las areniscas de color claro de la Formación Aguardiente. Es de edad principalmente Cenomaniano con rangos desde el Albiano Superior hasta el Turoniano Inferior. Formación productora de petróleo principalmente en el Anticlinal de Petrólea.

El Grupo Uribante y la Formación Cogollo presentan un espesor aproximado de 2330 pies.

posteriormente se encuentra el Coniaciano- Maestrichtiano predominantemente marino, con depósitos de agua salobres en su parte superior dentro del cual se encuentran las Formaciones La Luna, Colón, Mito Juan y una parte de Catatumbo; intervalo de aproximadamente 3160 pies.

- **Formación La Luna**

Consta de calizas ricas en foraminíferos, de color gris oscuro, con nódulos especialmente abundantes hacia la parte superior y arcillas pizarrosas

⁴ Ingeominas. Cuadrángulo G-13. 2004

negras muy calcáreas y bituminosas. Su contacto es concordante con la Formación Cogollo y el límite está marcado en forma abrupta por el cambio de las arcillas pizarrosas de Cogollo a las calizas de la Luna.

- **Formación Colón**

Consta de shales de color gris, algo calcáreos, ricos en foraminíferos. En la base y en contacto con la Formación la Luna hay una zona de areniscas glauconíticas con abundantes restos de peces y foraminíferos retrabajados. El contacto con la Formación la Luna es concordante y se identifica por la aparición de las primeras calizas de la Luna.

- **Formación Mito-Juan**

Formada principalmente por shales de color gris verdoso, arcillas limolíticas y arcillas arenosas, habiendo aumento de arenas hacia la parte superior. Las arcillas y shales de Mito Juan no son calcáreas. Hacia el tope o parte alta hay delgadas capas de calizas ferruginosas, fosilíferas arenosas y glauconíticas. Su contacto es concordante con la Formación Colón y está definida a base de foraminíferos o registros eléctricos.⁵

- **Formación Catatumbo**

Compuesta de shales de color gris oscuro, carbonáceas, con pequeños nódulos y capas delgadas de arcillas ferruginosas. En su parte inferior puede contener pequeños mantos de carbón. En su parte superior puede contener areniscas de grano muy fino a fino. El límite inferior está marcado por la aparición de las calizas glauconíticas de Mito-Juan. Es productora en Río de Oro, Tibú y Sardinata.

4.2.3 Terciario

Ya para el Terciario, el cual es de origen continental, con algunas intercalaciones marinas, se encuentran las Formaciones Barco, los Cuervos, Mirador, Carbonera, León, Grupo Guayabo y Necesidad.

⁵ Suescún, D. Cuadrángulo F-13. 2004 & Ortiz et al., 2000

- **Formación Barco**

Una de las más prolíficas de todas las Formaciones productoras de petróleo en esta zona. Consta principalmente de una serie de areniscas y shales intercalados que varían según el lugar. Las areniscas son generalmente de grano fino a medio, grises, con laminación cruzada. Las areniscas de la parte media y baja son chispeantes por el desarrollo secundario de sílice sobre los granos de arena.

- **Formación Los Cuervos**

Consta principalmente de shales, arcillolitas carbonáceas, intercaladas con arenas de grano muy fino y con mantos de carbón en la parte inferior. Las arcillolitas de color gris y gris verdoso, algunas limolíticas y sideríticas. La mayor parte de la Formación es de edad Paleoceno y su parte más superior es del Eoceno Inferior.⁶

- **Formación Mirador**

Esta Formación consta principalmente de areniscas de grano fino a grueso, masivas, de color pardo a blanco, a veces conglomeráticas. El contacto inferior de la Formación Mirador se marca donde las areniscas bien desarrolladas descansan sobre las arcillolitas o Limolitas de la Formación Los Cuervos.

- **Formación Carbonera**

Consta de una serie de arcillolitas intercaladas con areniscas y algunos mantos de carbón en la parte superior e inferior. Las arcillas son de color gris, abigarradas y sideríticas. Las areniscas son de color gris verdoso, de grano fino a grueso. Se pueden presentar pequeñas capas de calizas. Su contacto es concordante con la Formación Mirador y el límite está marcado por la presencia de las primeras areniscas de grano grueso de Mirador.

⁶ Van der Hammen en Suescún, D. Ingeominas 2004

- **Formación León**

Contiene principalmente shales de color gris a gris verdoso que presentan horizontes limolíticos hacia la parte baja y alta de la misma. Algunos mantos de areniscas grises intercaladas con láminas carbonáceas se pueden presentar dentro de las arcillas. El contacto inferior es normal y se marca por el cambio de los shales de esta Formación a los sedimentos más arenosos de la Formación Carbonera. Basado en Polen se le ha asignado una edad Oligoceno.

- **Grupo Guayabo**

Consiste en arenas friables de color pardo a gris claro, Limolitas, arcillolitas y arcillas arenosas grises con algunos horizontes de arcillas verdes y abigarradas. Su contacto es concordante con la Formación León y el límite se encuentra donde aparecen los primeros shales de León. Su edad es Plioceno a Pleistoceno.

- **Formación Necesidad**

Consta principalmente de arcillas de colores rojo y azul, intercalados con areniscas de grano grueso y conglomerados con guijarros hasta de 2 cm de diámetro. Esta Formación descansa en discordancia angular sobre el Grupo Guayabo. Su edad Plioceno a Pleistoceno.

4.2.4 Cuaternario

El Cuaternario está conformado por depósitos de Terrazas y aluviones.⁷

En la figura 3 se observa la Columna Estratigráfica Generalizada correspondiente a la Cuenca del Catatumbo y en ella se identifica especialmente el Grupo Uribante con sus Formaciones Tibú, Mercedes y Aguardiente, Formaciones analizadas en este trabajo de investigación.

⁷ Notestein et al. 1994 en Ortiz et al. Ecopetrol.2000

Figura 3. Columna Generalizada del Catatumbo.

EDAD	FORMACIÓN	Litología	DESCRIPCION	
CUATERNARIO			ALUVIONES Y TERRAZA	
TERCIARIO	PLIOCEN	NECESIDAD	ARCILLOLITAS VARICOLOREADA Y ARENISCAS FINAS A MUY GRUESAS FRIABLES.	
	MIOCENO	GUAYABO	ARCILLOLITAS ABIGARRADAS SILICEAS, LUTITAS PARDAS Y GRISES, ARCILLOLITAS VERDOSAS Y ARENISCAS GRISES Y ANTE FRIABLES, ESPESOR MAYOR DE 900 m.	
		LEON	LUTITAS GRIS A GRIS VERDOSA MOTEADA DE DIFERENTES TONALIDADES, CON ALGUNAS ARENISCAS HACIA LA PARTE MEDIA, ESPESOR APROXIMADO DE 400 m.	
	EOCENO	CARBONERA	ALTERNANCIA DE ARCILLOLITAS GRISES MOTEADAS, LUTITAS GRISES OSCURAS CON CARBÓN Y ARENISCAS GRISES A GRIS VERDOSAS EN PARTE GLAUCONITICAS, CON RESTOS VEGETALES, ESPESOR MAYOR DE 900 m.	
		MIRADOR	ARENISCAS GRISES CLARAS A BLANCAS, DE GRANO FINO A GRUESO EN PARTE CONGLOMERATICAS, ARCOSICAS, MASIVAS, CON UN INTERVALO DE ARCILLOLITAS GRISES A LA PARTE MEDIA, HACIA LA BASE LA ARENISCA PRESENTA ESTRATIFICACIÓN	
		LOS CUERVOS	ARCILLOLITAS Y LUTITAS GRISES A GRIS VERDOSAS MOTEADAS DE PARDO Y VIOLÁCEO CON INTERCALACIONES DE ARENISCAS ARCILLOSAS, LUTITAS Y ARCILLOLITAS GRISES OSCURAS CARBONOSAS, LENTES DE CARBÓN Y ARENISCAS CON RESTOS DE VEGETALES, ESPESOR PROMEDIO 600 m.	
	PALEOCENO	BARCO	ARENISCAS GRISES A GRISES CLARAS CUARZOSAS, EN PARTE ARCILLOSAS, DURAS, CON DELGADAS INTERCALACIONES DE LUTITAS Y ARCILLOLITAS GRISES OSCURA, NODULARES Y FERRUGINOSAS, EN LA PARTE SUPERIOR DELGADAS CAPAS DE CARBÓN, ESPESOR PROMEDIO 400 m.	
		CATATUMBO	LUTITAS Y ARCILLOLITAS GRISES OSCURAS, SILICEAS, NODULARES MUY FERRUGINOSAS, Y LENTES DE ARENISCAS ARCILLOSAS HACIA EL TOPE, ESPESOR MAYOR DE 200 m.	
		MITO- JUAN	ARCILLOLITA GRIS VERDOSA, LIMOSA, HACIA EL TOPE CALIZA GLAUCONITICA CON FORAMINÍFEROS. ESPESOR MAYOR DE 400 m.	
	CRETACEO	CAMPAN	COLÓN	LUTITA GRIS A GRIS OSCURA RICA EN FORAMINÍFEROS, LOCALMENTE CALCÁREA, A LA BASE ARENISCAS GLAUCONITICA. ESPESOR MAYOR DE 100m.
CONIACAN		LA LUNA	CHERT NEGRO CON CONCRECIONES CALCÁREAS, LUTITA NEGRA CALCÁREA Y CALIZA GRIS OSCURA, LUTITAS GRISES OSCURAS A NEGRAS, CALCÁREAS, FINAMENTE LAMINADAS. ESPESOR PROMEDIO DE 150 m.	
TURON		COGOLLO	CALIZAS GRISES CRISTALINAS, FOSILIFERAS Y LUTITAS NEGRAS CON INTERCALACIONES DE LIMOLITAS. ESPESOR MAYOR DE 300 m.	
CENOMAN		GRUPO URIBANTE	GUARDIENTE	ARENISCAS GRISES CLARAS, GRANO FINO A MUY GRUESO, PARCIALMENTE CONGLOMERÁTICAS, CUARZOSAS Y GLAUCONITICA.
			MERCEDES	ALTERNANCIA DE CALIZAS GRISES ARENOSAS, LUTITAS NEGRAS Y ARENISCAS GRISES, GLAUCONITICA EN PARTE CALCÁREA.
			TEJU	CALIZAS GRISES, ARENISCAS, Y LUTITAS. EN LA BASE ARENISCAS DE GRANO GRUESO CON GUIJOS DE CUARZO. ESPESOR TOTAL DE GRUPO URIBANTE MAYOR DE 800 m.
PRE-CRETACEO		BASAMENTO		CUARCITAS GRISES, MASIVAS Y ESQUISTOS MICÁCEOS.

Tomado de Bueno 1985 en Ortiz A. et al 2000. Ecopetrol, ubicando estratigráficamente al Grupo Uribante

4.3 ESTRATIGRAFIA DEL GRUPO URIBANTE

El Grupo Uribante corresponde al Cretáceo en la cuenca del Catatumbo y está conformado de base a por las Formaciones Tibú, Mercedes y Aguardiente.

La Formación Tibú se depositó durante un ascenso relativo del nivel del mar que corresponde a un Transgressive Systems Tract (TST), esto se refleja en las calizas basales que se encuentran depositadas sobre el basamento Pre-Cretáceo de rocas ígneo-metamórficas.

En el pozo Sardinata 3k el espesor perforado para la Formación Tibú corresponde a 99.7 pies, con una profundidad de 9388 pies, sin llegar al contacto con el basamento ígneo-metamórfico.

En ascenso a continuación se encuentra la Formación Mercedes y su contacto con la Formación Tibú en el Pozo Sardinata 3k es discordante (Nonconformity), está ubicada por encima de las facies de calizas (P/G–b (cg)), Packstone/Grainstone de fragmentos de conchas grandes de la Formación Tibú y por debajo de las facies de (M-t), Mudstone de color gris café de la Formación Mercedes. El contacto entre Mercedes y Aguardiente se encuentra aproximadamente a una profundidad de 9288 pies en este pozo.

Continúa la transgresión y se depositan facies más profundas hasta llegar a un punto de máximo ascenso del mar del mar denominado Maximun Flooding Surface. Después de este punto de máxima inundación el nivel del mar desciende dando paso a depósitos progradantes, correspondiendo esto a un Highstand System Tract o HST, continuando hasta la depositación de la Formación Aguardiente.

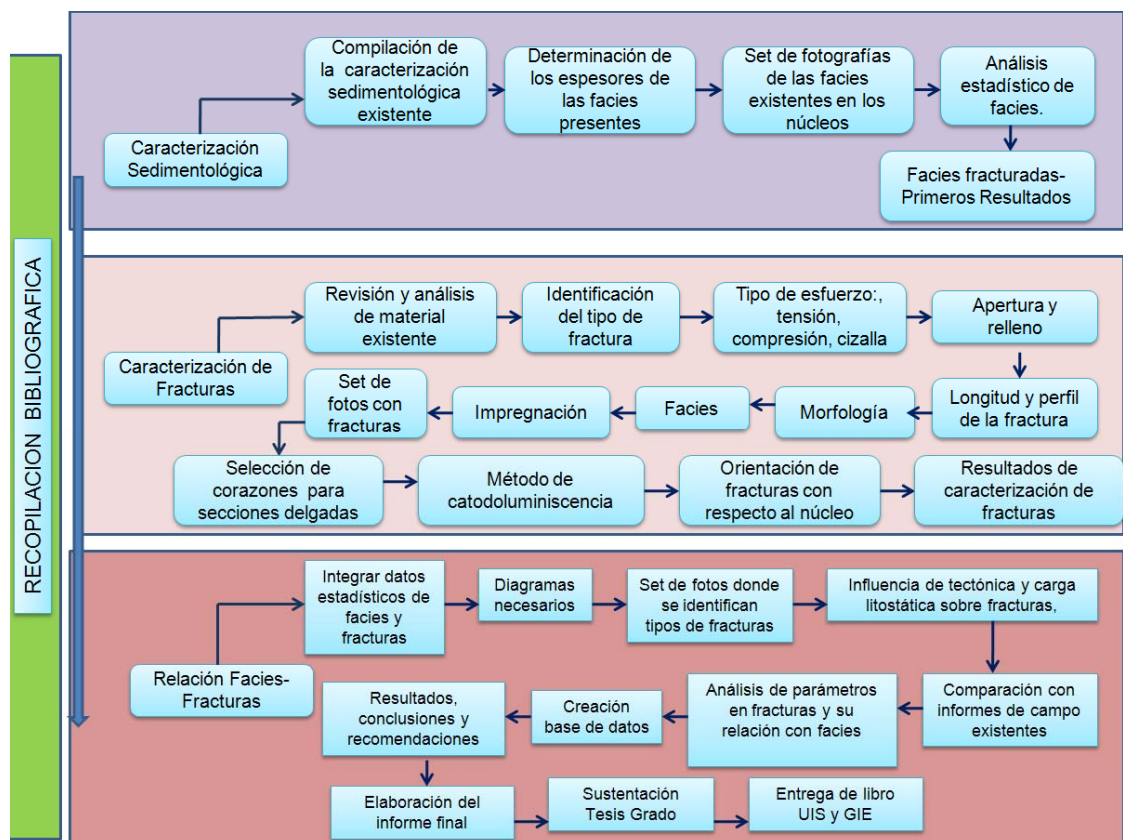
El contacto entre la Formación Mercedes y Aguardiente no es claro en los corazones de Sardinata 3k, es un contacto gradual.⁸

⁸ Ortiz A. et al. Ecopetrol. 2000

5. METODOLOGIA

La metodología empleada para el desarrollo del presente proyecto de investigación se condensa en el siguiente esquema, figura 4. Como se puede observar se ha desarrollado básicamente en tres etapas denominadas: Caracterización sedimentológica, caracterización de fracturas y Relación Facies-Fracturas, apoyado todo en una adecuada recopilación bibliográfica.

Figura 4. Metodología Relación Facies-Fracturas



Metodología utilizada para el Grupo Uribante en los corazones del pozo Sardinata 3k. Proyecto de Investigación. GIE 2009

6. RESULTADOS DE LA CARACTERIZACION SEDIMENTOLOGICA

6.1 DETERMINACION DE ESPESORES DEL GRUPO URIBANTE EN SARDINATA 3K

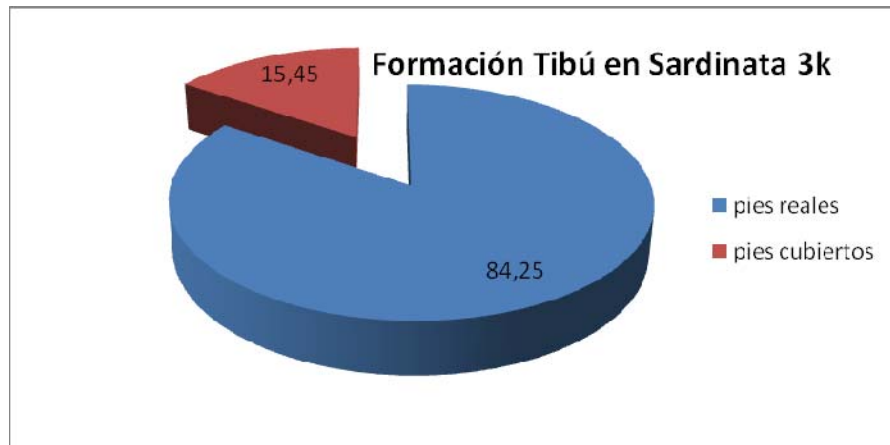
Inicialmente se ha hecho una recopilación bibliográfica obteniendo resultados que han permitido realizar una compilación de la caracterización sedimentológica para el Grupo Uribante en el pozo Sardinata 3k en el domo Norte de Sardinata- Cuenca del Catatumbo. En primer lugar se ha determinado el espesor para cada una de las Formaciones del Grupo Uribante, basado en columnas estratigráficas, informes de campo y de corazones y posteriormente se identificaron las facies establecidas en cada una de dichas Formaciones (Tibú, Mercedes y Aguardiente).

6.1.1 Formación Tibú

En el pozo Sardinata 3k el espesor perforado es de 99.7 pies, considerando de acuerdo a las columnas estratigráficas elaboradas existentes⁹, 15.45 pies cubiertos, es decir, de ellos no se tiene información o no hay muestra de corazón; quedando por lo tanto 84.25 pies reales en información de núcleos corazonados en este pozo; esta información ha sido corroborada en los núcleos correspondientes a dicha Formación. La Formación Tibú aquí comprende desde una profundidad de 9388 a 9290 pies.

⁹ Ortiz, et al, 2000. Ecopetrol

Figura 5. Distribución de los pies corazonados para la Formación Tibú en el pozo Sardinata 3k.

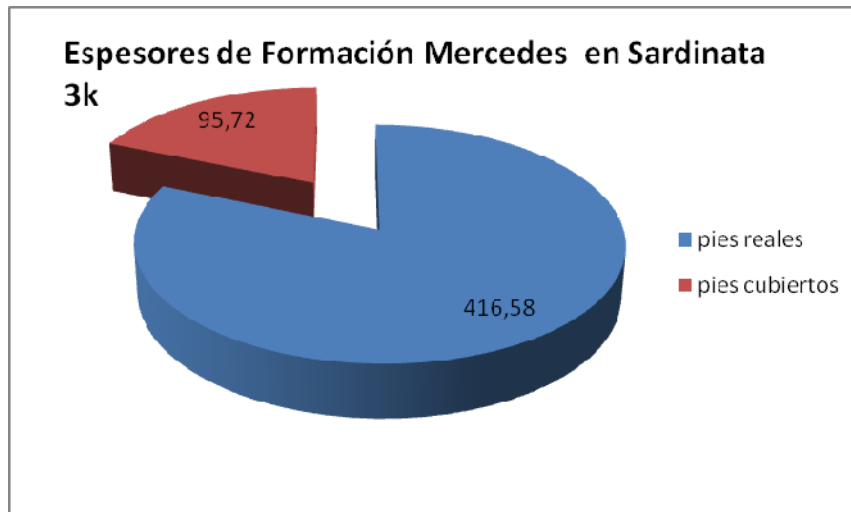


Datos tomados de Ortiz, et al 2000. Ecopetrol donde se hizo la estadística de los pies corazonados

6.1.2 Formación Mercedes

En el pozo Sardinata 3k se han corazonado 512.3 pies de esta Formación, de los cuales de 95.72 pies no se tiene información, considerados como cubiertos, y quedando 416.58 pies reales o corazonados existentes. La profundidad que se alcanza aquí es de 9290 pies en la base a 8785 pies en el tope.

Figura 6. Distribución de los pies corazonados para la Formación Mercedes en Sardinata 3k.

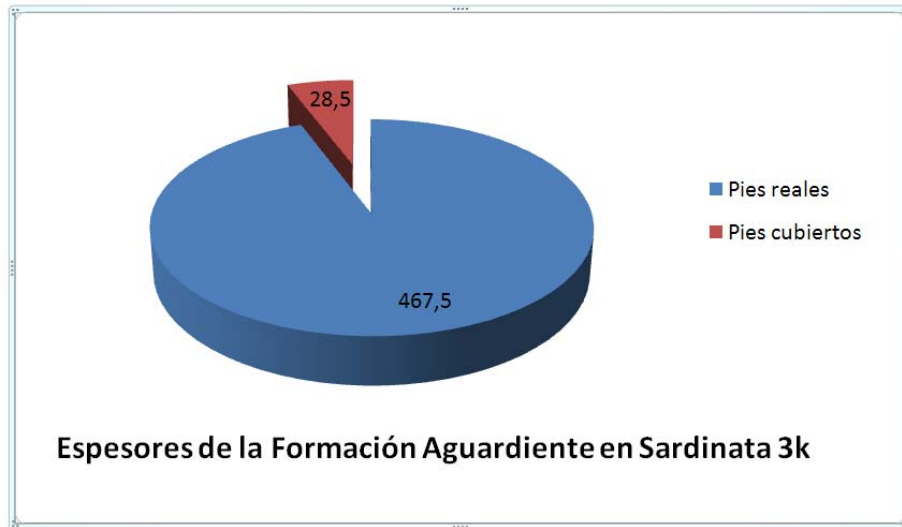


Datos tomados de Ortiz et al, 2000. Ecopetrol en la estadística de pies corazonados para la Formación Mercedes.

6.1.3 Formación Aguardiente

La Formación Aguardiente corresponde a la parte superior del Grupo Uribante. En este pozo Sardinata 3k del Campo Sardinata el espesor de dicha Formación es 496 pies corazonados, de los cuales 28,5 pies están cubiertos o no hay muestra, quedando así un espesor real u observable de 467,5 pies. La parte inferior de la Formación o base alcanza los 8785 pies de profundidad hasta 8286 pies en la zona superior o más externa de la Formación.

Figura 7. Distribución de los pies corazonados para la Formación Aguardiente en Sardinata 3k.



Datos tomados de Ortiz et al, 2000. Ecopetrol, con los cuales se hizo la estadística de los pies de la Formación Aguardiente.

En resumen, los espesores en pies de cada una de las Formaciones del Grupo Uribante en el pozo Sardinata 3k, queda establecido como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Espesor de la Formaciones Tibú, Mercedes y Aguardiente en el pozo Sardinata 3k.

FORMACION	ESPELOR (PIES)	ESPELOR REAL
Tibú	99,7	84,25
Mercedes	512,3	416,58
Aguardiente	496	467,5
Total Espesor	1108	968,33

Fuente: Elaborado para este Proyecto, Relación de Facies y Fracturas.

UIS-ICP. 2009

Por lo tanto, los espesores analizados han sido 968,33 pies reales de corazonos correspondientes al Grupo Uribante en el pozo Sardinata 3k.

6.2 RECONOCIMIENTO DE FACIES EXISTENTES

A continuación se presenta la compilación de las facies establecidas en cada una de las Formaciones del Grupo Uribante; esta información se ha tomado de informes existentes en el ICP, sin embargo, aquí se han graficado dichas facies por Formación para una mayor claridad y utilidad en este proyecto. Los datos hallados han sido graficados o llevados a tablas como se muestra a continuación.

6.2.1 Facies en la Formación Tibú

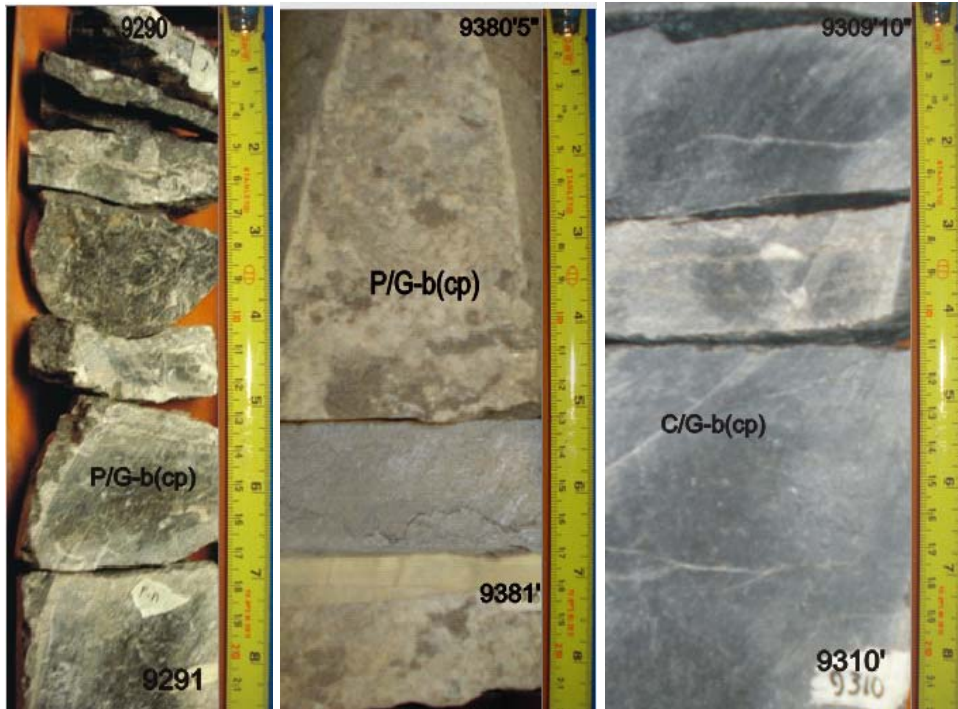
Para esta Formación en Sardinata 3k, se identifican dos facies que son:

1. Packstone/Grainstone de color gris oscuro y negro grisáceo en algunos sectores. Se caracteriza por presentar fragmentos de conchas (bivalvos, ostréidos, gasterópodos) principalmente y en menor proporción espículas de equinodermos e intraclastos. En esta facies predominan las conchas de tamaños pequeños.¹⁰

En las fotos 1,2 y 3 se puede apreciar esta facies de la Formación Tibú.

¹⁰ Fajardo, A. et al. Ecopetrol 1991 & Ortiz, A. et al. Ecopetrol. 2000

Fotos 1-2-3. Facies P/G-b(cp). Pozo Sardinata 3k, Formación Tibú

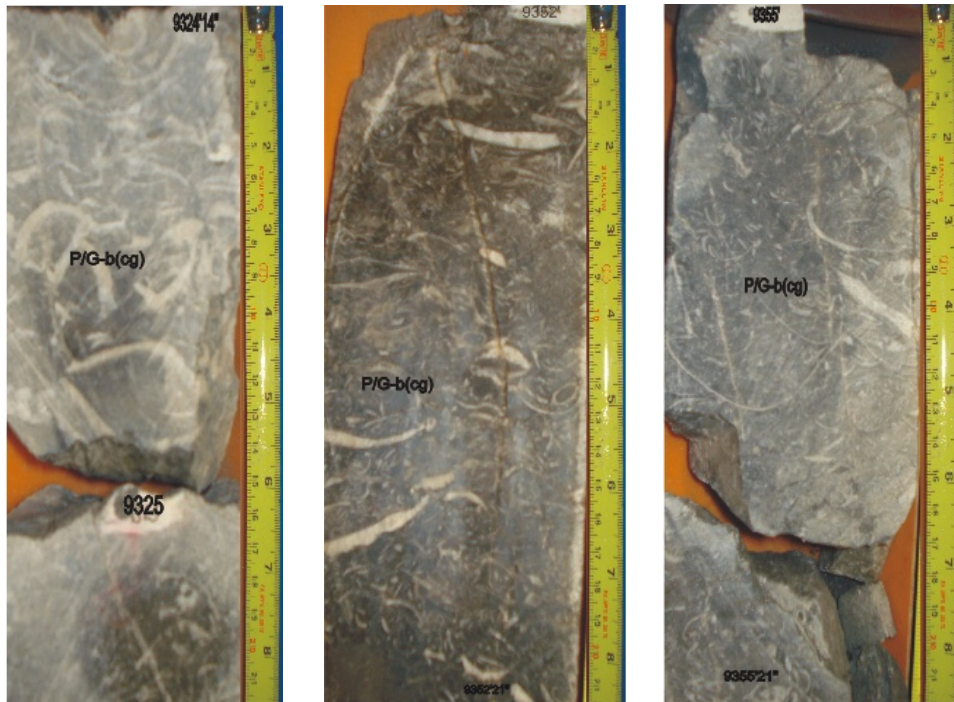


Corazones de la Formación Tibú -Litoteca Nacional. 2009, Fotos tomadas para el reconocimiento de facies

2. Packstone/Grainstone de color gris oscuro y en algunos sectores negro grisáceo. Esta facies se caracteriza por presentar fragmentos de conchas (bivalvos, ostréidos, gasterópodos turritelas) y en menor proporción espículas de equinodermos e intraclastos. Aquí predominan las conchas gruesas desarticuladas ornamentadas de 3 a 6 cm.

En las fotos 4-5 y 6 se pueden observar ejemplos de este tipo de facies presentes en los corazones del pozo Sardinata 3k.

**Fotos 4,5 y 6. Facies P/G-b(cg).Pozo Sardinata 3k, Formación Tibú.
Facies P/G-b(cg)**

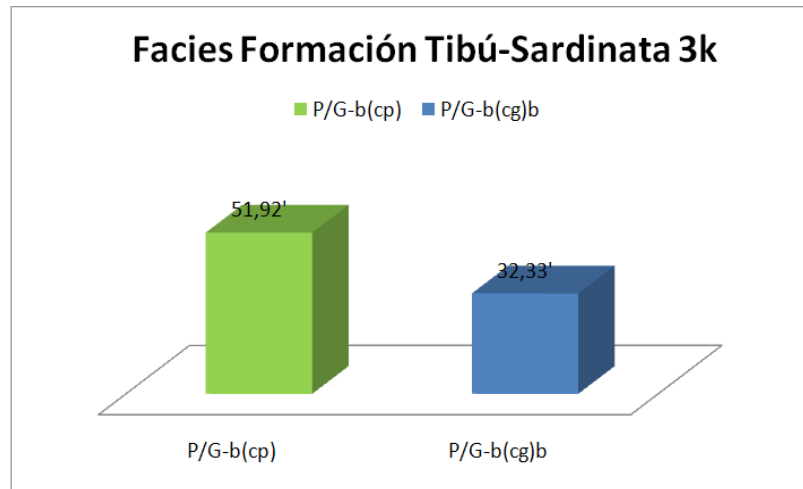


**Corazones de la Formación Tibú -Litoteca Nacional. 2009. Fotos tomadas
para el reconocimiento de Facies**

De igual manera, se seleccionaron las facies con los espesores correspondientes, como se muestra a continuación.

- Facies Packstone/Grainstone de fragmentos de conchas pequeñas denominada [P/G-b(cp)], con un espesor de 51,92 pies como se observa en la gráfica 8.
- Facies de Packstone/Grainstone de fragmentos de conchas grandes [P/G-b(cg)b], con un espesor de 32,33 pies corazonados descritos.

Figura 8. Distribución de Facies- Fm. Tibú en Sardinata 3k.



Datos tomados de Ortiz, et al. 2000 Ecopetrol & Fajardo et al, 1991. Ecopetrol.

6.2.2 Facies Formación Mercedes

Para la Formación Mercedes en el pozo Sardinata 3k, se tiene gran variedad de facies. Se han determinado 18 facies distribuidas entre areniscas, calizas y limolitas y arcillolitas.

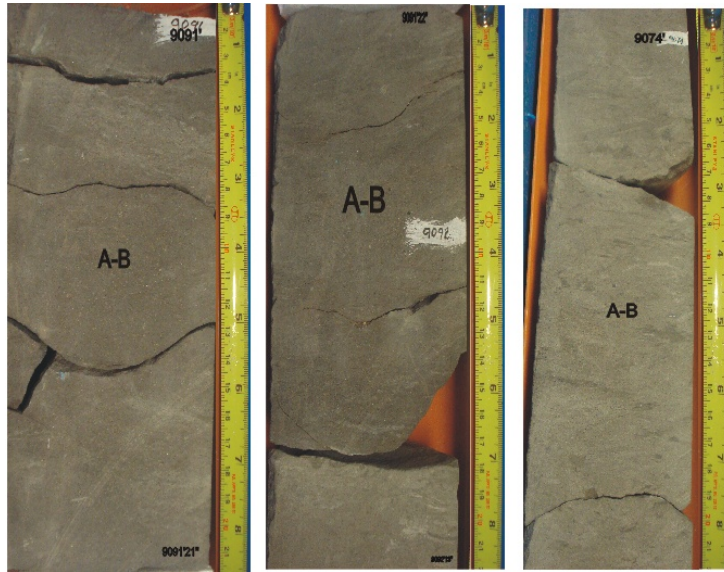
A continuación se presentan las facies en la Formación Mercedes distribuidas en las 3 litologías arriba mencionadas, toda esta información ha sido tomada de informes existentes en ICP-ECOPETROL.¹¹

FACIES EN ARENISCAS

- *Facies de Arenitas Bioturbadas (A-B)*: son cuarzoarenitas de color gris claro, completamente bioturbadas, con ocasionales fragmentos de conchas y algunos relictos de estratificación cruzada en artesa, con asociaciones de ichnofacies.

¹¹ Fajardo, A. et al. Ecopetrol 1991 & Ortiz, A. et al. Ecopetrol. 2000

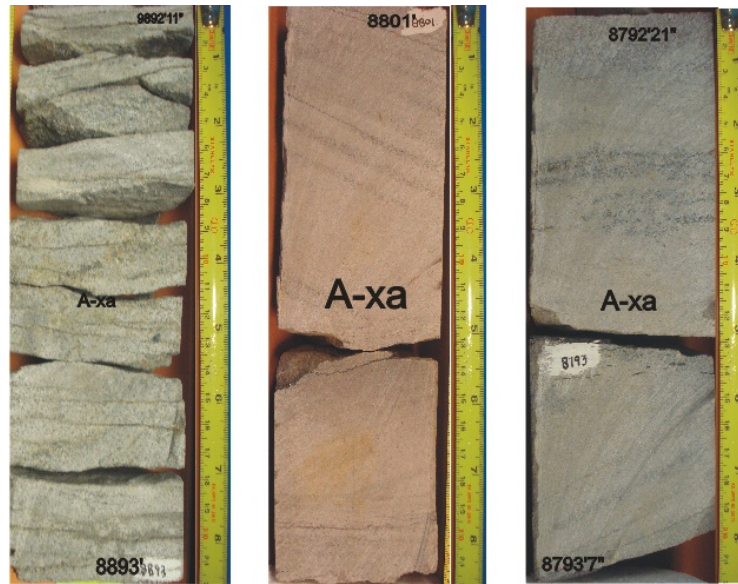
Fotos 7,8 y 9. Facies Arenitas Bioturbadas (A-B). Formación Mercedes



Corazones Litoteca Nacional 2009, fotos para la identificación de facies

- *Facies de arenitas con estratificación Cruzada en artesa (A-xa):* son cuarzoarenitas con glauconita y vestigios de moscovita. Arenas de grano fino, de moderada a bien calibradas, con estratificación cruzada en artesa.

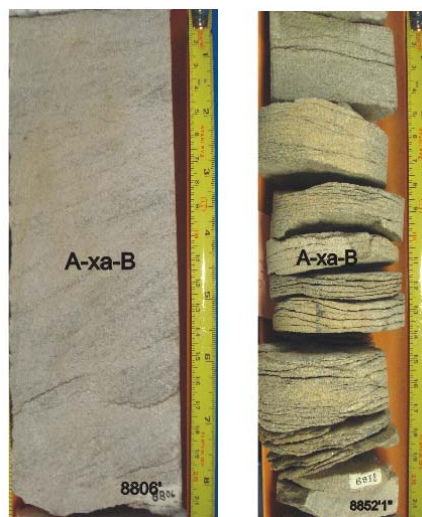
Fotos 10,11 y 12. Facies A-xa. Formación Mercedes, Pozo Sardinata 3k.



Litoteca 2009, fotos tomadas para la identificación de facies y set de fotos.

- *Facies de Arenitas Bioturbadas con Relictos de Estratificación en Artesa (A-xa-B):* Cuarzonarenita de color gris oliva claro con glauconita y cemento sílice, bioturbada, de grano fino a medio.

Fotos 13 y 14. Facies A-xa-B. Fm. Mercedes, Pozo Sardinata 3k.



Litoteca 2009. Fotos tomadas para identificar facies.

FACIES EN FINOS (LIMOLITAS Y ARCILLOLITAS)

- *Facies de Limolitas (FI)*: Limolitas ligeramente bioturbadas con ocasionales madrigueras reemplazadas en pirita, presencia de azufre.

Foto 15. Facies FI. Formación Mercedes, Pozo Sardinata 3k.



Litoteca 2009. Fotos tomadas para la identificación de facies

- *Limolitas Dolomitizadas (FI-D)*: Limolitas dolomitizadas de color gris oliva con vestigios de materia orgánica, yeso y moscovita.

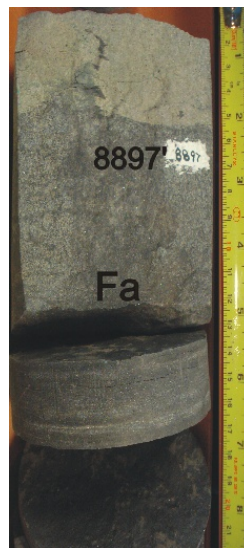
Fotos 16 y 17. Facies FI-D. Formación Mercedes, Pozo Sardinata 3k.



Litoteca 2009. Fotos tomadas para la identificación de facies

- *Facies en Arcillolitas (Fa):* Arcillolita de color gris medio a gris oscuro, con fragmentos de tallos carbonizados y azufre con laminación ondulada, ligeramente bioturbada con madrigueras reempladas en pirita.

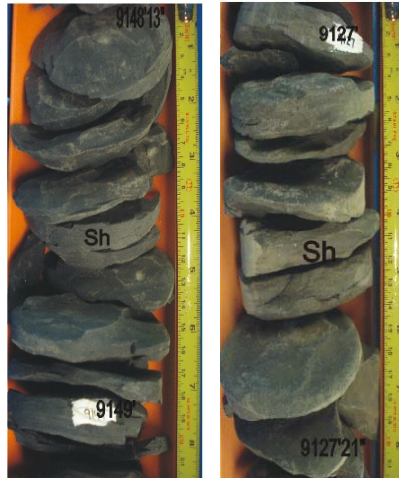
Foto 18. Facies Fa. Formación Mercedes, Pozo Sardinata 3k.



Litoteca 2009. Fotos tomadas para la identificación de facies

- *Facies de Shale (Sh)*: Shale gris oscuro con vestigios de escamas y vértebras de peces, moldes de bivalvos y amonites.

Fotos 19 y 20. Facies Sh. Formación Mercedes, Pozo Sardinata 3k.

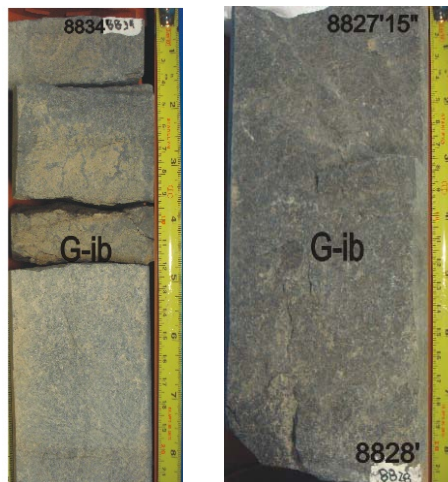


Litoteca 2009. Fotos tomadas en la identificación de facies

FACIES EN CALIZAS

- *Facies de Grainstone de Intraclastos y Bioclastos (G-ib)*: Grainstone de color gris oliva de pelloides y restos de fragmentos de conchas, vestigios de equinodermos, corales, briozoos, rodolitos.

Fotos 21 y 22. Facies G-ib. Fm. Mercedes, Pozo Sardinata 3k.

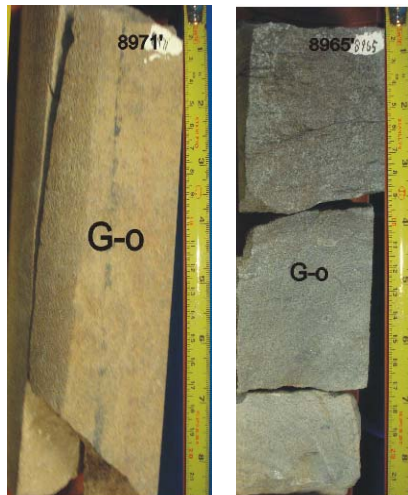


Litoteca 2009. Fotos para identificación de facies

- *Facies de Grainstone de Oolitos (G-o)*: Grainstone de color gris oliva claro con fragmentos de conchas, vestigios de equinodermos, intraclastos y pirita.

Fotos 23 y 24. Facies G-o. Formación Mercedes. Pozo Sardinata

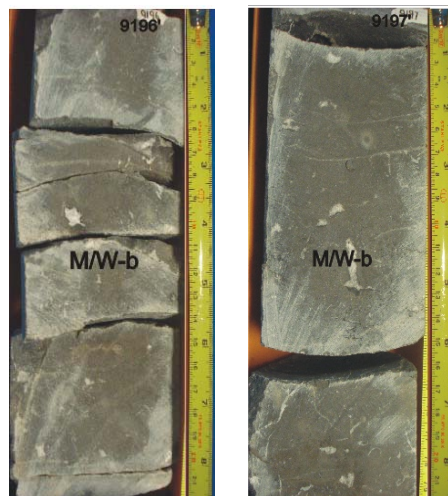
3k.



Litoteca 2009. Fotos para identificación de facies

- *Facies Mudstone/Wackstone de Bioclastos (M/W-b)*: Mudstone a Wackstone fragmentos de conchas, vestigios de espículas de equinodermos.

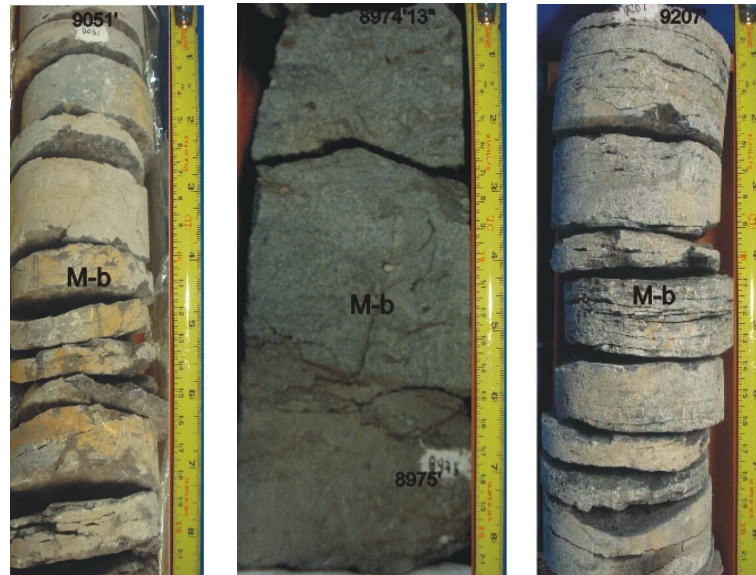
Fotos 25 y 26. Facies M/W-b. Fm. Mercedes. Pozo Sardinata 3k.



Litoteca 2009. Fotos para identificación de facies

- *Facies de Mudstone de Bioclastos (M-b)*: Mudstone con vestigios de conchas y equinodermos.

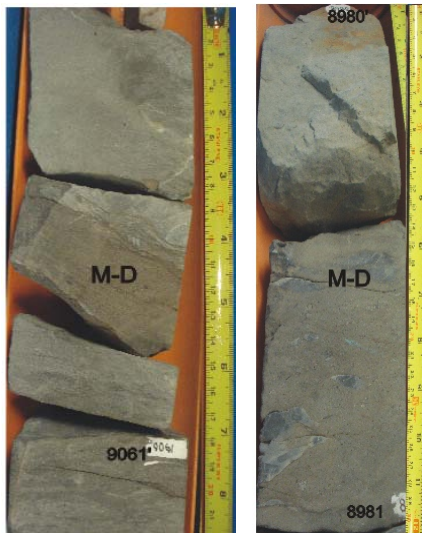
Foto 27, 28 y 29. Facies M-b . Fm. Mercedes. Pozo Sardinata 3k.



Litoteca 2009. Fotos para identificación de facies

- *Facies de Mudstone Dolomitizado (M-D)*: Se presentan sectores con esta facies con terrígenos de cuarzo, intensamente bioturbado, con vestigios de laminación ondulada y algo de restos de conchas.

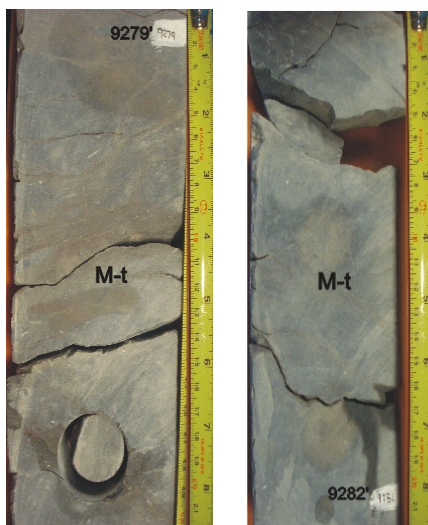
**Foto 30 y 31. Facies M-D . Formación Mercedes. Pozo Sardinata
3k**



Litoteca 2009. Fotos para identificación de facies

- *Facies de Mudstone con terrígenos (M-t):* Se presenta en menor proporción que las anteriores como Mudstone con terrígenos de cuarzo, vestigios de fragmentos de conchas y espículas de equinodermos.

Foto 32 y 33. Facies M-t . Formación Mercedes. Pozo Sardinata 3k.



Litoteca 2009. Fotos para identificación de facies

- *Facies de Packstone-Grainstone de Intraclastos y Bioclastos (P-G-ib)*: Color gris oliva claro, en menor proporción fragmentos de conchas, equinodermos y glauconita. Moderadamente bioturbado a la base con madrigueras rellenas de cuarzoarenita y Packstone.

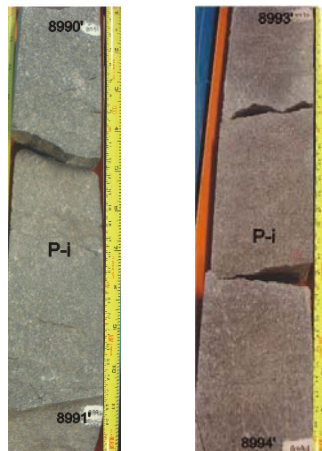
Foto 34 y 35. Facies P-G-ib . Formación Mercedes. Pozo Sardinata 3k.



Litoteca 2009. Fotos para identificación de facies

- *Facies de Packstone de Intraclastos (P-i)*: Packstone negro oliva de peloides con fragmentos de conchas, vestigios de equinodermos, rodolitos de algas rojas y serpúlidos.

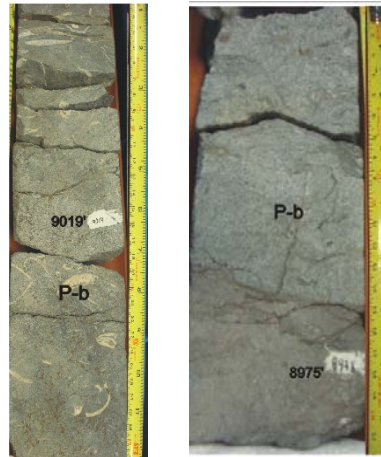
Foto 36 y 37. Facies P-i. Formación Mercedes. Pozo Sardinata 3k.



Litoteca 2009. Fotos para identificación de facies

- *Packstone Bioturbado (P-b)*: Contiene fragmentos de conchas como bivalvos, gasterópodos y turritelas sp, vestigios de equinodermos y glauconita.

Foto 38 y 39. Facies P-b . Formación Mercedes. Pozo Sardinata 3k.



Litoteca 2009. Fotos para identificación de facies

- *Facies de Wackestone de Bioclastos (W-b)*: Su color gris café con fragmentos de conchas y pelloides y aproximadamente 10% de terrígenos, con vestigios de equinodermos y foraminíferos.

Foto 40. Facies W-b . Formación Mercedes. Pozo Sardinata 3k.



Litoteca 2009. Fotos para identificación de facies

- *Facies de Wackestone/Packstone de Bioclastos (W/P-b):* Wackestone a Packstone de fragmentos de conchas y pelloides; vestigios de serpúlidos, foraminíferos y rodolitos.

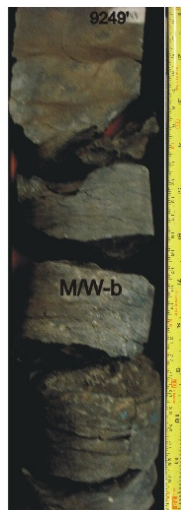
Foto 41. Facies W/P-b . Fm. Mercedes. Pozo Sardinata 3k.



Litoteca 2009. Fotos para identificación de facies

- *Facies Mudstone/Wackestone de Bioclastos (M/W-b):* Mudstone a Wackestone fragmentos de conchas; vestigios de espículas de equinodermos.

Foto 42. Facies M/W-b. Formación Mercedes. Pozo Sardinata 3k.



Litoteca 2009. Fotos para identificación de facies

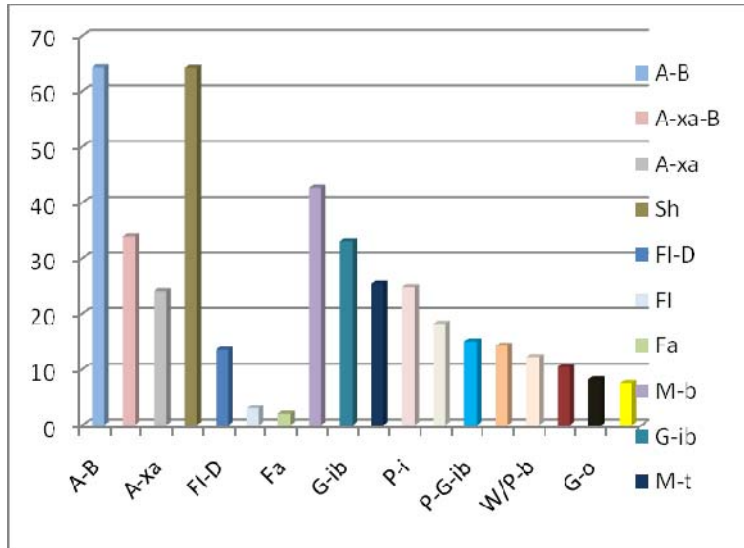
En la tabla 2 y figura 9, se presentan los espesores correspondientes a cada facies de dicha formación.

Tabla 2. Espesor por Facies en la Formación Mercedes- Sardinata 3k.

Facies	Nomenclatura	Espesor (pies)
Arenitas con estratificación cruzada en artesa	(A-xa)	24.00
Arenitas Bioturbadas	(A-B)	64.25
Arenitas Bioturbadas con relictos de estratificación en artesa	(A-xa-B)	33.92
Limolitas dolomitizadas	(FI-D)	13.50
Limolitas	(FI)	3.00
Arcillolitas	(Fa)	2.00
Shale	(Sh)	64.17
Grainstone de intraclastos y bioclastos.	(G-ib)	33.08
Grainstone de oolitos	(G-o)	8.25
Packstone-Grainstone de intraclastos y bioclastos	(P-G-ib)	15.00
Packstone de intraclastos	(P-i)	24.67
Packstone bioturbado	(P-b)	14.25
Wackestone de bioclastos	(W-b)	7.58
Wackestone/Packstone de bioclastos	(W/P-b)	12.17
Mudstone/Wackestone de bioclastos	(M/W-b)	10.42
Mudstone de bioclastos	(M-b)	42.58
Mudstone con terrígenos	(M-t)	25.50
Mudstone Dolomitizado	(M-D)	18.24
TOTAL ESPESOR		416.58

Fuente: Ortiz, A. et al., Ecopetrol. 2000, compilados y ordenados para este proyecto. 2009.

Figura 9. Espesor por facies en la Formación Mercedes-Sardinata 3k



A-B	64,25
A-xa-B	33,92
A-xa	24
Sh	64,17
FI-D	13,5
FI	3
Fa	2
M-b	42,58
G-ib	33,08
M-t	25,50
P-i	24,67
M-D	18,24
P-G-ib	15
P-b	14,25
W/P-b	12,17
M/W-b	10,42
G-o	8,25
W-b	7,58

Fuente: Ortiz et al 2000. Ecopetrol compilados y ordenados para este proyecto.2009

6.2.3 Facies en la Formación Aguardiente

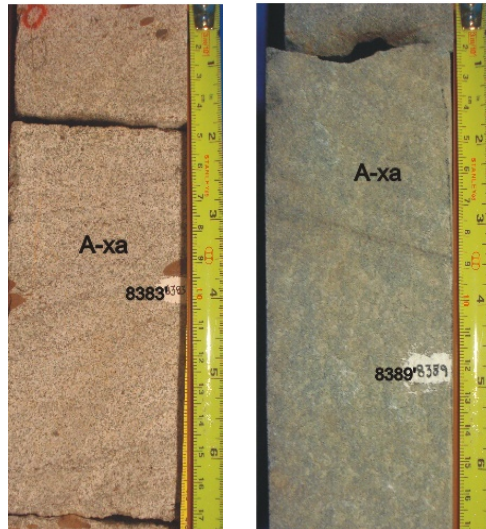
Las facies presentes en la Formación Aguardiente de Sardinata 3k se han tomado de informes existentes referidos en el pie de página.¹²

FACIES EN ARENISCA

- *Facies de arenitas con Estratificación en Artesa (A-xa):* corresponde a cuarzoarenitas cementadas por sílice, de color gris muy claro a gris oliva con estratificación cruzada en artesas, de tamaño guijarro muy fino a muy grueso.

¹² Fajardo, A. et al. Ecopetrol 1991 & Ortiz, A. et al. Ecopetrol. 2000

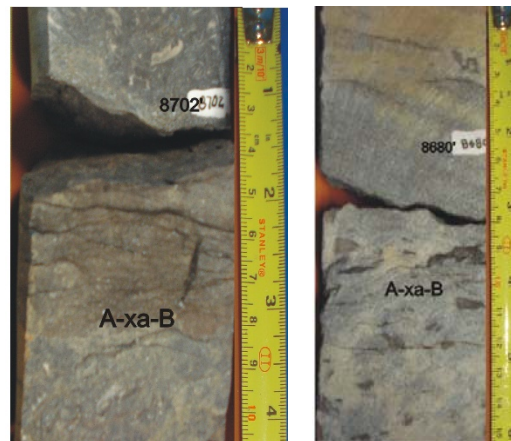
Fotos 43 y 44. Facies A-xa. Formación Aguardiente. Pozo Sardinata 3k



Litoteca 2009. Fotos para identificación de facies

- *Facies de Arenitas Bioturbadas con Relictos de Estratificación en Artesa (A-xa-b):* Cuarzonarenitas glauconíticas de color gris muy claro a gris oliva bioturbada bioturbada con relictos de estratificación en artesa, tamaño guijarro muy fino a muy grueso y cementadas en su mayoría por sílice.

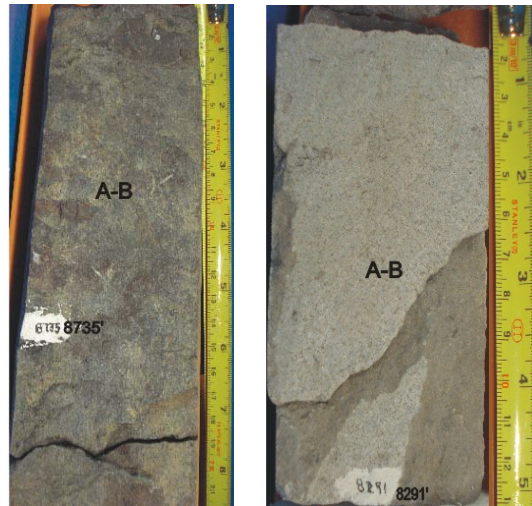
Fotos 45 y 46. Facies A-xa-B. Formación Aguardiente. Pozo Sardinata 3k.



Litoteca 2009. Fotos para identificación de facies

- *Facies de Arenitas Bioturbadas (A-B)*: Cuarzoarenita con glauconita, cementadas en su mayoría por sílice. Altamente a completamente bioturbada.

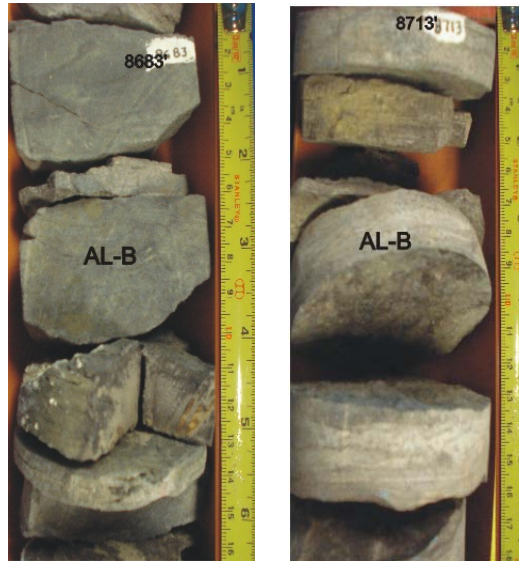
**Fotos 47 y 48. Facies A-B. Formación Aguardiente. Pozo Sardinata
3k.**



Litoteca 2009. Fotos para identificación de facies

- *Arenitas Lodosas Bioturbadas (AL-B)*: Arenita lodosa de cuarzo (cuarzograuvaca) bioturbada de color negro oliva a gris café, glauconíticas y cementadas por sílice.

Fotos 49 y 50. Facies AL-B. Formación Aguardiente. Pozo Sardinata 3k.

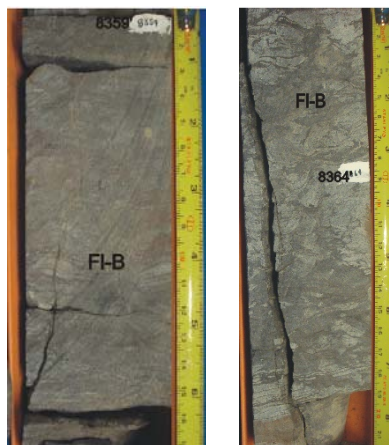


Litoteca 2009. Fotos para identificación de facies

FACIES EN FINOS (LIMOLITAS Y ARCILLOLITAS)

- *Facies de Limolitas Bioturbadas (FI-B):* Limolita gris oscuro medio con moscovita, altamente bioturbadas con ocasionales intercalaciones de estratos muy delgados de cuarzoarenitas.

Foto 51 y 52. Facies FI-B. Fm. Aguardiente. Pozo Sardinata 3k.



Litoteca 2009. Fotos para identificación de facies

- *Facies de Arcillolitas con Ocasional Lentes de Arenitas (Fa-LentA):* Arcillolitas negro grisáceas a gris oliva, con laminación ondulada continua paralela.

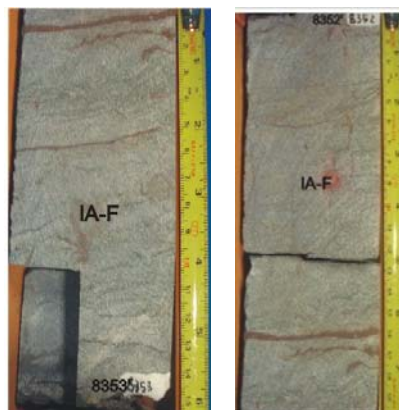
Fotos 53 y 54. Facies Fa-Lent A. Formación Aguardiente. Pozo Sardinata 3k.



Litoteca 2009. Fotos para identificación de facies

- *Facies de Intercalaciones de Arenitas y Lodolitas (I A-F):* Cuarzoarenita altamente bioturbada, con intercalaciones de limolitas y arcillolitas altamente bioturbadas.

Fotos 55 y 56. Facies IA-F. Formación Aguardiente. Pozo Sardinata 3k.



Litoteca 2009. Fotos para identificación de facies

- *Facies de Intercalaciones de Limolita Bioturbadas con Arenitas (IFI-O-A)*: Limolita altamente bioturbada con relictos de laminación, presencia de ocasionales intercalaciones de cuarzoarenitas bioturbadas.

Fotos 57 y 58. Facies IFI-O-A. Fm. Aguardiente. Sardinata 3k.

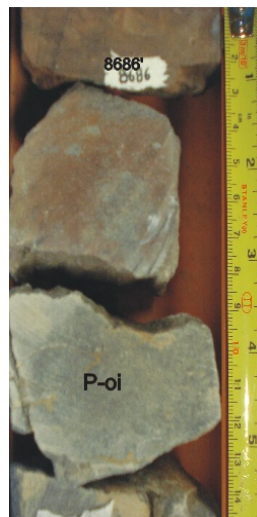


Litoteca 2009. Fotos para identificación de facies

FACIES EN CALIZAS

- *Facies de Packstone de Oolitos y Pelloides (P-oi)*: Packstone de ooides e intraclastos y ocasionalmente fragmentos de conchas.

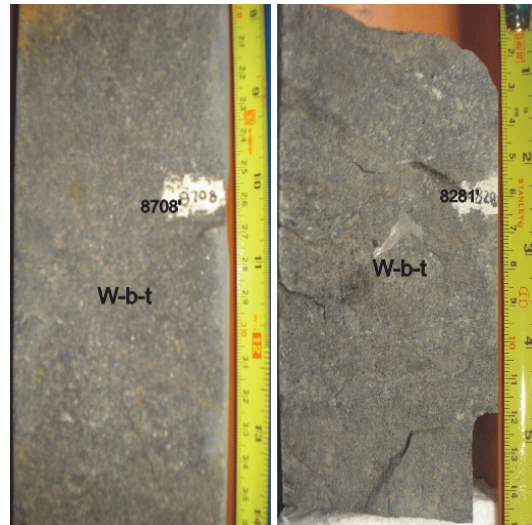
Foto 59. Facies P-oi. Fm. Aguardiente. Pozo Sardinata 3k.



Litoteca 2009. Fotos para identificación de facies

- *Facies de Wackestone de Bioclastos con Terrígenos (Wb-t)*: Wackestone gris marrón claro de fragmentos de conchas (bivalvos, ostreidos, gasterópodos) con terrígenos de cuarzo; vestigios de glauconita y moscovita.

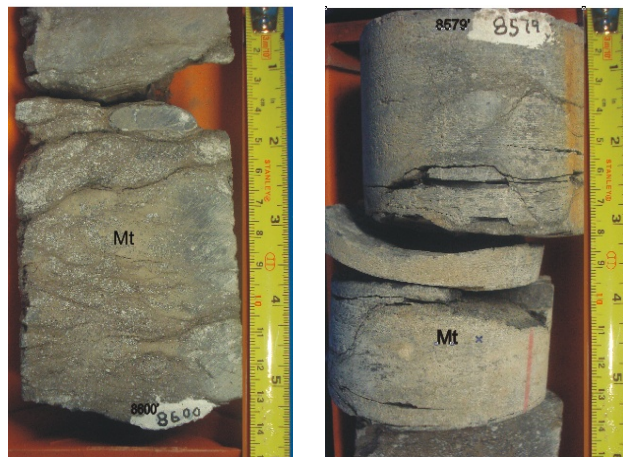
Fotos 60 y 61. Facies Wb-t. Fm. Aguardiente. Pozo Sardinata 3k



Litoteca 2009. Fotos para identificación de facies

- *Facies de Mudstone con Terrígenos (M-t)*: Mudstone gris oscuro con terrígenos de cuarzo; vestigios de fragmentos de conchas (bivalvos, ostreidos), espículas de equinodermos y glauconita.

Fotos 62 y 63. Facies Mt. Formación Aguardiente. Pozo Sardinata 3k.



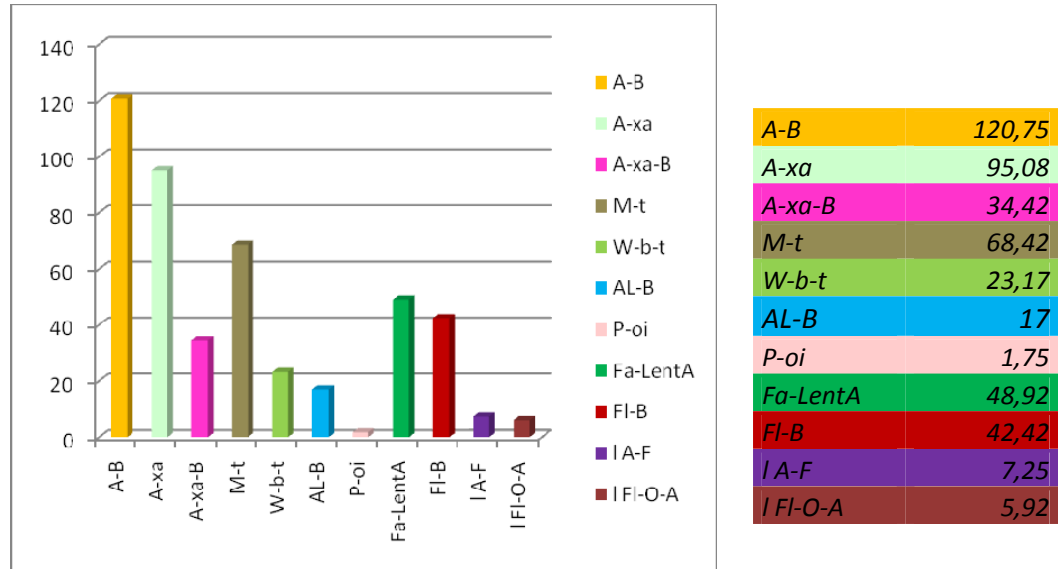
Litoteca 2009. Fotos para identificación de facies

Tabla 3. Espesor por Facies en la Fm. Aguardiente-Sardinata 3k

Facies	Nomenclatura	Espesor (pies)
Arenitas con estratificación cruzada en artesa	(A-xa)	95.08
Arenitas Bioturbadas	(A-B)	120.75
Arenitas Bioturbadas con relictos de estratificación en artesa	(A-xa-B)	34.42
Arenitas Lodosas Bioturbadas	(AL-B)	17.00
Limolitas Bioturbadas	(FI-B)	42.42
Arcillolitas con Ocasionales Lentes de Arenitas	(Fa-LentA)	48.92
Intercalaciones de Arenitas y Lodolitas	(I A-F)	7.25
Intercalaciones de Limolitas Bioturbadas con Arenitas	(I FI-O-A)	5.92
Mudstone con Terrígenos	(M-t)	68.42
Wackestone de Bioclastos con Terrígenos	(W-b-t))	23.17
Packstone de oolitos y pelloides	(P-oi)	1.75
TOTAL ESPESOR		467.5

Fuente: Ortiz, A. et al., Ecopetrol. 2000, compilados y ordenados para este proyecto. 2009

Figura 10. Espesor por facies en la Formación Aguardiente-Sardinata 3k



Fuente: Ortiz et al 2000. Ecopetrol compilados y ordenados para este proyecto.2009

7. CARACTERIZACIÓN DE FRACTURAS

Dentro del presente trabajo realizado, es importante tener claros los diversos conceptos básicos de fracturas y todos los elementos que se han tenido en cuenta dentro de la llamada caracterización de fracturas.

Realizar una caracterización de fracturas, implica desde la compilación de material existente acerca del fracturamiento dentro de la zona de estudio, el reconocimiento de las fracturas o sistemas de fracturas presentes, sus atributos y esfuerzos que las han producido, así como su contribución dentro del yacimiento en estudio, ya sea positivo o negativo, permitiendo la conducción de hidrocarburo o el entorpecimiento del mismo. Es por esto que es necesario, antes de presentar los resultados obtenidos en la caracterización, tener claros los conceptos que se tuvieron en cuenta para dicha caracterización.

7.1 CONCEPTO DE FRACTURA

Existen diversos conceptos acerca de lo que es una fractura o un sistema de fracturas, dentro de los más conocidos se citan a continuación.

- Una fractura natural es una discontinuidad con pérdida de cohesión por lo menos en el momento en que toma lugar el movimiento que resulta de los esfuerzos que exceden la resistencia a la ruptura de la roca.¹³
- Una fractura es una característica de la roca debido a la deformación o a la diagénesis física.¹⁴

¹³ Stearn et al, 1992 en Santos, N. & Ortiz, A. Ecometrol 2004

¹⁴ Nelson, 1985

- Las fracturas se definen como superficies planas de discontinuidad, en donde la roca ha perdido cohesión y los procesos de deformación y alteración de la misma pueden ser ocupadas por fluidos.¹⁵
- De acuerdo a las teorías fractales la fractura se define como la superficie de la roca en la cual se ha perdido cohesión; si no se observa desplazamiento paralelo al plano de fractura puede referirse a una diaclasa; pero si se observa desplazamiento se trata entonces de una falla debido al movimiento relativo entre los bloques paralelos al plano de fractura, es por esto que al referirse al mecanismo de esfuerzos, estos actuarán sobre la roca de manera similar tanto a nivel microscópico como a nivel macroscópico, si se está hablando de un mismo componente rocoso.¹⁶

7.2 RESERVORIO NATURALMENTE FRACTURADO

Teniendo claro lo que es fractura se puede entonces hablar de un reservorio naturalmente fracturado; el cual puede ser definido como aquel que contiene fracturas creadas por procesos naturales. Se puede afirmar que la mayoría de los yacimientos de hidrocarburos son afectados de alguna manera por las fracturas naturales.¹⁷ Hoy se hacen grandes esfuerzos por estudiar, analizar y modelar con mayor certeza dichos reservorios, tomando diversas herramientas para su caracterización como la información en campo, descripción en corazones, CL, análisis en registros entre otros.

Las fracturas naturales pueden incrementar o disminuir la porosidad y permeabilidad en un reservorio. Pueden ayudar a generar porosidad y estimular la comunicación entre los compartimientos del yacimiento. Sin

¹⁵ Instituto Mexicano del Petróleo. Yacimientos Naturalmente Fracturados.

¹⁶ Santos, N. & Ortiz, A. Ecopetrol 2004

¹⁷ Braton, T. Denver-Colorado. 2006

embargo, a veces, pueden impedir el flujo de fluidos dentro de un yacimiento conduciendo a la producción prematura de agua o gas. Aunque la porosidad absoluta de las fracturas es baja, la porosidad efectiva es alta debido a que estos espacios están conectados por fracturas, lo que indica que la influencia del fracturamiento en la permeabilidad de reservorios de todos modos es muy importante.

El típico reservorio fracturado se desarrolla en una roca bajo deformación frágil, con baja porosidad inter-granular, alta permeabilidad y bajo volumen poral. Estos reservorios inicialmente son reconocidos por la pérdida de los fluidos durante la perforación, la productividad errática de los diferentes pozos en un campo y un incremento general de la producción por estimulación artificial.¹⁸

Las fracturas se han asociado a diferentes tipos de génesis:

- Fracturas originadas por el enterramiento y el incremento de la presión de fluidos.
- Fracturas originadas debido al levantamiento y el intemperismo
- Fracturas originadas a lo largo de estructuras localizadas en pliegues y fallas.

Las fracturas asociadas a fallas son asignadas generalmente al mismo estado de esfuerzos que causó la falla, sin embargo, esto no ocurre para las asociadas a pliegues, ya que estas estructuras pueden haber pasado por diferentes estados de esfuerzos a través de la historia de plegamiento. En regiones donde las rocas han sido plegadas ocurre un gran número de orientaciones de fracturas guardando cierto patrón respecto a la geometría del pliegue.¹⁹

N

¹⁸ Stearns y Friedman, 1992 en Santos, N. & Ortiz, A. Ecopetrol 2004.

¹⁹ Santos, N. & Ortiz, A. Ecopetrol 2004

Fotos 64 y 65. A la izquierda fracturas por plegamiento y a la derecha fracturas por fallamiento.



Fuente: Nelson, R. 1985 & Salida de Campo GIE. 2007

Al tener un yacimiento fracturado, este puede estar controlado por otros factores como:

- ✓ Litofacies y texturas rocosas: estos parámetros controlan la porosidad inicial, la textura incide más en el tipo de porosidad que en la cantidad total de la misma.
- ✓ Disolución mineral (Disolución mineral): Es más común en calizas, se desarrolla durante la diagénesis temprana, se produce por agentes externos como aguas mineralizadas o aportes alóctonos que disuelven la roca a su paso por esta.
- ✓ Precipitación mineral: hace referencia cementación y reemplazamiento. La cementación puede reducir la porosidad de fracturas y en yacimientos donde el aporte de la fractura es mayor, este parámetro puede influir negativamente en la producción y disminuir la permeabilidad.
- ✓ Compactación: Ella puede generar porosidad secundaria y/o modificar la porosidad primaria al presentarse fenómenos como la disolución-presión u otro clase de interacción entre roca-fluido.

Es importante por otra parte, tener claro que los sistemas de fracturas como fallas y mega-fracturas dominan el mejoramiento del reservorio. Al tener fracturas menores como las de los estratos o microfracturas, al

parecer estas influyen menos en el reservorio, sin embargo, el mejoramiento de la permeabilidad puede ser grande. Así, las fracturas que mejoran la calidad de un reservorio pueden estar genéticamente relacionadas a pliegues y fallas locales, pueden ser parte de un sistema regional o estar relacionadas a ambos.²⁰

Sin embargo, existen otros parámetros que pueden influir tanto en la porosidad como permeabilidad de las fracturas, parámetros que han sido analizados en esta caracterización tales como la apertura, longitud de la fractura, morfología, esfuerzos, relleno y cemento entre otros.²¹

Las fracturas que aumentan la permeabilidad son las fracturas abiertas, las parcialmente cementadas y las fracturas interconectadas. Y las que no aportan en la acumulación de hidrocarburos y disminuyen la porosidad efectiva, son las fracturas completamente cementadas, cerradas y rellenas, y son estas las que impiden el paso de hidrocarburo en el reservorio.

7.3 PARAMETROS EN LA CARACTERIZACION DE FRACTURAS

Para la caracterización de fracturas en corazones del Grupo Uribante - pozo Sardinata 3k, toda la información se ha registrado pie a pie, para cada una de las Formaciones: Tibú, Mercedes y Aguardiente; para esto se han tenido en cuenta los siguientes parámetros explicados a continuación y registrados en la tabla 4.

7.3.1 Profundidad: Se refiere a la medida en pies del núcleo descrito, registrado pie a pie de base a tope, es decir de mayor a menor profundidad, siendo la mayor la más alejada de la superficie. Esta es la primera columna registrada en la tabla 4 y en la base de datos.

²⁰ Stearns et al. 1992 en Santos, N. & Ortiz, A. Ecopetrol. 2004

²¹ Santos, N. & Ortiz, A. Ecopetrol. 2004

7.3.2 Tipo de Fractura: Se han tenido en cuenta principalmente 4 clases de fracturas, diferenciables entre sí de acuerdo a su génesis. Estas 4 clases de fracturas son:

- Fracturas Naturales (n)
- Fracturas Inducidas (i)
- Fracturas Natural-inducida (ni)
- Estilolitos (e)

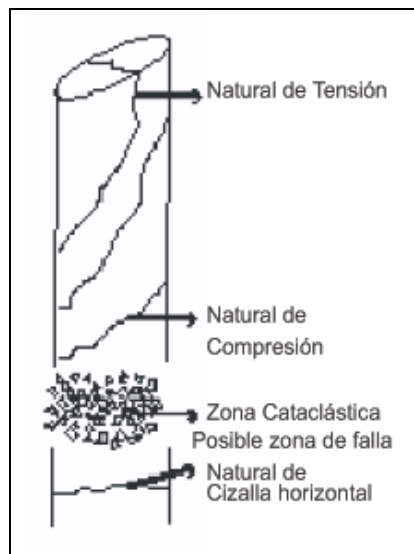
Para diferenciar cada una de ellas se debe observar muy bien la superficie del plano de la fractura y el perfil de la misma. Las fracturas formadas netamente por efectos mecánicos (Tectónicos) son las fracturas naturales. A continuación se presentan las 4 clases de fracturas identificando sus principales características lo que se ha tenido en cuenta para su identificación en los corazones descritos.

- *Fracturas Naturales (n):* A este tipo de fractura se identifica con la letra n y el número 1. Son las fracturas que están presentes o existen en un volumen de roca antes de que se perfora determinada zona.²² Estas fracturas son discontinuidades o rompimientos en una roca causada por esfuerzos que exceden la resistencia de la misma por mecanismos naturales.²³ En ellas se puede identificar el esfuerzo que está actuando, y este puede ser de tensión (t), compresión (c) o cizalla (cz). En la figura 13 se observa cómo se pueden identificar las fracturas naturales en corazones.

²² Kulander, 1990.

²³ Ortiz, A. et al. Estudio Sedimentológico y de Fracturas Corazones Campo Sardinata. Ecopetrol 2000.

Figura 11. Gráfico representativo de la fractura natural.



Fuente: Kulander 1990 en Santos, N. & Ortiz, A. Ecopetrol. 2004

Las fracturas naturales se caracterizan principalmente por:

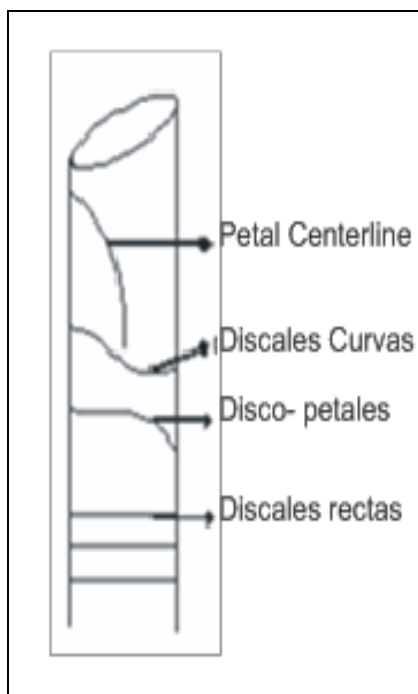
- Presentar superficies pulidas y de slickensides
 - Presentar desplazamiento de los estratos a lo largo de la fractura sin pérdida de cohesión.
 - Tener crecimiento de minerales secundarios en las paredes de las fracturas.
 - Presentar en la pared de la fractura estructuras que no tienen relación con la geometría del núcleo.
 - El relleno mineral parcial o total sobre la superficie de la fractura (calcita, cuarzo recristalizado, entre otros), puede indicar la presencia de una fractura natural.²⁴
- *Fracturas inducidas (i)*: Se identifican con la letra i y el número 2. Este tipo de fracturas se ha desarrollado durante la perforación, la toma del núcleo o la manipulación del mismo. En la figura 14 se

²⁴ Santos, N. & Ortiz, A. Ecopetrol 2004

aprecia como identificar una fractura inducida. Este tipo de fracturas pueden ser:

- Petal Centerline
- Discales curvas
- Disco-petales
- Discales rectas.

Figura 12. Gráfico representativo de la fractura inducida



Fuente: Kulander 1990 en Santos, N. & Ortiz, A. Ecopetrol. 2004

Las fracturas inducidas se identifican por las siguientes características generales:

- Tienen una orientación única en el núcleo
- Hacia el centro del núcleo aumenta la densidad de fracturas
- Presenta curvamiento abrupto hacia las paredes del núcleo
- La superficie de la fractura se relaciona geoméricamente con el núcleo

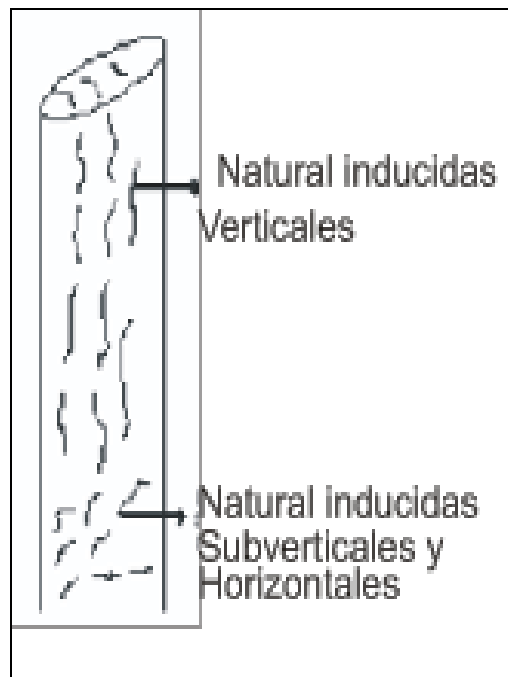
- En el caso de los esfuerzos inducidos, las estrías se presentan guardando cierta simetría o patrón regular que no se presenta en las naturales.

Las fracturas inducidas reflejan condiciones de esfuerzos que afectan al yacimiento y muestran el comportamiento y susceptibilidad de las litologías presentes, sin embargo, este tipo de fracturas no aportan a la producción.

- *Fractura natural-inducida (in)*: Se identifican con las letras in y el número 3, como se muestra en la tabla 4 de los atributos de fracturas analizados. Este tipo de fracturas se observan como unas fracturas incompletas, las cuales no atraviesan completamente el núcleo, sino que es un plano de debilidad que ya existía como tal pero que por esfuerzos inducidos termina por manifestarse parcialmente. Se pueden interpretar como fracturas naturales incompletas. En la figura 14 se aprecian los tipos de fracturas natural-inducidas; estas pueden ser verticales, sub-verticales u horizontales, el gráfico muestra como reconocerlas.²⁵

²⁵ Santos, N & Ortiz, A. Ecopetrol. 2004

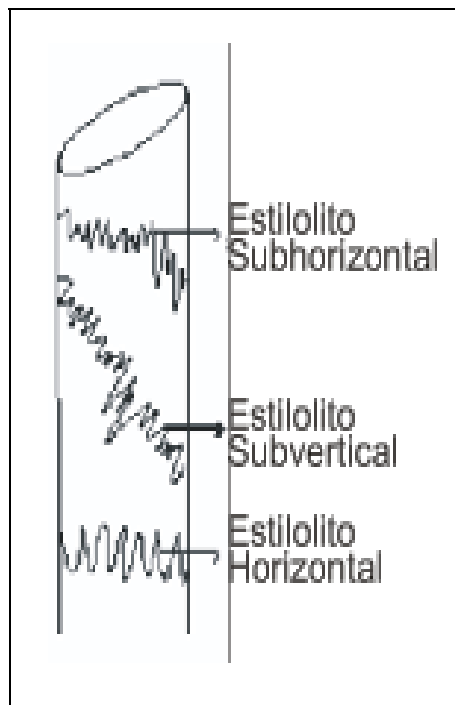
Figura 13. Gráfico representativo de la fractura natural-inducida.



Fuente: Kulander 1990 en Santos, N. & Ortiz, A. Ecopetrol. 2004

- *Estilolitos (e)*: Son un tipo especial de fractura natural, ya que involucra no solo procesos físicos sino también químicos, son el resultado de procesos de disolución por presión. Se observan como líneas finas o gruesas que varían de dirección y son de color negro. En la figura 15 se aprecia claramente cómo se observa en los núcleos.

Figura 14. Gráfico representativo de la fractura Estilolitos.



Fuente: Kulander 1990 en Santos, N. & Ortiz, A. Ecopetrol. 2004

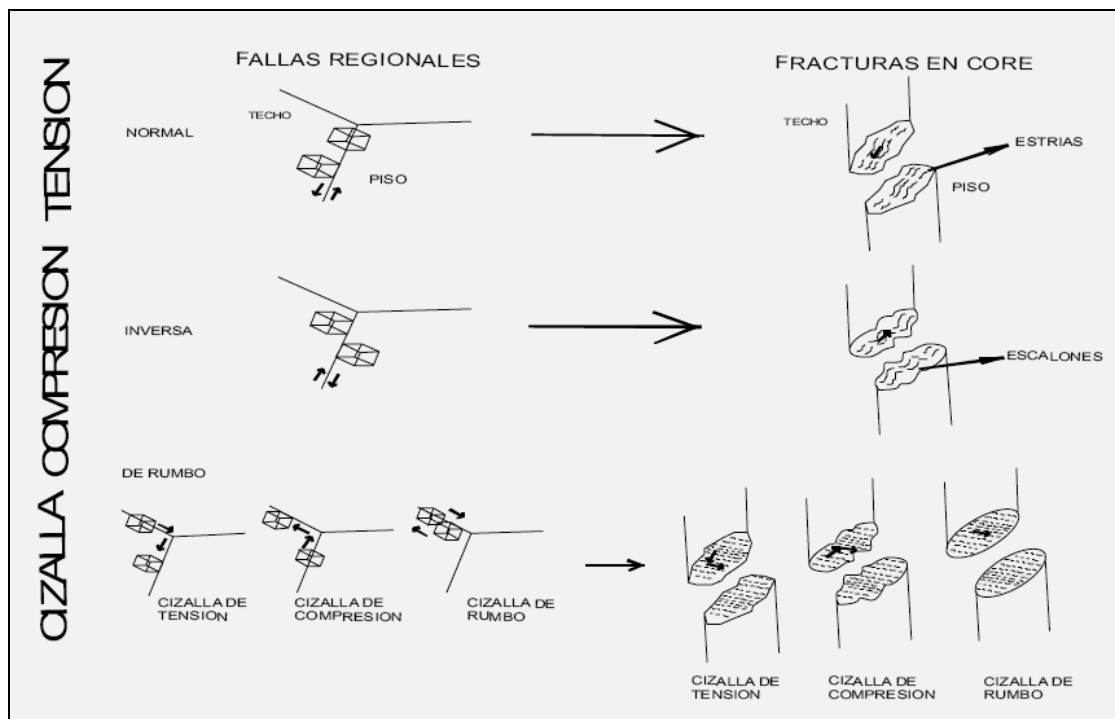
El tipo de fractura aquí determinado se ha establecido de acuerdo a la diagénesis teniendo en cuenta la anterior clasificación. A las fracturas naturales se les ha dado el número 1 y se refiere a las fracturas formadas netamente por efectos mecánicos (Tectónicos). El número 2 corresponde a las fracturas inducidas y se refiere a aquellas fracturas formadas por efectos de corazonamiento; para las fracturas naturalmente inducidas les corresponde el número 3 y se refiere a aquellas que por efectos de corazonamiento han intensificado el fracturamiento que ya presentaba la roca; finalmente el número 4 le corresponde a los estilolitos, que son fracturas formadas por efectos mecánicos con una componente química.

7.3.3 Tipos de Esfuerzo: Este es un parámetro que se tiene en cuenta en las fracturas naturales, pues se hace necesario identificar el tipo de esfuerzo que generó la fractura de acuerdo a la observación en el núcleo. Se tienen en cuenta básicamente tres tipos de esfuerzos para las

fracturas naturales identificadas, la Tensión a la que se la ha asignado en las tablas de datos el número 1, la Compresión con el número 2 y Cizalla el número 3.

Los movimientos de Tensión y Compresión en los núcleos se observan como el desplazamiento del techo en la dirección del buzamiento, es decir, hacia abajo o hacia arriba. En la figura 16 se aprecian los tres tipos de esfuerzos explicados gráficamente.

Figura 15. Esfuerzos teniendo en cuenta los movimientos de Techo y piso.



Fuente: Kulander 1990 en Santos, N. & Ortiz, A. Ecopetrol. 2004

7.3.4 Apertura y relleno: Este parámetro se refiere al espacio existente entre las caras de la fractura. Se ha caracterizado para las fracturas naturales teniendo en cuenta si la fractura es abierta, es decir se observa un espacio o apertura considerable entre las caras de dicha fractura, a este tipo se le ha asignado el número 1, para la tabla de datos, de igual

manera, si la fractura es cerrada (2), rellena (3), parcialmente rellena (4), parcialmente abierta (5) y puente cristalino (6). En cuanto al relleno, se define que tipo de mineral o relleno está presente en la fractura.

7.3.5 Longitud de la fractura: Este aspecto se refiere a la medida de longitud de la fractura, que se pueda observar y medir en los corazones. No se pudo medir para todos los corazones. Dicha medida se tomó en centímetros, este parámetro nuevamente al igual que los anteriores se tiene en cuenta para las fracturas n y se tuvo en cuenta la siguiente clasificación, observada en la tabla 4:

- Fracturas mayores a 50 cm (1)
- Fracturas entre 50 y 25 cm (2)
- Fracturas entre 25 y 10 cm (3)
- Fracturas entre 10 y 5 cm (4)
- Fracturas menores a 5 cm (5)

7.3.6 Medida de Apertura: Este parámetro consiste en tomar la medida de la apertura en milímetros con el fin de tener mayor precisión, en todas las fracturas naturales abiertas, parcialmente abiertas entre otras no fue posible tomar esta medida.

7.3.7 Perfil de la fractura: En este aspecto se debe observar con cuidado la forma del perfil de la fractura, teniendo en cuenta esta clasificación:

Recto (1), Sinuoso (2) y dentado (3).

7.3.8 Morfología de la pared: Aquí se hace referencia a la superficie de los planos de las fracturas, la morfología puede ser:

- Uniforme identificada con el número (1)
- Rugosa (2)
- Estriada (3)
- No observable (4)

Tanto los perfiles como las morfologías de las fracturas permiten determinar el comportamiento de los fluidos en referencia a la velocidad del flujo y capacidad de transporte dentro del yacimiento.²⁶

7.3.9 Aptitud de la Fractura: Se refiere a la orientación de las fracturas presentes en el núcleo. Esta medida es relativa y dependerá de la información que se tenga de campo u orientación arbitraria de los núcleos, para el presente trabajo esta orientación se tomó con respecto al tope de los núcleos, siendo este tope el Norte, esto se hace debido a que los corazones ya llevan años en preservación y no se tienen por reportes de campo u otros la orientación adecuada, de igual manera no se cuentan con los registros necesarios para orientar estas fracturas a nivel mesoscópico, podría hacerse con información de tipo estructural, para ampliar más adelante este proyecto.

7.3.10 Facies: Este parámetro hace referencia a la identificación de la facies en la cual está la fractura o fracturas presentes en el núcleo.

7.3.11 Impregnación: Se observa si las fracturas presentan o no impregnación de aceite o crudo en sus paredes. Para esto, se tienen en cuenta estos items:

- Impregnación Mala (1)
- Impregnación Moderada (2)
- Impregnación buena (3)

7.3.12 Observaciones: Es la parte final de esta colección de datos en la caracterización de fracturas, se trata de dejar por escrito lo observado y que no se consignó en ninguno de los anteriores parámetros.

En la tabla 4 se presentan los parámetros explicados anteriormente, a cada uno le corresponde una clasificación especial con un número asignado, de acuerdo a la característica presentada, los números de los parámetros establecidos aquí, son los referidos en el registro de información tablas 5, 14 y 21 y la base de datos en los anexos 3,6 y 9.

²⁶ Ortiz, A. Caracterización Sedimentológica y de Fracturas a nivel mesoscópico. Ecopetrol

Tabla 4. Parámetros analizados en la caracterización de fracturas.

PARAMETRO	CLASIFICACIÓN	
Tipo de Fractura	1. Natural 2. Inducida 3. Natural- Inducida 4. Estilolitos	
Tipo de Esfuerzo	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 Longitud	1. > 50 cm 2. 25.01-50 cm 3. 10.01-25 cm	4. 5.01-10 cm 5. < 5 cm
Medida de Apertura	1. > 1 cm 2. 5.01 mm-1 cm 3. 4.01-5 mm	4. 3.01-4 mm 5. 2.01-3 mm 6. 1.01-2 mm 7. < 1 mm 8. No observable
Perfil de la fractura	1. Recto 2. Sinuoso 3. Dentado	
Morfología de la pared	1. Uniforme 2. Rugosa 3. Estriada	

Fuente: Ortiz, A. Caracterización Sedimentológica y de fracturas a nivel mesoscópico. Ecopetrol.

7.4 APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA

Para registrar la información obtenida se ha tomado como pauta un formato establecido para registrar la información, esto para cada Formación analizada, como se indica en las Tabla 5,14 y 21. Esta información se ha obtenido de los análisis y caracterización en núcleos. De igual forma se cuenta con un set de fotos de los núcleos, tomadas en pie a pie y en las cuales se han trazado las fracturas observadas, identificándolas con diferentes colores dependiendo del tipo de fractura presente.

Para las fracturas naturales donde no se identifica el tipo de esfuerzo se ha utilizado el color rosado, para las fracturas de tensión el color azul, para las de compresión el color rojo. Así mismo, las fracturas inducidas se han identificado con color amarillo, las fracturas naturalmente- inducidas con color café y los estilolitos con violeta.

La descripción se ha hecho pie a pie, identificando los diferentes tipos de fractura y sus atributos. Para cada pie se da una numeración consecutiva que cambia al cambiar de pie. Para esto se utilizan las letras que identifican a cada tipo de fractura y los números que le corresponden a los parámetros en la tabla 4. Este registro de datos es de suma importancia no solo porque se recoge todo lo observado, sino también, porque es la base para la creación de la base de datos, y finalmente establecer esa relación entre facies y fracturas.

7.5 INFORMACION EXISTENTE

Aunque en la zona estudiada se hizo un estudio de fracturas hace aproximadamente 10 años, este no contaba con las nuevas metodologías y técnicas de caracterización, ni se estableció la relación de facies - fracturas. Sin embargo, para este proyecto se han tenido en cuenta la información dada por estos trabajos existentes no solo en la parte de facies como se expuso en el capítulo 3 sino también en la caracterización y análisis de fracturas, permitiendo confirmar la información existente, ampliando y aportando nuevos resultados con las actuales metodologías y técnicas como ya se mencionó.

Hacia el año 1999, al mismo tiempo que se ampliaba y determinaba las facies y ambientes en el Grupo Uribante dentro de Sardinata con los corazones del pozo Sardinata 3k, se llevaba a cabo un primer análisis de las fracturas en la misma área, basado en la observación de los dichos corazones.

Producto de este estudio permitió corroborar y confirmar que se estaba frente a un yacimiento naturalmente fracturado. El número de fracturas naturales presentes en los corazones del Grupo Uribante eran suficientes para determinar esto. Se hizo entonces un conteo de fracturas, Formación por Formación, para todo el campo Sardinata, domo Norte y Sur. Gracias al conteo de estas fracturas se determinó que la Formación más fracturada era Tibú, seguida de Aguardiente y finalmente Mercedes. De igual manera se miraron los rellenos, llamados mineralización de la fractura, destacando que la mayoría de fracturas se encontraban rellenas de calcita, también se observaron las longitudes de las fracturas, su morfología, perfiles y apertura. Esto permitió establecer que estas fracturas en un gran porcentaje permitían la conducción de hidrocarburos dentro del pozo, es decir, eran fracturas efectivas.

Finalmente, se dijo que la litología más fracturada dentro del Grupo Uribante en Sardinata correspondía a las calizas, sin establecer bien qué tipo de facies es la más fracturada y sin determinar las facies en las fracturas.²⁷

²⁷ Ortiz, A. et al. Estudio Sedimentológico y de Fracturas Corazones Campo Sardinata. Ecopetrol 2000

7.6 RESULTADOS

7.6.1 Registro de Información para la Formación Tibú

A continuación se presentan los datos consignados al realizar la caracterización de fracturas en la Formación Tibú, observados en forma completa pie a pie en el anexo 1.

Tabla 5. Parámetros analizados en la caracterización de fracturas para la Formación Tibú- Pozo Sardinata 3k. 2009

Profundidad (ft)	Nombre fractura	Tipo de fract.	No. De frac.	No. De fract. Naturales	Tipo de Esfuerzo	Apertura y relleno	Longitud (rango)	Longitud (cm)	Apertura (mm)	Perfil Fractura	Morfología	Aptitud	Facies
9290	i	2	8	0									G/Pb (cp)
	ni	3	3										
9291	n	1	1	1		2	13						G/P-b(cp)
	i	1	1										
	ni	3	1										
9292	i	7	8										G/P-b (cg)
	ni	2											
9293	i	10	12	0									G/P-b (cg)
	ni	2											
9331	nt	1	7	2	t	1	3	15	1.3	1	2		G/P-b (cp)
	n	1				2	4	9		1			
	i	3				1							
	ni	2											

7.6.2 Set de Fotos y Trazo de Fracturas en la Formación Tibú

En total en la Formación Tibú se caracterizaron 84,25 pies, entre los 9388 y los 9290 pies de profundidad, de base a tope, sin entrar en contacto con el basamento, como se señala en el capítulo 3.

En la figura 16 se muestra el set de fotos tomado para posteriormente sobre ellas realizar el trazo de fracturas, parte de este señalado en la figura 17. Tanto el set de fotos como el trazo de fracturas se observan en forma completa en el Anexo 2. Para armar correctamente el set de fotos

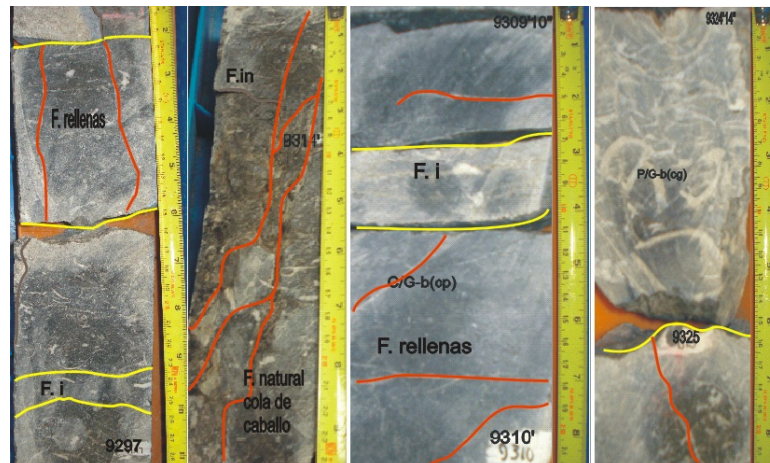
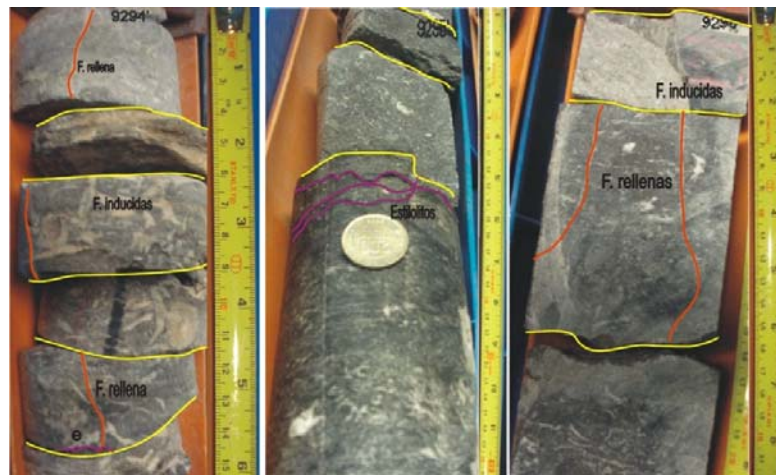
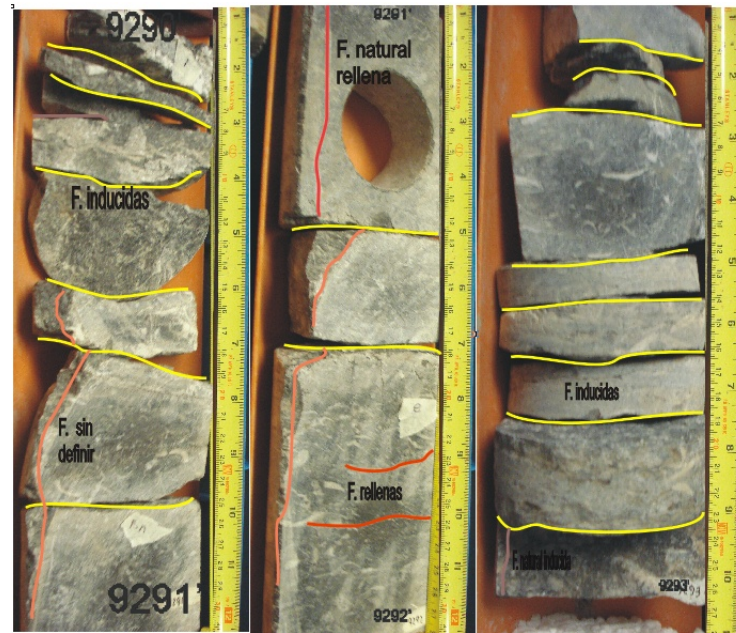
señalando la profundidad correcta y la longitud tomada en cada una, se utilizó la misma escala, medida con un flexómetro.

Figura 16. Set de Fotos- Formación Tibú



Corazones del Pozo Sardinata 3k- Cuenca del Catatumbo. 2009

Figura 17. Trazo de Fracturas en los corazones de la Fm. Tibú. 2009



Tal como se explicó en el numeral 4.4, las fracturas se identificaron con diferentes colores, como se observa en la figura 18, teniendo en cuenta que las fracturas naturales sin identificación de esfuerzos o sin definir claramente se trazaron con color rosado, las fracturas naturales de tensión con color azul, las de compresión con rojo, las inducidas amarillo, las natural-inducidas de color café y los estilolitos morados o violeta.

7.6.3 Base de Datos para la Formación Tibú

La base de datos ha sido creada en Excel y en ella se consignan en forma completa todos los parámetros observados y se hace referencia a la foto correspondiente de cada una. Esta base de datos se encuentra registrada en el Anexo 3

7.6.4 Análisis Estadístico para la Formación Tibú

Estos análisis estadísticos están basados en la caracterización de fracturas hecha en los corazones de la Formación Tibú en Sardinata 3k, y ellos permiten tener un mayor conocimiento acerca de los atributos presentes y que caracterizan desde el punto de vista de fracturas a esta Formación.

Se han tenido en cuenta parámetros específicos tales como: la cantidad de pies fracturados tanto en esta Formación como en la Formación Mercedes y Aguardiente, el tipo de fractura, apertura y relleno entre otros. A continuación se presentan una serie de tablas con sus respectivos gráficos y se hace el análisis del mismo, determinando de igual manera la facies más fracturada para esta Formación.

- **Espesor de Fracturas en la Formación Tibú**

Para determinar el espesor fracturado en los corazones de Tibú en el pozo Sardinata 3k, se tuvieron en cuenta solo las fracturas naturales, se contaron y se midieron en pies, así quedó determinado:

De 84,25 pies reales de corazón analizados en la Formación Tibú del pozo Sardinata 3k, 38.5 pies están fracturados naturalmente, por lo tanto,

45,75 pies no presentan fracturas naturales. Dentro de estos 45,75 pies sin fracturamiento natural, se presentan fracturas i, in o e, sin embargo, en algunos pequeños intervalos no se observa fracturamiento.

Tabla 6. Espesor de fracturamiento natural en la Formación Tibú

ESPESOR DE FRACTURAS EN LA FM. TIBU	
Espesor con fracturas naturales	38,5
Espesor sin fracturas	45,75
Total de pies caracterizados	84,25

Figura 18. Distribución del espesor de fracturamiento natural en la Formación Tibú. 2009

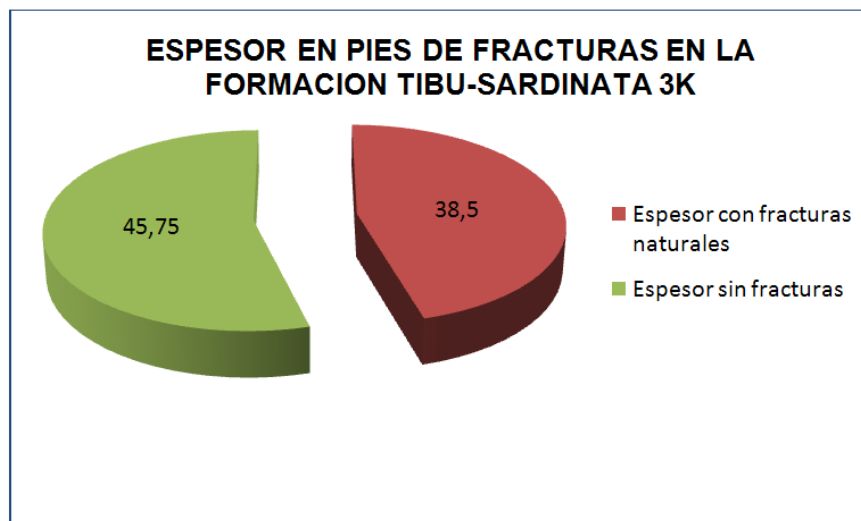
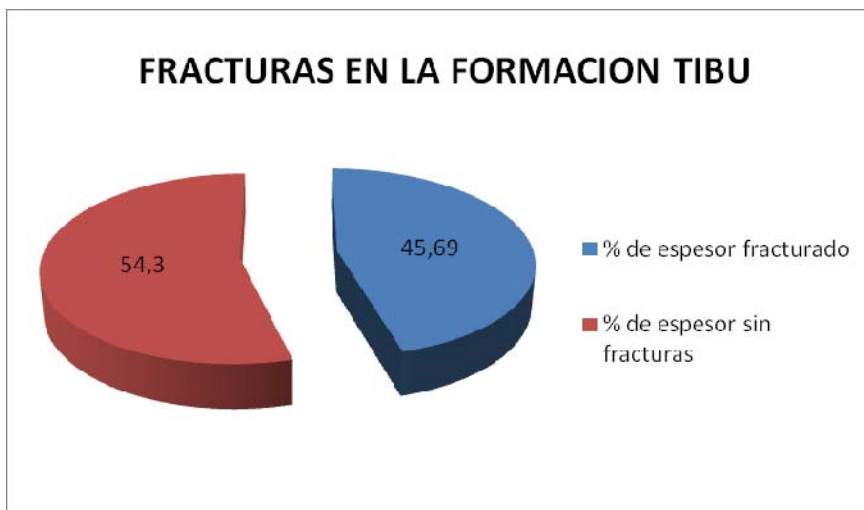


Tabla 7. Porcentaje de fracturamiento en la Formación Tibú

FRACTURAS EN LA FM. TIBU	%
% de espesor fracturado	45,69
% de espesor sin fracturas	54,3

Figura 19. Porcentaje de fracturas naturales en la Formación Tibú. 2009



- **Tipos de Fracturas en la Formación Tibú**

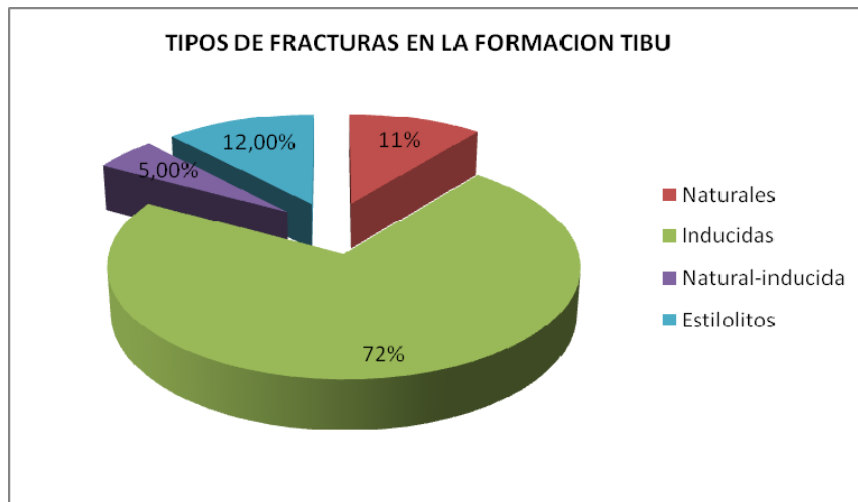
La Formación Tibú, se presenta como una Formación altamente fracturada en sus dos facies de Packstone/Grainstone con conchas, se reconocen fracturas naturales principalmente de Tensión y Compresión, inducidas petales, petal-centerline o de disco, naturales-inducidas verticales y subverticales, y finalmente esta Formación presente abundancia de pre-estilolitos y estilolitos subverticales, horizontales y subhorizontales, que se distinguen fácilmente por su morfología y color negro o gris oscuro.

En la tabla 8 se muestra cada tipo de fractura y el porcentaje de las que se pudieron observar en los corazones y en la figura 20 se representa esto con la distribución de dichas fracturas.

Tabla 8. Tipos de fracturas en la Formación Tibú

TIPOS DE FRACTURAS	
Naturales	11%
Inducidas	72%
Natural-inducida	5,00%
Estilolitos	12,00%

Figura 20. Tipos de fracturas en la Formación Tibú. 2009



- **Fracturas Naturales en la Formación Tibú**

La Formación Tibú se caracteriza porque aunque es la de menor espesor corazonado en el Grupo Uribante, es la que presenta mayor número de fracturas naturales en el mismo. La gran mayoría de Fracturas naturales son de Tensión y Compresión en esta Formación, aunque es importante aclarar que muchas de ellas, especialmente, las que están cerradas, rellenas o semiabiertas no muestran con claridad el tipo de esfuerzo que las ha causado. Se presentan fracturas de tensión, teniendo en cuenta que el esfuerzo distensivo de todos modos ha de ser equilibrado por un esfuerzo compresivo, de ahí la presencia tanto de fracturas de tipo distensivo como compresivo, sin embargo, los corazones analizados, solo corresponden al tope de la Formación Tibú, pues no se tiene información de corazones o afloramientos que analicen esta Formación hacia el basamento, se observan entonces más fracturas de tipo distensivo. A continuación en la tabla 9 se encuentran los porcentajes de las fracturas naturales de Tensión, Compresión y las no identificadas, es decir, se sabe que son fracturas naturales pero no se logra identificar con claridad si son de tensión, de compresión o cizalla. Para determinar si las fracturas eran de Tensión o de Compresión se tomó como guía el tope y la base del corazón, siendo de Tensión aquellas que presentaban deslizamiento o movimiento fácil hacia el tope del corazón y compresión

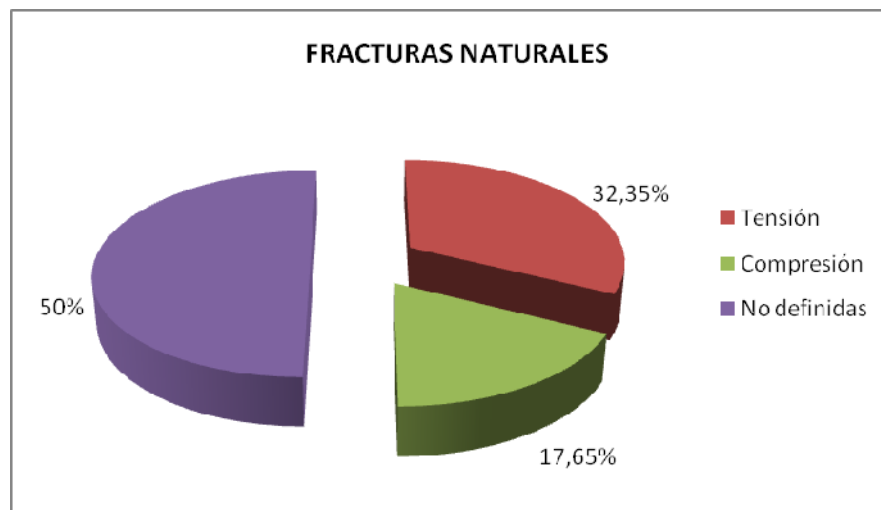
las que presentaban movimiento hacia la base del mismo. En el gráfico 21, se representa la distribución de estas fracturas naturales de acuerdo al tipo de esfuerzo que están actuando según la tabla 9.

Tabla 9. Fracturas Naturales en la Formación Tibú

FRACTURAS NATURALES	
Tensión	32,35%
Compresión	17,65%
No definidas	50%

Figura 21. Distribución de las Fracturas Naturales en la Formación Tibú.

2009



- **Apertura y relleno**

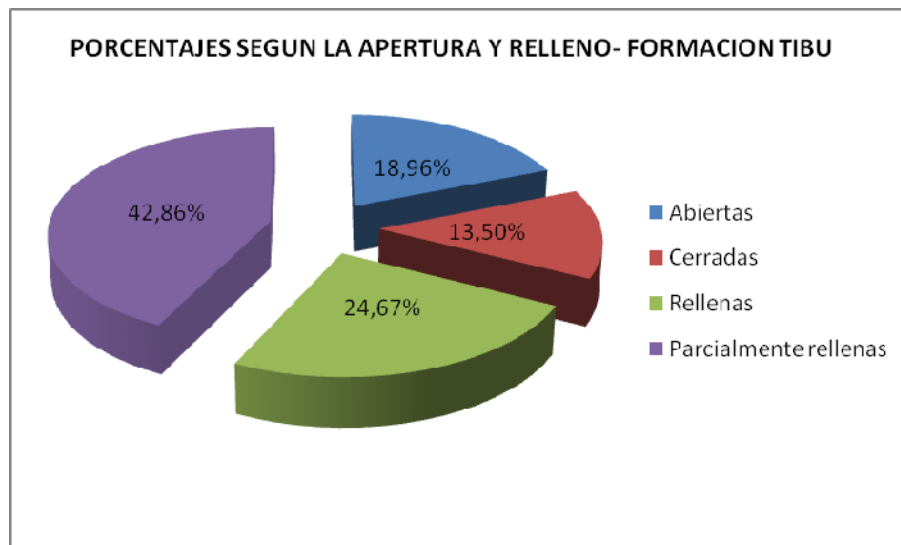
La apertura y el relleno es un parámetro muy importante dentro de la caracterización de fracturas, ya que este permite identificar cómo están las fracturas y de acuerdo a esto determinar si estas son más o menos efectivas dentro de la zona en estudio. Las fracturas naturales se consideran efectivas en la medida que permiten el paso de fluido, por lo tanto las abiertas son las que mayor aporte hacen en este caso. Las fracturas parcialmente abiertas y parcialmente rellenas se convierten en

un obstáculo para el flujo libre del fluido, pues aunque haya flujo de fluido, este tipo de fracturas actúan como un tapón por la presencia de minerales; las cerradas no permiten el flujo del fluido, sin embargo, es importante determinar su relleno, pues la presencia de los minerales y su estudio pueden ayudar en la reconstrucción de la historia evolutiva de la zona en estudio. A continuación en la tabla 10, figura 22, se representa la distribución de las fracturas en la Formación Tibú según su apertura y relleno.

Tabla 10. Porcentaje de Fracturas según apertura y relleno en la Formación Tibú. 2009

APERTURA Y RELLENO	%
Abiertas	18,96%
Cerradas	13,5%
Rellenas	24,67%
Parcialmente rellenas	42,86%

Figura 22. Distribución de fracturas según apertura y relleno en la Formación Tibú. 2009



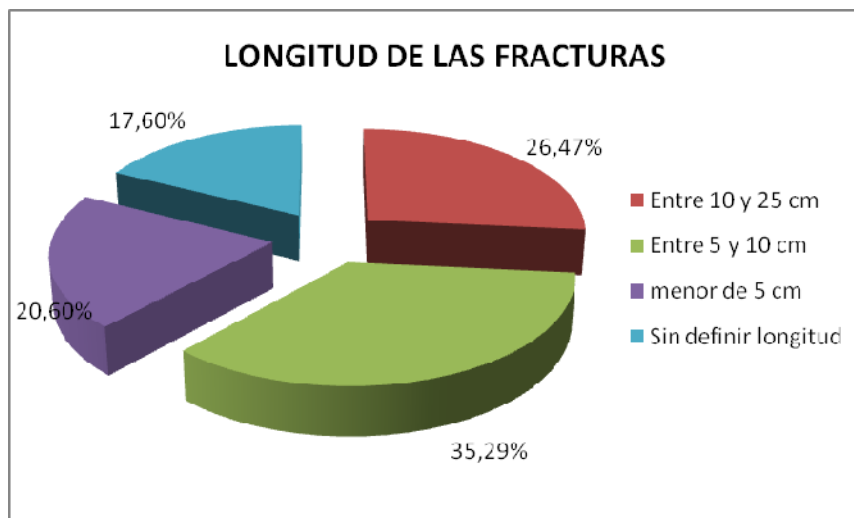
- **Medida de Longitud**

Esta medida se da en centímetros y se asigna de acuerdo a lo establecido para este parámetro en la tabla 4 del presente capítulo. Se ha podido tomar esta medida en las fracturas naturales verticales y subverticales que son las que están presentes principalmente en este pozo corazonado. Los resultados de esta medida se pueden apreciar en la tabla 11 y la figura 24.

Tabla 11. Longitud de las Fracturas en la Formación Tibú. 2009

LONGITUD DE LAS FRACTURAS	
Entre 10 y 25 cm	26,47%
Entre 5 y 10 cm	35,29%
menor de 5 cm	20,60%
Sin definir longitud	17,60%

Figura 23. Distribución de fracturas según la longitud-Formación Tibú. 2009



- **Morfología de la pared**

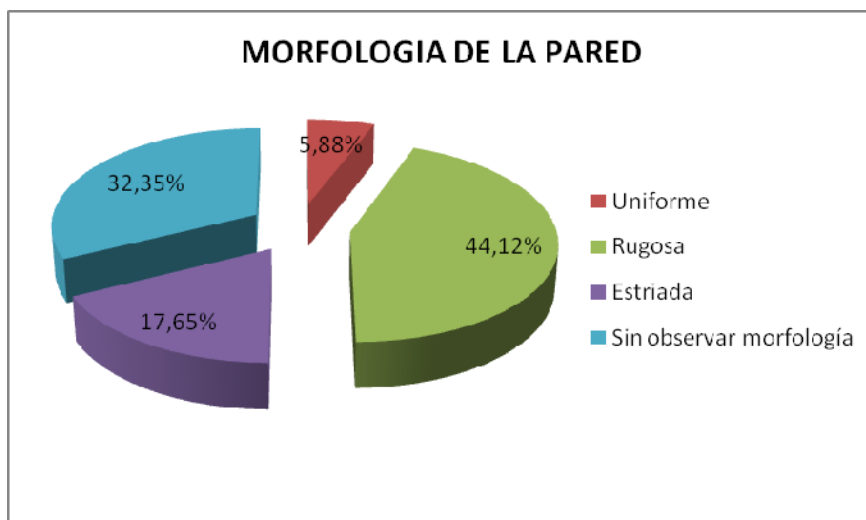
Aquí se hace referencia a las características de la superficie de la pared de la fractura, se observa más claramente este parámetro en fracturas

abiertas, en cerradas o simi-abiertas es difícil observar la superficie de la pared ya que los minerales presentes no permiten esto, para las fracturas a las cuales se les observa la morfología de la pared, esta es en su mayoría rugosa, en menor proporción se presenta estriada y se observan muy pocas superficies uniformes. De acuerdo a lo anterior se puede decir que, esta morfología afecta el flujo libre de fluidos dentro de la roca, actúa como un tapón o interferencia. En la tabla 12 y figura 25 se observa el parámetro morfología de la pared en porcentajes, siguiendo las indicaciones dadas en la tabla 5.

Tabla 12. Morfología de las Fracturas en la Formación Tibú. 2009

MORFOLOGIA DE LA PARED	
Uniforme	5,88%
Rugosa	44,12%
Estriada	17,65%
Sin observar morfología	32,35%

Figura 24. Distribución de fracturas según su Morfología-Formación Tibú. 2009



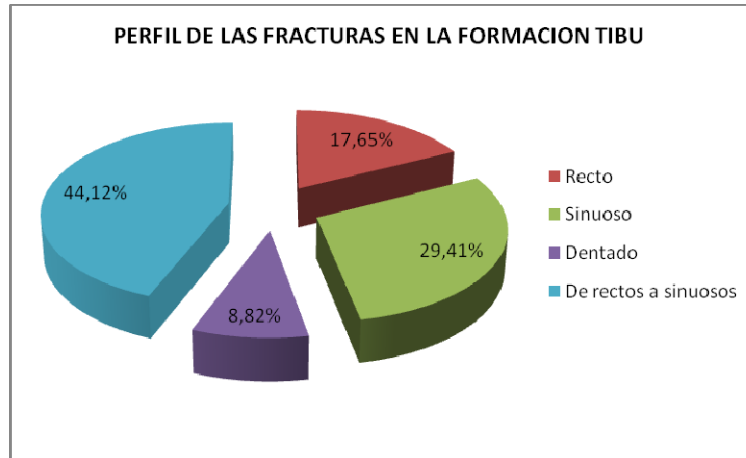
- **Perfil de la Fractura**

Los perfiles en esta Formación son de rectos a sinuosos, y en una mínima proporción se observan perfiles dentados. Las fracturas en esta área han sido el producto de diversos estadios de evolución geológica, fracturas determinadas tanto por la carga litostática como por el plegamiento existente en la zona y es esto en gran parte lo que hace que se presente una intensa deformación tanto de tipo distensivo como compresivo provocando el desgaste de las paredes de las fracturas, generando entonces superficies de fracturas que pasan de rectas a sinuosas. Las fracturas con perfil recto son las que más favorecen en el yacimiento, ya que permiten el paso del fluido sin ninguna resistencia u obstáculo. Sin embargo, al presentarse fracturas de tipo sinuoso se dificulta el paso de los fluidos, pues esta implica cambios de dirección, lo que hará más lento el flujo y afectará en gran parte la permeabilidad en el yacimiento al no presentar continuidad y alineamiento en las paredes de las fracturas. En la tabla 13 y la figura 26 se representan los porcentajes de los perfiles rectos y sinuosos presentes en los corazones de la Formación Tibú del Pozo Sardinata 3k.

Tabla 13. Perfil de las Fracturas en la Formación Tibú. 2009

PERFIL DE LA FRACTURAS	
Recto	17,65%
Sinuoso	29,41%
Dentado	8,82%
De rectos a sinuosos	49,12%

Figura 25. Distribución de fracturas según su Perfil-Formación Tibú. 2009



7.6.5 Registro de Información para la Formación Mercedes

De igual manera que para la Formación Tibú, se hizo el registro de información para la Formación Mercedes como se observa en la tabla 14 y en forma completa en el anexo 4.

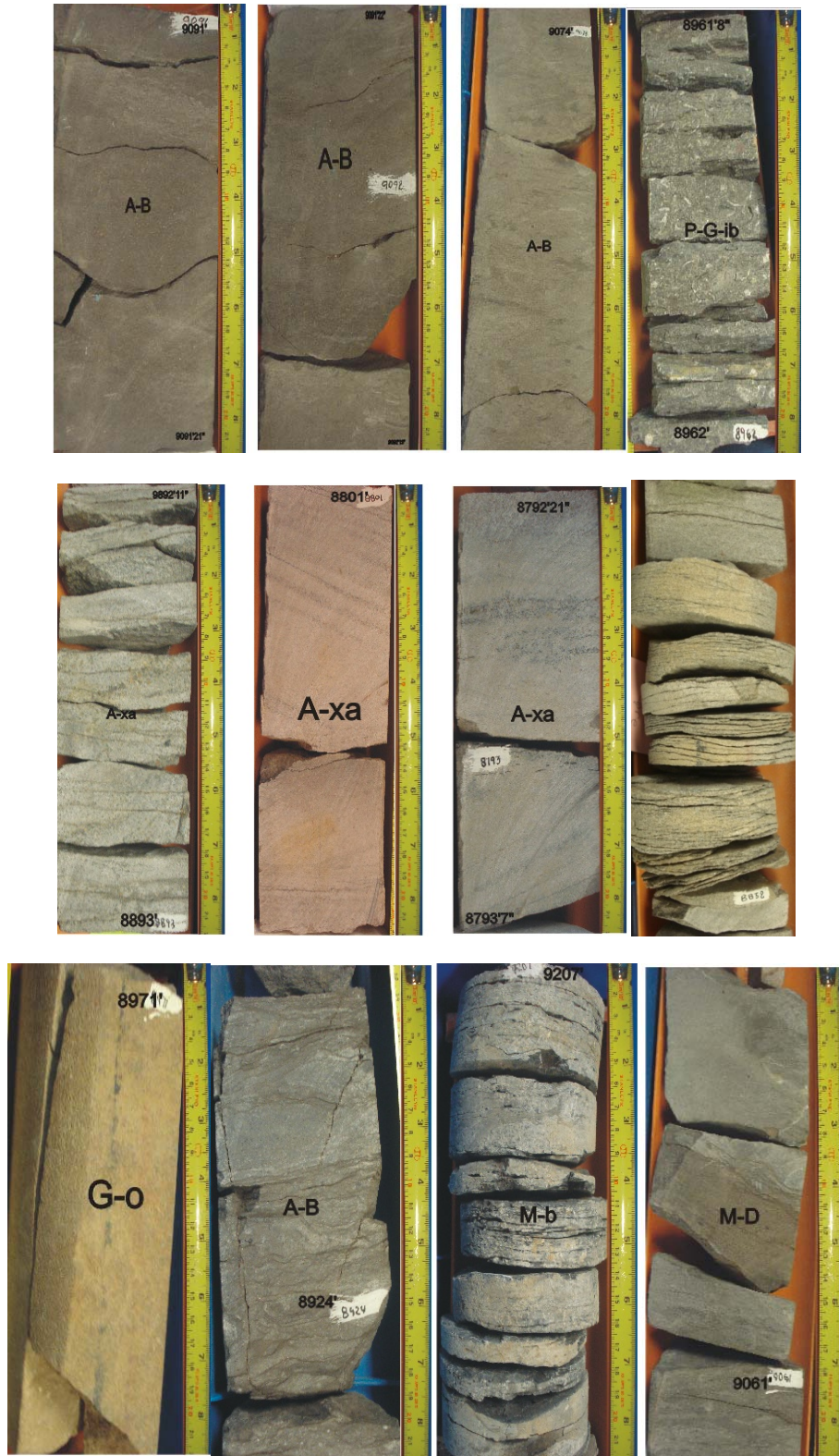
Tabla 14. Parámetros analizados en la caracterización de fracturas para la Formación Mercedes- Pozo Sardinata 3k. 2009

Profundidad (ft)	Nombre fractura	Tipo de fract.	No. De fract.	No. De fract. Naturales	Tipo de Esfuerzo	Apertura y relleno	Longitud (rango)	Longitud (cm)	Apertura (mm)	Perfil Fractura	Morfología	Aptitud	Facies
	n	1	1	1	t	5	3	21	1 a 2	1 a 2	1	87 N	A-B
	i	2	3										
8924	ni	3	4										
	e	4	9	9		3							
	n	1	2	3	t1, t2	1	3	22 y 21 cm	4 a 3	1	1	84N y 89 N	G-o
8971	n	1	1		C1	1	4	5,5		2	2	43 SE	G-o
9091	i	2	5										A-B
9092	i	2	4										A-B
	ni	3	2										A-B
9074	i	2	2										A-B
9207	i	2	17										M-b

7.6.6 Set de Fotos y Trazo de Fracturas en la Formación Mercedes

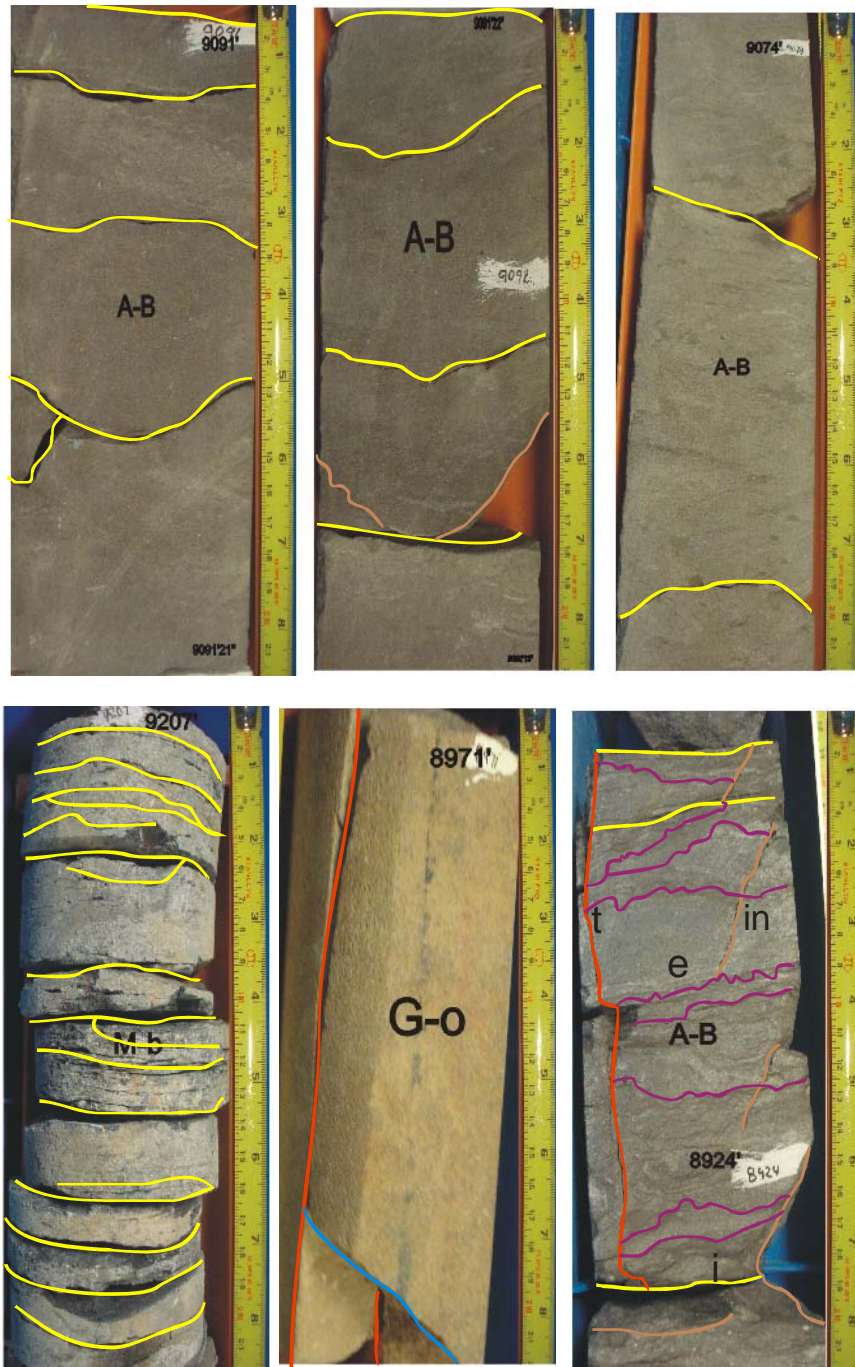
Para este set de fotos se trabajó al igual que en la Formación Tibú. La Formación Mercedes como se indicó en el capítulo 3 se encuentra con mayor muestras de corazón. Se analizaron 416,58 pies reales de corazones en esta Formación. Mercedes es la Formación de base a tope que descansa sobre la Formación Tibú y es la Formación menos fracturada dentro del Grupo Uribante en esta zona, debido a que está en medio y los esfuerzos que sobre ella actúan son de menor constancia, además las gruesas capas de shale que la conforman reciben dichos esfuerzos y evitan que las arenas y calizas se fracturen naturalmente. En las figuras 27 y 28 se tiene una muestra del set de fotos y fracturas trazadas para esta Formación, lo cual se encuentra de manera completa en el anexo 5.

Figura 26. Set de Fotos- Formación Mercedes.



Corazones del Pozo Sardinata 3k- Cuenca del Catatumbo. 2009

Figura 27. Trazo de Fracturas en los corazones de la Formación Mercedes. 2009



7.6.7 Base de Datos para la Formación Mercedes

La Formación Mercedes de igual manera ha sido descrita pie a pie para la caracterización de fracturas y se ha creado una base de datos para la

misma expuestos en el anexo 6, donde se han recopilado todos los datos del anexo 4 complementando esta base de datos con fotos y observaciones complementarias.

7.6.8 Análisis Estadístico para la Formación Mercedes

Para este análisis estadístico se han tenido en cuenta al igual que en la Formación Tibú, los parámetros para caracterizar fracturas en corazones descritos en la tabla 5 y la información obtenida en general al desarrollar este proyecto.

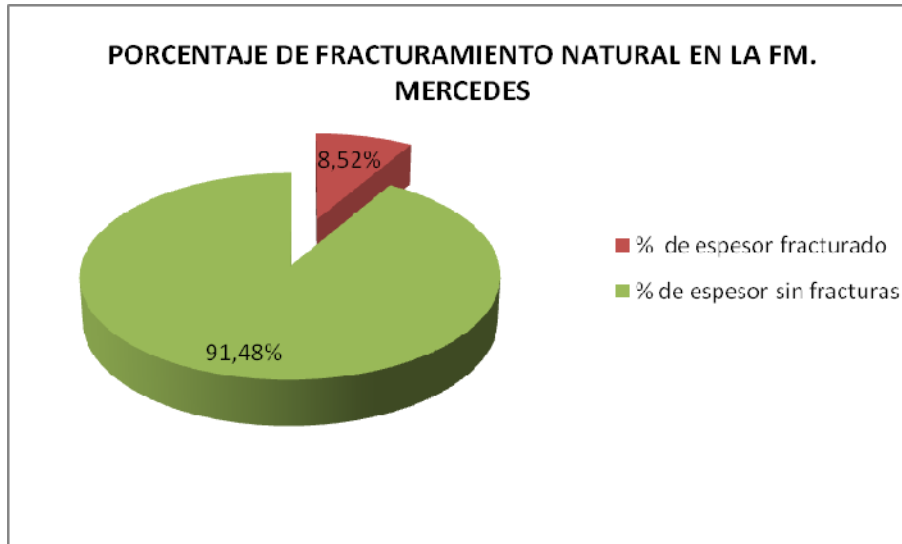
- **Espesor de Fracturas en la Formación Mercedes**

En la Formación Mercedes se tiene un espesor de 416,58 pies de corazones de los cuales 35,5 pies presentan fracturas naturales como se muestra en la tabla 15 y la figura 29, donde está expresado en porcentaje el fracturamiento en esta Formación, correspondiente a 8,52%. Al comparar el espesor en pies de fracturamiento entre la Formación Tibú y la Formación Mercedes, se observa claramente que la primera está altamente fracturada, pues con un espesor casi seis veces menor que Mercedes tienen un espesor en pies de fracturamiento muy similar, ya que los pies fracturados en Tibú son 38,5 de 84,25 y en Mercedes son 33,5 de 416,58.

Tabla 15. Porcentaje de fracturamiento en la Formación Mercedes

FRACTURAS EN LA FM. MERCEDES	
% de espesor fracturado	8,52%
% de espesor sin fracturas	91,48%

Figura 28. Distribución de fracturas naturales en la Formación Mercedes.
2009

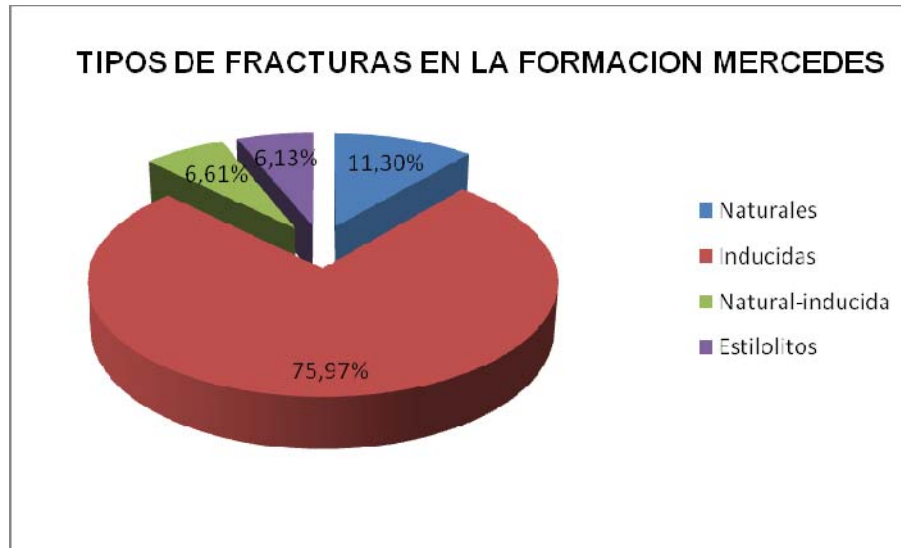


- **Tipos de Fracturas en la Formación Mercedes**

Tabla 16. Tipos de fracturas en la Formación Mercedes. 2009

TIPOS DE FRACTURAS	
Naturales	11,30%
Inducidas	75,97%
Natural-inducida	6,61%
Estilolitos	6,13%

Figura 29. Tipos de fracturas en la Formación Mercedes. 2009



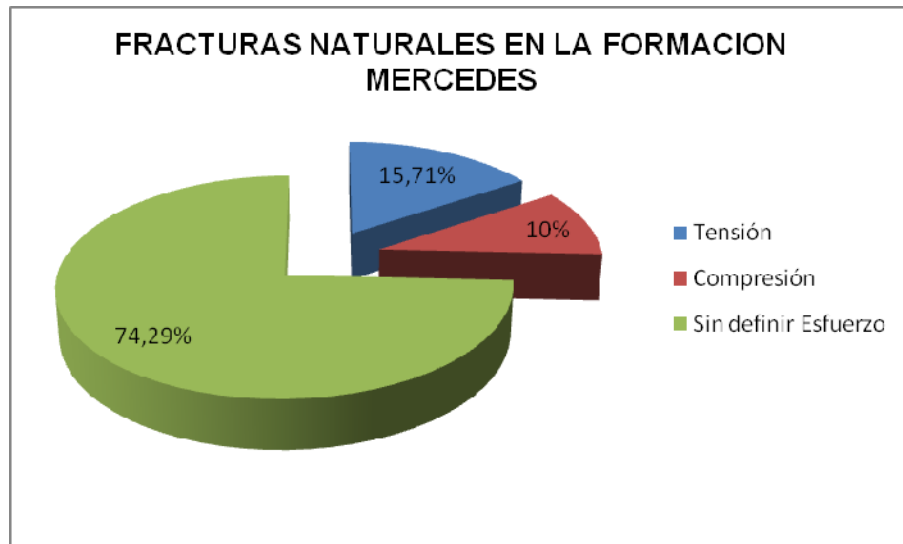
- **Tipos de Esfuerzos en las Fracturas de la Formación Mercedes**

Aunque la Formación Mercedes es la menos fracturada dentro del grupo Uribante, la mayoría de fracturas naturales no muestran claramente el tipo de esfuerzo que las han generado, probablemente debido a que las facies de arenas que son las que presentan mayor fracturamiento natural están envueltas en medio de capas de shales protegiéndolas y recibiendo ellas todo el esfuerzo. Los esfuerzos que más se distinguen en esta Formación son de tipo distensivo, pero obviamente al haber un esfuerzo distensivo se genera uno compresivo que equilibre el sistema. La distribución de las fracturas de acuerdo al tipo de esfuerzo que las causan se encuentra en la tabla 16 y la figura 31.

Tabla 17. Tipos de Esfuerzos en las fracturas Naturales en la Formación Mercedes. 2009

TIPOS DE ESFUERZOS	
Tensión	15,71%
Compresión	10%
Sin definir Esfuerzo	74,29%

Figura 30. Distribución de los Tipos de Esfuerzos en las Fracturas Naturales de la Formación Mercedes. 2009



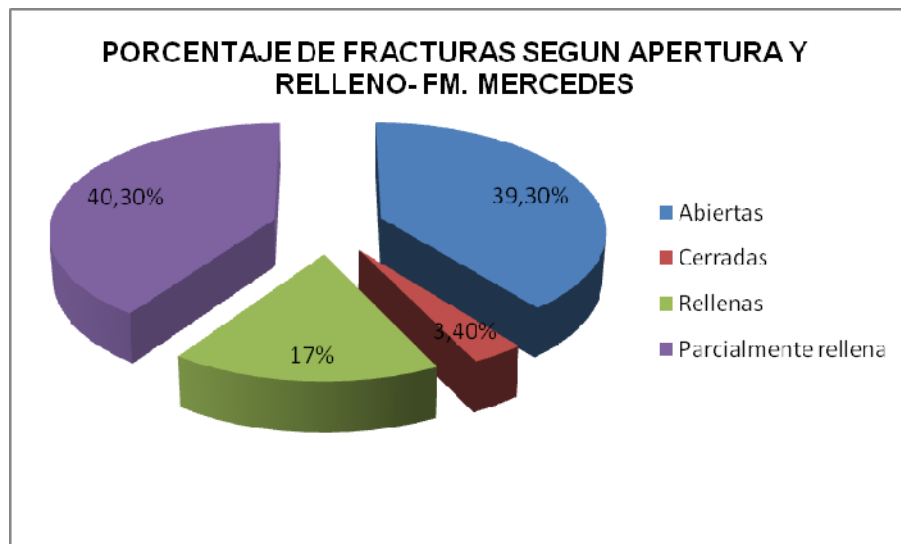
- **Apertura y relleno**

Al igual que en la Formación Tibú, la apertura y relleno juega un papel importante dentro del flujo de fluido en el yacimiento, pues las fracturas pueden ser no solo un canal por donde corre el fluido, también de acuerdo al relleno y apertura que presenten se convertirán en un verdadero obstáculo para el libre recorrido de este. La distribución de las fracturas de acuerdo a la apertura y relleno se encuentra en la tabla 17 y figura 32 y serán analizados en la relación de facies y fracturas del capítulo 6.

**Tabla 18. Porcentaje de Fracturas según apertura y relleno-
Formación Mercedes. 2009**

APERTURA Y RELLENO	
Abiertas	39,30%
Cerradas	3,40%
Rellenas	17%
Parcialmente rellena	40,30%

**Figura 31. Distribución de Fracturas según apertura y relleno en la
Formación Mercedes. 2009**



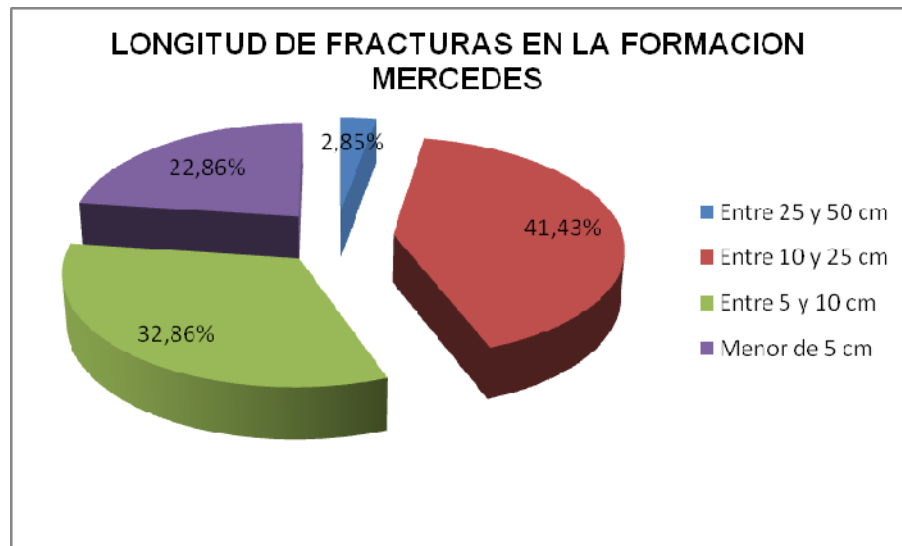
- **Medida de Longitud**

En la Formación Mercedes la mayoría de fracturas presentan una longitud entre 5 y 25 cm tal como se observa en la tabla 18 y la figura 33.

Tabla 19. Porcentaje de Longitud en las Fracturas de la Formación Mercedes. 2009

LONGITUD DE FRACTURAS	
Entre 25 y 50 cm	2,85%
Entre 10 y 25 cm	41,43%
Entre 5 y 10 cm	32,86%
Menor de 5 cm	22,86%

Figura 32. Distribución de Fracturas según su longitud en la Formación Mercedes. 2009



- **Morfología de la Pared**

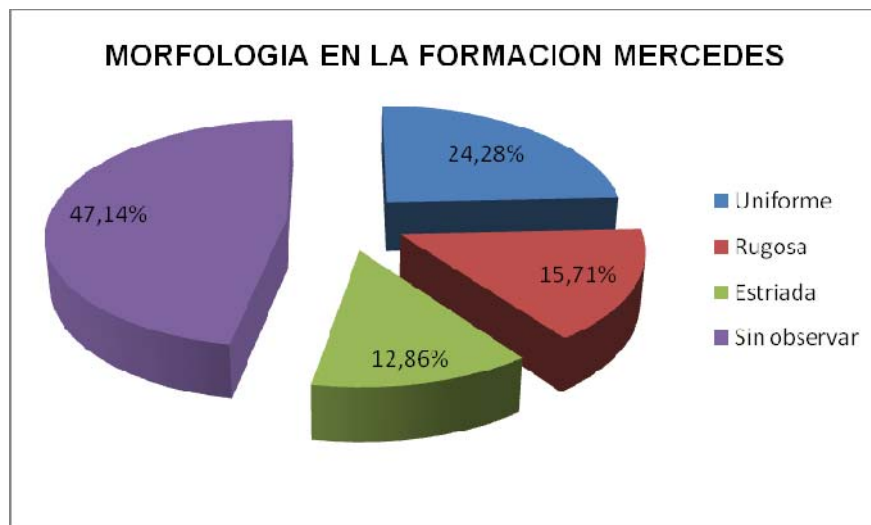
Aunque en la mayoría de fracturas no se observa con claridad la superficie, en aquellas que sí permite observar la morfología de la pared, estas son de estriadas a rugosas y uniformes tal como se observa en la tabla 19 y en la figura 34. Las paredes que se presentan en esta Formación de estriadas a rugosas pueden estar actuando como obstáculo en el flujo de fluidos dentro del yacimiento, como se puede observar en la

tabla 19, estas corresponden casi a un 30% de la morfología en las fracturas.

Tabla 20. Morfología de las Fracturas en la Formación Mercedes. 2009

MORFOLOGIA DE LA PARED	
Uniforme	24,28%
Rugosa	15,71%
Estriada	12,86%
Sin observar	47,14%

Figura 33. Morfología de las Fracturas en la Formación Mercedes. 2009



- **Perfil de las Fracturas**

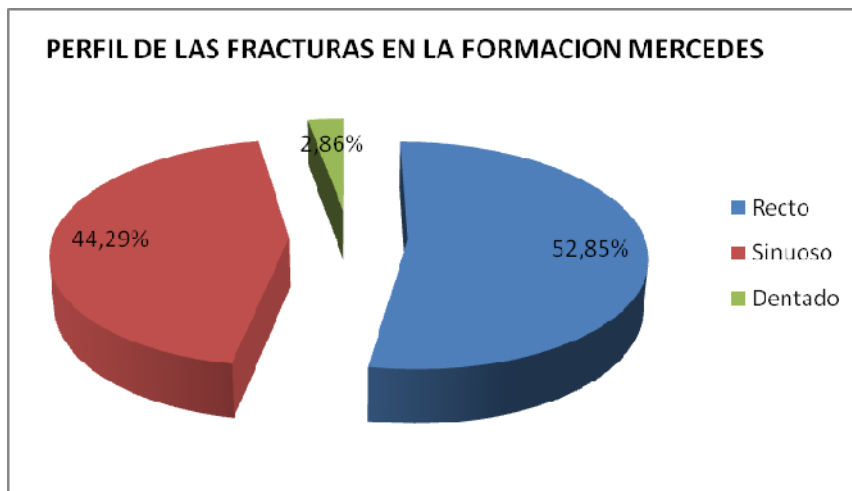
Al igual que en la Formación Tibú el perfil es un parámetro determinante en la caracterización de fracturas ya que aquellos perfiles rectos indicaran mejor transporte del fluido a través de estas, y entre más sinuosos o dentados el flujo será más complicado. De igual manera en esta Formación se continúa presentando la influencia de esfuerzos de tipo distensivo y compresivo. En esta Formación se presenta un mayor

porcentaje de perfiles rectos tal como se observa en la tabla 20 y figura 35.

Tabla 21. Perfil de las Fracturas en la Formación Mercedes. 2009

PERFIL DE LAS FRACTURAS	
Recto	52,85%
Sinuoso	44,29%
Dentado	2,86%

Figura 34. Perfil de las Fracturas en la Formación Mercedes. 2009



7.6.9 Registro de Información para la Formación Aguardiente

En la tabla 21 se observa el registro de información de datos para la Formación Aguardiente, Formación del tope del Grupo Uribante, dicha información al igual que para Tibú y Mercedes se registro pie a pie en la mayoría. Cabe destacar que la Formación Mercedes es la segunda con mayor fracturamiento en el Grupo Uribante, el registro completo se encuentra en el anexo 7.

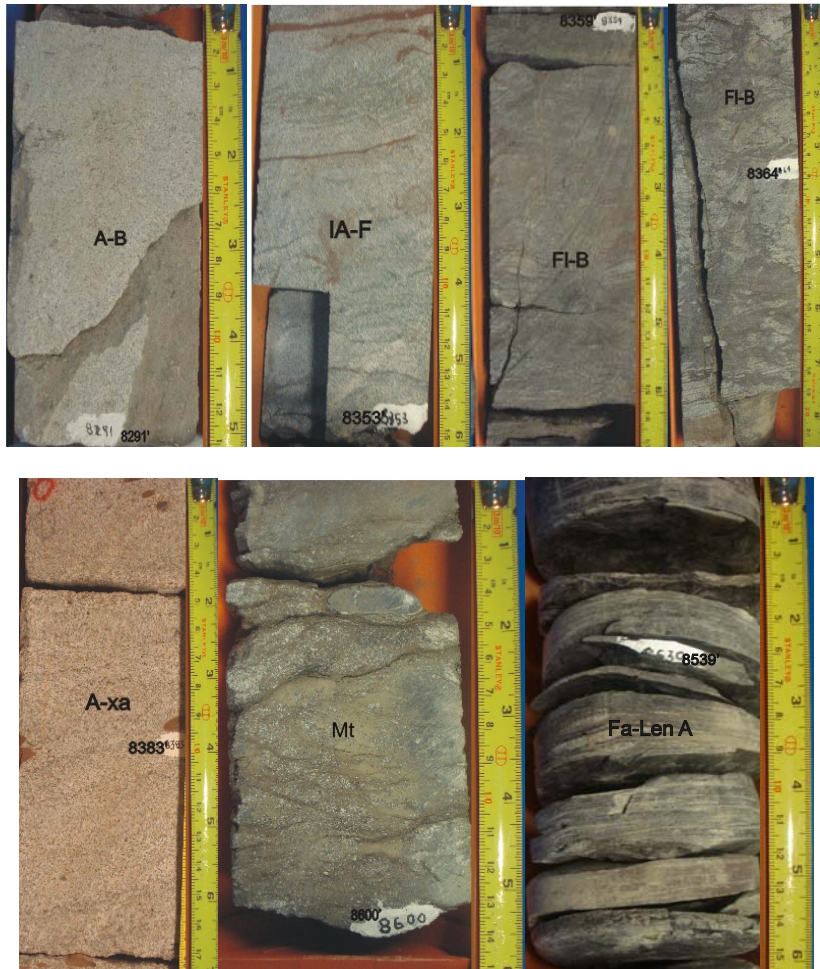
Tabla 22. Parámetros analizados en la caracterización de fracturas para la Formación Aguardiente- Pozo Sardinata 3k. 2009

Profundidad (ft)	Nombre fractura	Tipo de fract.	No. De fract.	No. De fract. Naturales	Tipo de Esfuerzo	Apertura y relleno	Longitud (rango)	Longitud (cm)	Apertura (mm)	Perfil Fractura	Morfología	Aptitud	Facies
	i		2	1									A-B
8291	ni		3	2									
8353	i		2	1									IA-F
	e		4	2									
	n		1	1	1 t	1	3	12	1	1 a 2	2	80N	FI-B
8359	i		2	4									
	n		1	1	1 t	1	3	19	2	1 a 2	2	20 NW	FI-B
8364	ni		3	2									
	e		4	2									
9207	i		2	17									M-b

7.6.10 Set de Fotos y Trazo de Fracturas en la Formación Aguardiente

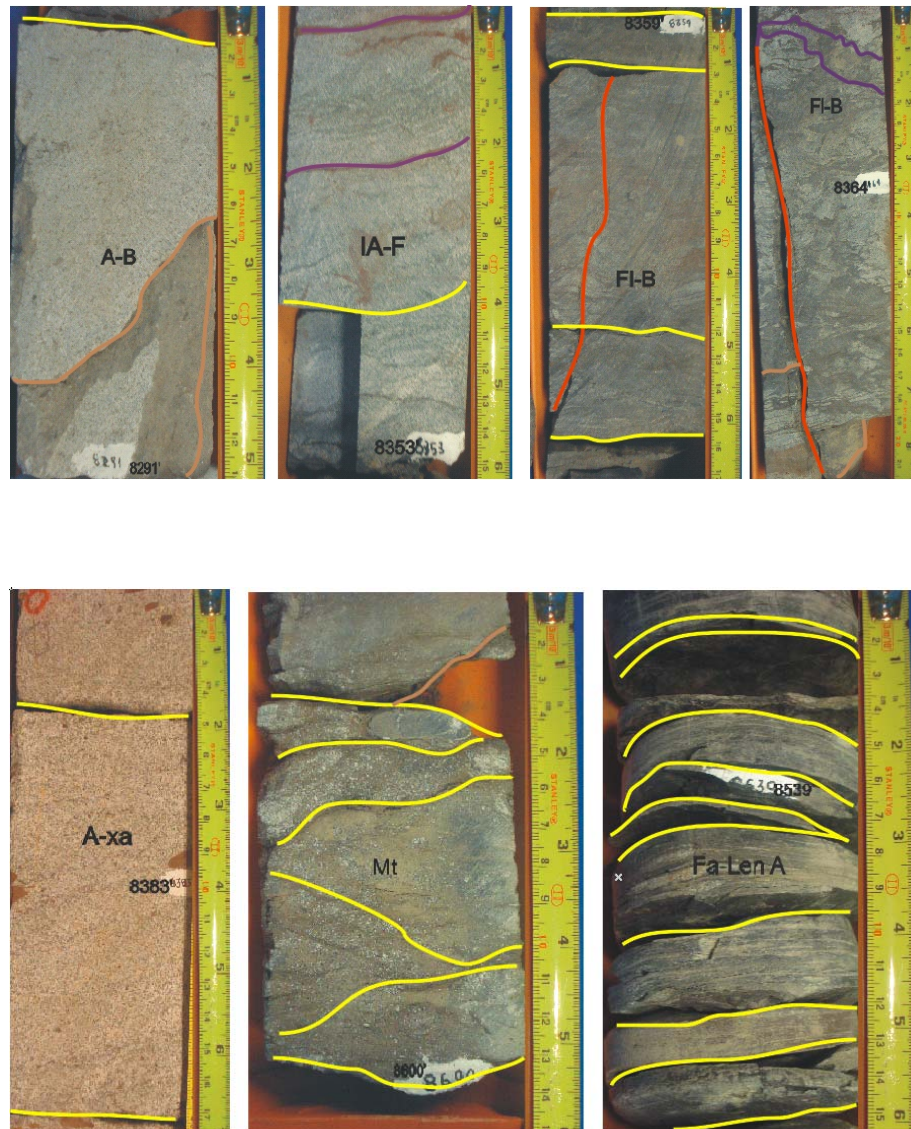
Los siguientes ejemplos son parte del set de fotos con trazo de fracturas para la Formación Aguardiente, en donde la mayor parte de fracturas naturales se encuentran en las facies de arenas tal como se refiere en el capítulo 6 de relación de facies y fracturas. Este set de fotos y fracturas están de manera completa en el anexo 8.

Figura 35. Set de Fotos- Formación Aguardiente.



Corazones del Pozo Sardinata 3k- Cuenca del Catatumbo. 2009

Figura 36. Trazo de Fracturas en los corazones de la Formación Mercedes. 2009



7.6.11 Base de Datos para la Formación Aguardiente

Al igual que para la Formación Tibú y Mercedes, Aguardiente también se caracterizó pie a pie creando la base de datos para esta Formación también, registrada en el anexo 9, quedando con esto una completa base de datos del Grupo Uribante analizado en corazones del pozo Sardinata 3k en la Cuenca del Catatumbo.

7.6.12 Análisis Estadístico para la Formación Aguardiente

A continuación se presentan los parámetros analizados en la caracterización de fracturas, representando esto en tablas y gráficos al igual que en las Formaciones anteriores, de ahí que las explicaciones de lo que significa cada parámetro se omite aquí y las observaciones y análisis de estos datos se da en el capítulo 6 de relación de facies y fracturas y en las conclusiones finales.

- **Espesor de fracturas en la Formación Aguardiente**

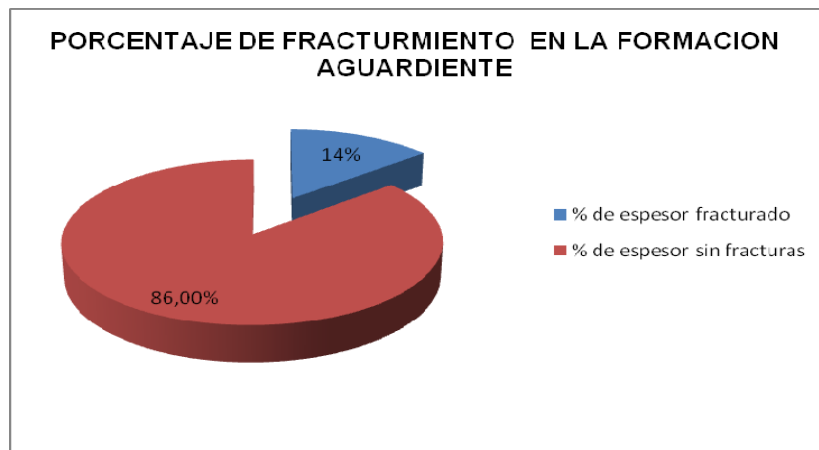
Esta Formación presenta 467,5 pies de corazonas para análisis, de ellos, posee 65,5 pies fracturados naturalmente. En la tabla 22 y figura 38 se representa en porcentaje el espesor fracturado en esta formación.

Tabla 23. Porcentaje de fracturamiento en la Formación Aguardiente.

2009

FRACTURAS EN LA FM. AGUARDIENTE	
% de espesor fracturado	14%
% de espesor sin fracturas	86,00%

Figura 37. Porcentaje de fracturamiento natural en la Formación Aguardiente. 2009

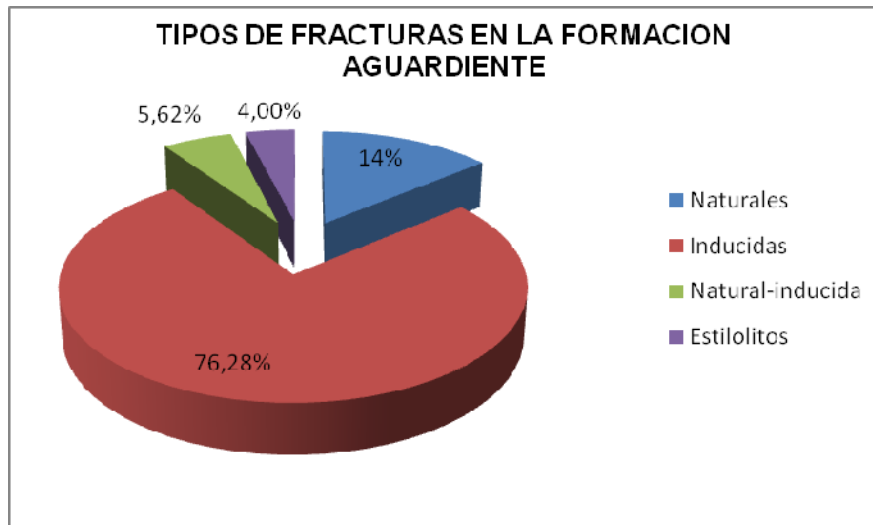


- **Tipos de Fracturas en la Formación Aguardiente**

Tabla 24. Porcentaje del tipo de fracturas en la Formación Aguardiente. 2009

TIPOS DE FRACTURAS	
Naturales	14%
Inducidas	76,28%
Natural-inducida	5,62%
Estilolitos	4,00%

Figura 38. Tipos de fracturas en la Formación Aguardiente. 2009



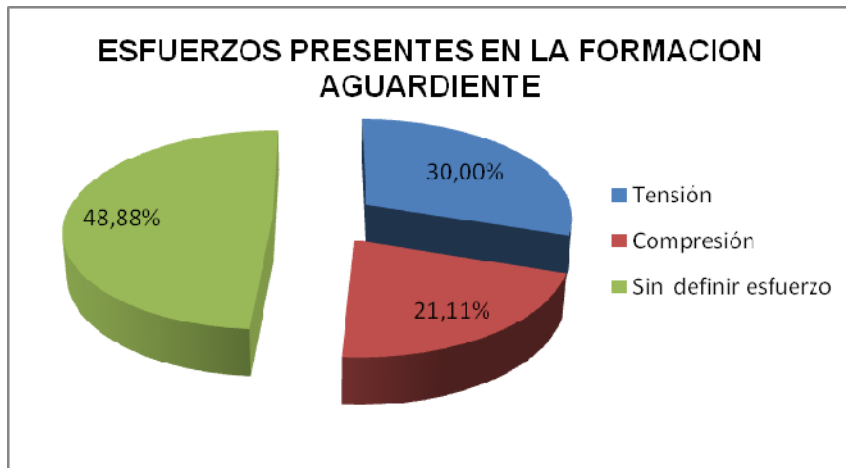
- **Fracturas naturales en la Formación Aguardiente**

La distribución de los esfuerzos que están actuando en las fracturas presentes en la Formación Aguardiente se muestra en la tabla 24 y figura 40.

Tabla 25. Tipos de Esfuerzos en las fracturas de la Formación Aguardiente. 2009

TIPOS DE ESFUERZOS	
Tensión	30,00%
Compresión	21,11%
Sin definir esfuerzo	48,88%

Figura 39. Tipos de Esfuerzos en las fracturas de la Formación Aguardiente. 2009



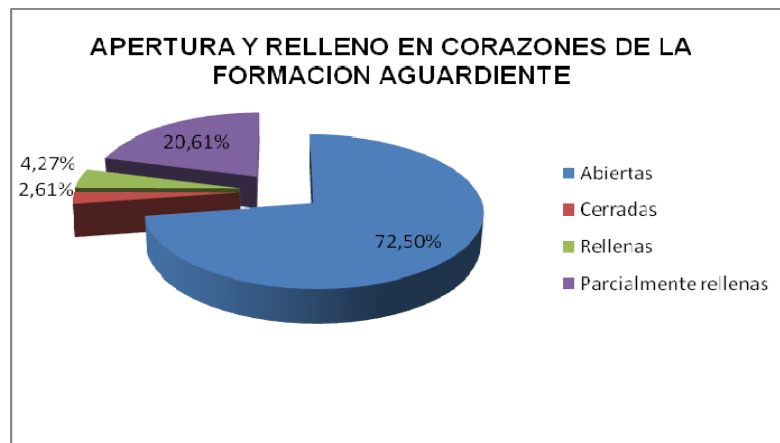
- **Apertura y relleno**

Los datos de apertura y relleno para la Formación Mercedes están registrados en la tabla 25 y figura 41, su análisis es el mismo para las Formaciones anteriores y sus resultados serán analizados en el capítulo 6.

Tabla 26. Apertura y relleno en las fracturas de la Formación Aguardiente. 2009

APERTURA Y RELLENO	
Abiertas	72,50%
Cerradas	2,61%
Rellenas	4,27%
Parcialmente rellenas	20,61%

Figura 40. Apertura y relleno en las fracturas de la Formación Aguardiente. 2009



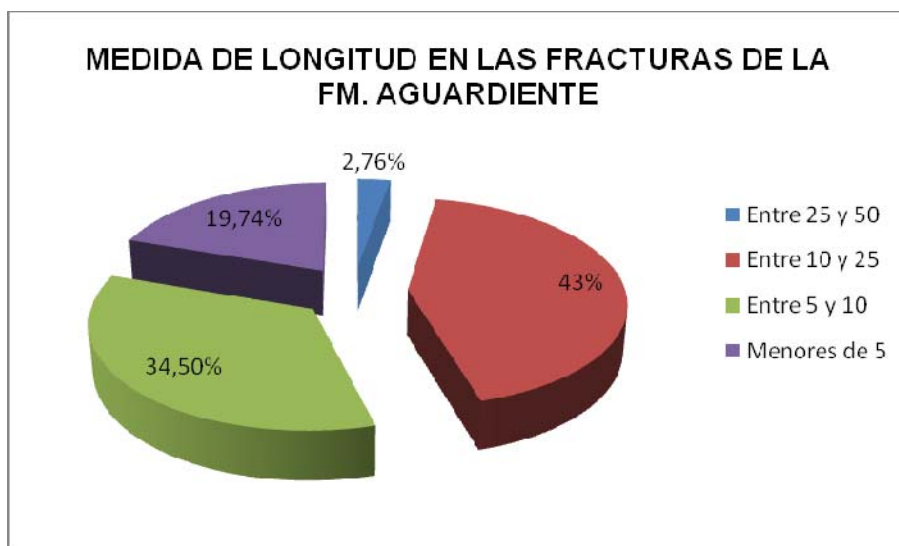
- **Medida de Longitud**

En la tabla 26 y figura 42 están descritos los datos obtenidos para el parámetro de medida de longitud, cabe aclarar, que esta medida es tomada en centímetros de acuerdo con la tabla 4.

Tabla 27. Medida de la Longitud en las fracturas de la Formación Aguardiente. 2009

LONGITUD DE FRACTURAS	
Entre 25 y 50	2,76%
Entre 10 y 25	43%
Entre 5 y 10	34,50%
Menores de 5	19,74%

Figura 41. Medida de la Longitud en las fracturas de la Formación Aguardiente. 2009



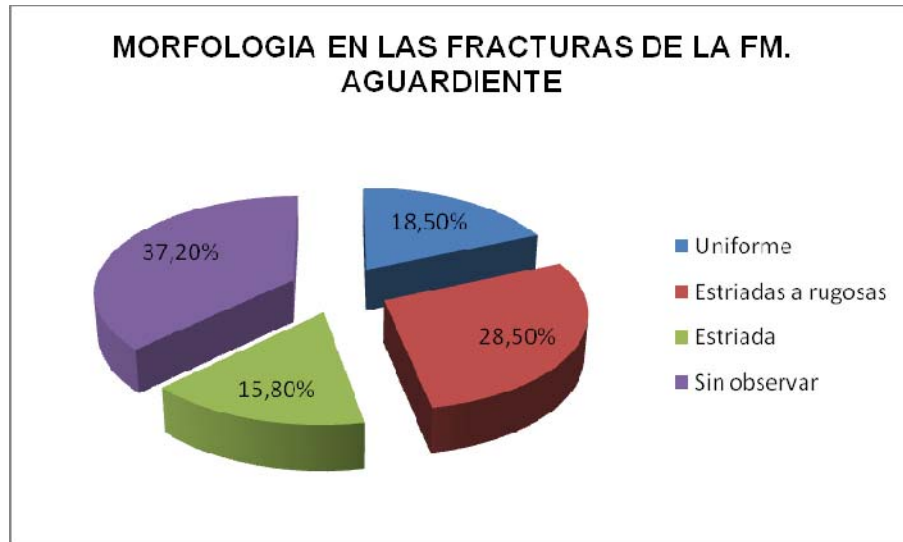
- **Morfología de la pared**

Los datos sobre las superficies de las paredes en las fracturas son descritos en la tabla 27 y figura 43, su análisis está en el capítulo 6, junto con los otros parámetros para todo el Grupo Uribante.

Tabla 28. Morfología en las fracturas de la Formación Aguardiente. 2009

MORFOLOGIA DE LA PARED	
Uniforme	18,50%
Estriadas a rugosas	28,50%
Estriada	15,80%
Sin observar	37,20%

Figura 42. Morfología en las fracturas de la Formación Aguardiente. 2009



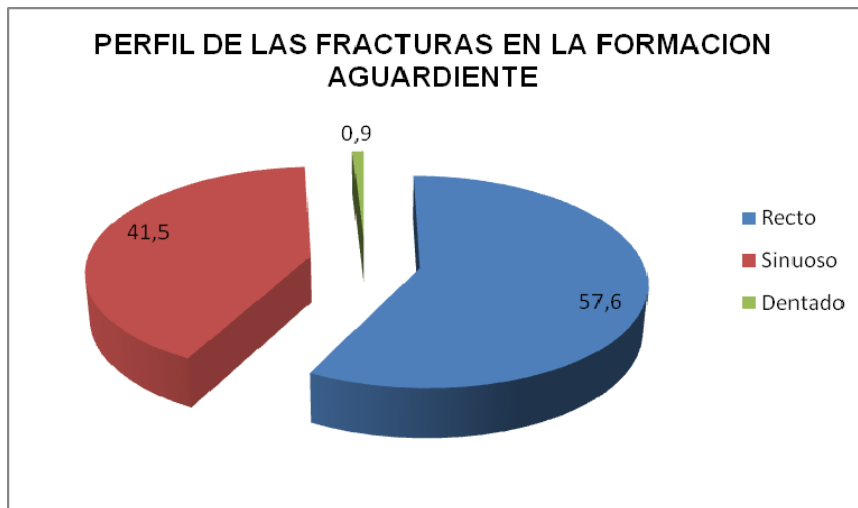
- **Perfil de las Fracturas**

Este parámetro es analizado en el capítulo 6 en los resultados de la relación de facies y fracturas, aquí se presentan los valores obtenidos en la tabla 28 y en la figura 44.

Tabla 29. Perfil de las fracturas en la Formación Aguardiente. 2009

PERFIL DE LAS FRACTURAS	
Recto	57,6
Sinuoso	41,5
Dentado	0,9

Figura 43. Perfil de las fracturas en la Formación Aguardiente. 2009



Los análisis de los parámetros descritos anteriormente para todo el Grupo Uribante serán analizados ampliamente en el capítulo 6, donde se relacionan las facies con esta caracterización de fracturas.

8. SECCIONES DELGADAS: MICROSCOPIO DE LUZ TRANSMITIDA Y CATODOLUMINISCENCIA

La caracterización de fracturas en corazones puede ser complementada con análisis en microfracturas a través de secciones delgadas analizadas en microscopio de luz transmitida, métodos de fluorescencia o catodoluminiscencia entre otros. En este proyecto se elaboraron 15 secciones delgadas las cuales se utilizaron como prueba en la búsqueda de una mejor preparación de sección delgada para el análisis en microfracturas. Aunque no aquí no se hizo un completo análisis de microfracturas, este proyecto es pionero en la nueva preparación de secciones para análisis en catodoluminiscencia especialmente, como se explica a continuación.

8.1 Preparación de la Sección Delgada

Una vez observados los corazones tendidos correspondientes al Grupo Uribante en el pozo Sardinata 3k, se escogieron las zonas dentro de ellos con fracturas naturales que pudieran aportar en la observación microscópica nuevos elementos a la caracterización y análisis de fracturas. Teniendo seleccionadas las zonas para sección delgada, se hizo el corte de las mismas teniendo en cuenta la orientación del núcleo, tomando como Norte el tope del corazón o núcleo existente.

Se procede entonces a la preparación de las secciones, lo cual se hizo en el laboratorio de Procesamiento de Muestras del ICP. Cabe destacar, que el presente trabajo no solo ha permitido la aplicación de nuevas metodologías y resultados de facies y fracturas, sino que ha abierto el camino hacia la nueva preparación de muestras para el análisis en catodoluminiscencia. Hasta este proyecto, las secciones para análisis en CL, no eran lo suficientemente claras, lo cual demandaba mucho más tiempo del estimado en las observaciones y capturas de imágenes en CL, de igual manera casi nunca era posible el barrido de una muestra o sección delgada en forma completa. A partir de este proyecto, se inicia una nueva sección delgada para CL, en donde no se utiliza epóxico de

color en su preparación, 35 micras, muy bien pulidas y sin cubrir. Dichas secciones permitieron una mejor imagen y captura de las mismas y aunque el proceso en CL no es rápido, la sección nueva, ha permitido mayor agilidad y mejor resolución de las imágenes capturadas. Se hizo la prueba con 4 de las 15 secciones delgadas para observar los resultados de la nuevas seccione delgadas. En la foto 66, se observan las secciones delgadas a analizar. Dentro de ellas, se escogieron tres arenas y una sección correspondiente a una caliza.

Foto 66. Secciones Delgadas Elaboradas para CL.



8.2 Microscopio de Luz Transmitida

Figura 44. Microscopio de Luz Transmitida



Las secciones delgadas han sido observadas en el microscopio común o de luz transmitida, con el fin de observar los minerales y microfracturas presentes, de manera que esto permita en CL, poder no solo tener una imagen de las microfracturas que se quieren observar, sino también, de saber que minerales se están observando, cuales pueden estar causando anomalías, colores o luminiscencias diferentes. En esta parte no se ha profundizado pues, el presente proyecto no pretende hacer el análisis de microfracturas, el fin con estas secciones delgadas analizadas, era dejar establecido la preparación de las secciones de manera que las imágenes tanto en luz transmitida como en CL fueran muy buenas y esto se comprueba con las imágenes tomadas aquí. Ya la aplicación para microfracturas le corresponderá a futuros proyectos donde se tenga en cuenta toda esta metodología y preparación de muestras.

8.3 CATODOLUMINISCENCIA

Dentro de los nuevos métodos para análisis y caracterización de fracturas utilizados está la catodoluminiscencia. Y aunque es un término que se emplea desde hace algunos años, es en los últimos dos años, cuando se han logrado sus mejores resultados, gracias a las nuevas sondas de catodoluminiscencia y software que han permitido no solo su avance, sino el mejoramiento en la obtención de resultados en microfracturas.

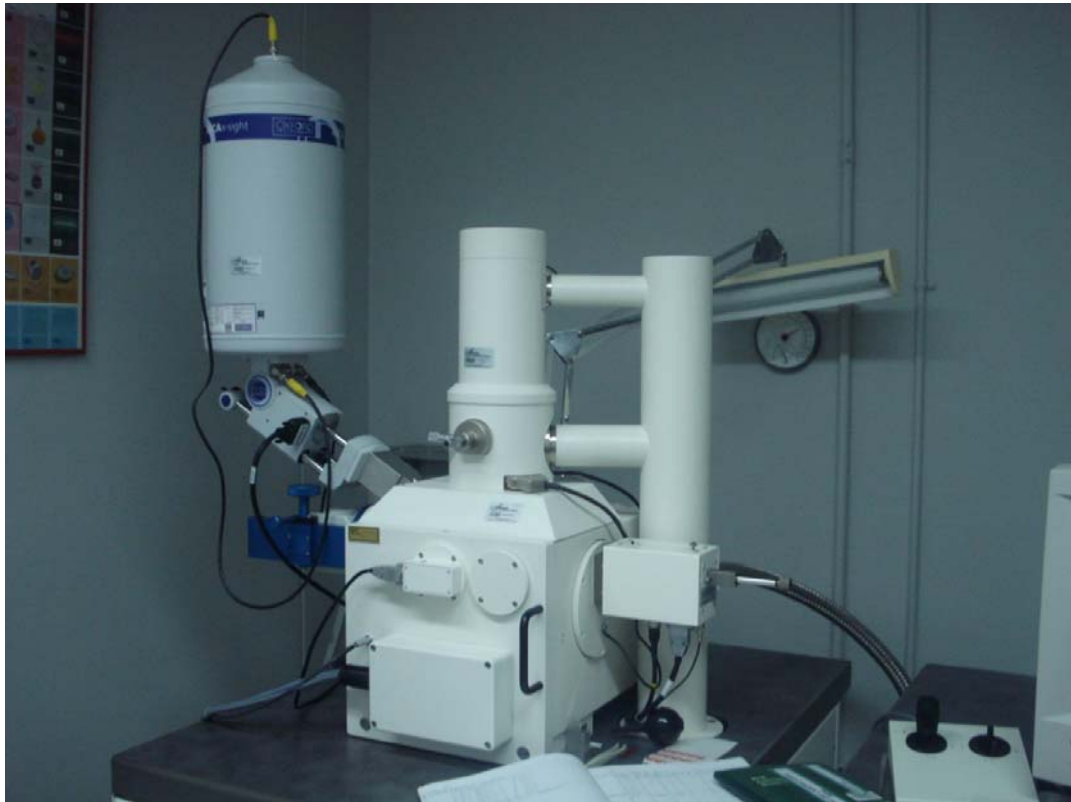
Para la aplicación de esta técnica se debe contar con el microscopio electrónico de barrido capacitado con la sonda de catodoluminiscencia y las adecuadas secciones delgadas, preparadas de manera especial como se ha hecho en este proyecto. No se ha hecho aquí un exhaustivo análisis en microfracturas, pues este no es el objetivo aquí, sin embargo, se han dejado 20 secciones, de las cuales 15 están listas para análisis en CL y luz transmitida, y se ha hecho la prueba con 4 de ellas elaboradas sin epóxico de color determinando lo siguiente:

- Los carbonatos no se pueden observar en CL bajo las mismas condiciones que muestras de arenas.
- La presencia de cemento calcáreo o carbonatos en muestra de arena se observan como manchas rojas en CL
- Los óxidos de Titanio presentes en secciones de arenas causan una fluorescencia a manera de manchas luminosas, que se deben tener en cuenta al momento de realizar los análisis en micro de fracturas.
- No solo las imágenes en CL son de muy buena calidad para análisis de fracturas gracias a esta nueva forma de preparar las secciones delgadas, también se observan con gran claridad en el SEM y en el microscopio de luz transmitida, sin necesidad de cubrirlas.

8.3.1 ¿Qué es catodoluminiscencia?

“La catodoluminiscencia o CL como se le conoce en forma abreviada ocurre cuando un rayo de electrones choca un material y causa luminiscencia”²⁸. Este proceso se lleva a cabo gracias a un sofisticado aparato denominado Microscopio Electrónico de Barrido al cual se le coloca la sonda de cátodo y con un adecuado procedimiento, como colocar la muestra dentro del microscopio, tener el filamento centrado y seguir con una serie de reglas establecidas y seguidas por la persona encargada del manejo de esta máquina, es posible llevar a cabo estos análisis. En las fotos 87 y 88 se observa el microscopio electrónico de barrido, en el momento en que se hizo la CL a las secciones escogidas.

Foto 67. Microscopio y sonda para CL. Laboratorio de Microscopia Electrónica. ICP- ECOPETROL. 2009



²⁸ Mainwaring, P. CL. Gatan. 2009

La emisión es comúnmente observada en el sistema óptico de luz del electrón durante los análisis químicos de minerales, pero nunca antes vistos en el denominado secundario o SEM. El CL en general es una herramienta útil para el entendimiento de las variaciones composicionales que no pueden ser vistas con facilidad en el SEM. En microfracturas el CL entra a jugar un papel importante, pues gracias a la identificación clara de los minerales en espacios tan pequeños, de micras, se observan con claridad y facilidad microfracturas presentes en los pequeños granos no vistas en microscopía convencional. Además las imágenes ampliadas de reducidos espacios en una sección delgada permite la toma o captura de estas imágenes permite un mejor análisis y observación de las microfracturas, así como la identificación de los minerales, vistos aquí como enormes granos. En las imágenes de las capturas, se observan las imágenes en SEM y en CL, y esto permite ver como en CL hay mayor claridad en el análisis de microfracturas.

Se observaron 4 secciones delgadas las cuales corresponden a las profundidades, Formación y facies descritas en la tabla 30.

Tabla 30. Ubicación de las secciones delgadas para CL.

FORMACION	PROFUNDIDAD	FACIES
Aguardiente	8318´7”	A-B
Aguardiente	8631´1”	A-xa
Mercedes	8903´1”	A-B
Mercedes	8994´	P-i

En la tabla 31 se muestra la clasificación de las fracturas en micro, para tener en cuenta que su clasificación varía comparada con la clasificación en corazones, pues aquí se observan las fracturas entre los granos o en los mismos granos de la sección analizada.

Tabla 31. Clasificación de las fracturas en micro. Tomado de Grupo de Modelamiento de Procesos Hidrocarburos. UIS. 2004

FRACTURA EN MICRO	TIPO DE FRACTURA
CLASE DE FRACTURA	Borde de grano
	Intergranular
	Intragranular
	Transgranular

La primera sección delgada observada corresponde a la profundidad de 8318'7", de facies A-B de la Formación Aguardiente, una arenisca bioturbada, con alto contenido de cuarzo. Para esta sección se capturaron 19 imágenes en SEM y CL. Las imágenes se tomaron aproximadamente cada 100 micras. En la foto 68 se indica cómo se tomó la sección delgada para observarla en CL y SEM. La flecha indica la dirección en que se recorrió la imagen, indicando la flecha el tope de la muestra tal como se tomó de los corazones, es decir, este será asumido como el Norte.

Comparando las imágenes de SEM, en color gris, con las de CL, a color, se observa mayor claridad en las segundas, los brillos que aparecen corresponden a la presencia de óxidos de Titanio.

Foto 68. Sección delgada para CL. Sardinata 3k- Profundidad 8318'7"



Figura 45. Imagen 1 de CL en Sección Delgada. 8318´7". Facies A-B.
Formación Aguardiente.

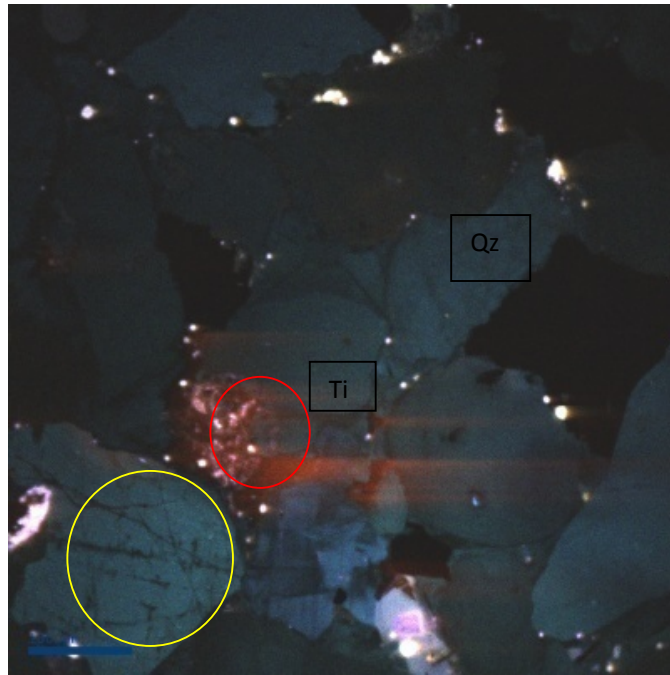


Figura 46. Imagen 2 de CL en Sección Delgada. 8318´7". Facies A-B.
Formación Aguardiente.

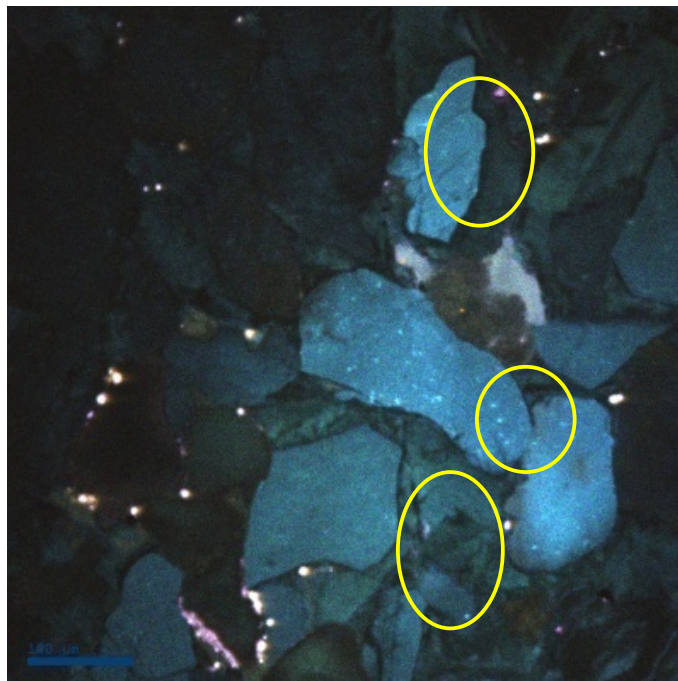
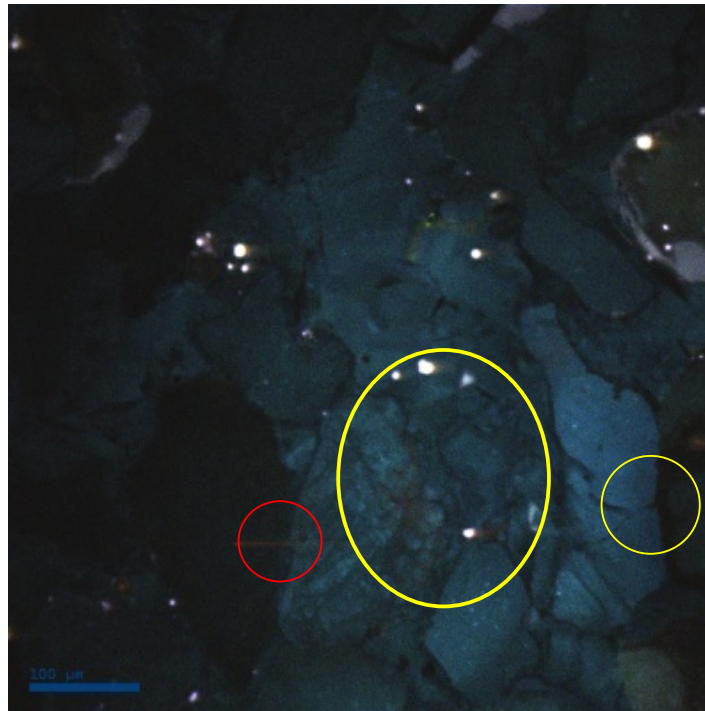


Figura 47. Imagen 3 de CL en Sección Delgada. 8318´7". Facies A-B. Formación Aguardiente.

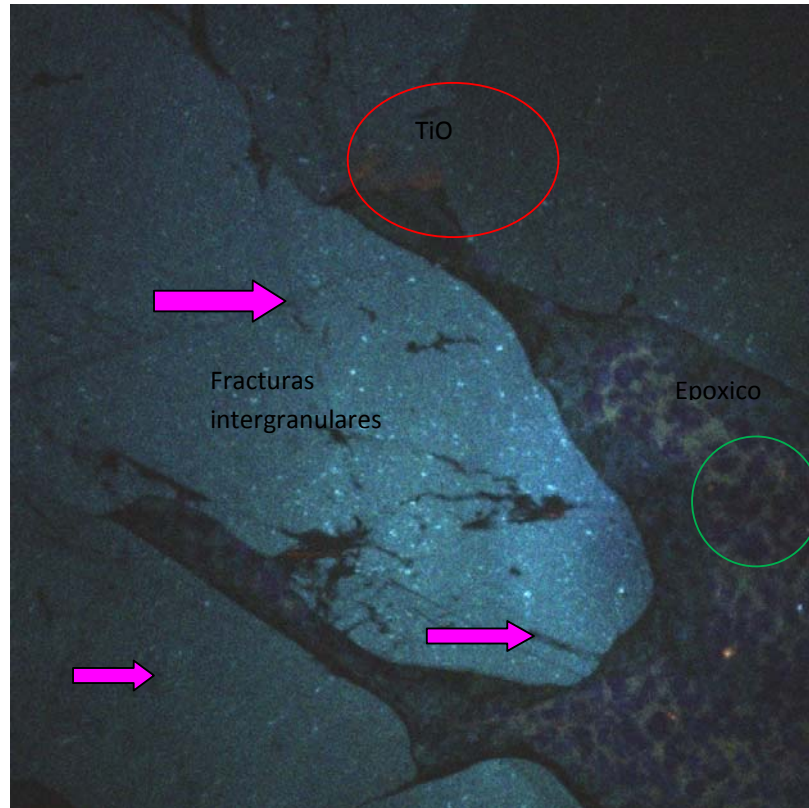


En las imágenes 45, 46 y 47 tomadas en CL se observa entre el óvalo rojo los óxidos de Titanio, los cuales dan un reflejo de rayos luminiscentes en la muestra, y como se pueden observar en las demás figuras se encuentra prácticamente en toda la muestra. Como esta muestra corresponde a una arena bioturbada de la Formación Aguardiente, presenta gran cantidad de cuarzo, con sobrecrecimiento, algunos se observan más claros que otros, quizás porque corresponden a dos eventos de formación. Los colores de sombra o amarillos corresponden a poros en la muestra que han sido ocupados por el epóxico sin color. Los óvalos de color amarillo están mostrando no solo en esta figura sino en todas las restantes de esta imagen las fracturas presentes, la mayoría aquí observadas de tipo intergranular e intragranular presentes en los granos de cuarzo. En esta sección se obtuvieron 17 imágenes. Las imágenes se pueden apreciar en el anexo 10

De igual manera se hizo para la sección correspondiente a la profundidad 8631´1", de donde se obtuvieron 22 imágenes capturadas en CL. En la

extremo inferior derecho, óvalo verde, puede ser la resina ocupando espacios o poros vacios dentro de la muestra.

Figura 49. Imagen 2 de CL en Sección Delgada. 8631´1". Facies A-xa. Formación Aguardiente.



Comienzan a aparecer los destellos de luz, por la presencia de titanio, como se indica en el óvalo rojo, aumenta la presencia del epóxico rellenando espacios o poros en el óvalo verde, se observan fracturas en los granos de cuarzo que se cruzan entre sí y algunas parecieran estar al borde del grano.

En la imagen 50 se observa la presencia de fracturas, en el grano superior se ven de color negro oscuro, al parecer abiertas y paralelas entre sí. En el óvalo verde epóxico rellenando poros, y finalmente, el grano de cuarzo más visible a simple vista, con una buena cantidad de fracturas, las flechas van mostrando la dirección de las fracturas con respecto al techo-base de la sección en el corazón al ser cortada.

Figura 50. Imagen 3 de CL en Sección Delgada. 8631´1". Facies A-xa. Formación Aguardiente.



Las siguientes 4 imágenes de 32 en total, que se obtuvieron al hacer las capturas en CL, corresponden a la profundidad de 8903´1", de la Formación Mercedes, facies A-B, arenas bioturbada; en la foto 70, la flecha indica cómo se barrió la imagen, y la orientación con respecto a la base y techo de la sección. En general como se observa en el anexo 10, aquí aparecen una especie de manchas rojas correspondientes a la presencia de carbonatos en la muestra y puede corresponder a cemento calcáreo.

Foto 70. Sección delgada para CL. Profundidad 8903´1"

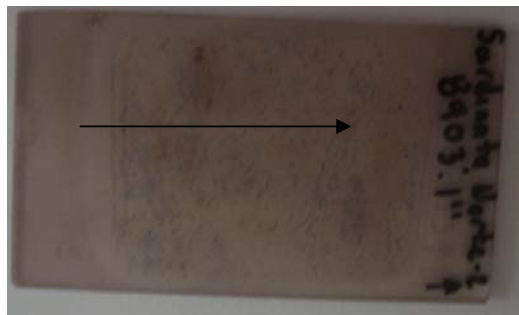


Figura 51y 52. Imagen 1 y 2 de CL en Sección Delgada. 8903'1". Facies A-xa. Formación Aguardiente.

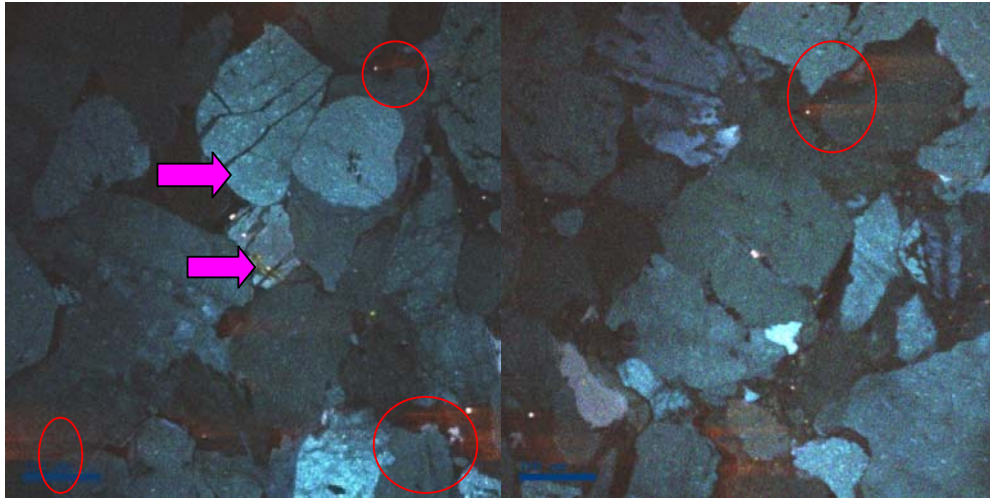
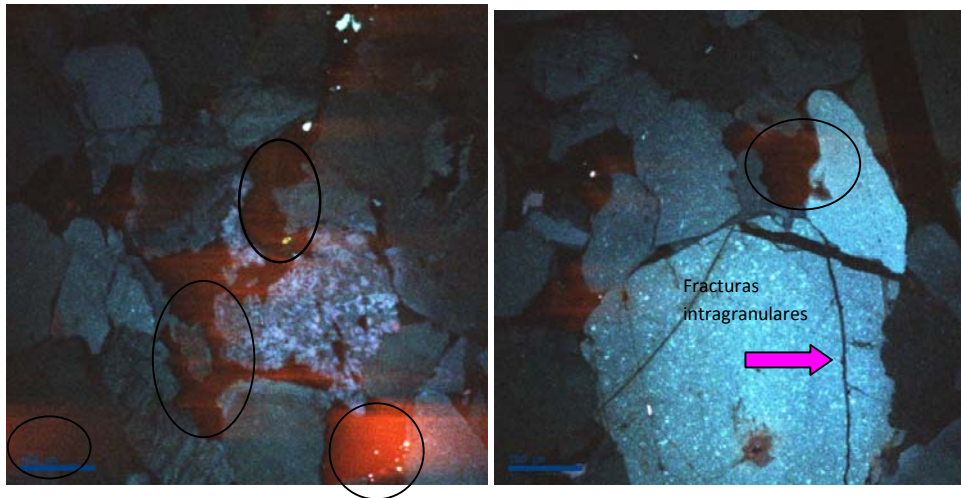


Figura 53y 54. Imagen 6 y 7 de CL en Sección Delgada. 8903'1". Facies A-xa. Formación Aguardiente.

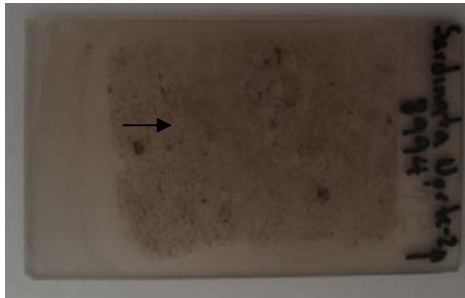


En las imágenes 53 y 54 hay aumento de material o cemento calcareo en la muestra, este se ve como grandes manchas rojas, que en parte impiden la buena visión de los granos fracturados, sin embargo, los cuarzos siguen apareciendo con fracturamiento. Las 32 imágenes se observan en el anexo 10. Para la sección con profundidad 8994' de la Formación Mercedes correspondiente a la facies P-i, no se pudo observar, ni obtener imagen alguna, debido a la alta presencia de carbonatos en la muestra, esta solo se vio como una serie de manchas caóticas rojas y amarillas, sin ninguna claridad de minerales. Queda claro,

que los carbonatos en sonda de CL en el microscopio de barrido, no es posible observarlos ni con las nuevas secciones delgadas mejoradas en su preparación, para observar estos carbonatos, se deben cambiar las condiciones de la sonda en el micro, lo cual demandaría no solo tiempo sino descuadres en el equipo.

Para la sección delgada correspondiente a la profundidad 8994', no se tiene ninguna imagen, ya que corresponde a una litología calizas, Facies P-i, lo cual en este sonda y bajo estas condiciones no es posible observar con claridad. En la foto 71, se tiene la sección delgada y se indica la posición en que se colocó en el microscopio, sin embargo no se tienen imágenes ya que no fueron claras para capturar.

Foto 71. Sección delgada para CL. Profundidad 8994'



9. RELACION FACIES – FRACTURAS

9.1 INFLUENCIA DE LA TECTONICA

La tectónica es un elemento muy importante a la hora de definir un YNF, es por esto, que al tener el campo Sardinata, analizándolo desde uno de sus pozos en las Formaciones con mayor fracturamiento en él, se hace necesario comprender como influye la tectónica regional y local dentro de este sistema de fracturas.

La Cuenca del Catatumbo ha tenido en general un desarrollo tectono-estratigráfico a través de los años, que le ha permitido su morfología actual, su constitución sedimentológica y toda la influencia en la presencia de fracturas, facies y formación de fluidos dentro de la misma. Es por esto que en la tabla 31 con un resumen de eventos se puede comprender en parte todo el proceso no solo de Formación de la Cuenca, sino de evolución de la misma.

Es importante resaltar que el desarrollo de la Cuenca del Catatumbo, su Formación y evolución están sujetos a todo el desarrollo de la gran Cuenca de Maracaibo en Venezuela, pues, finalmente la denominada Cuenca del Catatumbo Colombiano es una parte de la gigante Cuenca de Maracaibo.

El desarrollo tectónico de la cuenca ha sido muy importante y está determinado por plegamientos y levantamientos que han acomodado de una u otra forma a la Cuenca, claro está, toda la tectónica presente acompañada de erosiones, transgresiones y sedimentaciones, es decir, se encuentran primero la tectónica y posteriormente la Estratigrafía, pues al producirse todos los eventos tectónicos como levantamientos, creación de fallas y plegamientos, posteriormente tendrán que aparecer una serie de procesos que equilibren el sistema en evolución, entonces los

levantamientos empiezan a presentar erosión y por lo tanto se desarrolla el transporte y la depositación de sedimento, así como entran otros procesos a gran escala, tales como las transgresiones, ascensos y descensos en el nivel del mar, trayendo consigo cobertura y sedimentación del material. Estos procesos no han sido ajenos en la cuenca del Catatumbo, de igual manera, como se presentan en la tabla 31 son ellos los que han afectado de una u otra forma la presencia de fracturas en el yacimiento.

Sin embargo, la presencia de este yacimiento naturalmente fracturado en estudio, ha tenido su origen en parte en el desarrollo tectono-estratigráfico explicado y mostrado en la tabla 31, se presenta entonces un desarrollo de fracturas por plegamiento, levantamiento y sedimentación que se ha producido desde que se inicio la historia de la cuenca y esto se puede observar claramente al analizar los esfuerzos que han causado el fracturamiento, la mayoría de ellos de tipo distensivo.

Es por esto que en el mapa tomado de la ANH, en la siguiente figura y en los modelos estructurales desarrollados por el Instituto Colombiano del Petróleo, informes de tipo confidencial, no se presenta el desarrollo de grandes fallas que afecten esta cuenca, principalmente hacia el domo Norte, donde se encuentra el campo Sardinata Norte, la presencia de fracturas y su desarrollo se ha debido básicamente como ya se mencionó al plegamiento en el área, al levantamiento de la zona, la erosión de la misma y la sedimentación de esta, así como en parte el espesor de capa entra aquí a jugar un importante papel en lo que se denomina carga litostática que se ejerce en el área y que se tratará a continuación.

Tabla 32. Evolución de la Cuenca. Tomado de Calleja, R. (1998). Cabiman-Zulia

TIEMPO (m.a)	EVENTO
225	Orogénesis Herciana o Evento Tecto-termal Permo- Triásico: Metamorfismo y plegamiento Andino, intrusiones ígneas, Formación del Arco de Mérida. Levantamiento Lago Maracaibo.
220	Triásico-Jurásico: Sedimentación Continental concentrada al nor-este y sur-este del Arco de Mérida y en la Sierra de Perijá. Vulcanismo. Hoy forma parte del substratum de la cuenca
120	Barremiense: Comienzo de la Transgresión Cretácica. Tres surcos marginales: Machique, Uribante y Barquisimeto.
115	Aptiense-Albiense: Continúa Transgresión Cretácica. Cobertura marina de la plataforma de Maracaibo y sedimentación de calizas. Transgresión sobre el núcleo Andino, invasión de la cuenca de Barinas y depresión del Catatumbo. Formación Aguardiente
110	Cenomaniense- Santoniense: Máxima cobertura marina. Formación la Luna y ambientes más Oxigenados. Formación Capacho, desarrollo de ambientes neríticos-costeros.
80	Campaniense- Maestrichtiense: Sedimentación más local de calizas, similares a las de la Luna Relleno Gradual de la cuenca, ambientes marinos normales. Ambientes con mayor producción de arena.
65	Orogénesis de fines del Cretácico: Produce levantamiento en el borde septentrional del Cratón de Guyana y los mares se retiran hacia el norte de la cuenca de Barinas. Probablemente inicio de fallamiento gravitacional en los alineamientos sur-norte de la parte central de la cuenca
54	Eoceno Inferior y Medio: Ligero levantamiento al final del Paleoceno y probable crecimiento de las fallas del Cretácico, con formación de altos emergentes al comienzo de la sedimentación Eocena. Formación Mirador. Transgresión del Eoceno Medio Superior sobre la cuenca de Barinas y regresión al final del mismo.
44	Pulsación Orogénica del Eoceno Superior: Levantamiento generalizado de la cuenca, periodo de Fallamiento importante. Erosión profunda de las Formaciones del Eoceno Medio. Fracturamiento de calizas cretácicas y migración del petróleo ya formado hacia los alineamientos tos levantados y fallados. Acumulaciones en trampas cretácicas adecuadas, alimentación de Petróleo cretácico a trampas de eoceno a través de fallas abiertas. Durante el Oligoceno y Mioceno inferior continúa el periodo erosivo y la sedimentación no marina hacia el oeste.
20	Evento Mio-Plioceno: Sedimentación del Mioceno y al final del Mioceno se da el levantamiento definitivo de la cordillera de los Andes en forma predominantemente Vertical.

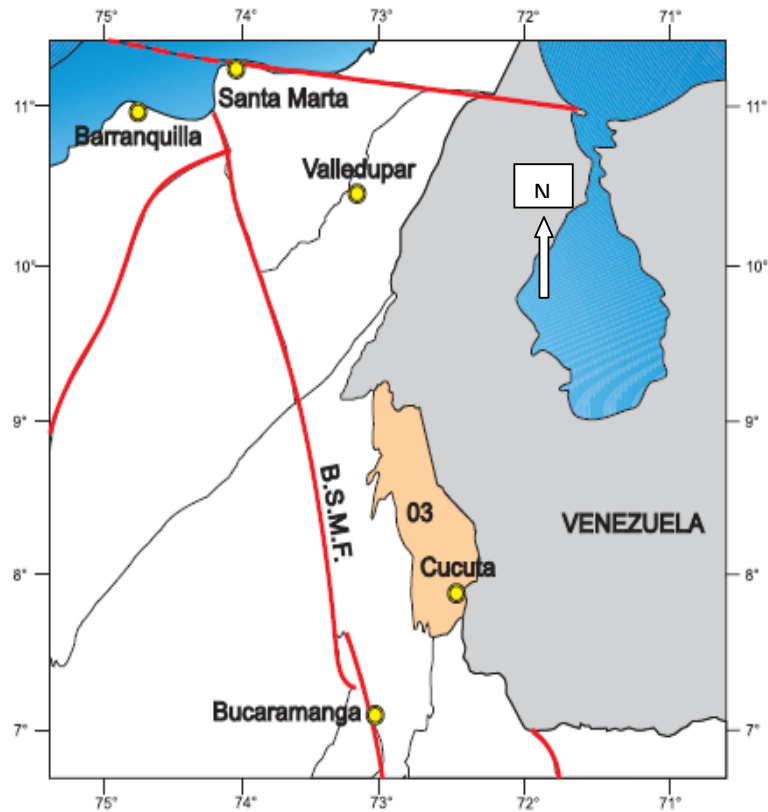


Fig. 55. Sistema de Fallas en la Cuenca del Catatumbo. Tomado de ANH, *Catatumbo- South Western Región of Maracaibo Basin. 2007*

9.2 ESPESOR DE CAPA-CARGA LITOSTÁTICA Y FRACTURAMIENTO.

Al considerar una litología homogénea, es decir, que no varía, como por ejemplo capas de arenas, o capas de solo calizas, y a su vez, se tienen condiciones de carga litostática constantes, actúa un principio dentro del fracturamiento, el cual menciona, que dadas estas condiciones, los estratos delgados tenderán a fracturarse a un menor espaciamiento, es decir, a mayor intensidad que los estratos gruesos.

Al aplicar el anterior principio, en la cuenca del Catatumbo, teniendo como referencia este pozo de Sardinata 3k, se puede aplicar básicamente para explicar por qué dentro del grupo Uribante la Formación Tibú es la que se

encuentra o presenta mayor fracturamiento? Y es básicamente por este principio en gran parte, ella está conformada por una capa de litología homogénea como son las calizas y su espesor comparado con el de las Formaciones Mercedes y Aguardiente es menor, a su vez, es esta Formación la que recibe la mayor carga litostática en la cuenca después del basamento, así que dadas estas condiciones y unidas al plegamiento y evolución tectono-estratigráfico visto anteriormente, será la que presente mayor fracturamiento en el Grupo.

Por otra parte al analizar las Formaciones Mercedes y Aguardiente, también con un fracturamiento considerable, se encuentra que la mayor parte de dichas fracturas están en capas de arenas o calizas, es decir, litologías homogéneas, de grano medio a fino, siendo a su vez capas delgadas, que permiten por carga litostática un mayor fracturamiento. Así que dentro de esta cuenca podrán tener mayor fracturamiento aquellas Formaciones con poca variedad de litologías, con delgadas capas y que reciban la mayor carga litostática.

Es importante, tener claro, que la presencia de fracturas en esta cuenca, no se debe a un solo elemento, carga litostática-espesor de capa o tectonismo, se debe analizar, a cada elemento lo que aporta dentro del yacimiento a la formación de fracturas naturales.

9.3 ANALISIS Y DISCUSION

9.3.1 Espesor de Fracturas en el Grupo Uribante- Sardinata 3k

En total para el Grupo Uribante en el pozo Sardinata 3k, se analizaron 968,33 pies de corazones, de los cuales 139,5 pies presentan fracturamiento natural, es decir, el 14,4% del espesor total del Grupo.

Al analizar los resultados para cada Formación, es la Formación Tibú la más fracturada con un 45,69% de fracturamiento, es decir casi la mitad del espesor analizado para Tibú se encuentra fracturado naturalmente.

La Formación menos fracturada es la Formación Mercedes que está en medio de Tibú y Aguardiente, parte de la falta de fracturamiento se debe quizás a la presencia de gruesas capas de shale que cubren las arenas recibiendo ellas todo el impacto de fracturamiento, convirtiéndolas en capas físilas de color oscuro que impiden que el fracturamiento llegue con facilidad a las capas de arena, de igual manera al hacer esta relación entre facies y fracturas se puede decir de que es en Mercedes donde mayor variedad de facies se presentan, variando estas en espesores muy delgados recubiertos por los shales arriba mencionados, evitando esto también el fracturamiento.

En las tres Formaciones predomina el alto porcentaje de fracturas inducidas, característica normal en un yacimiento YNF, pues son facies que si están expuestas al fracturamiento natural, de igual manera al inducido. Estas fracturas inducidas han sido provocadas al corazonar el pozo, al manipular y cortar los corazones, en el transporte de los mismos, entre otros. Se presentan en su mayoría superando el 70% en cada Formación. Aquí han sido contadas las fracturas inducidas, sin embargo, estos datos no se han tenido en cuenta para este análisis y relación facies- fracturas, pero este estudio puede servir a otros frentes para analizar la estabilidad del pozo.

Aunque los estilolitos son considerados fracturas naturales se han contado por aparte y ellos aparecen principalmente en las facies de

calizas y arenas calcáreas, en su mayoría son de color oscuro muy delgados, y algunos ya presentan abertura como cualquier fractura natural abierta o parcialmente rellena. Es mayor su presencia en la Formación Tibú, por su origen calcáreo, se presentan como pre-estilolitos y estilolitos ya formados. Su porcentaje apenas supera el 6% en el grupo, pero en la Formación Tibú es donde más se observan con un 12%.

Finalmente, las fracturas naturalmente inducidas reconocidas como in o ni, se presentan en menor proporción, apenas en un 6% promedio en todo el grupo, ellas debidas a la interrupción de fracturas naturales que eran inicialmente, pero que por inducción cortaron o rompieron su curso quedando solo parte de ellas.

9.3.2 Esfuerzos

Como ya se ha mencionado en la parte de evolución tectónica, los esfuerzos que aquí predominan son de tipo distensivo y compresivo, siendo los primeros los que más se observan en las tres Formaciones, para Tibú y Aguardiente que son las más fracturadas la tensión alcanza un 30% de promedio y en Mercedes lo mitad (15%), de ahí también, el porqué Mercedes está menos fracturada.

9.3.3 Apertura y relleno

A la hora de analizar un YNF, como lo es el campo Sardinata y en sí la Cuenca del Catatumbo, en la caracterización y análisis de las mismas juega un papel importante la apertura de estas, si las fracturas están abiertas o no y qué tipo de relleno tienen las que no lo están. Las fracturas abiertas donarán efectividad en el yacimiento al flujo de fluidos, en este caso hidrocarburo, sin embargo estarán sujetas también a la superficie de sus paredes y a sus perfiles, de acuerdo a esto serán más o menos efectivas. Pero en general, las fracturas abiertas son consideradas positivas, para el pozo en estudio, las fracturas abiertas están entre un 18% y un 70% en las Formaciones analizadas, esto a simple vista es bueno y se diría que hay efectividad en el flujo de los fluidos en dicho campo, sin embargo, al mirar las fracturas parcialmente rellenas, ellas

superan el porcentaje respecto a las abiertas en la Formación Tibú con un 42,86% frente a un 18,96% de abiertas y en Mercedes donde las parcialmente rellenas están casi en igual proporción con las abiertas, aproximadamente un 40% para las dos, solo en Aguardiente las fracturas abiertas superan a las parcialmente rellenas, presentándose un 72,50% de abiertas frente a un 20,61% de parcialmente rellenas. Analizando esto, se puede afirmar que las parcialmente rellenas pueden actuar como obstáculo en el recorrido libre de fluidos en el yacimiento, probablemente este sea parte del motivo por el cual estos campos no estén en buena producción hoy. La compactación de los granos, su matriz y buena selección de los mismos, ayudarán en parte a que estas fracturas se presenten más fácilmente.

9.3.4 Longitud

La mayoría de fracturas en este Grupo dentro del pozo en estudio presenta una longitud de fracturas entre los 5 y los 25 cm, por lo tanto son fracturas de tamaño considerable, nada despreciables a la hora de modelar un yacimiento.

9.3.5 Morfología y Perfil

La morfología y el perfil de las fracturas son un elemento más, que de la mano con los anteriores, como la apertura y relleno, determinan la efectividad de ellas en el yacimiento. Las mejores superficies en las paredes de las fracturas son las uniformes y los mejores perfiles los rectos, pues esto permite un mejor y libre transporte de fluido, sin embargo, en este pozo solo en la Formación Mercedes la morfología Uniforme se presenta en mayor proporción con un 24,28%, con un perfil recto de 52,85% que aportaría efectivamente en el yacimiento, pero teniendo en cuenta que Mercedes es la menos fracturada, con una gran variedad de facies como ya se mencionó y una de las que presenta mayor porcentaje de fracturas rellenas, esta morfología y su perfil no aportan mucho en flujo de fluidos en el yacimiento.

Para la Formación Tibú, la más fracturada la morfología predominante es la rugosa con un 44,12% y perfiles de rectos a sinuosos en un 49,12%, sin embargo, en ella predominan las fracturas parcialmente rellenas, donde los minerales que están rellenas las fracturas en su mayoría calcita, y sílice (cuarzo) y algunos óxidos como el de Titanio, observados estos en catodoluminiscencia, estos minerales o rellenos pueden afectar la porosidad efectiva en las fracturas y causar la disminución en el caudal del flujo. Aunque los perfiles sean rectos y esto ayude al paso de los fluidos, las paredes rugosas pueden actuar como obstáculo en el camino del fluido.

Para la Formación Aguardiente la morfología predominante es la rugosa con un 28,5% y con perfiles de rectos a sinuosos. Esta Formación presenta mayor homogeneidad de facies que Mercedes, la morfología rugosa puede estar interrumpiendo en algunas zonas el flujo de fluido, así como los perfiles sinuosos que hacen que el fluido cambie de dirección constantemente, evitando un efectivo recorrido a través del yacimiento.

Es importante tener en cuenta todos estos elementos, los cuales asociados a las facies presentan mayor o menor fracturamiento y mayor o menor efectividad no solo en la presencia de fluidos sino en ser canales en el libre recorrido de los fluidos como un caudal constante.

Así que al interpretar todos estos elementos, aunque el grupo Uribante esté fracturado y en un campo maduro, de una gran cuenca productora, no es este pozo el más efectivo en el flujo de fluidos, no son aquí las fracturas más efectivas, pero este estudio, se puede extrapolar a todo el campo para determinar hacia qué zonas se tendrán mejores fracturas.

9.3.6 Facies y Fracturas

La intensidad de fracturas frente a las facies presentes se ha desarrollado en este trabajo teniendo en cuenta las fracturas naturales encontradas dentro de la caracterización desarrollada pie a pie.

Se cumple el principio expuesto anteriormente sobre el espesor de capa, donde a litologías homogéneas, facies similares, arenas o una misma clase de calizas como en la Formación Tibú donde lo que varía de una a otra es el tamaño de las conchas presentes, el fracturamiento es mayor. De igual forma en Formaciones como Mercedes con heterogeneidad de facies el fracturamiento es menor. Pero las facies no tienen solo este efecto de ser homogéneas o no, el tamaño de grano, su compactación, matriz y ordenamiento, forma y esfericidad de los mismos, permitirán que una facies se fracture más fácilmente durante los diversos procesos tectónico-estratigráficos que conducen al fracturamiento. De ahí que los granos gruesos, compactados, serán más difícil de fracturar, le seguirán, aquellas rocas, cuyos granos sean de medio a fino, con buena compactación, con un ordenamiento y buena esfericidad y finalmente se fracturarán con mayor facilidad, aquellas facies donde haya predominio de granos finos, con o sin mayor ordenamiento y compactación.

En la Formación Tibú las facies presentes solo son dos y son homogéneas, es la misma facies con variación en el tamaño de las conchas presentes, denominadas como se observa en el capítulo 3 P/G (cp) y P/G (cg)b, donde cp son conchas pequeñas y cg, conchas grandes y la otra gran diferencia entre estas facies es que la caliza de conchas grandes está más bioturbada que la de conchas pequeñas; pero en general no hay gran diferencia en tamaño de grano y las dos facies presentan casi que el mismo índice de fracturamiento.

En la Formación Mercedes hay más heterogeneidad de facies, sin embargo se destaca que la facies más fracturada pertenece a las areniscas, siendo la arenisca calcárea bioturbada (A-B) la de mayor fracturamiento.

Para la Formación Aguardiente vuelve a haber un poco de mayor homogeneidad en las litologías y facies presentes, siendo la de mayor fracturamiento nuevamente las arenas A-B y A-xa-B.

Es importante dejar en claro que para establecer una relación entre facies y fracturas, se deben tener en cuenta todos los elementos y la metodología aquí realizados y se deja como recomendación final el posible modelo de fracturas y la elaboración de columnas donde se tenga en cuenta todo lo aquí consignado.

9.3.7 Impregnación

Para las fracturas observadas en los núcleos la impregnación es nula, no se observó ningún porcentaje de impregnación, lo que da la idea, de que estas fracturas definitivamente están actuando como barreras o tapones al flujo del fluido, el cual no fluye libremente a través de estas.

9.3.8 Índice de fracturamiento

Se han identificado las fracturas y el número de estas en las diferentes profundidades al hacer la caracterización pie a pie, esto ha permitido la relación con las facies, teniendo en cuenta los tamaños de grano, analizando el factor espesor de capa y aspectos tectono-estratigráficos, que permiten agrupar por paquetes o intervalos de roca con comportamiento o características similares. Aunque no se ha hecho un estudio de permeabilidad y porosidad, si se ha podido calcular el número de fracturas por espesor estudiado, determinando así el llamado índice de fracturamiento, el cual aparece en el set de fotos y trazo de fracturas en los anexos correspondientes en cada una de las Formaciones, y este índice me permite conocer o saber no solo el número de fracturas por espesor, sino determinar las unidades de roca con respuestas similares antes los esfuerzos o el fracturamiento.

Esto también ha permitido verificar las facies más fracturadas en cada formación, información encontrada en la base de datos para cada una de ellas (ver anexos correspondientes).

10. ALCANCES Y FORTALEZAS

El presente proyecto ha mostrado la metodología a seguir para realizar una relación entre facies y fracturas, el procedimiento aquí descrito y llevado a cabo es el que hoy se debe utilizar para analizar cualquier yacimiento naturalmente fracturado analizado en corazones.

Hasta este trabajo se había hecho la caracterización de facies y una sencilla descripción de fracturas en los corazones del pozo Sardinata 3k, sin llegar a caracterizar pie a pie, con set de fotos, trazo de fracturas, identificación no solo de las fracturas naturales sino también de inducidas, natural – inducidas y estilolitos, así como no se había establecido el análisis de los parámetros de fracturas en relación con las facies presentes, de igual manera al estudiar un YNF, es importante reconocer los eventos tectono-estratigráficos que originaron el sistema de fracturas en dicho yacimiento, el espesor de capa y la carga litostática.

Por otra parte se hace fuerte este proyecto al permitir el desarrollo de secciones delgadas para el análisis en catodoluminiscencia, cambiando la metodología tradicional de utilizar epóxico azul y por primera vez probar sin epóxico de color, lo cual ha sido un éxito pues las imágenes que se pueden capturar tanto en SEM como en CL, son de mejor resolución y claridad, por lo tanto este proyecto deja establecida la preparación de las secciones delgadas para catodoluminiscencia obteniendo mejores resultados a través de este método para futuros trabajos de Ecopetrol.

Finalmente, aclarar que esta es una parte de lo que es el análisis de fracturamiento para relacionarlo con facies, pues aquí se ha hecho en forma mesoscópica y algo de microscópica, para nuevos proyectos o para mejorar este, se necesita tener mayor información de campo, y de registros y así obtener un verdadero modelo que represente no solo el sistema de fracturas y su variación sino su relación con las facies presentes.

11. CONCLUSIONES

Se han identificado en los corazones disponibles para el Grupo Uribante del pozo Sardinata 3k, los espesores de cada Formación, las facies existentes y se han determinado los espesores y porcentajes de fracturamiento en todo el Grupo, Formación por Formación, determinado que el menor espesor se tiene en la Formación Tibú correspondiente a 84,25 pies, de los cuales 38,5 están fracturados, es decir, un 45,69%; la Formación Mercedes es la segunda en espesor corazonado con 416,58 pies, presentando 35,5 fracturados para un porcentaje de 8,52%, siendo así la menos fracturada y finalmente la Formación Aguardiente que es la de mayor espesor de pies corazonados con 467,5 pies, y la segunda más fracturada de las tres con 65,5 pies para un porcentaje de 14% en fracturas naturales.

La identificación de las facies existentes en los corazones de la Formación Tibú, Mercedes y Aguardiente, ha permitido no solo determinar el espesor por facies sino conocer la homogeneidad o heterogeneidad facial en cada Formación, para lo cual, la Formación Tibú presenta la mayor homogeneidad facial al presentar dos facies de calizas diferenciables entre sí solo por el tamaño de sus conchas y la Formación Mercedes, la más heterogénea facialmente al presentar un total de 18 facies.

A diferencia de la Formación Tibú, en las Formaciones Mercedes y Aguardiente se presentan tres principales litologías como son arenas, calizas y limos, variando facialmente de acuerdo al tamaño de grano o presencia de bioturbación entre otros.

Los tamaños de grano en el Grupo Uribante varían de medio a fino principalmente, con alta bioturbación en las arenas y la presencia de gruesas capas de shale, elementos importantes a la hora de caracterizar fracturas, ya que aquellas facies de granos gruesos y bien compactadas presentan poco o nada de fracturamiento natural, los de grano fino y

bioturbadas en su mayoría son las de mayor fracturamiento en este caso las arenas de facies A-B y A-xa-B y finalmente los shales no presentan fracturas naturales, ellos son fisiles y con alto índice de fracturas inducidas.

La presencia de fracturas inducidas en las tres formaciones está por el orden del 70% del fracturamiento total, esto debido a los esfuerzos que la roca recibe al corazonarla, extraerla, transportarla y manipularla principalmente, en estos corazones de Sardinata 3k, del Grupo Uribante las fracturas inducidas son de tipo petal, petal Centerline y discales.

Los pre-estilolitos y estilolitos son considerados fracturas naturales que involucran no solo procesos físicos sino químicos, en el Grupo Uribante están presentes principalmente en las facies calcáreas, de ahí que su presencia sea mayor, en la Formación Tibú, con un 12% del fracturamiento total y la que menos estilolitos presenta por estar conformada por facies principalmente de arenas es la Formación Aguardiente con un 4% del fracturamiento total de esta Formación.

El fracturamiento en el Grupo Uribante del pozo Sardinata 3k, y en general en la Cuenca del Catatumbo está asociado a los procesos de levantamiento y plegamiento principalmente, visto desde la tectónica, sin embargo, este fracturamiento también está asociado a otros elementos tales como la carga litostática – espesor de capa y todos los eventos tectónico-estratigráficos de la cuenca, no es un solo elemento el que marca este fracturamiento, en realidad son todos los elementos de la evolución geológica, los que a lo largo del tiempo han deformado tanto distensiva como compresivamente esta cuenca.

Dentro de los parámetros de la caracterización de fracturas, la apertura y relleno, la morfología y el perfil de dichas fracturas, son los que influyen de manera positiva o negativa, principalmente en el flujo de fluidos, al servir de canal libre u obstáculo a dicho flujo. Las fracturas abiertas y con perfiles rectos y morfologías uniformes serán las de mayor efectividad en la cuenca, sin embargo, en esta zona, se tienen aunque se tenga buena

cantidad de fracturas abiertas, la morfología en general es rugosa y los perfiles son de rectos a sinuosos, dificultando el paso libre del fluido a través de las fracturas por los cambios de dirección que este tienen que atravesar, de ahí que en esta parte Norte no haya buen flujo de fluido (hidrocarburo).

Las direcciones de las fracturas han sido tomadas arbitrariamente, se han tomado con respecto al tope y base de los núcleos, siendo el tope el Norte y la base el sur. De acuerdo a esto y la mayoría de fracturas, un 70% aproximadamente tienen dirección NE y el restante 30% tienen dirección NW y o SE principalmente.

Se ha aplicado el método de Catodoluminiscencia o CL, y aunque solo se determinó para 4 secciones delgadas, los resultados han sido muy buenos como prueba de la elaboración de las secciones sin epóxico de color, lo cual ha permitido obtener unas muy buenas imágenes para su estudio en micro, resultado que queda como aporte al ICP en la nueva preparación de muestras o secciones delgadas para este tipo de estudio.

La impregnación de crudo no se ha observado en los corazones, y en las secciones delgadas no es clara la presencia de crudo en las microfracturas, quizás debido a que se analizaron muy pocas secciones en CL y además las secciones observadas, presentaban óxidos de Titanio los cuales daban un brillo o luminiscencia diferente a las imágenes capturadas, por otra parte estas muestras de arenas bioturbadas (A-B) y (A-xa), se presentan con cemento calcáreo, lo que impide también la clara observación en CL, pues la imagen se muestra con unas manchas rojas.

Se verificó la presencia de carbonatos, cemento calcáreo y óxidos de Titanio en microscopio de luz transmitida corroborando la presencia de estos elementos que impiden en parte realizar una adecuada interpretación en CL acerca de las fracturas.

12. RECOMENDACIONES

Se elaboraron 15 secciones delgadas, las cuales quedan para terminar su estudio completo en microfracturas, tanto en microscopio de luz transmitida como en CL, pues son secciones que se prepararon de manera especial, sin epóxico de color para este fin.

Se recomienda para un próximo estudio, retomar los mapas de contorneo que existen de esta cuenca, en la zona del domo norte y poder mediante métodos de la Geología estructural y la ayuda de los corazones, determinar las verdaderas y posibles direcciones de los sistemas de fracturas tanto a nivel mesoscópico como microscópico.

Este trabajo ha seguido las nuevas metodologías acerca de análisis y la relación entre facies y fracturas, se podría complementar también elaborando las columnas necesarias donde quede compilada toda la información no solo de este proyecto, sino la obtenida en los análisis en micro e información estructural sobre las direcciones reales de las fracturas en esta área.

Se recomienda seguir este procedimiento para el análisis en cualquier otra área o zona de fracturamiento.

Un estudio como este puede ser tomado para generar un modelo de fracturamiento de la cuenca, empleando toda la información obtenida en campo, núcleos, microfracturas y parte estructural, ampliando así el conocimiento acerca de los sistemas de fracturas, y determinando un patrón de análisis para toda la cuenca, pudiendo quizás inferir cuáles campos maduros merecen ser reactivados.

13. BIBLIOGRAFIA

- Ariza, E. (2004). "Taller de recopilación de Información. Cuenca del Catatumbo". Memorias. Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta- Santander.
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C., Martínez, J., (2007). "Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology a New Proposal. ANH. Bogotá- Colombia.
- Borrero, M. L., (2003). "Caracterización de fracturas en la Fm. Rosablanca usando datos de afloramiento". Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander-Colombia.
- Bratton, T. (2006). "La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados". Oilfield Review.
- Calleja, R. (1998). "Cuenca del Lago de Maracaibo. Geología II". Universidad de Zulia. Cabimas – Zulia. Venezuela-
- Catillo, J. (1990). "Evolución Estructural del Grupo Uribante en los campos Tibú, Socuavo y Sardinata de la Cuenca del Catatumbo". Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta- Santander.
- Duque, E., Sánchez, C. (1999). "Evaluación del grupo Uribante y Formaciones La Luna y Barco como roca almacenadora en el pozo Sardinata Norte". Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta – Santander.

- Fajardo, A., Reyes, A., Ortiz, A., (1991). "Análisis de corazones e interpretación ambiental de los pozos: Rio de oro 14, Sardinata Norte 2, Tibú 178, Veta 1, Tibú 1, Socuavo 1 y Tibú 188k". División de Exploración y Explotación. Departamento de exploración. Laboratorio de Sedimentología y Estratigrafía. Piedecuesta-Santander.
- Kulander, B.R., (1988). "Fractured core analysis: Interpretation, logging and use of natural and induced fractures in core". AAPG Methods in Exploration Series, No. 8. Oklahoma. U.S.A
- Leandro, D.(2005). "Geología y fracturas en la estructura, San Pedro, Sierra del Alto río Seco, Sierras Subandinas, Provincia de Salta". Revista Geológica Argentina. Pag. 697-713.
- Laubach, S. (1997). "A method to detect natural fracture strike in sandstones". AAPG Bulletin, v.81, no 4. pag. 604-623
- Mainwaring, P. (2009). "Use of Cathodoluminescence in mineral composition studies". Gatan.
- Martínez, L.,Hughes, R., Wiggins, M.(2004). "Identification and characterization of Naturally Fractured Reservoirs using conventional well logs". The University of Oklahoma
- Nelson, R. (1999). "Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs". Second edition. 323.

- Ortiz, A., et al. (2000). "Estudio Sedimentológico y de fracturas pozos Sardinata 3k y Sardinata 4k". Informe Ecopetrol. Piedecuesta, Santander-Colombia.
- Ortiz, A., et al. (2005). "Caracterización Sedimentológica y de Fracturas pozo Pauto Sur C-2F". Informe Ecopetrol. Piedecuesta, Santander-Colombia.
- Plata, J., Arango, S. (2002). "Aplicación de Técnicas indirectas de identificación de fracturas en el Cretáceo de una cuenca colombiana". Revista Fuentes, Escuela de Petróleos, Universidad Industrial de Santander. Pag. 40-65.
- Posada, C.(2002). "Modelo Estratigráfico y estructural del Campo Sardinata, Cuenca del Catatumbo-Colombia: Informe final". Instituto Colombiano del Petróleo-Ecopetrol, Piedecuesta- Santander.
- Reed, R., (1994). "The role of microfractures in the development of quartz overgrowth cements in sandstones: new evidence from cathodoluminescence studies".
- Sánchez, C., (1991). "Petrografía e interpretación ambiental de la Formación Tibú- Grupo Uribante (Aptiano) en campos Rio de Oro y Tibú cuenca del Catatumbo con base en núcleos de perforación". Piedecuesta-Santander.
- Santos, N., Ortiz, A., (2004). "Impacto del modelamiento Geológico y su relación con parámetros de ingeniería en la caracterización de yacimientos altamente heterogéneos". Piedemonte. Universidad Industrial de Santander-Bucaramanga.

- IMP, Informe sobre Yacimientos Naturalmente Fracturados en Méjico. <http://www.imp.mx/investigación/ynf/ynf.htm>