



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
Tesis de Pregrado en Geología

**INTEGRACIÓN DE INFORMACIÓN SÍSMICA, DE NÚCLEOS Y REGISTROS
DE POZO ENFOCADA A LA CARACTERIZACIÓN DE FRACTURAS EN
YACIMIENTOS ALTAMENTE FRACTURADOS PARA LA CUENCA
CATATUMBO EN COLOMBIA**

PRESENTADO POR:

VANESSA NATHALIA JAIMES VILLARREAL

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA, COLOMBIA

2010



**INTEGRACIÓN DE INFORMACIÓN SÍSMICA, DE NÚCLEOS Y REGISTROS
DE POZO ENFOCADA A LA CARACTERIZACIÓN DE FRACTURAS EN
YACIMIENTOS ALTAMENTE FRACTURADOS PARA LA CUENCA
CATATUMBO EN COLOMBIA**

**PRESENTADO POR:
VANESSA NATHALIA JAIMES VILLARREAL**

Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de
Geóloga

**DIRECTOR
ALBERTO ORTIZ FERNANDEZ**

**CODIRECTOR
RICARDO MIER UMAÑA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA, COLOMBIA**

2010

AGRADECIMIENTOS

A Claudio Omar Rincón, Herling González y Adriana Martínez, quienes aportaron fundamental información, además de un invaluable apoyo al desarrollo de este proyecto.

A Laura Gómez, Freddy Niño y Jorge Rubiano quienes me enseñaron a manejar diferentes herramientas involucradas en el proyecto, especialmente a Jorge Rubiano, quien también fue profesor durante mi carrera.

A Alberto Ortiz, quien es el autor intelectual de la idea de este proyecto, y que además contribuyó con el mejoramiento de este libro.

A Ricardo Mier, por todos sus aportes, correcciones, sugerencias y tiempo dedicado a este proyecto.

Y finalmente a mi familia por su apoyo incondicional, a mi madre, mi padre y mis hermanos, quienes fueron el pilar constante que me sostuvo hasta el final de este hermoso capítulo de mi vida.

TABLA DE CONTENIDO

Resumen	
Abstract	
Introducción	17
1. OBJETIVOS	18
1.1 Objetivos Generales	18
1.2 Objetivos Específicos	18
2. ANTECEDENTES	19
3. METODOLOGÍA	23
4. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	24
4.1 Localización del área de estudio	24
4.2 Tectónica	25
4.2.1. Fase extensional (Triásico – Jurásico)	26
4.2.2. Fase margen pasiva (Cretácico)	27
4.2.3. Fase transicional margen pasivo – activo (Cretácico Superior – Paleoceno/Eoceno Temprano)	28
4.2.4. Fase cuenca antepaís/foreland (Terciario)	29
4.3 Estratigrafía	30
4.3.1 Formación Aguardiente	34
4.3.2 Formación Cogollo	35
4.3.3 Formación La Luna	36
5. ATRIBUTOS SÍSMICOS	37
5.1 Generalidades	37
5.2 Adquisición sísmica 3D	38
5.3 Atributo Coherencia	39
5.3.1 Aplicación Atributo Coherencia Superficie La Luna	43
5.3.2 Aplicación Atributo Coherencia Superficie Cogollo	45
5.3.3 Aplicación Atributo Coherencia Superficie Aguardiente	46
5.4 Atributo Curvatura	47
5.4.1 Aplicación Atributo Curvatura Superficie La Luna	48
5.4.2 Aplicación Atributo Curvatura Superficie Cogollo	50
5.4.3 Aplicación Atributo Curvatura Superficie Aguardiente	51

6. CONTROLES LITOLÓGICOS	53
6.1 Fracturas Naturales	53
6.1.1 Fracturas Abiertas	53
6.1.2 Fracturas Cerradas	53
6.1.3 Fracturas Rellenas	54
6.1.4 Fracturas Parcialmente Rellenas	54
6.1.5 Fracturas Parcialmente Abiertas	55
6.2 Características generales de las fracturas naturales	55
6.3 Fracturas Inducidas	56
6.3.1 Fracturas de Disco	56
6.3.2 Hammer Marks	56
6.4 Características generales de las fracturas inducidas	57
6.5 Estilolitos	57
6.6 Caracterización de fracturas	58
6.6.1 Parámetros para la clasificación de fracturas	58
6.7 Resultados obtenidos en el análisis de fracturas para los corazones del pozo N-84	60
6.7.1 Resultados en la intensidad de fracturamiento para la Formación La Luna en el pozo N-84	60
6.7.2 Resultados en la intensidad de fracturamiento para la Formación Cogollo en el pozo N-84	62
6.7.3 Resultados en la intensidad de fracturamiento para la Formación Aguardiente en el pozo N-84	65
6.8 Resultados por Asociación de facies	68
6.9 Intensidad de fracturamiento	69
7. REGISTROS FMI	70
7.1 Resultados Análisis de FMI	70
7.2 Análisis de Rosetas para los pozos con datos FMI	73
7.2.1 Rosetas Pozo N-83	74
7.2.2 Rosetas Pozo N-84	75
7.2.3 Rosetas Pozo N-85	77

7.2.4 Rosetas Pozo N-86	78
7.2.5 Rosetas Pozo N-87	80
7.2.6 Rosetas Pozo N-92	81
7.2.7 Rosetas Pozo N-93	82
8. INTEGRACIÓN DE DATOS	85
8.1 Resultados Integración de datos Formación La Luna	85
8.2 Resultados Integración de datos Formación Cogollo	87
8.3 Resultados Integración de datos Formación Aguardiente	88
9. CONCLUSIONES	90
10. BIBLIOGRAFÍA	92

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa localización de la Cuenca Catatumbo en Colombia	24
Figura 2. Jurásico final (152 millones de años)	26
Figura 3. Cretácico (94 millones de años)	27
Figura 4. Límite Cretácico – Terciario.	28
Figura 5. Mapa Tectónico de la Cuenca Catatumbo en Colombia	29
Figura 6. Imagen satelital del Campo de estudio	31
Figura 7. Columna generalizada de la Cuenca Catatumbo	33
Figura 8. Ejemplo de coherencia (a) y curvatura (b y c)	37
Figura 9. Flujo-grama de aplicaciones para datos sísmicos, según su variante analizada	38
Figura 10. Adquisición sísmica 2D	38
Figura 11. Ejemplo de malla sísmica de adquisición sísmica en 3D	39
Figura 12. Imágenes ilustrando la aplicación de atributos sísmicos de A) curvatura y B) coherencia	41
Figura 13. Diagrama esquemático que ilustra los pasos a seguir durante la estimación de la coherencia	42
Figura 14. Ejemplo de la aplicación del atributo coherencia a un volumen sísmico con gran resolución lateral	42
Figura 15. Atributo de coherencia para la Formación La Luna	44
Figura 16. Atributo de coherencia para la Formación Cogollo	45
Figura 17. Atributo de coherencia para la Formación Aguardiente	46

Figura 18. Ejemplo de definición de curvatura en 2D	47
Figura 19. Ejemplo en una sección vertical de una sísmica realizada en Forth Worth Basin en Texas, USA	48
Figura 20. Atributo de curvatura para la Formación La Luna	49
Figura 21. Atributo de curvatura para la Formación Cogollo	50
Figura 22. Atributo de curvatura para la Formación Aguardiente	51
Figura 23. Pozo N-84, Facies Aec. Ejemplo fractura natural abierta	53
Figura 24. Pozo N-84, Facies Aec. Ejemplo de una fractura cerrada	53
Figura 25. Pozo N-84, Facies Wb. Ejemplo de fracturas rellenas	54
Figura 26. Pozo N-84, Facies Pb. Fractura parcialmente rellena	54
Figura 27. Pozo N-84, Facies Aec. Ejemplo de una fractura parcialmente abierta	55
Figura 28. Pozo N-84, Facies Sh. Fracturas inducidas de disco	56
Figura 29. Pozo N-84, Facies Sh. Ejemplo de Hammer Marks.	57
Figura 30. Pozo N-84, Facies Wb. Ejemplo de Estilolitos	58
Figura 31. Intensidad de Fracturamiento vs Facies Formación La Luna	61
Figura 32. Intensidad de fracturamiento en un sector corazonado de la Formación Cogollo	63
Figura 33. Intensidad de Fracturamiento vs Facies Formación Cogollo.	64
Figura 34. Intensidad de fracturamiento en un sector corazonado de la Formación Aguardiente	66
Figura 35. Intensidad de Fracturamiento vs Facies para la Formación Aguardiente	67

Figura 36. Intensidad de fracturamiento por facies asociadas	68
Figura 37. Ejemplo de Imagen FMI mostrando la intensidad de fracturamiento asociada a las facies calcáreas en un sector de la columna estratigráfica del pozo N-84	71
Figura 38. Localización de pozos con registros FMI	72
Figura 39. Roseta del pozo N83 para la Formación La Luna, con dirección preferencial en sentido NW y en menor cantidad en dirección NE	74
Figura 40 Roseta del pozo N83 para la Formación Cogollo, con dirección preferencial en sentido NW	74
Figura 41. Roseta del pozo N83 para la Formación Aguardiente, con dirección preferencial en sentido NW	75
Figura 42. Roseta del pozo N84 para la Formación La Luna, con dirección preferencial en sentido N20W	75
Figura 43. Roseta del pozo N84 para la Formación Cogollo, con dirección preferencial en sentido N50W	76
Figura 44. Roseta del pozo N84 para la Formación Aguardiente, con direcciones preferenciales en sentido N60W y N70W	76
Figura 45. Roseta del pozo N85 para la Formación La Luna, con direcciones preferenciales en sentido N70W y en dirección N40E	77
Figura 46. Roseta del pozo N85 para la Formación Cogollo, con direcciones preferenciales en sentido N40W y N70W	77
Figura 47. Roseta del pozo N85 para la Formación Aguardiente, con direcciones preferenciales en sentido N50W y N80W	78
Figura 48. Roseta del pozo N86 para la Formación La Luna, con dirección preferencial en sentido N60E y menor cantidad de fracturas N20E	78

Figura 49. Roseta del pozo N86 para la Formación Cogollo, con direcciones preferenciales en sentido N30W y N70W	79
Figura 50. Roseta del pozo N86 para la Formación Aguardiente, con dirección preferencial en sentido N40W y N70W, y en menor proporción N20E	79
Figura 51. Roseta del pozo N87 para la Formación La Luna, con dirección preferencial en sentido N30W	80
Figura 52. Roseta del pozo N87 para la Formación Cogollo, con direcciones preferenciales en sentido NS y N80W	80
Figura 53. Roseta del pozo N87 para la Formación Aguardiente, con dirección preferencial en sentido N60W y N70W	81
Figura 54. Roseta del pozo N92 para la Formación Cogollo, con direcciones preferencial en sentido NS, N60W y N80W	81
Figura 55. Roseta del pozo N92 para la Formación Aguardiente, con direcciones tanto al NW como al NE, incluso en sentido EW	81
Figura 56. Roseta del pozo N93 para la Formación La Luna, con dirección preferencial en sentido N30W, N10E y N30E	83
Figura 57. Roseta del pozo N93 para la Formación Cogollo, con direcciones preferencial en sentido EW y NS	83
Figura 58. Roseta del pozo N93 para la Formación Aguardiente, con dirección preferencial en sentido N40W	83
Figura 59. Integración de información sísmica (atributo curvatura) con las rosetas producto del análisis de registros FMI para el tope de la Formación La Luna	86
Figura 60. Integración de información sísmica (atributo curvatura) con las rosetas producto del análisis de registros FMI para el tope de la Formación Cogollo	87

Figura 61. Integración de información sísmica (atributo curvatura) con las rosetas producto del análisis de registros FMI para el tope de la Formación Aguardiente

88

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Estadios de evolución tectónica y secuencias asociadas de la Cuenca Catatumbo	25
Tabla 2. Parámetros definidos para la clasificación de las fracturas en el Pozo N-84	59
Tabla 3. Formato utilizado durante la descripción de los corazones del Pozo N-84	59
Tabla 4. Distribución de las fracturas dentro del pozo analizado	60
Tabla 5. Facies definidas para la Formación La Luna	60
Tabla 6. Facies definidas para la Formación Cogollo	62
Tabla 7. Facies definidas para la Formación Aguardiente	65
Tabla 8. Facies mecánicas; intensidad de fracturamiento	69
Tabla 9. Nomenclatura para las rosetas	73

TITULO: Integración de información sísmica, de núcleos y registros de pozo enfocada a la caracterización de fracturas en yacimientos altamente fracturados para la Cuenca Catatumbo en Colombia¹

AUTORA: Vanessa Nathalia Jaimes Villarreal²

PALABRAS CLAVE: Curvatura, coherencia, imágenes de pozo, yacimientos naturalmente fracturados y análisis de núcleos.

RESUMEN

La integración de diferentes disciplinas resulta fundamental a la hora de mejorar la caracterización de un yacimiento de hidrocarburos. A continuación se presenta una metodología poco común en las prácticas de la industria petrolera colombiana, la cual constituye un aporte a la caracterización de fracturas, haciendo uso de herramientas a diferentes escalas para ser posteriormente integradas con el fin de entender cómo estas afectan el comportamiento de un yacimiento naturalmente fracturado en un campo de la Cuenca Catatumbo en Colombia.

En primer lugar se utilizó información de atributos sísmicos (coherencia y curvatura) generados a partir de la información sísmica 3D disponible del campo, con el propósito de entender a esta escala las direcciones preferenciales de corredores de fracturas; posteriormente se hizo el análisis de aproximadamente 450 pies de núcleos de rocas para identificar los principales tipos de fracturas y su intensidad de acuerdo con la formación afectada; se contó también con imágenes de pozo utilizadas para calibrar las direcciones de fracturas detectadas previamente en las imágenes sísmicas.

Estas herramientas se integraron para intentar dar una mejor idea del comportamiento de las fracturas en este yacimiento cubriendo diferentes escalas, desde kilómetros con la sísmica, pasando por los núcleos en escala métrica y finalmente con las imágenes de pozo, herramienta de escala centimétrica.

¹Trabajo de investigación.

²Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Geología.
Director: Alberto Ortiz Fernández. Codirector: Ricardo Mier Umaña.

TITLE: Integration of seismic information, log data and core description to focus on fractures characterization of naturally fractured reservoirs in Catatumbo Basin in Colombia¹

AUTHOR: Vanessa Nathalia Jaimes Villarreal²

KEY WORDS: Curvature, coherence, well images, natural fractured reservoir and core description.

ABSTRACT

The integration of different disciplines is the key to improve oil and gas reservoir characterization. This thesis work presents an unusual approach in the practices of the Colombian oil industry, devoted to reservoir fracture characterization using tools at different scales that are later integrated in order to understand the behavior of a naturally fractured reservoir in a Catatumbo field in Colombia.

Available seismic attributes were applied (coherence and curvature) from the 3D seismic data, in order to visualize preferential directions of fracture corridors. Next step was the core description of facies and fractures types and intensity of about 450 feet of available cores taken on the area and finally well imaging analysis was performed to calibrate fracture patterns previously identified with the seismic attributes.

All these tools were applied in order to give a better idea of the natural fracture system present in the rocks of this field, covering different scales from kilometers observed with seismic data, through the cores in metric scale and finally well images in centimetric scale.

¹ Research Project

² Faculty of Physicochemical Engineering. Geology Department.
Advisors: Alberto Ortiz-Fernandez and Ricardo Mier-Umaña

INTRODUCCIÓN

En la descripción de yacimientos altamente fracturados, existen factores que controlan la naturaleza y la distribución de las fracturas como la litología, las estructuras sedimentarias, el espesor de las capas, la estratigrafía mecánica, la geología estructural con la historia de subsidencia y levantamiento, la cercanía a las fallas, el sincronismo de los eventos, la ocurrencia de mineralización y factores actuales como la orientación de los esfuerzos in situ, la presión de fluidos y la profundidad entre otros.

Estos componentes deben ser tenidos en cuenta para hacer un correcto análisis de los yacimientos naturalmente fracturados, utilizando además herramientas como el análisis de núcleos, los registros eléctricos de imagen y los análogos de afloramiento.

Los yacimientos naturalmente fracturados plantean un desafío relacionado con la producción ya que en algunos casos la recuperación final de hidrocarburos es muy baja, porque aunque en un principio pudieran parecer altamente productivos, declinan rápidamente. Pero en otros casos pueden llegar a tener una alta productividad con factores de recobro superiores al 60% por lo que se han convertido en un reto para la industria que orienta sus esfuerzos hacia un mejor entendimiento que conduzca a un mejor modelamiento de este tipo de yacimientos.

En el desarrollo del presente proyecto se realizará un estudio de caracterización de fracturas naturales en un sector de la Cuenca del Catatumbo, en el que se hará la integración de diferentes herramientas, cada una a diferente escala (sísmica, análisis de núcleos e imágenes de pozo), con el fin de mejorar la recuperación de hidrocarburos en su fase de desarrollo.

1. OBJETIVOS

3.1 Objetivo General

Caracterizar las fracturas de un yacimiento naturalmente fracturado a partir de la integración de información de núcleos, registros eléctricos e información sísmica que representen el yacimiento en sus escalas de observación más importantes.

3.2 Objetivos Específicos

- Describir el sistema fracturado en aproximadamente 450 pies de núcleos disponibles del Campo
- Calibrar el registro de imagen FMI con la descripción litológica para identificar tipos de fracturas (abiertas o cerradas) y la cantidad de fracturamiento de acuerdo a la formación.
- Calibrar los registros de imagen con los atributos sísmicos aplicados a la información sísmica disponible en el área para obtener la extrapolación de la información de pozo a toda el área cubierta por la información sísmica.
- Integrar todas las escalas de observación caracterizadas para obtener una contribución al modelo geológico del yacimiento.

2. ANTECEDENTES

Existen numerosas y extensas publicaciones acerca de la caracterización de fracturas en un yacimiento, pero lo que no es muy común encontrar, son publicaciones acerca de la integración de información a diferentes escalas en dicha caracterización. En este sentido, se procede hacer una breve reseña de los artículos más destacados y relevantes, para la autora, en cuanto a la aplicación de metodologías similares para el presente estudio.

La metodología utilizada para la integración de información está basada en la publicación hecha por Hesthammer, J. and Fossen, H. 2003. Los autores de esta publicación coinciden en que la integración del análisis sísmico estructural y diferentes datos de pozo, son necesarios para la optimización en la caracterización de yacimientos petroleros. Sin embargo, dicen ellos, en la industria petrolera existen muchas publicaciones donde se dan ejemplos de análisis de cada variable por separado, pero no de manera integrada, lo cual puede generar interpretaciones erróneas y estrategias no viables para el manejo del pozo.

Este artículo muestra cómo el análisis y la integración de datos sísmicos, registros de correlación estratigráfica, datos dipmeter, datos de producción y análisis de núcleos, contribuyen a una completa caracterización para un mejor manejo del yacimiento. Esta metodología fue aplicada para pozos perforados en el Campo Gullfaks, en el Mar del Norte.

Utilizaron sísmica 4D para identificar los cambios en las propiedades del reservorio causadas por la producción. Los registros de pozo fueron usados para documentar las variaciones de los espesores causadas por cambios sedimentológicos y estructurales. Los datos del dipmeter asocian datos de la orientación de los estratos, y aportan información complementaria para la sísmica, (se habla entonces de escala sísmica a sub sísmica.)

El análisis de los corazones representa la escala más detallada (escala de milímetros a metros), brinda información de las propiedades de las rocas, así como características sedimentológicas y estructurales (a escala micro). Las estructuras de deformación a pequeña escala fueron identificadas y caracterizadas gracias a esta información.

Toda esta información les permitió definir las principales fallas y su influencia en el campo para el modelo estructural, también les permitió descubrir un frente de agua, debido a la inyección de agua en uno de los pozos. La correlación de los registros de pozo permitió establecer la ubicación de dos fallas de gran escala; y los datos dipmeter dieron la inclinación de los horizontes de interés. El análisis de los corazones permitió establecer la influencia de estas dos grandes fallas y las zonas de deformación más críticas donde estas están actuando. El uso integrado de los datos sísmico y de pozo en el Campo ayudó al entendimiento de las propiedades y geometrías del yacimiento.

Otra publicación consultada por la autora fue la de Aliverti en el 2003, en este artículo se presentan algunas técnicas usadas para generar un modelo estocástico a escala de pozo, para dar una contribución a la evaluación de permeabilidad y porosidad en un yacimiento de petróleo en la región Sur de los Alpes Italianos.

Los datos utilizados para la generación del modelo fueron basados en los datos estructurales tomados de la descripción de fracturas observados en núcleos y registros, clasificándolos según su orientación, su distribución y su intensidad. El proceso se dividió en 3 pasos: el primer paso consiste en el análisis de las orientaciones para definir direcciones preferenciales. El segundo paso consistió en identificar la homogeneidad de las fracturas respecto a la profundidad. El tercer paso consistió en discretizar las familias de fracturas, clasificándolas según sus características físicas y geométricas. Esta clasificación fue generada para cada horizonte con características litológicas similares.

Esta metodología fue una guía para la autora, quien la utilizó parcialmente en la caracterización de fracturas tanto en los núcleos como en las imágenes de pozo.

La metodología utilizada para la integración de información también está basada en la publicación hecha por Prioul, R. and Jocker, J., en el 2009. En este estudio, se realizó la caracterización de fracturas usando tres diferentes fuentes de datos y herramientas a diferentes escalas: perfiles de sísmica vertical (VSP), registros sísmicos de pozo e imágenes de pozo, para hallar la relación que hay entre aperturas mecánicas (fracturas naturales) y aperturas hidráulicas (fracturas inducidas). Este análisis fue aplicado a un caso de estudio al norte de África, el proceso que usaron fue el siguiente: usaron la orientación de las fracturas tanto naturales como inducidas a diferentes escalas, según la herramienta. Los efectos mecánicos de las fracturas en ambos casos fueron tratados usando diferentes parámetros. Las fracturas naturales seleccionadas se encontraban en un ángulo de aproximadamente 45° con respecto al esfuerzo horizontal máximo. Las fracturas que no cumplían con estos parámetros se asumieron como mecánicamente cerradas. Después se estimó la conformidad de las fracturas con este parámetro y se pudo establecer que las fracturas inducidas eran más conformes que las fracturas naturales. El cumplimiento de este parámetro proporciona, según los autores, una importante pieza de información para futuras investigaciones sobre la relación entre las aperturas mecánicas e hidráulicas.

Es muy posible que existan estudios similares al presente proyecto para el Campo de interés, pero la autora no encontró esta información disponible del área; es decir, si existen, no están publicados en las diferentes bases de datos de carácter público consultadas previamente, y los pocos estudios a los que la autora tuvo acceso son de uso restringido (de la base de datos del Instituto Colombiano del Petróleo), como por ejemplo la tesis de Ferreira Argüello, E y Sandoval Ruiz, J., en el 2006, quienes hacen una breve descripción del sistema fracturado en núcleos disponibles de pozos en el Campo Tibú, como

aporte para la generación del Modelo Estático en el campo mencionado, entre otros.

Cabe resaltar que para el presente proyecto sólo se contaba con información sísmica 3D, imágenes de pozo (FMI) y con cerca de 450 ft de núcleos disponibles de un solo pozo. Teniendo en cuenta esta limitante se procedió hacer la integración de las tres herramientas mencionadas, para hacer una pequeña contribución al modelo geológico del Campo.

3. METODOLOGIA

El proyecto se desarrollo en cinco etapas, así:

1. Adquisición de la información teórica necesaria relacionada con temas como: atributos sísmicos, descripción de fracturas en núcleos, análisis de imágenes de pozos, generación de rosetas en diferentes programas y análogos de yacimientos naturalmente fracturados.
2. En la segunda etapa, se solicita a la empresa Ecopetrol, por medio del ICP, el permiso para la búsqueda y adquisición de información sísmica, imágenes de pozos (FMI) y el análisis de núcleos.
3. Una vez adquirida la información disponible, se inicia el procesamiento y correlación de los datos, haciendo uso de atributos sísmicos como análisis de curvatura y coherencia a la sísmica de la zona de interés; localizando los pozos dentro de la estructura a estudiar, haciendo el análisis de los corazones, para calcular la intensidad de fracturamiento, interpretando las imágenes de pozo FMI.
4. Después del procesamiento de la información, se procede hacer el análisis de los resultados, calibrando los datos sísmicos con los datos de pozo, haciendo su respectivo análisis, revisión y evaluación.
5. Finalmente, después de obtener las conclusiones, se procede a la elaboración del informe final.

4. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

4.1. Localización del área de estudio

La Cuenca Catatumbo es la porción Colombiana de la Cuenca Maracaibo, la cual contiene aproximadamente el 2% de las reservas de hidrocarburos del mundo. Se encuentra localizada hacia el noreste de Colombia y posee una extensión aproximada de 7500 Km². Al Norte y al Este limita con el borde fronterizo de Venezuela, al Sur limita con las rocas cretácicas de la cordillera oriental y al Oeste limita con el complejo ígneo – metamórfico del Macizo de Santander. (Barrero, 2007). (Ver Figura 1).



Figura 1. Mapa localización de la Cuenca Catatumbo en Colombia. Tomado de: Mondragón (2002)

Es una de las áreas más antiguas de producción de hidrocarburos en Colombia. Los horizontes productores son estructural y estratigráficamente complejos y están representados por reservorios fracturados de carbonatos y clásticos cretácicos, involucrados en una amplia variedad de trampas estructurales y estratigráficas.

4.2 Tectónica

La evolución geológica de la Cuenca Catatumbo está íntimamente relacionada a la evolución del norte de Suramérica. La historia de evolución tectónica de la Cuenca durante el Mesozoico y Cenozoico está asociada a un proceso de colisión y subducción oblicuo a lo largo de fallas de desplazamiento lateral y escala regional, entre el borde sur de la Placa Caribe y el extremo noroeste de la placa de Suramérica.

Este límite entre las placas está representado por una amplia y difusa zona de activa de deformación. Diversos estudios acerca del modelo de evolución han sido adelantados por diferentes autores en la Cuenca Catatumbo – Maracaibo, uno de ellos (Mondragón, 2002) postuló un modelo para la Cuenca Catatumbo en el cual se han podido establecer la ocurrencia de cuatro estadios evolutivos en la cuenca, los cuales tienen asociada una secuencia tectono-sedimentaria específica (Ver tabla 1)

EVENTO TECTONICO	SECUENCIA	TIEMPO GEOLOGICO	REGISTRO SEDIMENTARIO ASOCIADO
DESARROLLO CUENCA ANTEPAIS	T2	Plioceno – Eoceno Tardío	Fm. Carbonera, León y Guayabo
	T1	Eoceno	Fm. Mirador
ESTADIO DE TRANSICION (CUENCA PASIVA ANTEPAIS)	K – T	Paleoceno – Campaniano Tardío	Fm. Catatumbo, Barco y Los Cuervos
	K5		Fm. Colon y Mito Juan
ESTADIO DE MARGEN PASIVA	K4	Campaniano Temprano – Aptiano	Fm. Capacho y La Luna
	K3		Gr. Uribante
	K2		Fm. Rio Negro
	K1		
ESTADIO DE TECTONICA EXTENSIONAL RIFT	Tr – J	Cretáceo Temprano – Jurásico Triásico	Zonas aledañas a Fm. Girón y La Quinta

Tabla 1. Estadios de evolución tectónica y secuencias asociadas de la Cuenca Catatumbo. Tomado de: Mondragón (2002).

4.2.1. FASE EXTENSIONAL (TRIÁSICO – JURÁSICO)

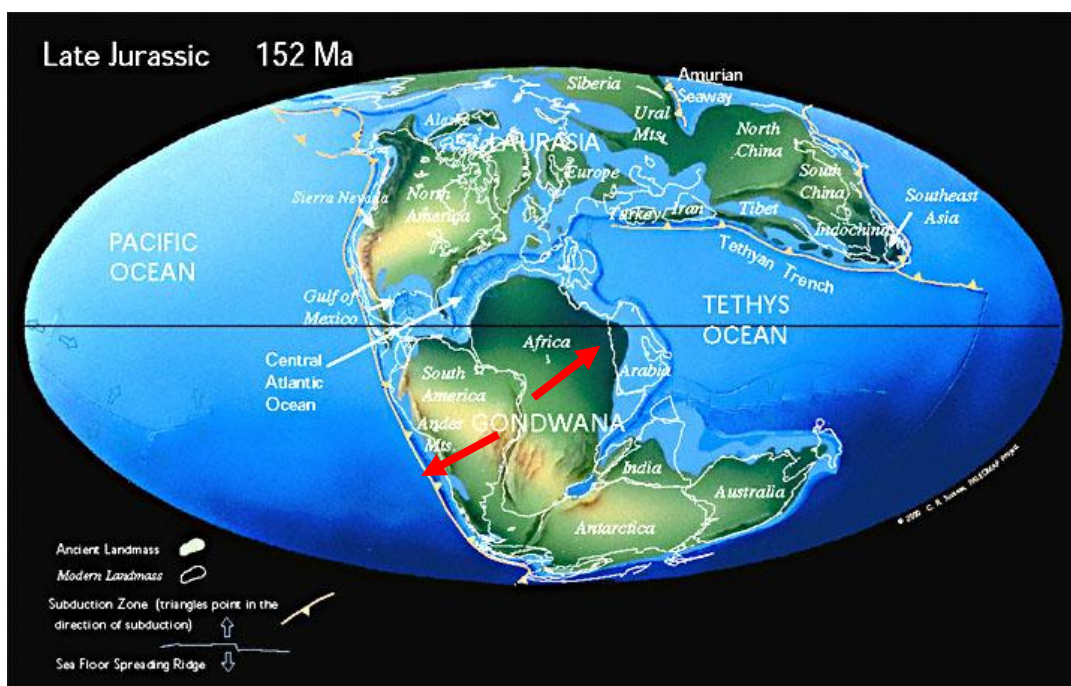


Figura 2 Jurásico final (152 millones de años): Pangea se rompe, surge el Océano Atlántico y el mundo empieza a parecerse al actual. Tomado de:

http://lahistoriaconmapas.blogspot.com/2009_11_01_archive.html

Periodo caracterizado por tectónica extensional relacionada con la ruptura de Pangea. Esta tectónica desarrolló un complejo mosaico de cuencas extensionales a lo largo del margen Atlántico, Golfo de México y Norte de Suramérica (ver Figura 2, asociados a Central Atlantic Ocean). Estas cuencas fueron controladas por fallas normales y fueron afectadas por vulcanismo.

Los altos depositacionales y estructurales controlados por fallas normales caracterizados por ser áreas de erosión o no depositación fueron separados de las áreas de sedimentación activa (graben) como es el caso de la plataforma Maracaibo, la cual actuó como un alto limitado al Este y Oeste por rifts de Uribante y Machiques respectivamente, en la parte central de la Cuenca Maracaibo – Catatumbo. (Mondragón, 2002)

4.2.2 FASE MARGEN PASIVA (CRETACICO)

En el cretácico temprano se inicia una transición entre la fase de extensión y un periodo de aquiescencia tectónica y subsidencia térmica. El desarrollo de una plataforma marina somera permitió la depositación en forma discordante de sedimentos cretácicos sobre rocas del triásico – jurásico.

La plataforma de Maracaibo, que se mantuvo emergida durante buena parte del cretácico inferior, fue finalmente cubierta hacia el aptiano, allí los sedimentos fueron depositados sobre rocas ígneas y/o metamórficas. (Mondragón, 2002)

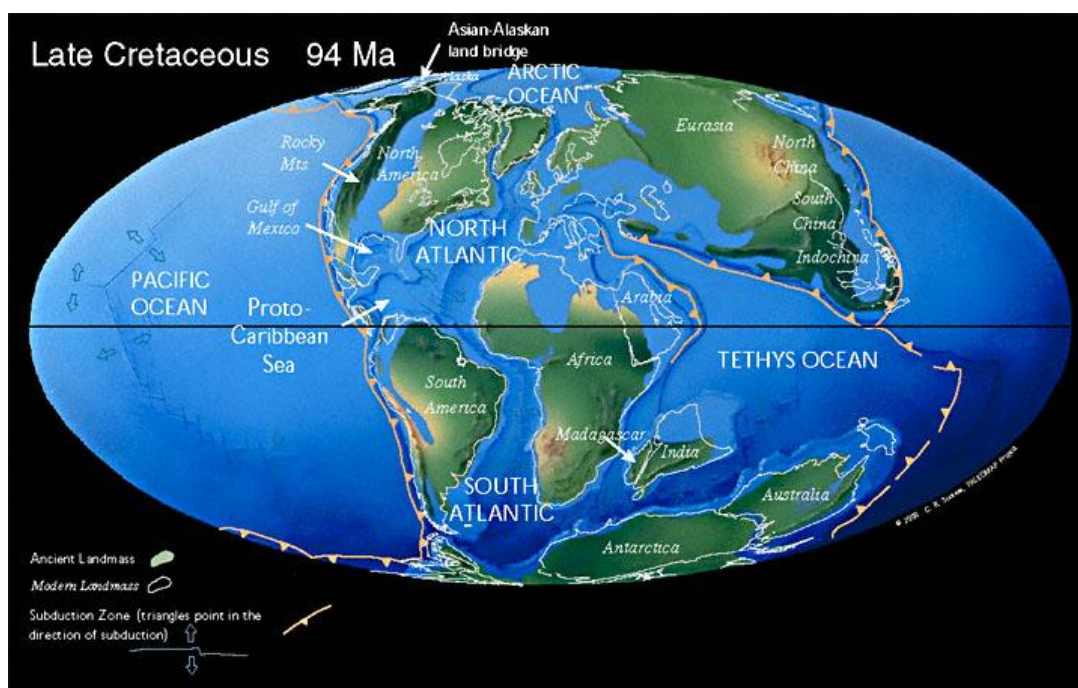


Figura 3 Cretácico (94 millones de años): surgen los océanos actuales con claridad. Se observa como la Costa Oeste de EEUU y Alaska se acercan hacia el resto de Norte América. Tomado de: http://lahistoriaconmapas.blogspot.com/2009_11_01_archive.html

4.2.3 FASE TRANSICIONAL MARGEN PASIVO – ACTIVO (CRETACICO SUPERIOR – PALEOCENO/EOCENO TEMPRANO)

La génesis de esta fase de evolución tectónica está relacionada con la colisión de la placa pacífica contra la margen oeste de la placa de Suramérica a finales del cretácico (ver Figura 4).

Este evento transformó la antigua margen pasiva en un activo cordón orogénico generando un sistema foreland, al oeste del área de Perijá y correspondiente alto periférico en el área de Barinas. (Mondragón, 2002)

Esta fase transicional está caracterizada regionalmente por un evento regresivo sobre una amplia área del oeste de Venezuela y Colombia, dominado por la progradación de la secuencia Colón – Mito Juan sobre el tope de La Luna desde el sureste hacia el noreste.

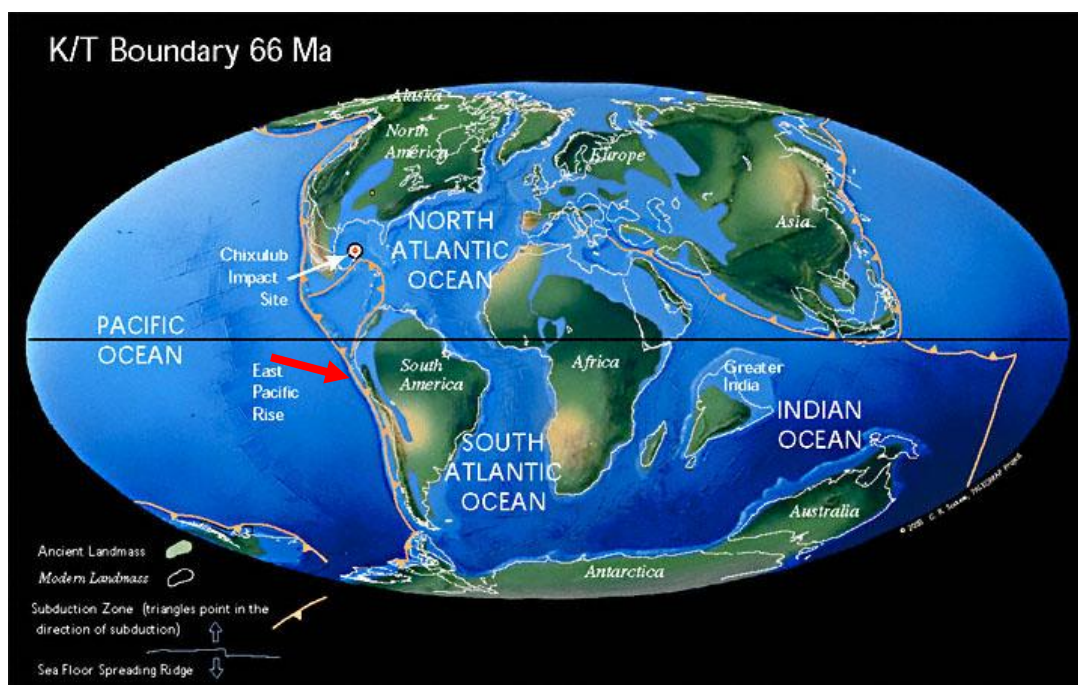


Figura 4 Limite cretácico – terciario. Tomado de: http://lahistoriaconmapas.blogspot.com/2009_11_01_archive.html

4.2.4 FASE CUENCA ANTEPAIS/FORELAND (TERCIARIO)

A comienzos del terciario la colisión oblicua y la deformación transcurrente de la placa Caribe y el Arco de Panamá a lo largo del margen pasiva del norte de Suramérica genera varios eventos de deformación en el sector del arco Maracaibo – Catatumbo, entre ellos el levantamiento de las cordilleras Andinas, la serranía del Perijá, el Macizo de Santander y los Andes de Mérida. (Mondragón, 2002)

La Figura 5, ilustra la los rasgos neotectónicos más relevantes del la cuenca de Maracaibo-Catatumbo.



Figura 5. Mapa Tectónico de la Cuenca Catatumbo en Colombia. Tomado de: Mondragón (2002)

En la actualidad la cuenca de Maracaibo–Catatumbo forma una depresión estructural circundada por cordilleras andinas que presentan similitudes estructurales y estratigráficas entre sí.

Estas cadenas montañosas están representadas al sur por los Andes de Mérida, un cordón orogénico con dirección NE/SW, que separa la cuenca de Maracaibo-Catatumbo de la zona estable del escudo de La Guyana y la Serranía de Perijá, y de las estribaciones más septentrionales de la Cordillera Oriental (Macizo de Santander), al suroeste (ver Figura 5). Estas cadenas están constituidas por un basamento precámbrico y paleozoico, con presencia local de volcánicos y plutones granitoides mesozoicos. Este basamento está suprayacido, por capas rojas mesozoicas y sedimentos marinos cretácicos y clásticos terciarios de variable espesor. (Mondragón, 2002)

La asociación de anticlinales de dirección general norte–sur con fallas próximas a la cresta, es una característica resaltante en toda la Cuenca Catatumbo – Maracaibo, el patrón estructural se complementa con fallas de un sistema transversal, más frecuentemente ONO–ESE, en el cual figuran también elementos Este – Oeste y OSO–ENE. (Calleja, 1998)

Los plegamientos predominan sobre las fallas en algunas zonas mientras que en otros el fallamiento es preponderante; los levantamientos están mejor definidos como bloques levantados, estructuras de horst o fallas escalonadas donde el desplazamiento entre fallas soporta el levantamiento.

En las zonas de mayor grado de fracturamiento, se producen levantamientos dómicos, aportados contra una falla o situados entre dos fallas (como es el caso del Campo de este estudio), pero de mayor importancia en la producción de petróleo, sobre todo de petróleo almacenado en el cretácico. (Calleja, 1998)

La estructura del Campo de este estudio corresponde a un anticlinal, el cual predomina sobre las fallas, definido como un domo alargado en sentido NS fallado en la cresta. (Ver Figura 6)

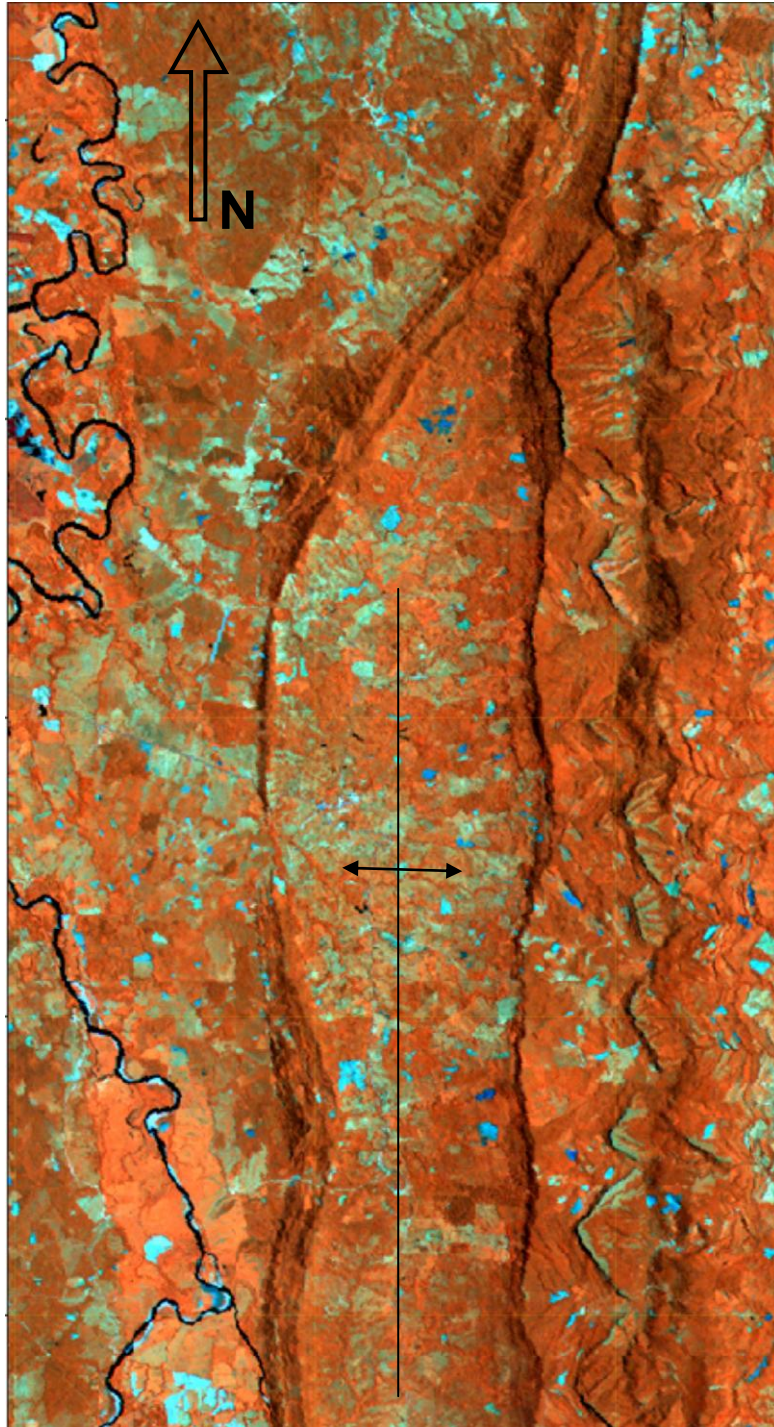


Figura 6. Imagen satelital del Campo de estudio. ECP 2008

4.3 Estratigrafía

La sedimentación cretácica del noreste Colombiano descansa en una discordancia sobre un basamento constituido por rocas graníticas y metamórficas de edad precámbrica y predevónica, y de intrusivos ígneos jurásicos.

El registro sedimentario de la Cuenca Catatumbo se inicia hacia finales del Cretácico Inferior durante el Aptiano, con la sedimentación de lutitas, lodolitas, calizas y areniscas depositadas sobre una plataforma marina somera en forma discordante sobre las rocas Triásicas y Jurásicas. En el área estos depósitos están representados por las formaciones Tibú, Mercedes, Aguardiente, Cogollo y La Luna, donde los niveles de interés para este estudio corresponden a las formaciones Aguardiente, Cogollo y La Luna. (Mondragón, 2002). (Ver Figura 7).

A finales del Cretácico, como producto de la colisión de la placa pacífica contra la margen oeste de la placa Suramericana, se inicia la depositación de shales y algunos niveles de areniscas correspondientes a las formaciones Colón y Mito Juan, los cuales representan el sello regional de los reservorios Cretácicos.

A finales del Cretácico y comienzos del Terciario la progresiva colisión oblicua entre la Placa Caribe y la margen del norte de Suramérica, genera varios eventos de deformación. Como consecuencia en la cuenca, los ambientes de depositación se hacen más continentales. El registro sedimentario está representado por arcillolitas, areniscas y horizontes de carbón depositados en ambientes fluviales y deltaicos, representados por las formaciones, Catatumbo, Barco, Los Cuervos, Mirador, Carbonera, León, Guayabo y Necesidad. El espesor aproximado de sedimentos es de 10000 pies. (Mondragón, 2002). La figura 7 representa la columna generalizada para la Cuenca Catatumbo.

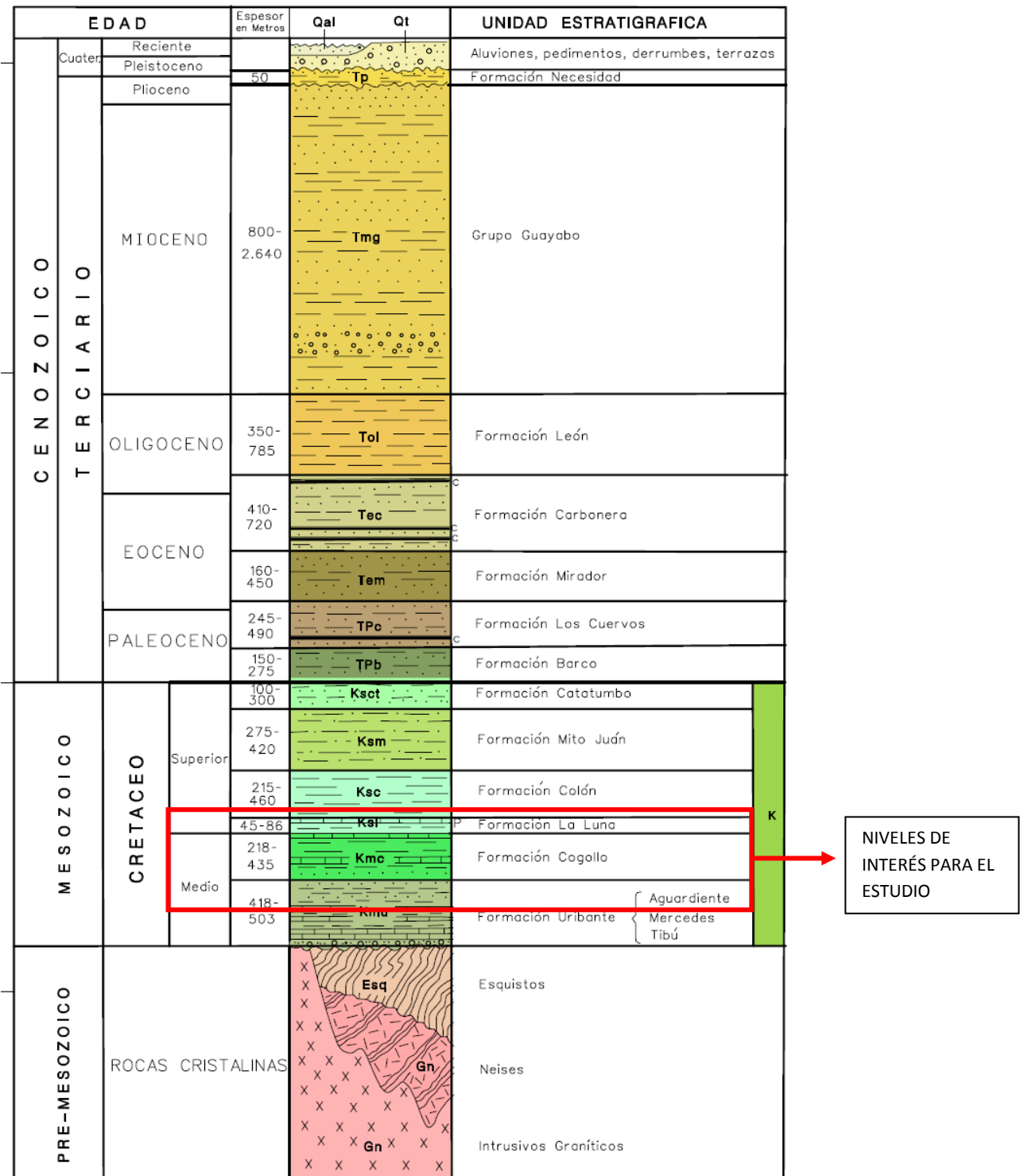


Figura 7. Columna generalizada de la Cuenca Catatumbo. Tomado de las memorias del cuadrángulo F13. Dentro del rectángulo rojo están las Formaciones de interés para este estudio.

ROCAS DEL CRETACEO

4.3.1 FORMACION AGUARDIENTE

A escala regional la Formación Aguardiente consiste predominantemente de cuarzo areniscas de grano grueso con niveles de glauconita y fosfatos intercaladas con shales y calizas. Algunos shales presentan alto contenido de materia orgánica y pueden ser potenciales generadores en el área. (Suescún, 1998.)

Según análisis texturales (Zapata, 2009) las rocas de la Formación Aguardiente están denominadas como cuarzo arenitas, areniscas cuarzosas glauconíticas, localmente calcáreas, cementadas, consolidadas, con ocasionales fragmentos de conchillas e intraclastos lodosos de hasta 15 mm. La media granulométrica se encuentra entre fina a media, y es moderadamente bien seleccionada.

En el sector sur del Campo estudiado, consiste de intercalaciones de cuarzo arenitas de grano fino a grueso, grises claras, con estratificación ligeramente ondulosa no paralela y laminación inclinada de bajo ángulo, en capas delgadas a muy gruesas, con capas de 30 cm. de cuarzo arenitas de grano fino, grises claras, a veces lodosas e intensamente bioturbadas, con estratificación ondulosa y pequeños bancos de lodolitas grises oscuras con laminación ondulosa, bioturbadas con restos carbonosos. (Mondragón, 2002)

Las rocas de la Formación Aguardiente están catalogadas como de naturaleza detríticas, cuyos datos promedios de porosidad, permeabilidad y densidad de grano son 5.83%, 0.248 mD y 2.69 gr/cc respectivamente, donde la porosidad que mas predomina es de origen secundario por disolución de glauconita y cementos. (Zapata, 2009)

4.3.2 FORMACIÓN COGOLLO

Esta formación consta de arcillas pizarrosas (shales) negras a grises oscuras con algunas intercalaciones de calizas fosilíferas y pequeñas cantidades de limolitas. La formación reposa concordantemente sobre la formación Uribante. (Suescún, 1998.)

Rocas características de esta formación son: roca calcárea de textura fina y en algunas zonas de aspecto compacto constituida principalmente por carbonato de calcio; lodolitas arcillosas, formadas por agregados arcillosos compactados, de tamaño muy fino, y de manera local se pueden encontrar sectores con composición calcárea mezcladas con zonas de composición cuarzosa carente de porosidad. Presenta cristales aislados de pirita y un contenido bajo de minerales arcillosos. (Zapata, 2009)

Localmente (para el Campo estudiado) consiste de lodolitas grises oscuras a negras, con laminación plano paralela a ondulosa, con impresiones de bivalvos y restos de peces; intercaladas con lodolitas arenosas grises a marrones, calcáreas, bioturbadas, calizas lumaquélicas (*wackestone* y *packstone* de bivalvos) grises, ondulosas y calizas micríticas en capas hasta de 70 cm, plano paralelas.

Los valores promedios de porosidad, permeabilidad y densidad de grano son 1.79%, 0.45 mD y 2.64, donde predomina la porosidad secundaria por disolución de glauconita y en menor proporción de cemento; otro factor que afecta los parámetros petrofísicos es la presencia de fracturas; en las lodolitas se observan fracturas abiertas, en calizas se encuentra fracturamiento ocupado con carbonato y las arcillolitas calcáreas se observan tanto fracturas abiertas como rellenas. (Zapata, 2009)

4.3.3 FORMACION LA LUNA

Esta formación consta de calizas ricas en foraminíferos, duras, de color gris oscuro con nódulos de pedernal negro, especialmente abundantes hacia la parte superior y de arcillas pizarrosas negras muy calcáreas, bituminosas. Concreciones densas de calizas, grises, son muy comunes. La formación La Luna reposa concordantemente sobre la formación Cogollo y el límite esta marcado abruptamente por el cambio de las arcillas pizarrosas de la formación Cogollo a las calizas de La Luna. El espesor alcanza un promedio de 80 m. En la parte superior de la formación se han encontrado buenos depósitos de fosfatos en el flanco norte del Domo Santiago (1-c); también aproximadamente un km al sur de gramalote (4-b) se han encontrado capas fosfáticas de espesor 1.70 m. (Suescún, 1998.)

Según análisis texturales (Zapata, 2009) esta formación se caracteriza por presentar rocas calcáreas de textura fina y en algunas zonas de aspecto compacto. Composicionalmente están constituidas por aloquímicos de origen fósil, especialmente conchas de Bivalvos; componentes orto químicos como micrita y esparita, y otros constituyentes en menor proporción como Estilolitos, están clasificadas como Wackestone-Packstone de Bivalvos Recristalizados, presentan contenido de pirita.

Los datos promedios de porosidad, permeabilidad y densidad son 1.22 %, 0.008 mD y 2.68 gr/cc respectivamente, donde predomina la porosidad secundaria por presencia de fracturas abiertas. (Zapata, 2009).

5. ATRIBUTOS SISMICOS

5.1. Generalidades

Un atributo sísmico es una estimación desde los datos que nos permite mejorar o cuantificar características asociadas a un yacimiento.

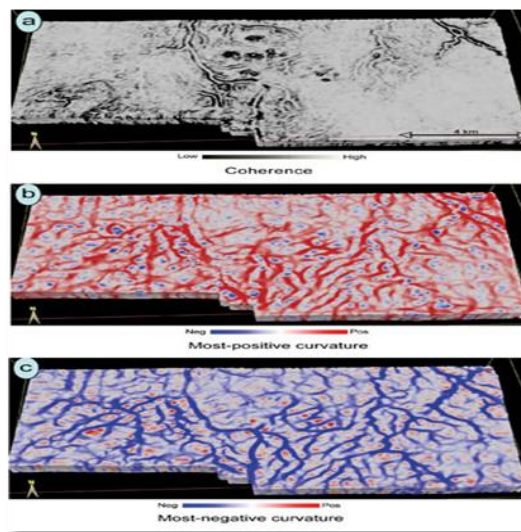


Figura 8. Ejemplo de coherencia (a) y curvatura (b y c). Tomado de: Chopra y Marfurt 2007

Un buen atributo sísmico es directamente sensitivo a las características geológicas deseadas o a las propiedades del yacimiento de interés, en la figura 8 se puede observar la superficie alterada geológicamente (estructuras geológicas) confirmando la sensibilidad de la herramienta.

Los atributos sísmicos son una medida cuantitativa de la respuesta sísmica, ante eventos litológicos y estructurales. Se pueden tener buenos resultados en el análisis de atributos, si se tiene una buena sísmica y herramientas computacionales que permitan proponer diferentes metodologías (software flexible, para la programación de módulos).

El procesamiento de los datos sísmicos puede ser realizado según las características de la onda sísmica como se puede ver en la figura 9.

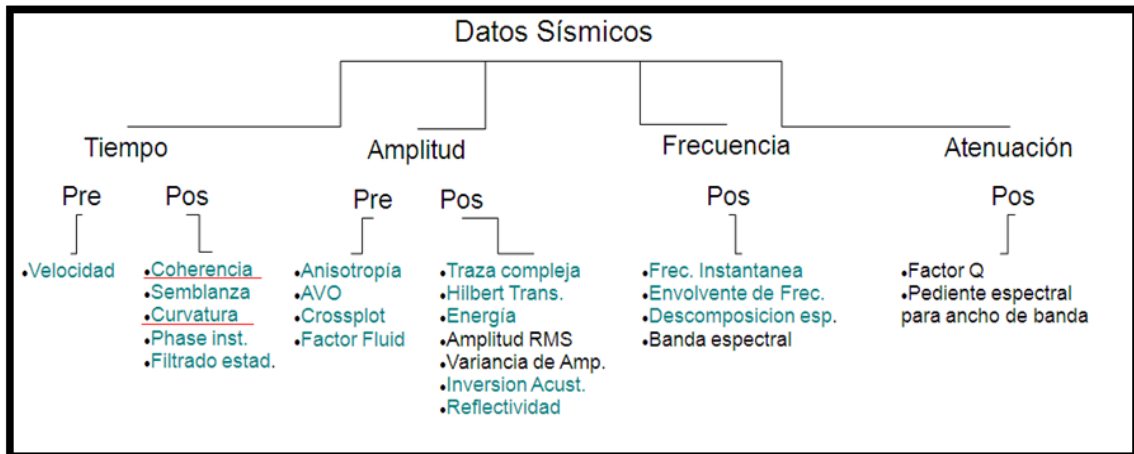


Figura 9. Flujo de aplicaciones para datos sísmicos, según su variante analizada. Tomado de: González, H. (2009).

El objetivo principal al usar coherencia y curvatura es identificar fallas y fracturas en la sísmica analizada.

5.2. Adquisición Sísmica 3D

El registro sísmico en dos dimensiones ha sido el más difundido desde los primeros tiempos. En este caso, tanto los receptores como las fuentes se encuentran dentro de un mismo plano (como se puede ver en la figura 10) y por lo tanto presenta algunas dificultades para resolver los problemas ocasionados por información proveniente de factores fuera de ese plano. El concepto fundamental que permitió el avance de la técnica fue el apilamiento múltiple (CDP stacking). Tomado de: Carstens, AAGG

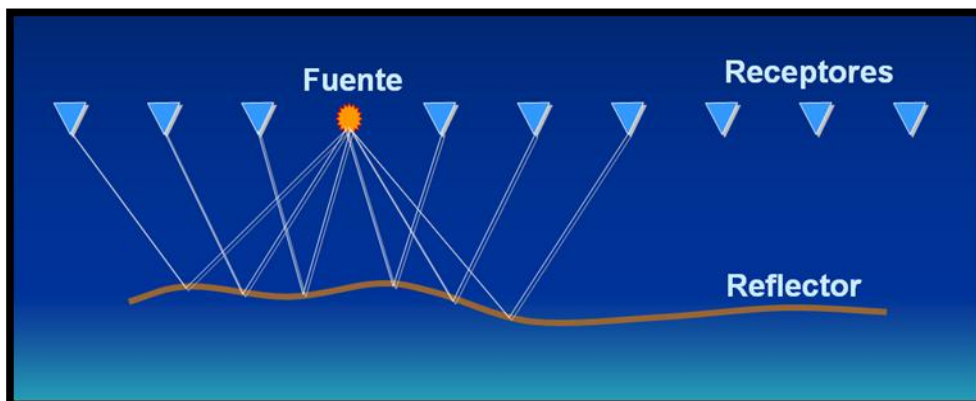


Figura 10. Adquisición sísmica 2D. Tomado de: Piedrahita 2006

La sísmica tridimensional permite tener receptores y fuentes con una distribución areal e incorpora un componente fundamental, el acimut, o ángulo entre fuente y receptor, que permite tener en cuenta las variaciones laterales de la información. En lugar de CDP, hablamos ahora de celda o bin. Pasamos de un punto a un área común para las reflexiones. Tomado de: Carstens, AAGG.

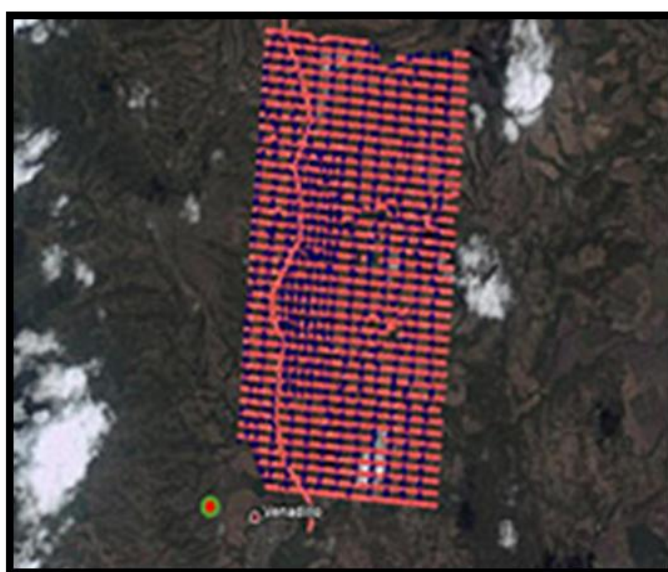


Figura 11. Ejemplo de malla sísmica de adquisición sísmica en 3D. Tomado de:
www.ist.com.co/images/exploracion/016.jpg

En un proyecto de adquisición sísmica 3D se reconocen cuatro etapas: diseño, adquisición, procesamiento e interpretación. Tomado de: Carstens, AAGG.

En el diseño se toman en cuenta los objetivos del proyecto exploratorio. En principio se diseña el prospecto en forma teórica (preplot). Luego se van teniendo en cuenta los distintos inconvenientes que se pueden encontrar durante la ejecución. Hoy se pueden superponer los diseños a las imágenes satelitales del área para poder ajustarlos en función de los impedimentos culturales. Una vez corridas las fuentes y los receptores para sortear los obstáculos, se compara el resultado (postplot) con el teórico original para verificar que todavía se cumplan los objetivos previstos.

Luego se pasa a la etapa de adquisición. En este caso, los avances técnicos se han dado tanto en los equipos de registro como en las fuentes. Los sismógrafos son capaces de manejar miles de canales al mismo tiempo, con la telemetría como elemento básico. De esta manera es posible tender las líneas de receptores prácticamente en cualquier tipo de terreno, a pesar de los obstáculos que pudieran presentarse. Al mismo tiempo es posible controlar desde el sismógrafo el correcto funcionamiento de todos los componentes (cables, cajas y geófonos).

En cuanto a las fuentes, el avance más grande se ha dado en los vibradores. No solo han incrementado su tamaño sino también en la forma en que se puede controlar su desempeño, ya que se pueden analizar todos y cada uno de los barridos realizados durante el registro. Además, al estar dotados de sistemas de posicionamiento GPS, es posible controlar su correcta ubicación en todo momento.

En el procesamiento hay dos etapas en las cuales es muy notorio el aporte del acimut: la determinación de velocidades y la migración.

La resolución espacial del método está directamente ligada con el tamaño de la zona de Fresnel. La sísmica 3D permite incrementar notoriamente la resolución espacial, con el resultado de una mejor imagen de los datos obtenidos. Cabe mencionar que a pesar del gran incremento en la resolución espacial, la resolución temporal (o espesores que podemos identificar) no ha sufrido modificaciones, ya que esta depende del rango de frecuencias a registrar y este sigue siendo el mismo.

Probablemente los adelantos técnicos más impresionantes estén dados en el terreno de la interpretación. El uso de las estaciones de trabajo interactivas, los programas de visualización, los centros de realidad virtual y otras herramientas hacen posible extraer una enorme cantidad de información de los datos sísmicos. Modificado de: Carstens, AAGG

En este estudio se procesó un cubo sísmico 3D propiedad de la empresa Ecopetrol, previamente adquirido al presente estudio, en una estructura de carácter dómico donde se aplicaron principalmente los atributos de coherencia y curvatura (ver figura 12), En ambos casos es posible observar una serie de discontinuidades sub-paralelas que a su vez coinciden con la dirección del máximo esfuerzo determinado en pozo y mostrado en la parte superior derecha de la figura 12-A.

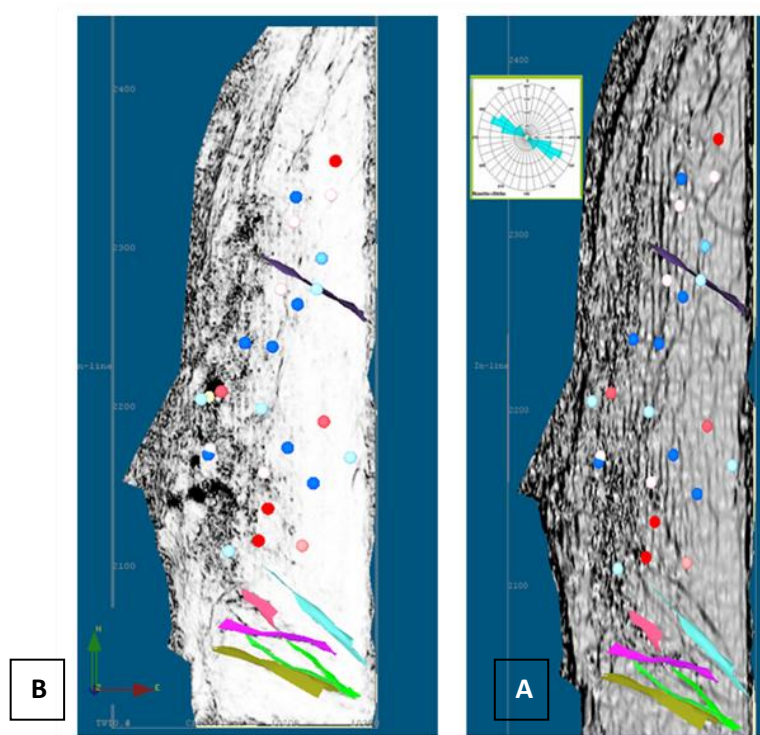


Figura 12. Estas dos imágenes ilustran la aplicación de atributos sísmicos de A curvatura y B coherencia en un cubo sísmico tomado en un campo en producción en Colombia.

5.3 Atributo Coherencia

La coherencia como atributo sísmico corresponde a un estimativo estadístico que se le hace a las trazas para determinar qué grado de similaridad hay en una ventana de tiempo con respecto a trazas vecinas.

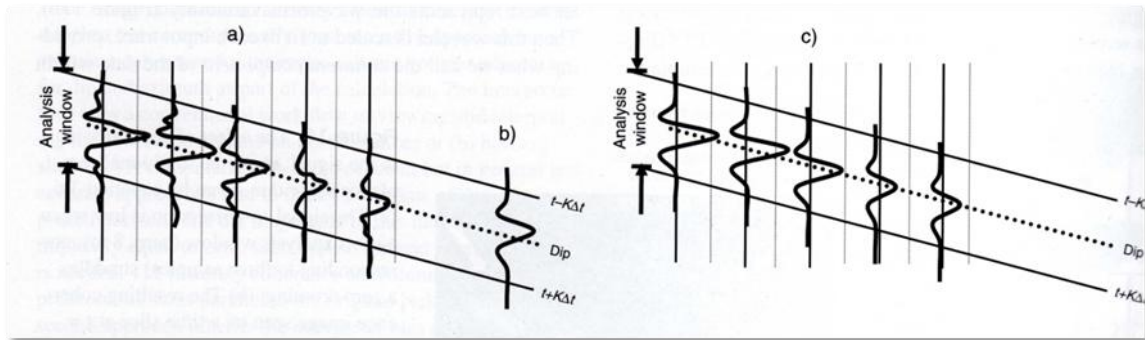


Figura 13. Diagrama esquemático que ilustra los pasos a seguir durante la estimación de la coherencia. (a) Primero se calcula la energía de las trazas dentro de una ventana de análisis, (b) Luego se calcula la forma de onda sísmica que mejor se aproxima a las otras ondas, y (c) Finalmente se reemplaza cada traza por una versión a escala de la mejor traza calculada (en b). Tomado de: Chopra y Marfurt 2007

El atributo de coherencia se puede aplicar mediante la implementación de un algoritmo donde se correlacionan las longitudes de onda y el tiempo, sus valores varían entre 0 y 1, siendo lo más incoherente las líneas negras, es decir los valores más cercanos a cero.

Cuando hay lineamientos o corredores de fallas esta similaridad se pierde y se generan “saltos” o variaciones en la continuidad de las trazas, generándose incoherencia en los datos, señalando las fracturas.

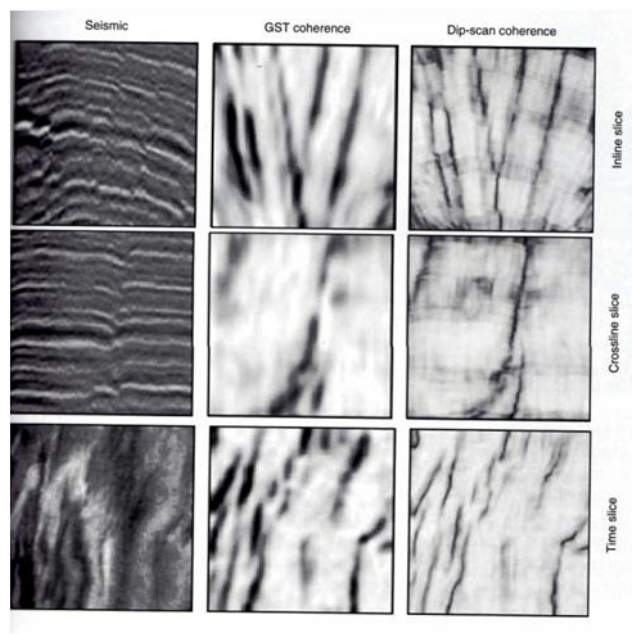


Figura 14. Ejemplo de la aplicación del atributo coherencia a un volumen sísmico con gran resolución lateral. Tomado de: Chopra y Marfurt 2007

Las siguientes imágenes, (Figuras 15, 16, 17 para coherencia y 20, 21, 22 para curvatura) corresponden a la aplicación del atributo mencionado, haciendo uso de la herramienta OpendTect (de uso libre.) en los horizontes analizados para el campo estudiado de la Cuenca Catatumbo.

5.3.1 APLICACIÓN DEL ATRIBUTO COHERENCIA A LA SUPERFICIE DE LA FORMACION LA LUNA DEL CAMPO ESTUDIADO.

La Figura 15 corresponde a la aplicación del atributo de coherencia a la superficie de la Formación La Luna donde se observan lineamientos (en color rojo), que corresponden a fallas en escalas de decenas a centenas de metros con dirección preferencial en sentido NW.

Hacia la parte superior del domo se pueden ver lineamientos en sentido NE (en color verde) los cuales no se pueden ser calibrados con datos pozos, ya que no se encuentra información del pozo n-10.

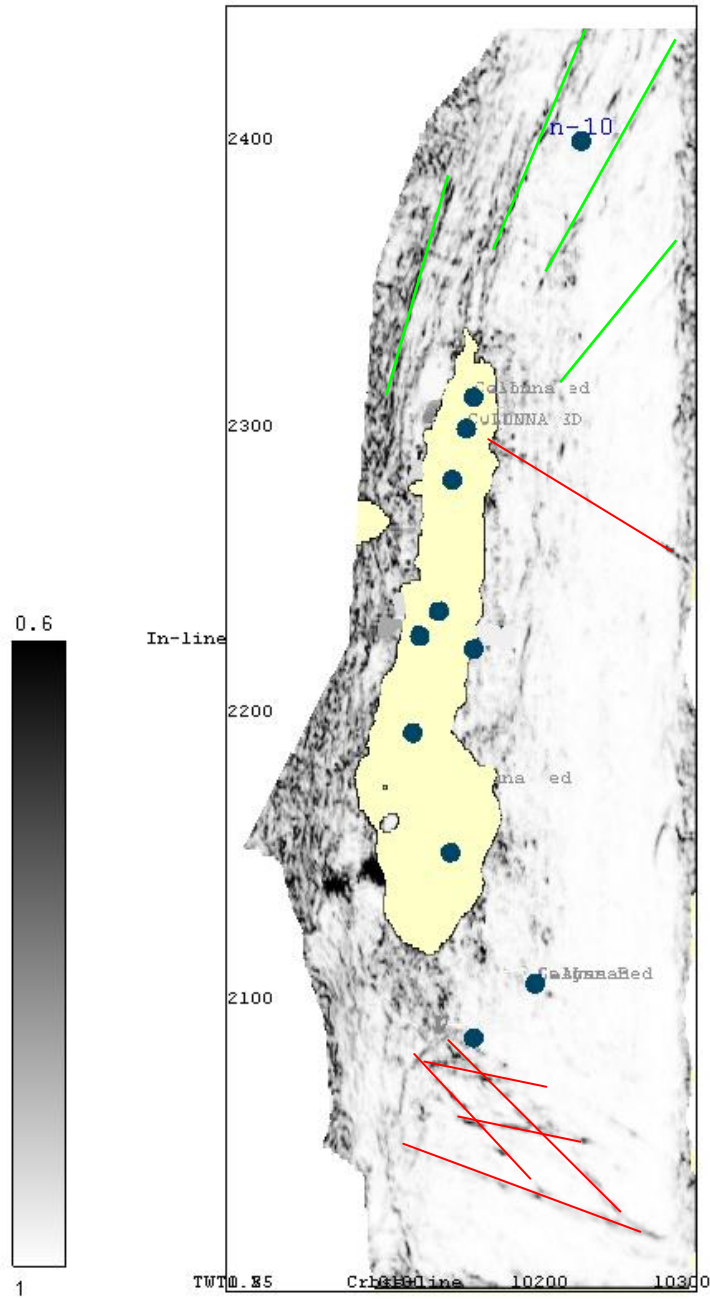


Figura 15. Atributo de coherencia para la Formación La Luna.

5.3.2 APLICACIÓN DEL ATRIBUTO COHERENCIA A LA SUPERFICIE DE LA FORMACION COGOLLO DEL CAMPO ESTUDIADO

En la figura 16 se puede observar la aplicación del atributo de coherencia para el tope de la Formación Cogollo. Las líneas rojas corresponden a la dirección preferencial de los lineamientos o corredores de falla, en sentido NW.

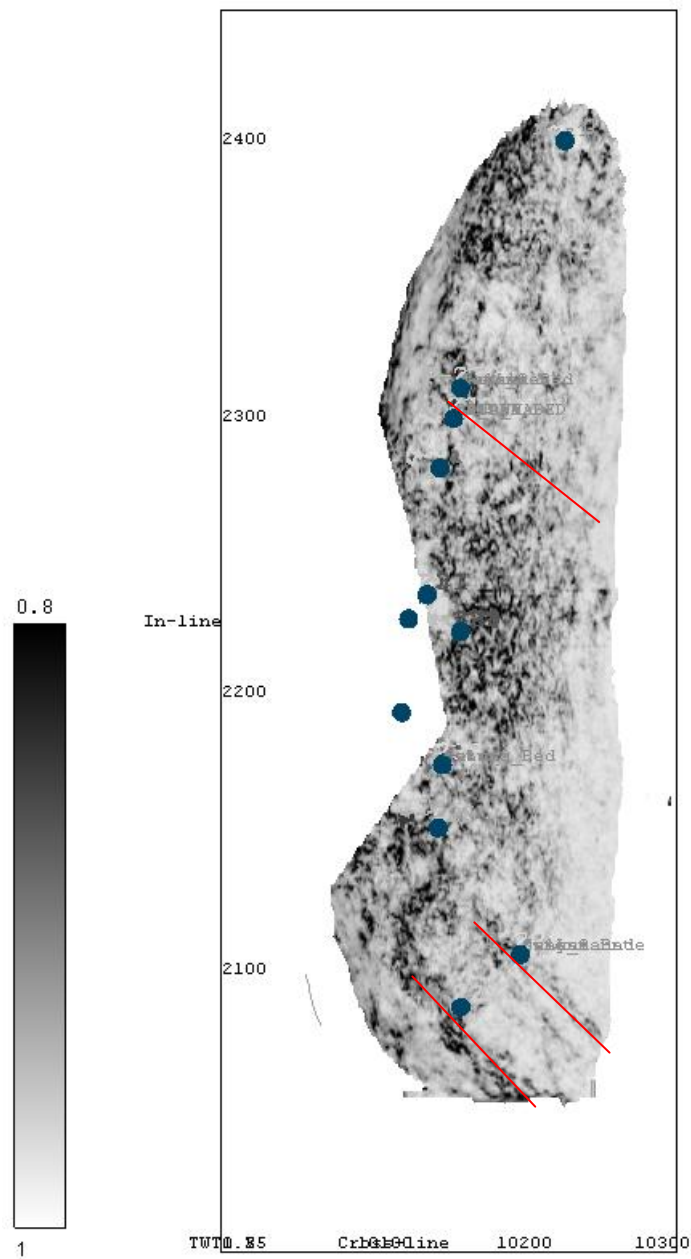


Figura 16. Atributo de coherencia para la Formación Cogollo.

5.3.3 APLICACIÓN DEL ATRIBUTO COHERENCIA A LA SUPERFICIE DE LA FORMACION AGUARDIENTE DEL CAMPO ESTUDIADO

La figura 17 corresponde a la aplicación del atributo coherencia en el tope de la Formación Aguardiente. Las líneas rojas corresponden a la dirección preferencial de los lineamientos o corredores de falla, en sentido NW y las líneas verdes en sentido NE, las cuales aparecen en menor proporción respecto a las NW en los análisis de rosetas (Ver capítulo 7.2 Análisis de Rosetas)

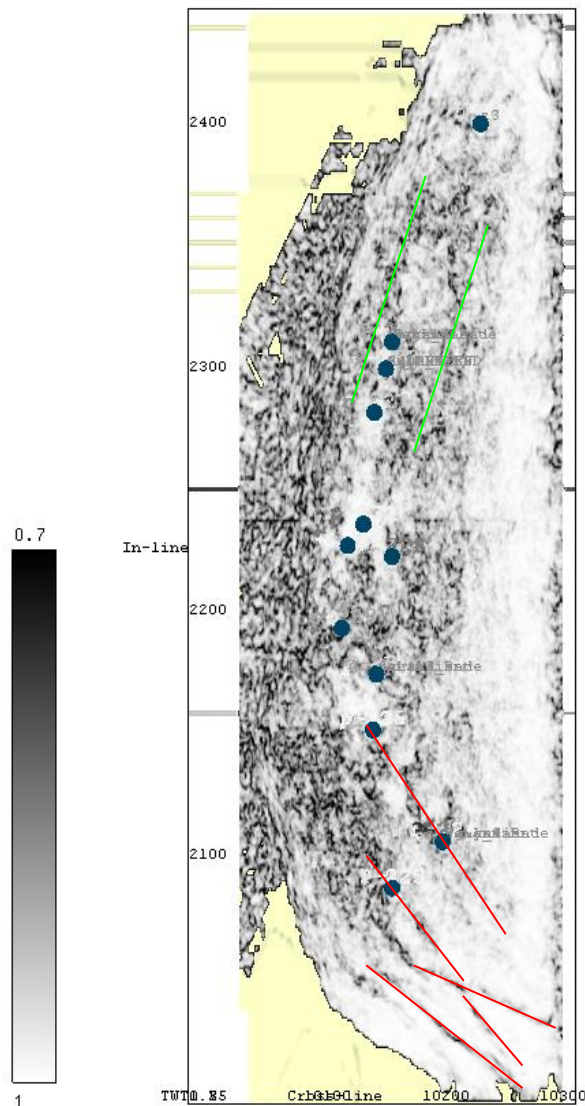


Figura 17. Atributo de coherencia para la Formación Aguardiente.

Con base en las tres graficas anteriores (Figuras 15, 16 y 17) se puede concluir que la dirección preferencial para el corredor de fracturas de mayor abundancia y más notorio está en sentido NW y se pueden observar a través de todo el Campo estudiado, a diferencia de los corredores de fracturas en sentido NE, los cuales se hacen evidentes sólo hacia las partes altas de la estructura dómica.

5.4 Atributo Curvatura

Para entender el atributo de Curvatura es mejor explicarlo con una gráfica. En la figura 18 se puede observar que de acuerdo con el radio de las esferas se logra identificar si la asociación de trazas corresponde a un plano, a un anticlinal o sinclinal de acuerdo al carácter positivo o negativo del algoritmo, sugiriendo la presencia de lineamientos (cuando el radio es muy pequeño)

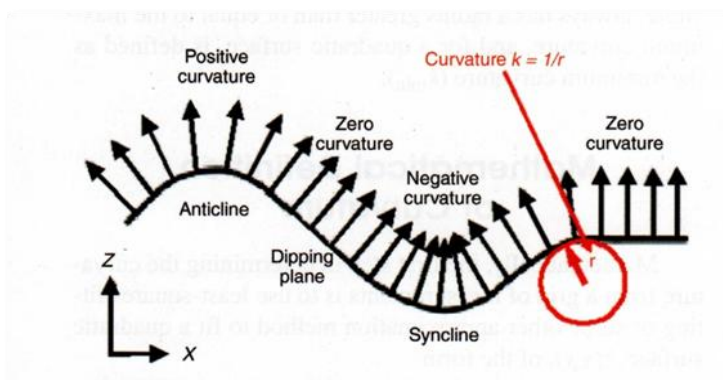


Figura 18. Ejemplo de definición de curvatura en 2D, donde las características del sinclinal tienen curvatura negativa, anticlinal curvatura positiva y plano curvatura cero. Tomado de: Chopra y Marfurt 2007

Otra manera para entender la aplicación del atributo de curvatura, es con la

interpretación de la siguiente ecuación: $k = \frac{1}{r}$ donde r es el radio de la esfera,

y k es el valor de curvatura; por lo tanto, cuando r tiende a infinito, k es igual a cero, queriendo decir que está asociado a un plano, en otras palabras, que no hay curvatura.

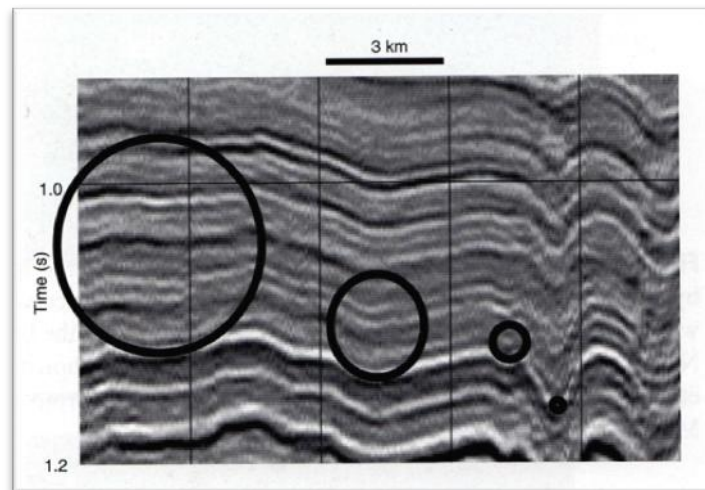


Figura 19. Ejemplo en una sección vertical de una sísmica realizada en Forth Worth Basin en Texas, USA donde se ilustra la curvatura de aproximadamente 500, 250, 100 y 50 metros a lo largo de un mismo horizonte. Tomado de: Chopra y Marfurt 2007

5.4.1 APLICACIÓN DEL ATRIBUTO CURVATURA A LA SUPERFICIE DE LA FORMACION LA LUNA DEL CAMPO ESTUDIADO

La Figura 20 corresponde a la aplicación del atributo de curvatura a la superficie de la Formación La Luna donde se observan los lineamientos (en color rojo, verde y magenta), que corresponden a fallas en escalas de decenas a centenas de metros e igualmente a la aplicación del atributo coherencia, se observa el predominio de lineamientos en sentido NW (en rojo) y en sentido NE (en verde) y ahora mucho más evidente los lineamientos en sentido NS (en magenta)

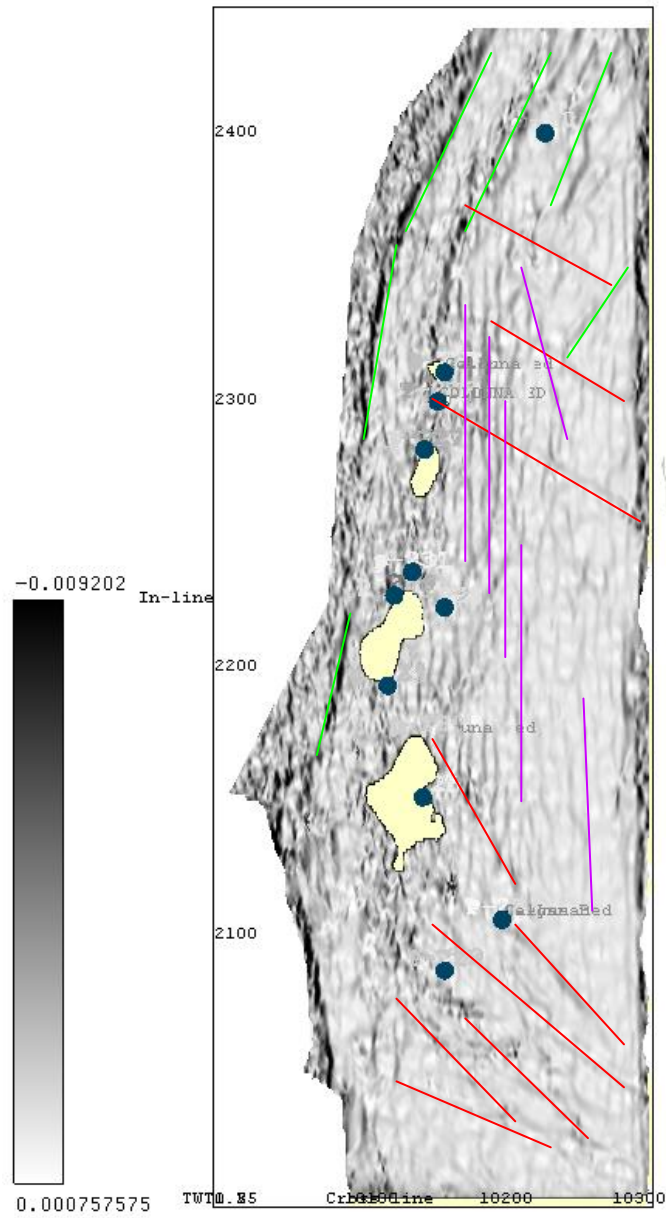


Figura 20. Atributo de curvatura para la Formación La Luna.

5.4.2 APLICACIÓN DEL ATRIBUTO CURVATURA A LA SUPERFICIE DE LA FORMACION COGOLLO DEL CAMPO ESTUDIADO

En este horizonte no son tan claros los lineamientos o corredores de falla en sentido NW (color rojo), son sutiles, y se evidencian con cierta mejoría corredores de falla en dirección NE, en color verde. Figura 21.

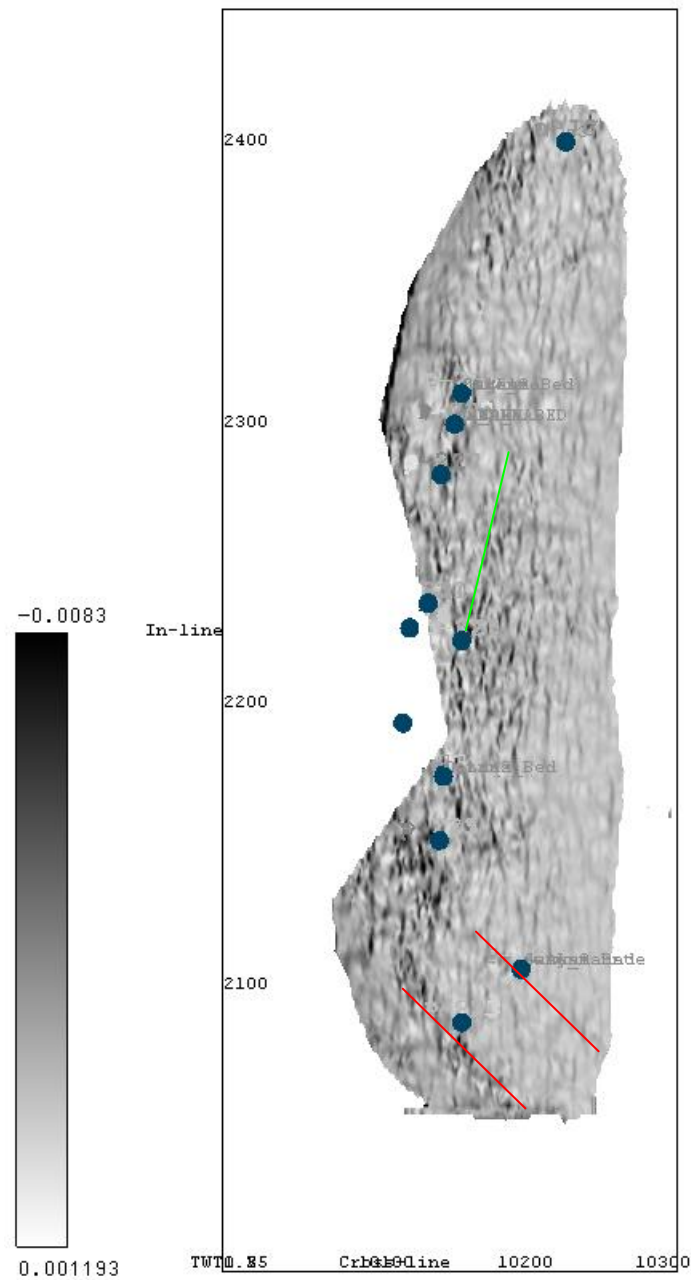


Figura 21. Atributo de curvatura para la Formación Cogollo.

5.4.3 APLICACIÓN DEL ATRIBUTO CURVATURA A LA SUPERFICIE DE LA FORMACION AGUARDIENTE DEL CAMPO ESTUDIADO

En este horizonte se pueden observar lineamientos o corredores de falla en sentido NW como se ha observado en los otros horizontes (en color rojo), y corredores de falla en dirección NS-NE, en color verde hacia la parte superior del domo, como se puede ver en la Figura 22.

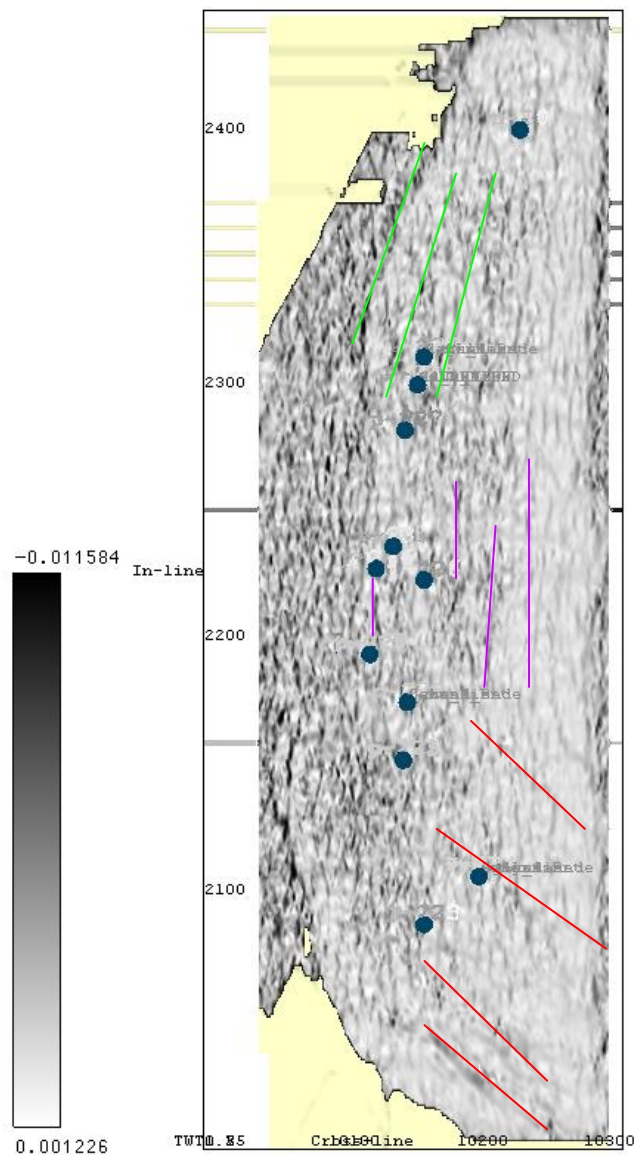


Figura 22. Atributo de curvatura para la Formación Aguardiente

Finalmente se puede observar, a manera general que la resolución del atributo curvatura mejora la superficie a diferencia del atributo de coherencia donde se necesita mayor resolución para una mejor imagen.

Se puede concluir que ambos atributos son buenos y que uno complementa el otro es decir que la aplicación de uno coincide con los resultados del otro, aunque teóricamente el atributo de coherencia sea el más apropiado para la caracterización de las fracturas.

En cuanto a las direcciones de las familias de fracturas, se puede concluir que hay un predominio de dos familias, una en dirección NW muy clara y constante en todos los horizontes analizados para cada atributo. (Líneas en color rojo en las seis imágenes anteriores, (Figuras 15, 16, 17 para coherencia y 20, 21, 22 para curvatura)

La otra dirección de familias de fracturas evidenciadas a escala sísmica está en sentido NS-NE las cuales muestran su prevalencia en la parte norte de las imágenes de los mapas sísmicos, es decir, esta familia de fracturas predomina hacia la cresta del domo correspondientes a las líneas en color verde y magenta en las imágenes anteriores (Figuras 15, 17 para coherencia y 20, 21, 22 para curvatura)

6. CONTROLES LITOLÓGICOS

6.1. Fracturas Naturales

Se definen como discontinuidades o rompimientos en una roca causada por un esfuerzo que excede la resistencia de la roca por mecanismos naturales. Y de esto se pueden diferenciar en cinco grupos:

6.1.1 FRACTURAS ABIERTAS: Poseen separaciones cuantificables y no muestran evidencias de movimientos de cizallamiento, ni mineralizaciones.

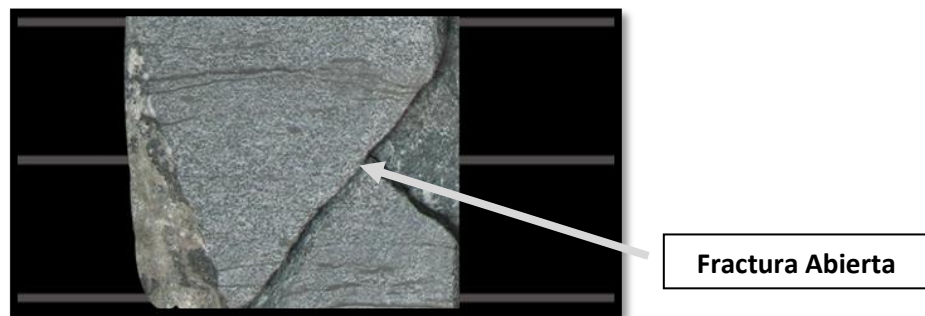


Figura 23. Pozo N-84, Facies Aec. Ejemplo de una fractura natural abierta.

6.1.2 FRACTURAS CERRADAS: Presentan separaciones no medibles entre las caras de las fracturas. No poseen evidencias de mineralizaciones ni rellenos.

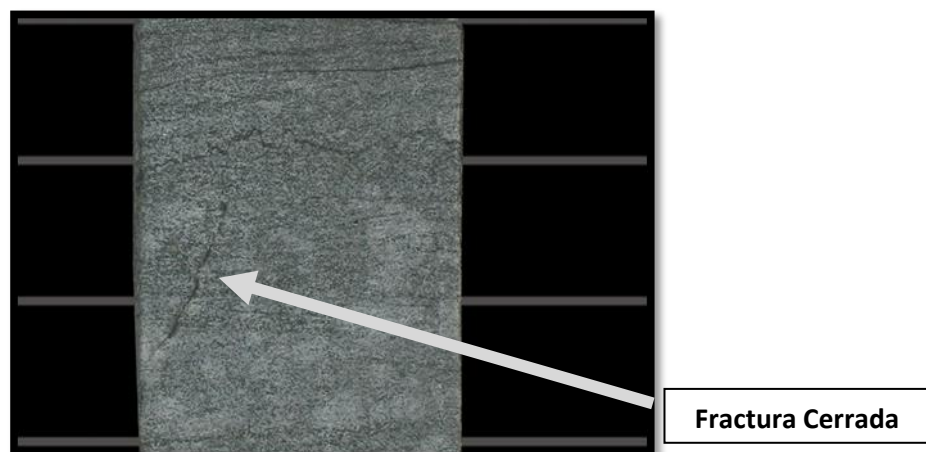


Figura 24. Pozo N-84, Facies Aec. Ejemplo de una fractura cerrada

6.1.3 FRACTURAS RELLENAS: Se presentan completamente llenas de mineralizaciones y no tienen porosidad visible. Son referenciadas comúnmente como venas.

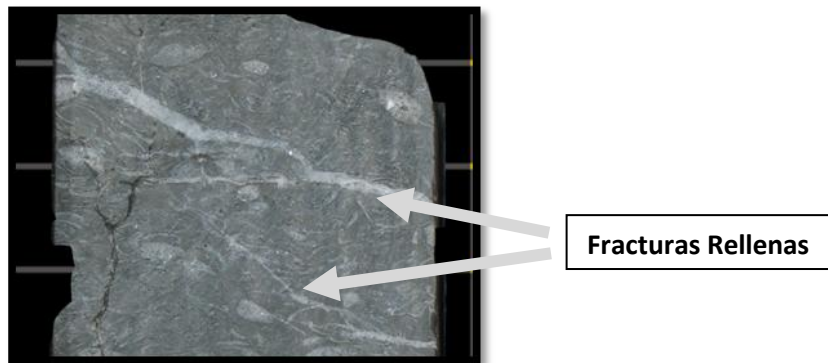


Figura 25. Pozo N-84, Facies Wb. Ejemplo de fracturas rellenas

6.1.4 PARCIALMENTE RELLENAS: Cubiertas de cemento incompleto a lo largo de una de las caras de la fractura.

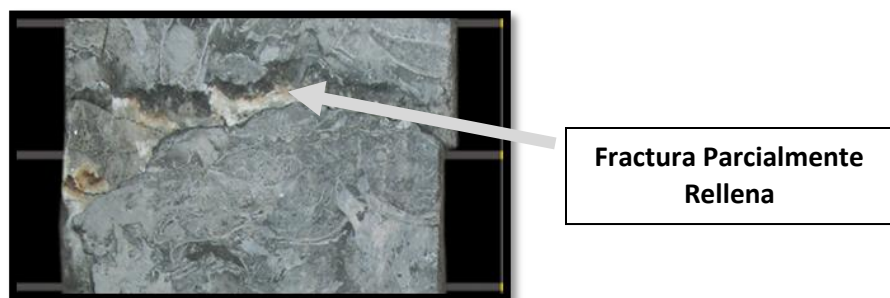


Figura 26. Pozo N-84, Facies Pb. Ejemplo de una fractura parcialmente rellena donde se observa el relleno de Calcita (en color blanco) y el cubrimiento de cemento hacia los bordes de la fractura.

6.1.5 PARCIALMENTE ABIERTAS: Poseen características de fracturas cerradas y abiertas, siendo posible la medición de la separación entre sus caras en algunos sectores a lo largo de estas.

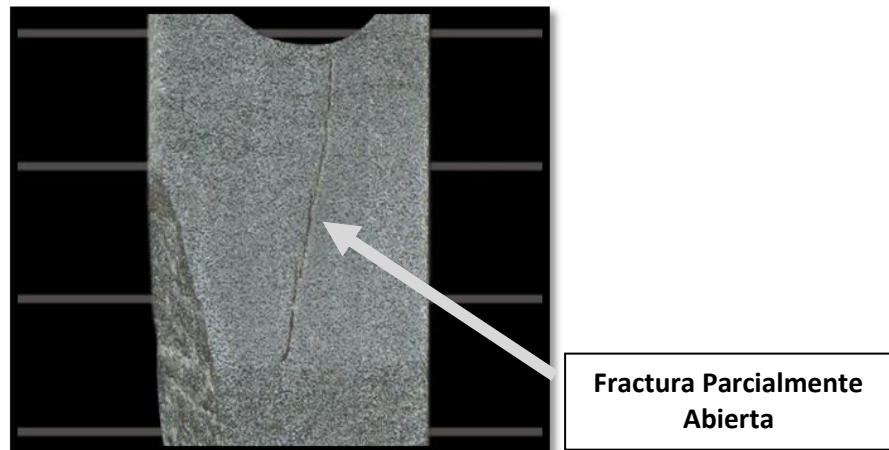


Figura 27. Pozo N-84, Facies Aec. Ejemplo de una fractura parcialmente abierta.

6.2 Características generales de las fracturas naturales

- Superficies pulidas.
- Desplazamiento de las capas, láminas o estructuras sedimentarias físicas u orgánicas a lo largo de la fractura sin pérdida de la cohesión.
- Crecimiento de minerales secundarios en las paredes de las fracturas
- Estructuras de la pared de la fractura que no muestren ninguna relación con la geometría del corazón.

6.3 Fracturas Inducidas

Entre ellas se encuentran fracturas de disco, petales, petal centerline, scribe knife, hummer mark etc.; siendo las de disco y las hammer marks las únicas fracturas inducidas que se reconocieron durante este trabajo, modificado de Kulander 1990.

6.3.1 FRACTURAS DE DISCO: Producidas durante el corazonamiento del núcleo, y normalmente se encuentran orientadas horizontalmente a sub horizontalmente en pozos verticales, siendo influenciadas por la estratificación y por imperfecciones de la roca.

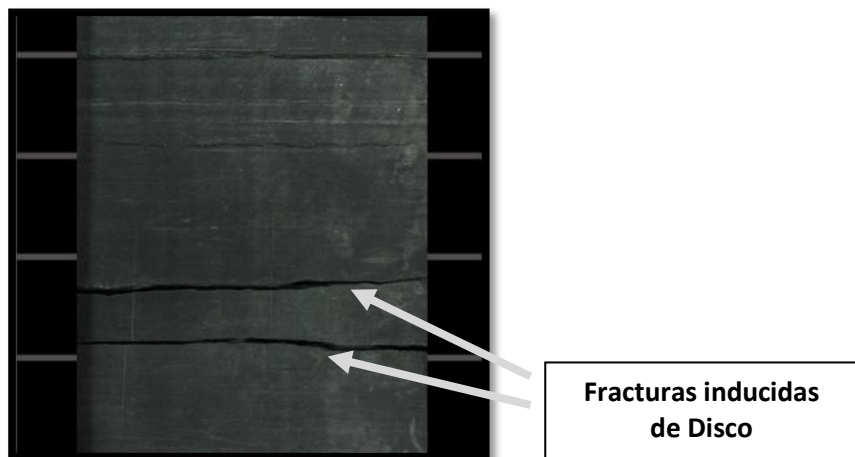


Figura 28. Pozo N-84, Facies Sh. Ejemplo de fracturas inducidas de disco.

6.3.2 HAMMER MARKS: Corresponde a una fractura Natural – Inducida, la cual es incompleta, es decir, que no atraviesa completamente el núcleo sino que es un plano de debilidad que ya existía como tal pero que por esfuerzos inducidos termina manifestándose parcialmente.

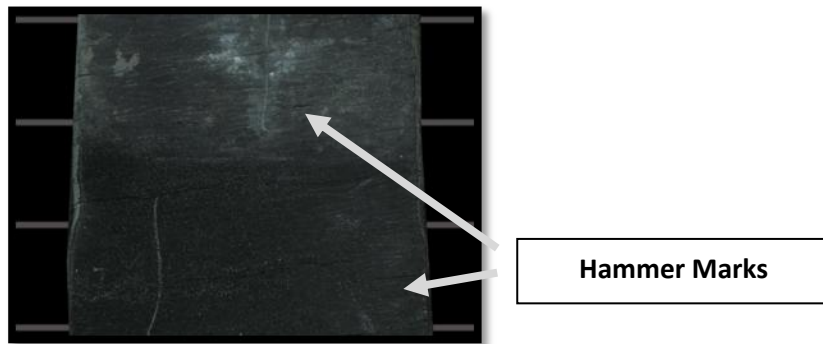


Figura 29. Pozo N-84, Facies Sh. Ejemplo de Hammer Marks, bastante sutiles, casi imperceptibles.

6.4 Características generales de las fracturas inducidas

- Orientación única en el núcleo.
- Incremento de la densidad de fracturas hacia el centro del núcleo.
- Curvamiento abrupto hacia la pared del núcleo (fracturas petales).
- Características de la superficie de la fractura relacionada geoméricamente con el núcleo.

6.5 Estilolitos

Son estructuras sedimentarias, las cuales son formadas gracias a la acumulación en láminas de material fino u orgánico, el cual es sometido a un esfuerzo dominante en donde estas láminas sufren una deformación adquiriendo su forma dentada característica. Además de lo ya mencionado los Estilolitos no aportan al reservorio, pero sirven como patrón indicador del esfuerzo dominante que primo mientras su Formación en los sectores donde estos ocurren.

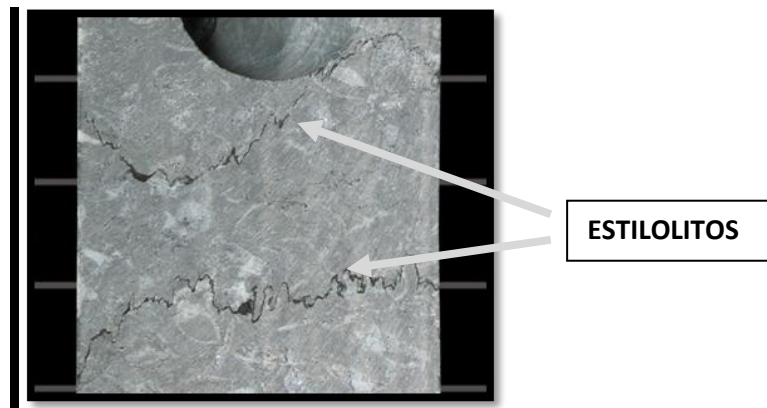


Figura 30. Pozo N-84, Facies Wb. Ejemplo de Estilolitos.

6.6 Caracterización de fracturas

Para la caracterización de las fracturas analizadas para el Pozo N-84 (único pozo corazonado disponible del campo), se estudiaron las fracturas bajo parámetros previamente definidos en estudios realizados en el ICP. (Ver Tabla 2).

Se determinó el porcentaje fracturado para cada facies presentes en la descripción estratigráfica en el pozo N-84 y definidas previamente (Zapata et. al 2009)

6.6.1 PARÁMETROS PARA LA CLASIFICACIÓN DE LAS FRACTURAS

Durante la caracterización de cada una de las fracturas presentes en el pozo N-84 se siguieron los parámetros sugeridos por Kulander (1990), manejando el formato utilizado por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), para este tipo de descripciones.

Esta interpretación se hizo basada en los parámetros mostrados en las Tablas 2 y 3 los cuales dan una información completa de las características macroscópicas de las fracturas, y mejor aun, de una manera en la cual el manejo de la información es sencillo, ágil y organizado.

6.7. Resultados obtenidos en el análisis de fracturas para los corazones del pozo N-84

Del Campo estudiado, el único pozo disponible y considerado dentro de este análisis N-84, presenta tres Formaciones diferentes, las cuales corresponden a la Formación Aguardiente (ver Figura 34, pág. 63), Formación Cogollo (ver Figura 32, pág. 60) y Formación La Luna. La sección alcanza aproximadamente unos 450 pies corazonados, de los cuales se identificaron 280 fracturas, distribuidas de la siguiente manera:

Niveles de interés corazonados	Numero de fracturas	Espesor analizado en Pies	Porcentaje de Fracturamiento
Formación La Luna	16	35	6%
Formación Cogollo	94	215	34%
Formación Aguardiente	170	170	60%
Total	280	420 ft.	100%

Tabla 4. Distribución de las fracturas dentro del pozo analizado, para la Cuenca Catatumbo

6.7.1 RESULTADOS EN LA INTENSIDAD DE FRACTURAMIENTO PARA LA FORMACION LA LUNA EN EL POZO N-84

En la columna estratigráfica del pozo N-84 fueron definidas las facies según Zapata et. al 2009 (ver Tabla 5)

Para la Formación La Luna se identificaron 2 facies dentro del análisis del corazón N-84 las cuales corresponden a:

FACIES FORMACIÓN LA LUNA	
M	Mudstone
Wb	Wackestone con Bio-clastos

Tabla 5. Facies definidas para la Formación La Luna

Debido al poco espesor recuperado de la Formación La Luna (menos de 40 pies), porque en esta zona donde se encuentra ubicado el pozo aflora la formación mencionada, cabe resaltar que, el estudio de intensidad de fracturamiento se ve seriamente afectado pues sus valores son mínimos comparados con la cantidad de fracturamiento en las formaciones Cogollo y Aguardiente (ver Tabla 4)

En la Figura 31 se puede observar el esquema de distribución de fracturas de acuerdo a la facies correspondiente dentro de la Formación La Luna, donde el número total de las fracturas es menor a 20 (ver Tabla 4).

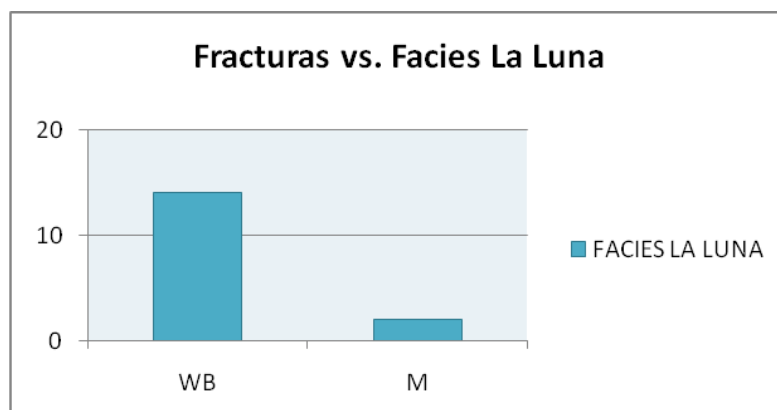


Figura 31. Intensidad de Fracturamiento vs Facies para Formación La Luna.

6.7.2 RESULTADOS EN LA INTENSIDAD DE FRACTURAMIENTO PARA LA FORMACION COGOLLO EN EL POZO N-84

Las facies definidas para la Formación Cogollo (ver Tabla 6) por Zapata et. al 2009, corresponden a las siguientes:

FACIES FORMACIÓN COGOLLO	
Sh	Shale
M:	Mudstone
Pb:	Packstone con Bio-clastos
Wb:	Wackestone con Bio-clastos

Tabla 6. Facies definidas para la Formación Cogollo

Y su distribución dentro de la columna puede verse en Figura 32

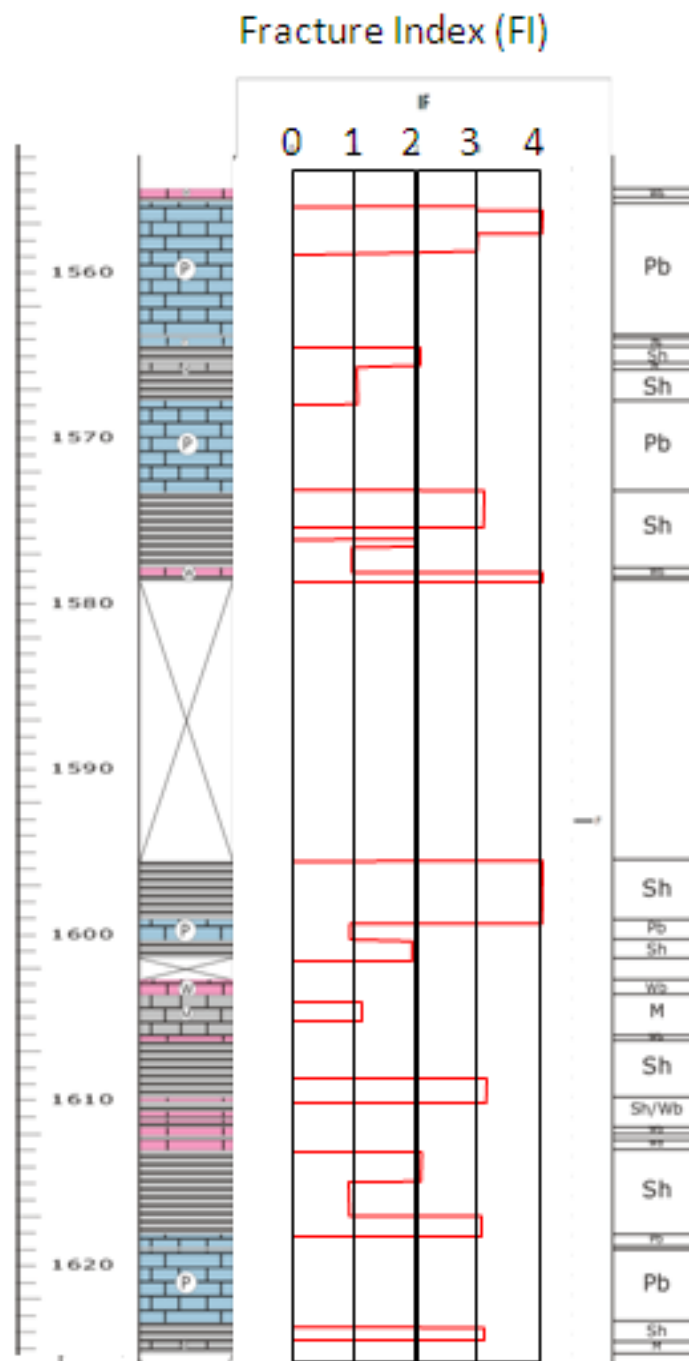


Figura 32. Intensidad de fracturamiento (FI) en un sector corazonado de la Formación Cogollo, donde se puede visualizar las facies mas fracturadas de la Formación. Leyenda Tabla 6

En la figura 33 se puede observar el esquema de distribución de fracturas de acuerdo a la facies correspondiente dentro de la Formación Cogollo, donde la cantidad de fracturas totales es igual a 94 (ver Tabla 4) y la facies con mayor fracturamiento para esta formación corresponde a la Facies Sh., seguida por la facies Pb (ver Tabla 6), como se puede evidenciar en la figura 32 y 33.

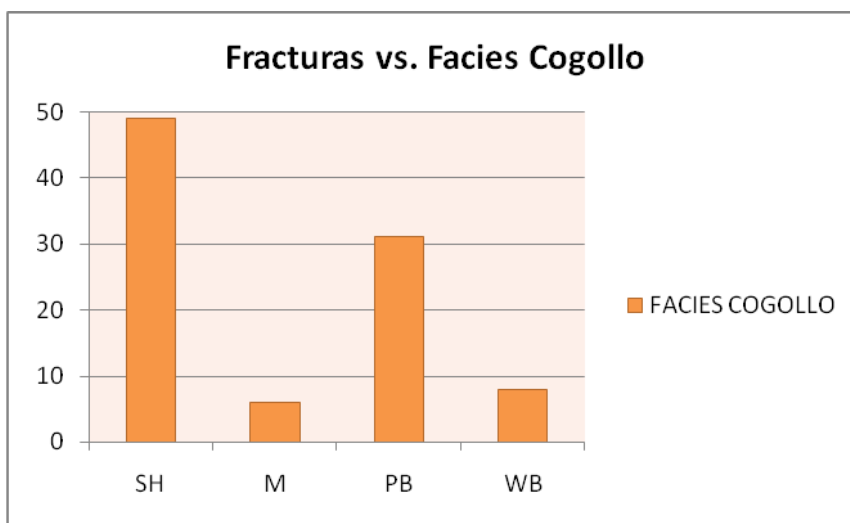


Figura 33. Intensidad de Fracturamiento vs Facies para la Formación Cogollo.

6.7.3 RESULTADOS EN LA INTENSIDAD DE FRACTURAMIENTO PARA LA FORMACION AGUARDIENTE EN EL POZO N-84

Durante el análisis de los corazones del Pozo N-84 se reconocieron 9 facies, (ver Tabla 7), para la Formación Aguardiente, definidas por Zapata en el 2009:

FACIES FORMACIÓN AGUARDIENTE	
M	Mudstone
lal	Intercalaciones de Areniscas y Limolitas
Fll	Limolitas con Lentes Arenosos
Acll	Areniscas Calcáreas con Laminaciones Lodosas
W/A	Wackestone intercalado con Areniscas
Wt	Wackestone con Líticos
Ami	Arenisca Masiva con Intraclastos
Aec	Arenisca con Estratificación Cruzada
Pt	Packstone con terrígenos

Tabla 7. Facies definidas para la Formación Cogollo

Su distribución dentro del pozo puede verse en la siguiente sección del pozo N-84, ver figura 34.

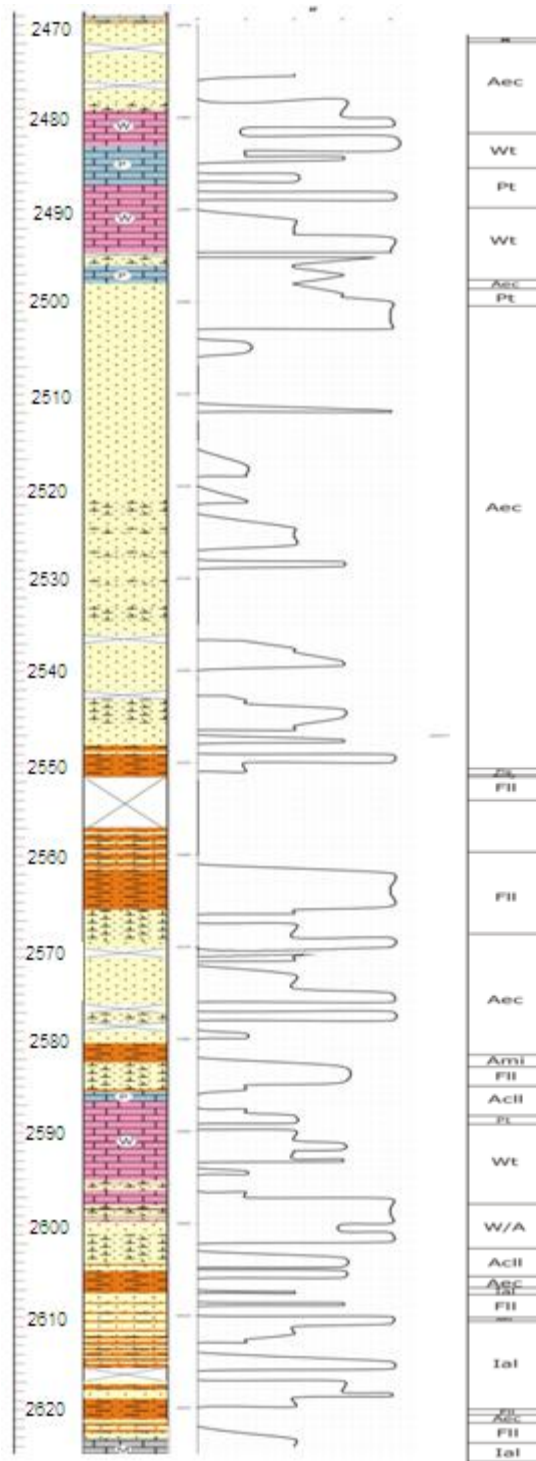


Figura 34. Intensidad de fracturamiento en un sector corazonado de la Formación Aguardiente, donde se puede visualizar las facies mas fracturadas de la Formación. Leyenda Tabla7.

La Figura 35 corresponde al esquema de distribución de fracturas de acuerdo a las facies definidas previamente para la Formación Aguardiente.

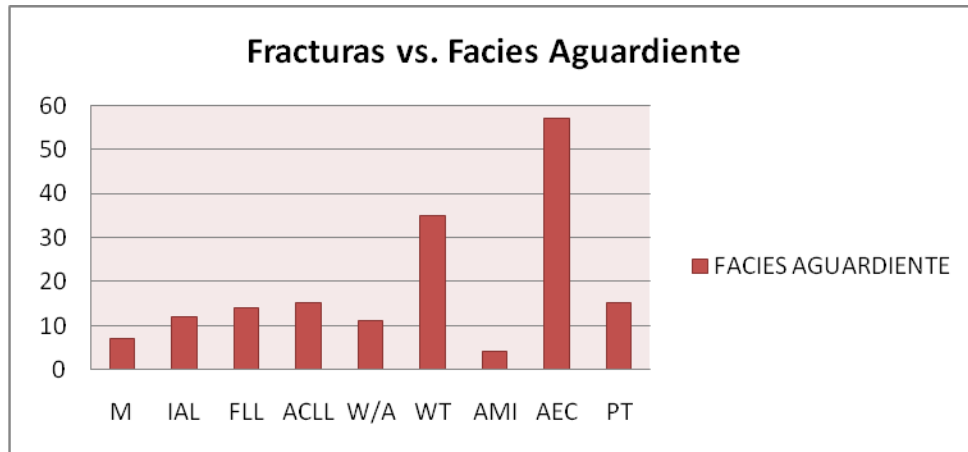


Figura 35. Intensidad de Fracturamiento vs Facies para la Formación Aguardiente.

Donde se observa que la facies con mayor cantidad de fracturamiento corresponde a la facies Aec (ver Tabla 7), con más de 50 fracturas en total para el espesor analizado, y en segundo lugar está la facies Wt (ver Tabla 7) con más de 30 fracturas en total para el espesor analizado.

6.8 Resultados por asociación de facies

De manera generalizada se realizó una correlación entre facies y fracturas para las Formaciones Aguardiente y Cogollo, asociando las facies por su composición y por su tamaño de grano, entendiendo como “Arenas” las facies siliciclásticas de tamaño de grano grueso a medio, los “Finos” como las facies siliciclásticas de tamaño de grano fino y las “Calizas” como las facies con carbonatos. Ver figura 36.

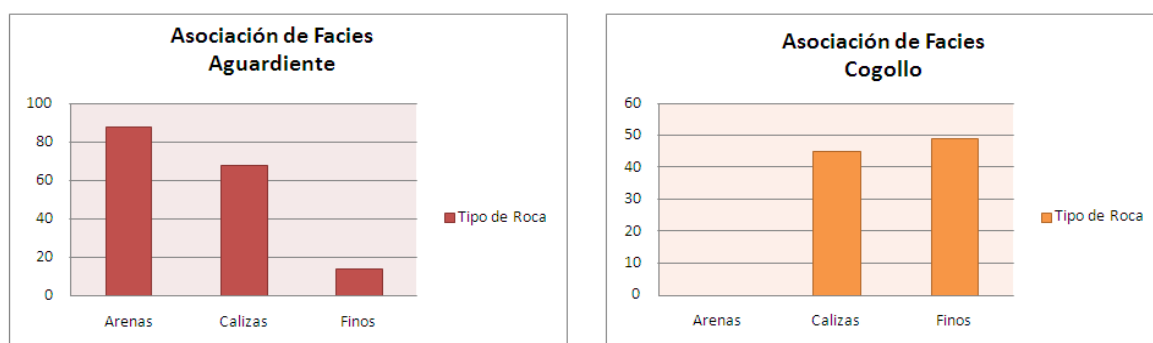


Figura 36. Intensidad de fracturamiento por facies asociadas, (de 0 a 100, cantidad de fracturas por asociación de facies)

Realizando la correlación entre facies y fracturas de los intervalos corazonados de la Formación Aguardiente, se puede observar que hay un predominio de las facies arenosas con un poco más del 50% en cantidad de fracturamiento del total de la Formación; los intervalos de facies calcáreas corresponden al 40% del total de fracturas para la Formación Aguardiente y finalmente las facies siliciclásticas de grano fino solo alcanzan al 8% del total de las fracturas.

A diferencia de la Formación Aguardiente, en la Formación Cogollo las facies siliciclásticas de grano fino representan el 53% del total de las fracturas, mientras que las facies calcáreas representan el 47%.

En ambos casos se puede observar el predominio de las fracturas en las facies siliciclásticas sobre las facies calcáreas.

6.9 Intensidad de Fracturamiento.

La caracterización pie a pie de fracturas para el pozo corazonado disponible en el campo donde se realizó el presente estudio N-84, ha permitido la identificación de la cantidad de fracturas (ver Tabla 4) en las diferentes profundidades, asociadas por parámetros como el tamaño de grano y su composición (ver Figura 36)

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 (IF ó en ingles FI), el cual se puede ver para en las figuras de la columna arriba Figuras 32 y 34. En estas graficas se muestra la intensidad de fracturamiento para niveles corazonados de la Formación Aguardiente (Figura 34) y Cogollo (Figura 32) donde se reconfirma la prevalencia de fracturamiento en las rocas siliciclásticas sobre las rocas calcáreas. Este índice permite identificar las unidades de roca que presentan la mayor cantidad de fracturamiento.

La clasificación de la intensidad de fracturamiento está definida de la siguiente manera:

Índice de Fracturamiento IF	Valores en porcentaje de fracturamiento
IF = 1	de 0 a 10 %
IF = 2	de 10 a 30 %
IF = 3	de 40 a 70 %
IF = 4	de 80 a 100 %

Tabla 8. Facies mecánicas, de acuerdo a la intensidad de fracturamiento.

Esto también ha permitido verificar las facies mas fracturadas en cada Formación (ver Figuras 31, 33, 35)

7. REGISTROS FMI

La herramienta FMI (Fullbore Formation MicroImager) proporciona imágenes micro resistivas de la facies sobre la cual se encuentra la herramienta. Las medidas se centran en la respuesta de la roca generando una imagen de alta resolución con información petrofísica y litológica de acuerdo al comportamiento conductivo de la roca.

Es una herramienta de respuesta en tiempo real la cual es usada para caracterizar la tectónica de la roca, sus características sedimentarias y su textura, sirve como complemento de la información obtenida de los corazones del pozo; además los datos FMI también son usados para el análisis geomecánico del yacimiento, ya que gracias a estos, se puede identificar las fracturas inducidas por la perforación. Modificado de: Shulmberger 2002

7.1 Resultados para el análisis de FMI en el campo estudiando.

Los registros de imagen disponibles, adquiridos por la empresa Schlumberger para Ecopetrol de tipo FMI, fueron previos al inicio de este estudio.

Con los datos FMI, se generaron múltiples rosetas para diferentes intervalos con diferentes grados de fracturamiento haciendo una identificación manual de las fracturas abiertas y las fracturas parcialmente abiertas (ver Figura 37).

Para este caso de estudio se contó con más de un pozo con registros FMI, por lo tanto se puede observar las variaciones de direcciones en diferentes puntos del Campo analizado.

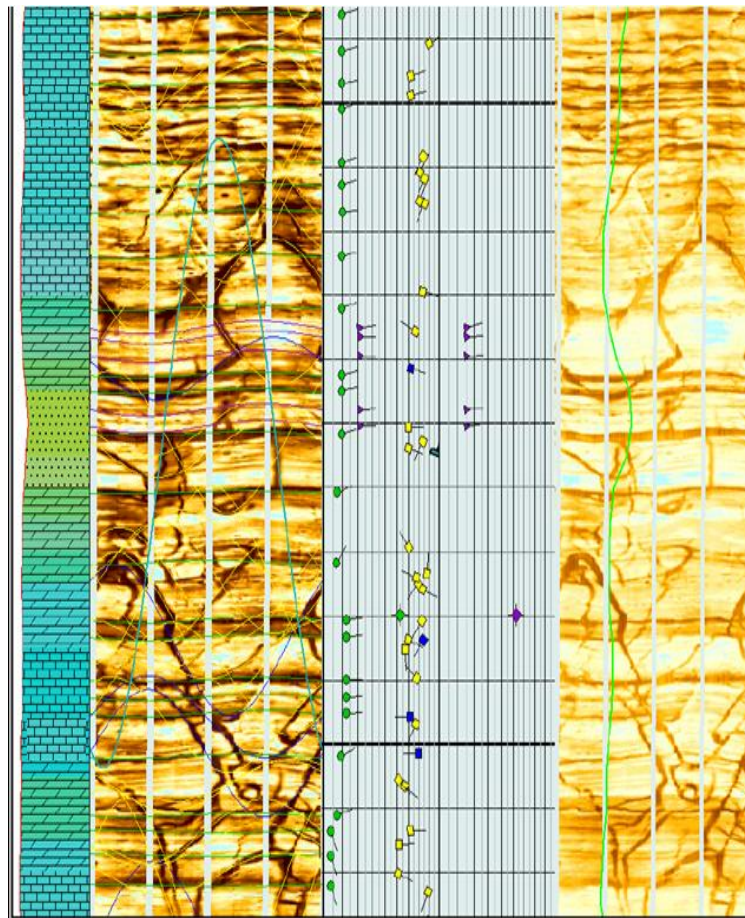


Figura 37. Ejemplo de imagen FMI mostrando la intensidad de fracturamiento asociada a las facies calcáreas presentes en la columna estratigráfica del pozo N-84 en donde predominan las fracturas parcialmente abiertas (símbolos de color amarillo) y en menor proporción las fracturas totalmente abiertas (símbolos de color azul)

Los pozos con información de registros FMI son 7 (N-83, N-84, N-85, N-86, N-87, N-92 y N-93) y están localizados en la Figura 38.

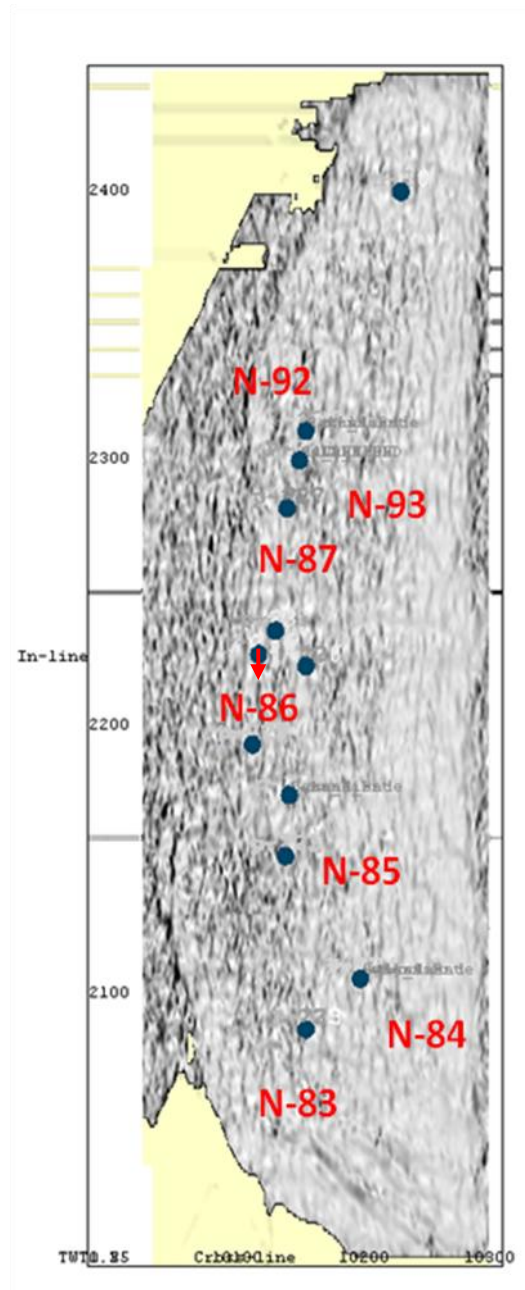


Figura 38. Localización de pozos con registros FMI

A continuación se muestran las rosetas para 7 pozos del campo, en donde se pueden observar las direcciones preferenciales de las fracturas abiertas y parcialmente abiertas.

Las fracturas cerradas y las fracturas rellenas no han sido incluidas dentro del análisis de rosetas porque no aportan mayor importancia a la caracterización

de fracturas, ya que no contribuyen con la porosidad y permeabilidad necesarias para el flujo de los hidrocarburos.

7.2 Análisis de Rosetas para los pozos con datos FMI

Como se mencionó anteriormente, los pozos con registros FMI disponibles son 7; a estos registros se les hizo una selección de datos donde sólo se tuvieron en cuenta las direcciones de las fracturas abiertas y parcialmente abiertas para su análisis de dirección en las rosetas.

Los diagramas de rosetas fueron generados mediante el programa de uso libre GEOrient, en el cual además de asociar las familias de fracturas por direcciones preferenciales, permite distinguir el tipo de fractura de acuerdo al color indicado (ver Tabla 9).

A continuación se hará el análisis de dirección de fracturas por formación para cada pozo con datos FMI disponibles.

NOMENCLATURA DE LAS ROSETAS	
	Fracturas Totalmente Abiertas (A) Fm. La Luna
	Fracturas Parcialmente Abiertas (PA) Fm. La Luna
	Fracturas Totalmente Abiertas (PA) Fm. Cogollo
	Fracturas Parcialmente Abiertas (A) Fm. Cogollo
	Fracturas Parcialmente Abiertas (PA) Fm. Aguardiente
	Fracturas Totalmente Abiertas (A) Fm. Aguardiente

Tabla 9. Nomenclatura para las Rosetas, de acuerdo con el tipo de fractura y por unidad litológica (Formación).

7.2.1 ROSETAS POZO N-83

El pozo N-83 se encuentra localizado al sur de la estructura dómica, la Formación La Luna se encuentra aflorando en este caso, por lo que es posible que haya un margen de error considerable debido a la cercanía con la superficie en la adquisición de los datos.

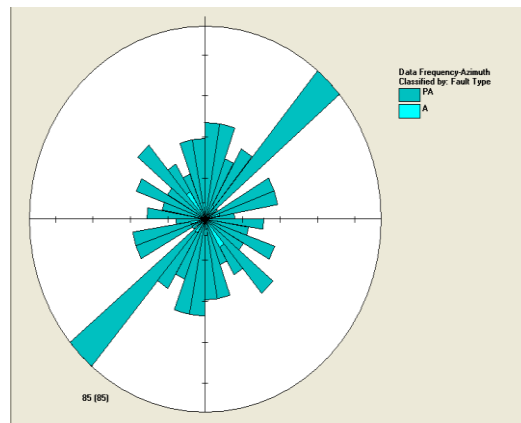


Figura 39. Roseta del pozo N83 para la Formación La Luna con direcciones preferencial en sentido NW y en menor cantidad en dirección NE

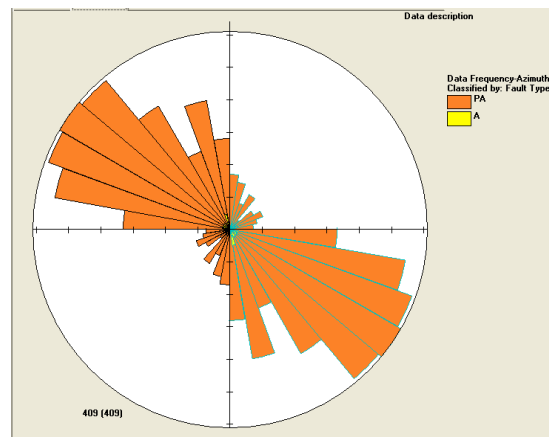


Figura 40. Roseta del pozo N83 para la Formación Cogollo, con dirección preferencia en sentido NW

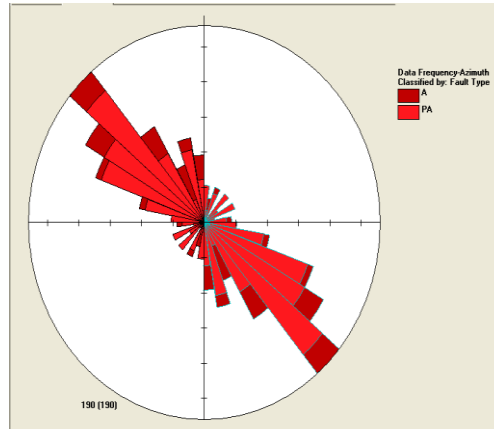


Figura 41. Roseta del pozo N83 para la Formación Aguardiente, con dirección preferencia en sentido NW

En conclusión para el pozo N-83 se puede decir que la dirección preferencial de las fracturas tanto abiertas como parcialmente abiertas es en sentido NW, entre 50 y 60 grados, para las Formaciones más profundas; en la Formación La Luna solo se aplica esta dirección para las fracturas abiertas

7.2.2 ROSETAS POZO N-84

Al igual que el pozo N-83, el pozo N-84 que se encuentra localizado al sur de la estructura dómico, la Formación La Luna también se encuentra aflorando.

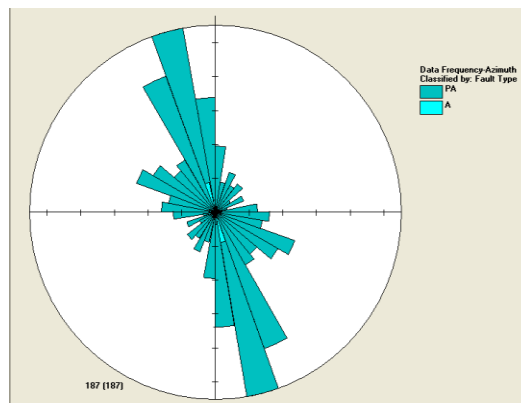


Figura 42. Roseta del pozo N84 para la Formación La Luna con dirección preferencial en sentido N20W

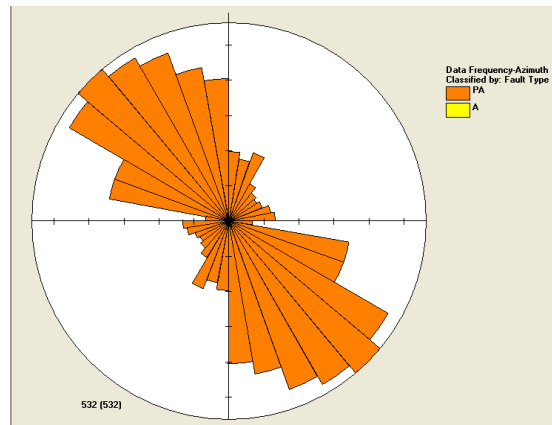


Figura 43. Roseta del pozo N84 para la Formación Cogollo, con dirección preferencial en sentido N50W

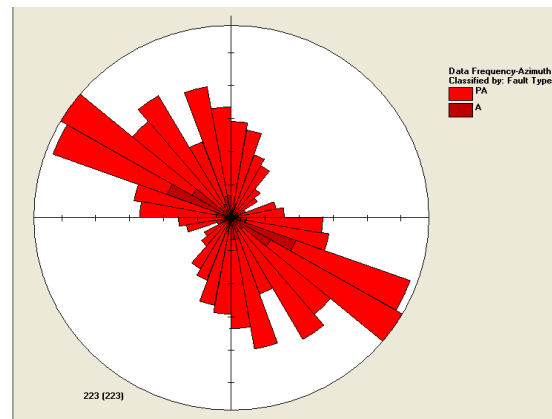


Figura 44. Roseta del pozo N84 para la Formación Aguardiente, con direcciones preferenciales en sentido N60W y N70W

En el pozo N-84 existen dos direcciones de familias en sentido NW, para la formación más cercana a la superficie, es decir sobre la cresta del domo, los lineamientos son en dirección N20W, y para las Formaciones más profundas el ángulo varía entre 50 y 70 grados al NW. En ambos casos es la misma dirección para las fracturas abiertas y parcialmente abiertas.

7.2.3 ROSETAS POZO N-85

El pozo N-85 está localizado en el centro superior de la estructura dómica (ver Figura 38), es uno de los pozos localizados a mayor altitud, es decir, se encuentra sobre la parte más elevada del domo.

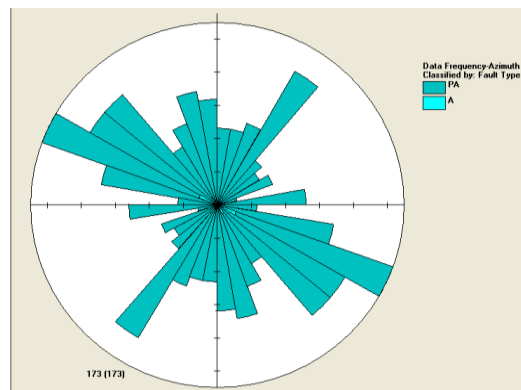


Figura 45. Roseta del pozo N85 para la Formación La Luna, con direcciones preferencial en sentido N70W tanto para las fracturas abiertas como para las parcialmente abiertas y en dirección N40E solo para las parcialmente abiertas (PA)

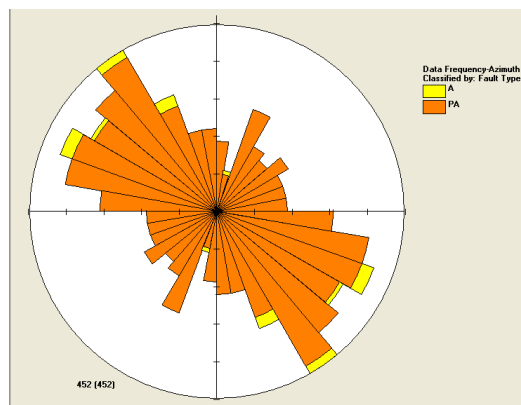


Figura 46. Roseta del pozo N85 para la Formación Cogollo, con direcciones preferencial en sentido N40W y N70W, para los dos tipos de fracturas

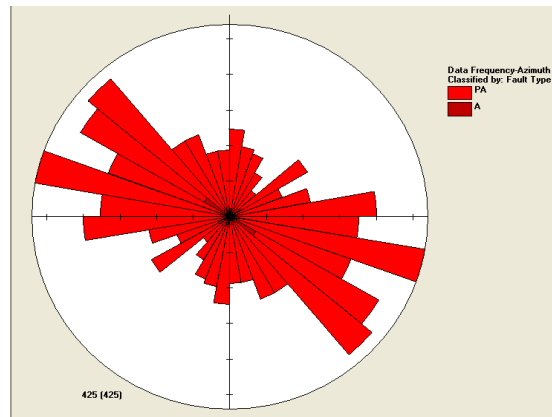


Figura 47. Roseta del pozo N85 para la Formación Aguardiente, con dirección preferencial en sentido N50W y N80W, para los dos tipos de fracturas

Este es uno de los pozos localizados en la parte más elevada del domo, y aunque sigue manteniendo la tendencia de la orientación en sentido NW, también se puede evidenciar una familia en dirección NE, pero la densidad de datos en este sentido es menor.

7.2.4 ROSETAS POZO N-86

El pozo N-86 está localizado en el centro de la estructura dómica (ver Figura 38). Al igual que el pozo N-85, este también se encuentra hacia la parte más elevada del domo.

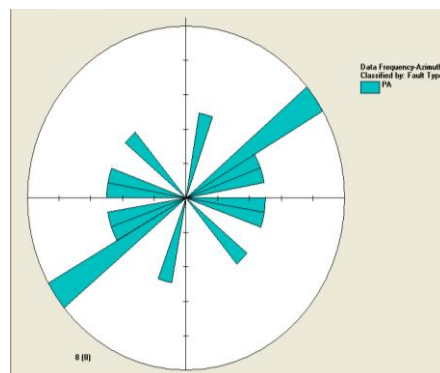


Figura 48. Roseta del pozo N86 para la Formación La Luna, con dirección preferencial en sentido N60E y menor cantidad de fracturas N20E, solo para las fracturas abiertas

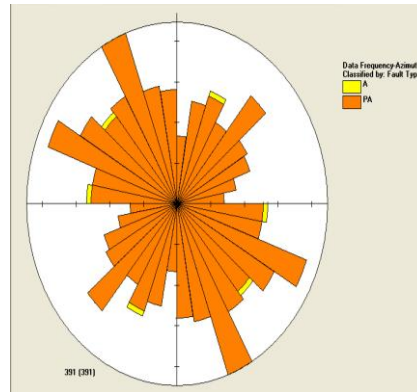


Figura 49. Roseta del pozo N86 para la Formación Cogollo, con direcciones preferencial en sentido N30W y N70W, para las fracturas parcialmente abiertas

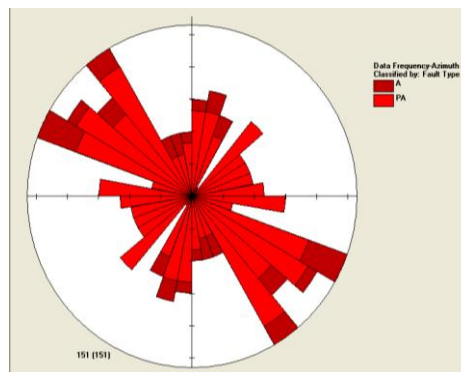


Figura 50. Roseta del pozo N86 para la Formación Aguardiente, con dirección preferencial en sentido N40W y N70W, y en menor proporción N20E, para los dos tipos de fracturas

En este pozo también se mantiene la tendencia en sentido NW evidenciada en la aplicación de los atributos sísmicos; pero a medida que se va subiendo tanto estratigráfica como topográficamente va apareciendo con mayor fuerza una familia de fracturas con tendencia en sentido NE, la cual es bastante evidente sobre la superficie de la Formación La Luna.

7.2.5 ROSETAS POZO N-87

Este pozo se ubica hacia la parte norte de la estructura dómica (ver Figura 38). Hacia este sector la tendencia en la dirección de las fracturas es mayormente en sentido NS-NE como muestra la aplicación de los atributos sísmicos, por ejemplo en la Figura 20.

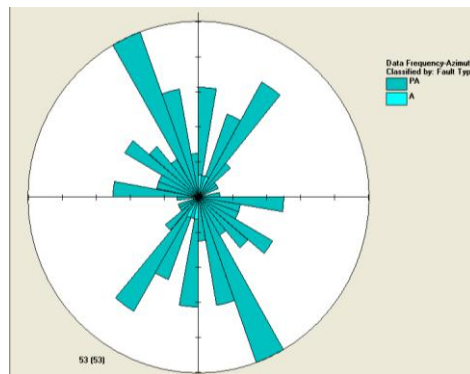


Figura 51. Roseta del pozo N87 para la Formación La Luna, con dirección preferencial en sentido N30W para las fracturas parcialmente abiertas y menor cantidad de fracturas N10E y N30E, solo para las fracturas abiertas

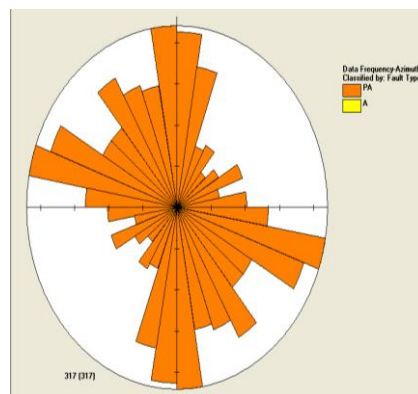


Figura 52. Roseta del pozo N87 para la Formación Cogollo, con direcciones preferencial en sentido NS y N80W, para las fracturas parcialmente abiertas

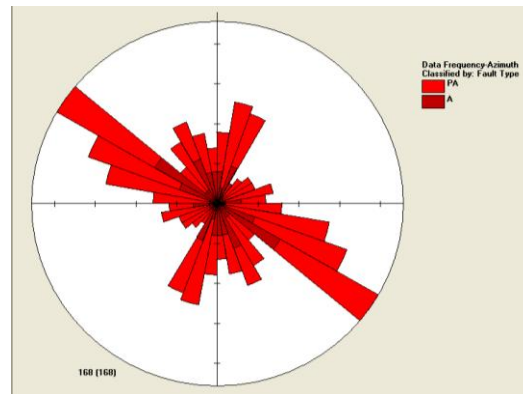


Figura 53. Roseta del pozo N87 para la Formación Aguardiente, con dirección preferencial en sentido N60W y N70W, y en menor proporción N20E, para los dos tipos de fracturas

Aunque la tendencia en las imágenes sísmicas muestra lineamientos en sentido NS-NE para el sector norte, la dirección preferencial en el campo corresponde a la dirección en sentido NW, y en las tres figuras anteriores se puede observar que las superficies más superiores cumplen con la tendencia preferencial en sentido N20-30W (figuras 51 y 52), mientras que el horizonte más profundo (figura 53) la dirección preferencial es en N60W

7.2.6 ROSETAS POZO N-92

Para la Formación La Luna los datos están muy cercanos a la superficie, y solo se tenía un dato de fractura parcialmente abierta y un dato de fractura abierta, por lo tanto no se tuvieron en cuenta.

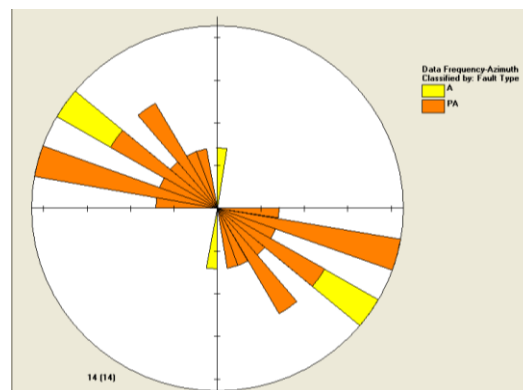


Figura 54. Roseta del pozo N92 para la Formación Cogollo, con direcciones preferencial en sentido NS, N60W y N80W, para los dos tipo de fracturas.

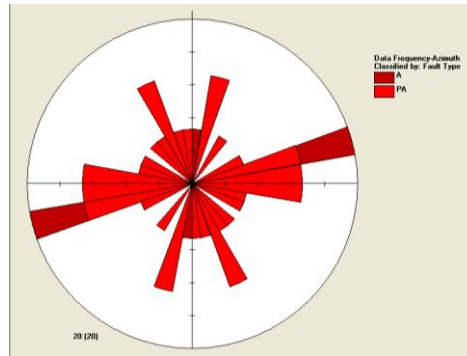


Figura 55. Roseta del pozo N92 para la Formación Aguardiente, con direcciones tanto al NW como al NE, incluso en sentido EW

El pozo N-92 también está ubicado hacia la parte norte de la estructura (ver figura 38), y aunque la sísmica muestra lineamientos en sentido NS-NE principalmente (ver figuras 20 y 22), en las rosetas para la Formación Cogollo (figura 54) la tendencia en sentido NW se mantiene, a diferencia de la Formación Aguardiente (figura 55) donde la mayor cantidad de fracturas es en sentido EW

7.2.7 ROSETAS POZO N-93

La densidad de información para los pozos N-92 y N-93 es mucho menor comparada con la cantidad de datos usados para los pozos anteriores.

El pozo N-93 está ubicado en el sector donde la sísmica muestra una tendencia en dirección NS-NE principalmente como muestra la aplicación de los atributos sísmicos (ver ejemplo en la Figura 20)

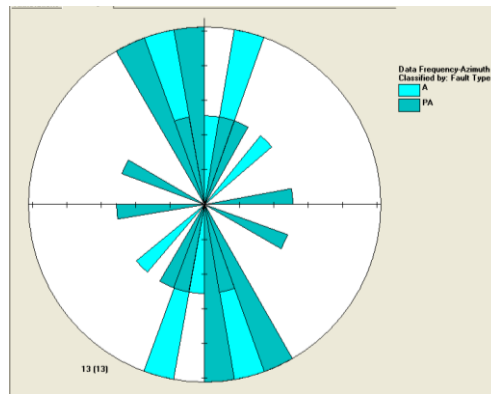


Figura 56. Roseta del pozo N93 para la Formación La Luna, con dirección preferencial en sentido N30W para las fracturas parcialmente abiertas y menor cantidad de fracturas N10E y N30E, solo para las fracturas abiertas

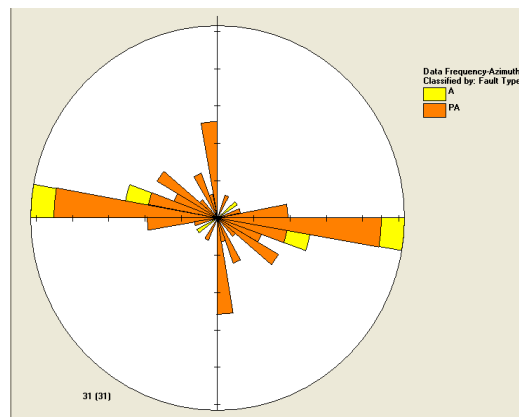


Figura 57. Roseta del pozo N93 para la Formación Cogollo, con direcciones preferencial en sentido EW para ambos tipos de fracturas y NS para las fracturas parcialmente abiertas

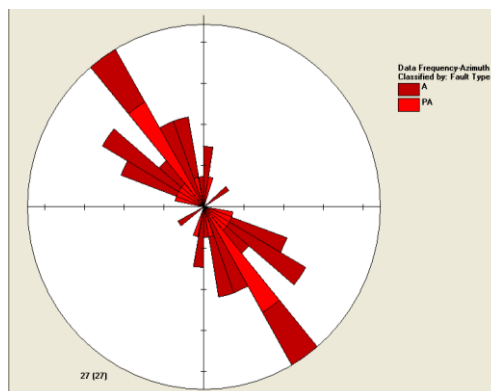


Figura 58. Roseta del pozo N93 para la Formación Aguardiente, con dirección preferencial en sentido N40W, para los dos tipos de fracturas, en este caso existe un predominio de las fracturas abiertas (A)

A pesar de lo observado en la sísmica, localmente se pueden observar familias de fracturas en sentido EW para la Formación Cogollo como ejemplo, pero para la Formación Aguardiente se mantiene la tendencia en sentido NW, podría concluirse entonces que los lineamientos en sentido NE se presentan de manera local ya que en la sísmica solo se evidencian muy claramente las familias de fracturas en sentido NW y en sentido NS-NE.

8. INTEGRACION DE DATOS

Como contribución al modelo geológico, se realizó la integración de los datos desde la escala sísmica (macro) hasta el análisis de las imágenes FMI, la cual corresponde a la escala más pequeña utilizada en este estudio.

En cada escala estudiada se aprecia consistentemente una familia de fracturas que está presente en toda la estructura de dirección NW. Se caracteriza por presentar corredores asociados con un alto grado de fracturamiento que se observa en los núcleos y en los registros de imagen. Estas fracturas pueden afectar indistintamente niveles lodosos y arenosos aunque en estos últimos se manifiestan con mayor intensidad especialmente al tope de las capas.

La integración de las diferentes escalas permite entender la orientación de esfuerzos actuales y las familias de fracturas que tienden a permanecer abiertas. El esfuerzo dominante, aparentemente ha sido generado debido a una transurrencia asociada al sistema de fallas Santa Marta – Bucaramanga, lo cual ha permitido la generación de la trampa y de las principales familias de fracturas, las cuales tienden a permanecer abiertas debido a su continua actividad.

En las siguientes imágenes (Figuras 59, 60, 61) se presenta la integración de las rosetas generadas gracias a los registros FMI junto con la sísmica del campo analizado. Para las imágenes sísmicas y para las rosetas se asume un Norte vertical.

8.1 Resultados Integración de datos para la Formación La Luna

A escala micro (registros FMI) se puede observar que en los pozos N-83, N-85 y N-86 existe una tendencia en dirección entre 40 y 50 grados en dirección NE, a diferencia de los pozos N-84, N-87 y N-93 donde la dirección predominante

está entre 20 y 30 grados en dirección NW. En el pozo N-85 también se puede ver un corredor de fracturas parcialmente abiertas en dirección N70W.

En pozos como el N-84 la dirección de las fracturas halladas con los registros de FMI coinciden bastante aproximados a la dirección evidenciada en la sísmica. (Extremo sureste de la Figura 59)

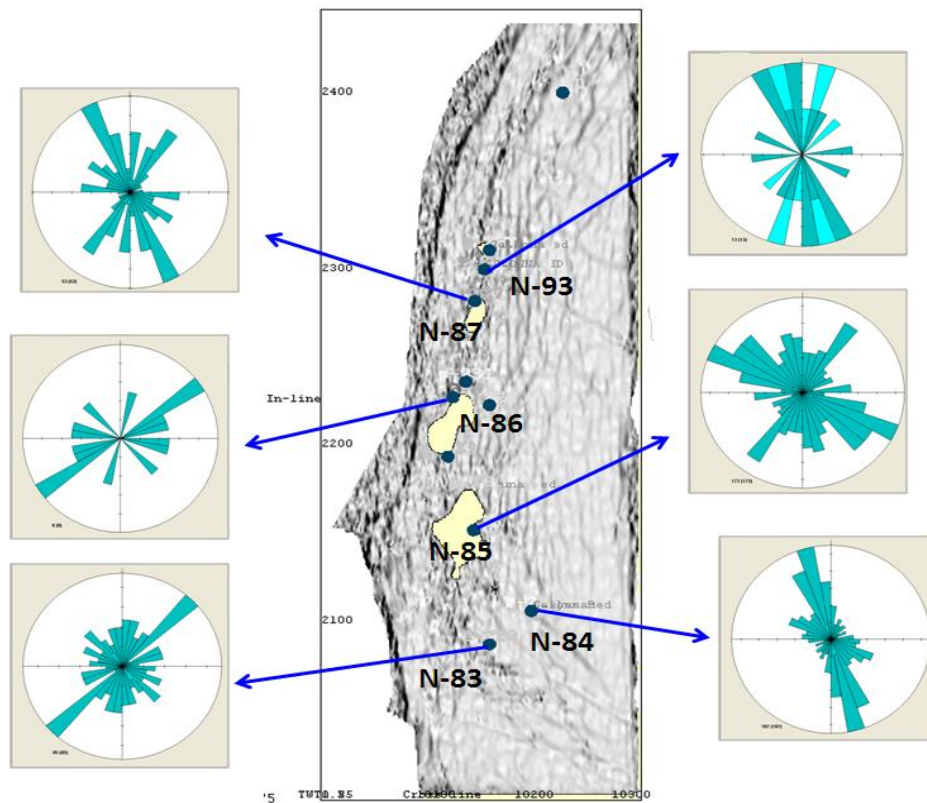


Figura 59. Integración de información sísmica (atributo curvatura) con las rosetas producto del análisis de registros FMI para el tope de la Formación La Luna. Norte vertical

8.2 Resultados Integración de datos para la Formación Cogollo

La distribución de las fracturas dentro de la Formación Cogollo también están direccionadas de acuerdo a la posición de los pozos en el Campo estudiado.

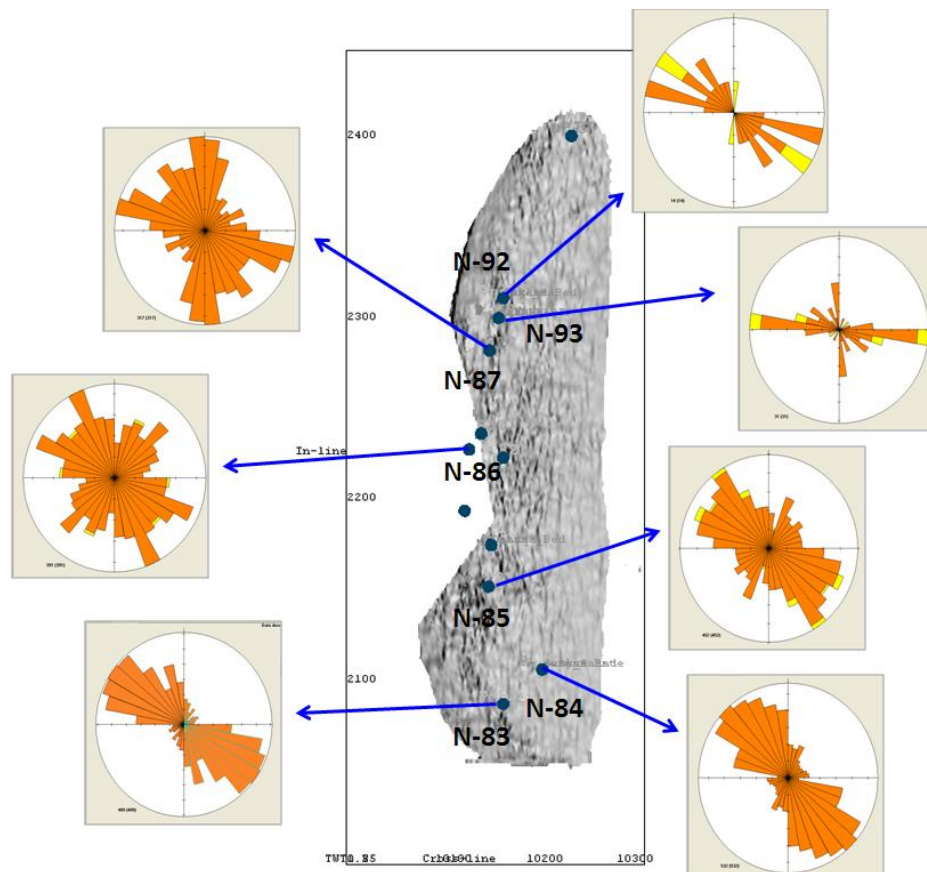


Figura 60. Integración de información sísmica (atributo curvatura) con las rosetas producto del análisis de registros FMI para el tope de la Formación Cogollo.

En los pozos N-83, N-84 y N-85 se evidencia una fuerte tendencia de las fracturas en dirección NW coincidiendo con la dirección de los lineamientos en la sísmica.

En el pozo N-87 se puede observar que tanto en la sísmica como en los registros FMI existe un corredor de fallas en dirección NS, además el registro FMI aporta una dirección de familia de fracturas en sentido N70-80W

Los registros FMI aportan información que no se evidencia en la sísmica, es decir que solo es posible notar a escala micro, como se puede ver en los pozos N-92 y N-93, mostrando una familia de fracturas en dirección EW.

8.3 Resultados para la integración de datos sobre la Formación Aguardiente

En la Formación Aguardiente hay una fuerte tendencia abarcando casi todo el campo en sentido NW, exceptuando el pozo N-92 en el cual la tendencia de las fracturas está en dirección NE

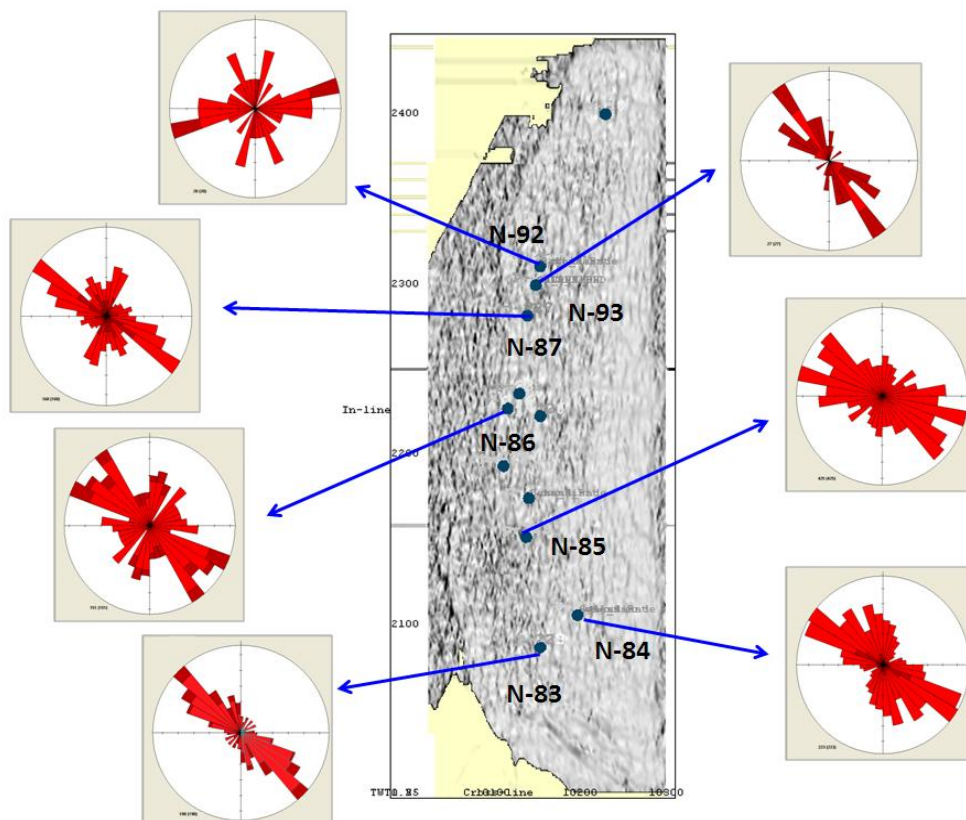


Figura 61. Integración de información sísmica (atributo curvatura) con las rosetas producto del análisis de registros FMI para el tope de la Formación Aguardiente.

Las direcciones preferenciales para este horizonte están entre 40 grados NW y 60 grados NW.

En general las orientaciones de las familias de fracturas determinadas en el FMI coinciden con los lineamientos observados en la sísmica con el atributo de curvatura.

9. CONCLUSIONES

La correlación entre facies y fracturas de los intervalos fracturados estudiados indica litologías predominantemente de caliza tipo packstone con bioclastos y que están limitadas a tope y base por shales marinos negros. En donde las litologías son siliciclásticas se presenta predominio en el fracturamiento sobre las facies calcáreas (ver Figura 36) debido a su fragilidad y dureza por el grado de cementación y compactación que son producto de la carga litostática y los esfuerzos tectónicos.

En el intervalo de aproximadamente 450 ft de núcleos disponibles, se encontraron 280 fracturas naturales (entre abiertas y parcialmente abiertas) distribuidas de la siguiente manera: para la Formación La Luna el número de fracturas fue igual a 16 (para un espesor de 35 ft.); para la Formación Cogollo el número total de fracturas fue igual a 94 (en 215 ft. de espesor); finalmente para la Formación Aguardiente se encontraron 170 fracturas (en 170 ft de núcleo analizado).

Una de las familias de fracturas presentes, está asociada a una dirección NW distribuida por todo el Campo la cual se hace más evidente en la Formación Aguardiente. Esta familia fue detectada gracias a la herramienta de imágenes de pozo.

De acuerdo con el análisis del cubo sísmico se evidencia otra familia, en sentido NS-NE presente principalmente en las Formaciones La Luna y Cogollo las cuales suprayacen la Formación Aguardiente.

El fracturamiento es más caótico dependiendo de la posición del pozo dentro del corredor de fracturas, por ejemplo los pozos N-85, N-86 y N-87, están ubicados sobre la cresta del domo; su posición estructural dentro del domo los hace más vulnerable a los esfuerzos principales que están afectando el Campo, generándose fracturas en todas las direcciones.

El alto grado de fracturamiento en los corredores de fracturas indica que las prácticas de perforación deben ser cuidadosamente modificadas para mejorar el recobro de hidrocarburos en los pozos, y para obtener un mayor rendimiento al perforar nuevos pozos.

Se concluye que la integración de herramientas a diferentes escalas de observación como las imágenes de pozo, los análisis de núcleos y la información sísmica contribuyen en la generación de modelos geológicos más confiables y robustos que se complementan y explican en dónde el alcance de cada herramienta no permite ir más allá en la caracterización adecuada de un yacimiento naturalmente fracturado.

10. BIBLIOGRAFIA

ALIVERTI, E., BIRON, M., FRANCESCONI, A., MATTIELLO, D., NARDON, S., and PEDUZZI, C., 2003. Data analysis, processing and 3D fracture network simulation at wellbore scale for fractured reservoir description. Geological Society, London, Special Publications.

BARRERO, D., PARDO A., VARGAS, C y MARTINEZ, J., 2007. Colombian Sedimentary Basins. ANH – Colombia.

BORRERO GOMEZ, M., 2003. Caracterización de Fracturas en la Formación Rosa blanca usando datos de afloramiento del sector SW de la Mesa de Los Santos. Escuela de Geología UIS. Tesis de Grado.

CALLEJA, R., 1998. Cuenca del Lago de Maracaibo – Geología II. Núcleo de Ingeniería, Programa de Petróleo. Universidad de Zulia. Cabimas – Zulia.

CARSTENS, G., Evolución de los Métodos Geofísicos de Prospección, Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos Petroleros AAGG. www.aagg.org.ar/carstens.htm.

CHOPRA, S., MARFURT, K. 2007. Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization. SEG Geophysical Developments Series No. 11, Tulsa USA.

ECOPETROL. 2008. Informe interno.

FERREIRA ARGÜELLO, E y SANDOVAL RUÍZ, J., 2006. Definición del Modelo Estático para El Grupo Uribante, Campo Tibú. Cuenca del Catatumbo, Colombia. Escuela de Geología UIS. Tesis de Grado.

GONZÁLEZ, H. (2009). Inédito ICP

HENNINGS, P., 2009. Hedberg research conference on “The Geologic Occurrence and Hydraulic Significance of Fractures in Reservoirs”, AAPG Bulletin, v. 93, no. 11.

HESTHAMMER, J., and FOSSEN, H., 2003. From seismic data to core data: an integrated approach to enhance reservoir characterization. Geological Society, London, Special Publications.

KULANDER, B. R., 1990. Natural Fractures in Core. AAPG.

LAUBACH, S. E., 1997. A Method to Detect Natural Fracture Strike in Sandstones, AAPG Bulletin, V 81, No.4. P 604 – 623.

LOCKMAN, D. F., R. P. GEORGE, AND M. J. HAYES, 1997. A systematic technique for describing and quantifying Fractures in core. AAPG Pacific Section, 2009.

JAIMES, N., ORTIZ, A. and P. VILLAMARIN, 2010, Multidisciplinary Approach: Breaking Paradigms in a Mature Oil Field. EAGE 72nd EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2010, Barcelona. España.

MONDRAGON, J.C., 2002. Evaluación Regional Cuenca Catatumbo. ICP, Piedecuesta Colombia.

NELSON, R. A. 2001. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, Second Edition. PDVESA 1985. El pozo ilustrado, Venezuela.

PEACOCK, D.C.P AND A. MANN, 2005. Controls on Fracturing in Carbonate Rocks // SPE 92980 14th SPE Middle East Oil & Gas Show.

PIEDRAHITA, C., 2006. Grupo Petrosísmica, Grupo Geofísica (Uin) ICP-Ecopetrol, y Universidad Industrial de Santander (UIS).
www.colombiaaprende.edu.co/html/.../articles-113833_archivo.ppt

PRIOUL, R. and JOCKER, J., 2009. Fracture Characterization at Multiple Scales Using Borehole Images, Sonic Logs, and Walkaround Vertical Seismic Profile. AAPG Bulletin, v. 93, no. 11

SHULMBERGER 2002. FMI Tool: Borehole geology, geomechanics and 3D reservoir modeling.

SUESCÚN GÓMEZ, D., 1967. Geología del Cuadrángulo F-13 Tibú. Servicio geológico nacional e inventario minero nacional. Ministerio de Minas y Petróleo. Colombia.

SUESCÚN GÓMEZ, D., 1998. Geología del Cuadrángulo G-13 Cúcuta. Servicio geológico nacional e inventario minero nacional. Ministerio de Minas y Petróleo. Colombia.

ZAPPA FIGUEROA, L., 2009. Geología, Geofísica y Geoquímica de la Cuenca Catatumbo. Escuela de Geología UIS. Tesis de Grado.

ZAPATA J., COBALEDA G., PÉREZ E., CASTILLO A., MOGOLLÓN M., GÓMEZ L., CAREÑO A., MORENO N., Evaluación Integrada y Caracterización Petrofísica del Intervalo Corazonado en el Pozo N-84. Informe Final Ecopetrol ICP, Piedecuesta 2009

www.ist.com.co/images/exploracion/016.jpg

www.lahistoriaconmapas.blogspot.com/2009_11_01_archive.html