

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO GEOLÓGICO DE LOS YACIMIENTOS CRETÁICOS DM – 115 Y DM – 151 DEL CAMPO MARA OESTE, ESTADO ZULIA

Trabajo Especial de Grado
presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la Br. Castillo Flores, Karilys
del Carmen para optar al título de
Ingeniero Geólogo.

Caracas, mayo 2005

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO GEOLÓGICO DE LOS YACIMIENTOS CRETÁICOS DM – 115 Y DM – 151 DEL CAMPO MARA OESTE, ESTADO ZULIA

Tutor académico: Prof. Rafael Falcón

Tutor Industrial: Ing. Daniel Ríos

Trabajo Especial de Grado
presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la Br. Castillo Flores, Karilys
del Carmen para optar al título de
Ingeniero Geólogo.

Caracas, mayo 2005

Caracas, mayo 2005

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Geológica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Karilys Castillo, titulado:

**“Estudio Geológico de los Yacimientos Cretácicos DM – 115 y DM – 151 del
Campo Mara Oeste, Estado Zulia”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al título de Ingeniero Geólogo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. Lenín González
Jurado

Prof. Mauricio Bermúdez
Jurado

Prof. Rafael Falcón
Tutor Académico

Ing. Daniel Ríos
Tutor Industrial

*A mi madre, por su ejemplo, por ser
el pilar que me dio apoyo y fuerza,
el pañuelo que secó mis lágrimas,
la caricia que me dio amor,
la mano que me levantó durante mis caídas,
en fin, mi inspiración,
para ti*

LA MEJOR MADRE DEL MUNDO

Karilys Castillo

AGRADECIMIENTOS

A Dios Todopoderoso por darme todo lo que soy, con mis virtudes y defectos, por la oportunidad de estudiar y hoy optar al título de Ingeniero Geólogo. Por todos esos momentos de alegría y desdicha que han marcado mi vida y que han forjado mi conducta. Por su presencia día a día e iluminarme el camino en cada segundo de mi existencia. Por la segunda oportunidad que le dio a mi madre. Gracias Diosito.

A ti, Rosa Mística, que has sido tan receptiva con cada una de las peticiones que te he hecho, que me has ayudado y me has escuchado cada vez que te he necesitado, por cierto han sido bastante. Gracias Virgencita.

A mi gran Universidad Central de Venezuela, mi segunda casa, por haberme acogido en tu seno y darme todo lo bueno, de verdad no te puedo pedir más. Gracias ya que en ti pude cumplir otra etapa muy importante en mi vida. Por ser testigo silenciosa de cada lágrima y cada sonrisa. Muchas gracias.

A todos mis profesores, en especial a Rafael Falcón, que con sus enseñanzas, correcciones y experiencias han hecho de mí un profesional. Gracias porque con su aporte me han dado las primeras herramientas para luchar en un mundo aún inexplorado por mí. Muchas Gracias.

Madre, para agradecerte no tengo palabras, es una larga lista; eres lo más grande e importante que me ha regalado la vida. Gracias por ser tú, por tu **EJEMPLO**, por tu tesón y alegría ante la vida, por tu amor, por tu espíritu de lucha, por tu apoyo incondicional, por tu constancia, por tu aliento, por tu perseverancia, por cada momento que lloraste conmigo, por cada tristeza que compartí contigo, por cada obstáculo superado, por cada meta lograda, sobre todo por creer en mí, de verdad te admiro, madre. Te quiero muchísimo, mami, gracias por existir.

A ti padre por alegrarme mi niñez.

A mis hermanos: Karina, Manuel José y Manuel Vicente, que los quiero mucho, que siempre están en mi corazón y sé que cada alegría y tristeza mía lo es para ellos. A ustedes que han sido compañeros de vida, los quiero. Muchas gracias. A mis sobrinos: Stevens, Scarlet y Stefanía, que son tres lucecitas que me regaló Dios para alegrarme la vida.

A ti, marrina, que aunque no eres mi hermana de sangre, lo eres de corazón. A ti que por convivir conmigo te tocó ser testigo de cada alegría, lágrima, obstáculo y triunfo alcanzado durante mi carrera. Por tu apoyo y amor, por tu ayuda y aliento, gracias, te quiero mucho.

A mis tías y tíos, que han actuado como segundos madres y padres. Especialmente a ti tía Carmen que siempre has estado pendiente de nosotros y has contribuido con mi enseñanza gracias, Profe. A mi tía Mecha que me acogió en el seno de su casa durante la realización de mi tesis. A mis primas y primos a todos los quiero mucho. A ti Oli, que eres la prima que me regaló la vida.

A mi bebé que sirvió de apoyo y me dio amor incondicional en esta última etapa de mi carrera, te quiero mucho. Gracias por valorarme.

A mis compañeros Johann y Diana por darme la oportunidad de estudiar con ustedes y ser su amiga. A ti que aún sigues siendo mi amiga de corazón.

A PDVSA, a todo el equipo de Estudios Integrados, especialmente a Tierra Oeste, por haberme brindado la oportunidad de culminar mis estudios, y sobre todo por adoptarme como una más de ustedes, por su cariño, sabiduría y consejos. Muchas gracias. Al Ing. Daniel Ríos que me sirvió de apoyo y guió mi estadía en la empresa, y en la realización de este trabajo. Gracias por el afecto y calor humano.

Castillo F., Karilys del C.

ESTUDIO GEOLÓGICO DE LOS YACIMIENTOS CRETÁICOS DM – 115 Y DM –151 DEL CAMPO MARA OESTE, EDO. ZULIA

**TUTOR ACADÉMICO: Prof. Rafael Falcón. TUTOR INDUSTRIAL: Ing.
Daniel Ríos. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de
Geología, Minas y Geofísica. Año 2005, 134 p.**

Palabras Claves: Cretácico, yacimientos fracturados, Zulía, Grupo Cogollo, La Luna, Socuy.

Resumen.

El Campo Mara Oeste ubicado dentro de la Cuenca del Lago Maracaibo, produce de dos yacimientos cretácicos: DM – 115 y DM – 151. El yacimiento DM – 151 se encuentra estructuralmente más elevado que el otro yacimiento.

La estructura del campo corresponde a un anticlinal asimétrico, orientado NE – SO, formado en propagación de la falla inversa principal por un movimiento transpresivo sinistral, el cual presenta las mayores elevaciones estructurales en el cuadrante noreste del área de estudio con un salto de hasta 2400 pies. Éste a su vez es seccionado por fallas normales orientadas NO – SE, formando bloques y estructuras tipo graben y horts.

La configuración estructural de los yacimientos cretácicos se produjo en tres fases de deformación, la primera a finales del Jurásico e inicio del Cretácico con reactivación de las estructuras tipo graben heredadas del proceso de separación continental en el Triásico – Jurásico. Durante el Cretácico en la cuenca se desarrolló una plataforma peneplanada con subsidencia constante y uniforme, que generó intervalos transgresivos y regresivos. A finales del Paleoceno se produjo a nivel regional un estado compresivo en dirección NNE – SSO que sometió localmente, al campo, a tensión y reactivó las antiguas fallas normales con una componente sinistral. Posterior al Eoceno o inclusive a finales, se generó un estado compresivo NO – SE, que produjo una inversión tectónica del campo y se formó la zona de Falla Principal de Mara Oeste y con ello el anticlinal asimétrico.

El Cretácico está caracterizado principalmente por una secuencia carbonática, que comienza, de base a tope, con los conglomerados de la Formación Río Negro, con una importante influencia calcárea hacia el tope. Posteriormente se depositan las calizas de la Formación Apón, con intervalos arenosos y dolomíticos, le siguen las calizas oolíticas de la Formación Lisure, y continúa la Formación Maraca con un

espesor de calizas macizas constante. Posteriormente le siguen las calizas y lutitas de ambientes euxínicos de la Formación La Luna, la cual representa, en Venezuela Occidental, la máxima transgresión marina. Finalmente se deposita la Formación Colón, cuerpo lutítico que hacia la base presenta el Miembro Socuy, intervalo carbonático regionalmente correlacionable.

La porosidad primaria y la permeabilidad son aumentadas por la presencia de fracturas abiertas y parcialmente abiertas, lo cual evidencia un sistema de doble porosidad. La mejor porosidad se encuentra en una franja orientada SO – NE, que coincide con la Zona de Falla Principal, y se observa muy bien desarrollada en las formaciones Apón y Maraca. La permeabilidad se ve aumentada en las cercanías de las fallas normales, aunque no coincide con las zonas de mayor porosidad.

Las fallas más comunes corresponden a fallas normales orientadas NO – SE con proyección rectilínea y salto de centenares de pies, aunque realmente la falla principal de Mara Oeste es la que tiene mayor salto estructural.

Las zonas de mayor prospección para la producción de hidrocarburos se encuentran en los cuadrantes de mayor deformación estructural, específicamente hacia la parte este del área, en lo que corresponde al bloque Sur, en el bloque levantado a lo largo de fallas normales y en los flancos de los pliegues, donde existen valores de porosidad entre media y alta, y una gran intensidad de fracturamiento.

Con la finalidad de determinar la estructuras principales del área, establecer la relación entre ellas y en fin, caracterizar estructuralmente los yacimientos, se crearon mapas estructurales al tope las formaciones del Cretácico: Río Negro, Apón, Lisure, Maraca, La Luna y el Miembro Socuy de la Formación Colón.

El campo produce por la presencia de fracturas abiertas y parcialmente abiertas. Se determinaron dos familias de fracturas: la de mayor importancia NO – SE y la segunda NNE – SSO, cuyas características varían de acuerdo a la distancia con las fallas y al tipo de litología. A menor distancia a las fallas, o sea mayor deformación, y menor contenido de detritos en la caliza mayor es la intensidad de fracturamiento.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN.....	vii
ÍNDICE GENERAL	ix
LISTA DE TABLAS	xiv
LISTA DE FIGURAS	xv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	5
Objetivos	5
Objetivo general	5
Objetivos específicos	5
Justificación y alcance	5
Localización de la zona de estudio	6
Trabajos previos	7
CAPÍTULO II	
GEOLOGÍA REGIONAL.....	9
Marco estratigráfico regional	10

Basamento ígneo – metamórfico Pre - Mesozoico	10
Formación La Quinta	12
Formación Río Negro.....	12
Grupo Cogollo.....	13
Formación Apón.....	14
✓ Miembro Tibú.....	15
✓ Miembro Machiques.....	15
✓ Miembro Piché.....	16
Formación Lisure	16
Formación Maraca	17
Formación La Luna.....	18
Formación Colón.....	19
✓ Miembro Socuy.....	20
Marco estructural regional.....	22
Tectónica y estratigrafía regional integrada.....	28

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO.....	42
Revisión bibliográfica	42
Tipos de datos	43
Geología	44
Construcción de la columna estratigráfica	44
Correlación y validación de topes estratigráficos	47
Identificación de fallas	50
Análisis de fracturas	50
Petrofísica	50
Geofísica.....	54
Mapas estructurales y secciones estructurales - estratigráficas.....	58

CAPÍTULO IV

GEOLOGÍA LOCAL.....	61
Marco estratigráfico local.....	61
Basamento Pre - Cretácico.....	62
Descripción litológica.....	62
Espesor atravesado durante la perforación.....	62
Contactos.....	62
Formación Río Negro.....	62
Descripción litológica.....	62
Espesor promedio.....	62
Contactos.....	64
Edad.....	64
Paleoambientes.....	64
Formación Apón.....	64
Descripción litológica.....	64
Porosidad y permeabilidad.....	67
Espesor promedio.....	70
Contactos.....	70
Fósiles y biofacies.....	70
Edad.....	71
Paleoambientes.....	71
Formación Lisure	72
Descripción litológica.....	72
Porosidad y permeabilidad.....	74
Espesor promedio.....	74
Contactos.....	74
Fósiles y biofacies.....	75
Edad.....	75

Paleoambientes.....	75
Formación Maraca	76
Descripción litológica.....	76
Porosidad y permeabilidad.....	77
Espesor promedio.....	78
Contactos.....	79
Fósiles.....	79
Edad.....	79
Paleoambientes.....	79
Formación La Luna	80
Descripción litológica.....	80
Espesor promedio.....	81
Contactos.....	81
Edad.....	82
Paleoambientes.....	82
Miembro Socuy	83
Descripción litológica.....	83
Espesor promedio.....	83
Contactos.....	84
Paleoambientes.....	84
Marco estructural local	85
Bloque sur	86
Bloque norte	88
Estratificación	89
Fallamiento.....	90
Falla inversa.....	91
Fallas normales	92
Plegamiento.....	95
Fracturas.....	95

Síntesis estructural	102
CAPÍTULO V	
CONTRIBUCIÓN A LA PRODUCCIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL CAMPO	105
Caracterización de las zonas productoras	109
Porosidad y permeabilidad	110
Estructuras	114
Fracturas.....	114
Fallas	119
Plegamiento.....	120
Selección de áreas prospectivas para la producción de hidrocarburos	122
CONCLUSIONES	125
RECOMENDACIONES	128
BIBLIOGRAFÍA	129
ANEXOS	134

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Inventario de pozos con registros.....	44
Tabla 2. Espesores verdaderos de las formaciones en los pozos del área.....	47
Tabla 3. Topes estratigráficos validados para el yacimiento DM – 115.....	49
Tabla 4. Topes estratigráficos validados para el yacimiento DM – 151.....	49
Tabla 5. Pozos con curvas para evaluación petrofísica.....	52
Tabla 6. Valores de porosidad y permeabilidad para la Formación Apón.....	53
Tabla 7. Valores de porosidad y permeabilidad para la Formación Lisure	53
Tabla 8. Valores de porosidad y permeabilidad para la Formación Maraca.....	54
Tabla 9. Sistema poroso para la Formación Apón	69

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación del área de estudio.....	6
Figura 2. Límites de la cuenca del Lago de Maracaibo	9
Figura 3. Columna sedimentaria del noroeste de la Cuenca del Lago de Maracaibo	11
Figura 4. Mapa Isópaco y distribución de facies para la Formación La Luna.....	18
Figura 5. Mapa de distribución de temperatura y distribución de % de COT, Formación La Luna.....	20
Figura 6. Mapa isópaco de la Formación Colón.....	21
Figura 7. Reconstrucción de Gondwana y Norteamérica desde el Pre- Aptiense hasta el Reciente.....	22
Figura 8. Configuración estructural generalizada de la Cuenca del Lago de Maracaibo.....	24
Figura 9. Corte estructural noroeste – sureste de la Cuenca del Lago de Maracaibo.	25
Figura 10. Corte estructural oeste – este de la Cuenca del Lago de Maracaibo.	25
Figura 11. Corte NO – SE de Campo Mara.	26
Figura 12. Línea sísmica 2D transversal a la estructura principal de Mara Oeste.....	27
Figura 13. Distribución de las rocas jurásicas en Venezuela.....	28

Figura 14. Configuración de la cuenca de Maracaibo en el Valanginiense.	30
Figura 15. Distribución de facies sedimentarias en el Cretácico Temprano.....	30
Figura 16. Configuración de la Cuenca del Lago de Maracaibo en el Barremiense – Aptiense.	31
Figura 17. Configuración estructural de la Cuenca de Maracaibo para el Albiense Tardío	32
Figura 18. Distribución de facies la momento de la depositación de la Formación La Luna.	35
Figura 19. Configuración estructural de la Cuenca de Maracaibo en el Turoniense. .	35
Figura 20. Configuración estructural de la Cuenca de Maracaibo durante el Campaniense	36
Figura 21. Configuración estructural de la Cuenca de Maracaibo durante el Maastrichtiense.	36
Figura 22. Configuración estructural de la Cuenca de Maracaibo para el Paleoceno..	37
Figura 23. Configuración del norte de Suramérica durante el Paleoceno al Eoceno Temprano.	38
Figura 24. Configuración estructural de la Cuenca de Maracaibo para el Eoceno Medio..	39

Figura 25. Configuración estructural de la Cuenca de Maracaibo para el Oligoceno Temprano.	40
Figura 26. Configuración para el Mioceno – Plioceno de la Cuenca del Lago de Maracaibo.....	41
Figura 27. Configuración estructural de la Cuenca de Maracaibo para el Mioceno tardío.	41
Figura 28. Incremento de espesor con respecto a la inclinación del pozo.	46
Figura 29. Histogramas Formación Apón, yacimiento DM – 115.....	51
Figura 30. Sección sísmica Campo Mara Oeste.....	55
Figura 31. Mapa en tiempo Formación Maraca.....	56
Figura 32. Mapa en profundidad Formación Maraca.....	57
Figura 33. Mapa en profundidad Formación Maraca.....	59
Figura 34. Vista 3D desde el sur del mapa en profundidad Formación Maraca.....	59
Figura 35. Sección Estructural – Estratigráfica orientación NO – SE	60
Figura 36. Columna Estratigráfica Local del Campo Mara Oeste.....	63
Figura 37. Fotografía de la parte inferior de la Formación Apón en el núcleo del pozo DM – 152.....	65

Figura 38. Mudstone con presencia de arcilla, fracturado con relleno de arcilla y/o recristalizado.	66
Figura 39. Grainstone y wackstone con conchas de bivalvos reabajados y fragmentos de equinodermos.....	67
Figura 40. Fotografía del núcleo del pozo DM – 115.....	84
Figura 41. Mapa estructural en el Tope de Socuy.....	85
Figura 42. Bloque Sur. Mapa estructural en el Tope de Socuy.	86
Figura 43. Bloque Norte. Mapa estructural en el Tope de Socuy.....	88
Figura 44. Rosetas de estratificación para los pozos DM – 115, DM – 152 y DM – 157.....	90
Figura 45. Rosetas de estratificación para los pozos DM – 115, DM – 152 y DM – 157.....	90
Figura 46. Tope de la Formación Maraca 3D.	93
Figura 47. Mapa estructural al tope de la Formación Apón con patrones de fracturas e abiertas.....	98
Figura 48. Mapa estructural al tope de la Formación Apón con patrones de fracturas parcialmente abiertas.....	99

Figura 49. Mapa estructural al tope de la Formación Lisure con patrones de fracturas abiertas.....	100
Figura 50. Mapa estructural al tope de la Formación Lisure con patrones de fracturas parcialmente abiertas.....	101
Figura 51. Elipsoide de deformación aplicado al Campo Mara Oeste.....	103
Figura 52. Paleoesfuerzos, según Van Alstine y Butterworth (1997).....	104
Figura 53. Comportamiento de presión del Campo Mara Oeste.....	106
Figura 54. Comportamiento de presión vs producción del Yacimiento DM - 115..	106
Figura 55. Comportamiento de producción del yacimiento cretácico DM-115.....	107
Figura 56. Comportamiento de producción del yacimiento cretácico DM-151.....	108
Figura 57. Gráfica de producción de líquidos acumulados del yacimiento cretácico DM-115.....	109
Figura 58. Gráfica de producción de líquidos acumulados del yacimiento cretácico DM-151.....	110
Figura 59. Mapa de porosidad y permeabilidad en términos de alta, media y baja, para la Formación Maraca.....	111
Figura 60. Mapa de porosidad y permeabilidad en términos de alta, media y baja, para la Formación Lisure..	111

Figura 61. Mapa de porosidad y permeabilidad en términos de alta, media y baja, para la Formación Apón.....	112
Figura 62. Zonas prospectivas para la producción de hidrocarburos según la porosidad y permeabilidad de las zonas de mayor producción.....	113
Figura 63. Diagramas de torta con el número de fracturas para los pozos DM 115 y DM 159	114
Figura 64. Gráfica de la distancia a las fallas vs número de fracturas.	116
Figura 65. Gráfica de la distancia a las fallas vs número de fracturas abiertas.....	116
Figura 66. Gráfica de la distancia a las fallas vs número de fracturas parcialmente abiertas	117
Figura 67. Gráfica de la distancia a las fallas vs número de fracturas cerradas.....	117
Figura 68. Zonas prospectivas para la producción de hidrocarburos según el patrón e intensidad de fracturas.....	118
Figura 69. Gráfico de producción acumulada vs la distancia a las fallas.	119
Figura 70. Zonas prospectivas para la producción de hidrocarburos según la implicación de las fallas en la producción..	121
Figura 71. Zonas prospectivas para la producción de hidrocarburo de acuerdo al plegamiento	122
Figura 72. Zonas prospectivas para la producción de hidrocarburo propuestas en el estudio.	123

INTRODUCCIÓN

El Campo Mara Oeste se encuentra ubicado a unos 50 km al noroeste de la ciudad de Maracaibo, Estado Zulia, Venezuela, y a unos 8 km del Campo Mara Este. Produce de dos yacimientos: el yacimiento DM-115 hacia la parte occidental del campo y el yacimiento DM-151, estructuralmente más elevado, y hacia la parte este en el área de estudio; ambos son explotados a hueco abierto en la secuencia cretácica, principalmente en las calizas del Grupo Cogollo, en las formaciones: Apón, Lisure y Maraca.

El Campo Mara Oeste se caracteriza por un anticlinal altamente fallado, originado por una falla principal inversa, que divide al área en dos bloques, uno deprimido al norte y el otro levantado al sur. A este rasgo estructural lo acompaña una serie de fallas normales, con desplazamiento variable, de dirección general NO-SE, que a su vez dividen el área en bloques más pequeños, considerablemente fallados. El Bloque Sur es la zona de mayor prospectividad desde el punto de vista de producción de petróleo. La porosidad y permeabilidad del yacimiento está controlado por la red de fracturas abiertas y parcialmente abiertas presentes.

Este campo fue descubierto con la perforación del pozo DM – 115 en el año 1951 y produjo petróleo pesado de 15 °API, de las formaciones Maraca, Lisure y Apón, siendo esta última formación la que contribuye mayormente a la producción del yacimiento.

El desarrollo acelerado del Campo Mara Oeste comenzó en 1997 con la perforación del pozo DM – 151, que descubrió el yacimiento DM – 151, y logró incrementar el potencial del campo de 8000 BPPD a 12000 BPPD en corto plazo. Para ello fue necesario la implementación de nuevas tecnologías, registros tanto de imágenes como de resonancia magnética.

Este campo perteneció a las compañías transnacionales Menegrande (1951-1973), Mito Juan (1974-1975) y Vistaven (1976-1978), antes de pasar a Maraven, S.A., en 1979 y a PDVSA, Petróleo y Gas en 1998. En el campo se han perforado unos 18 pozos más 1 SideTrack, de donde 8 pozos se perforaron inclinados y el resto vertical. Como consecuencia de su baja gravedad (16 °API, crudo pesado) se han experimentado continuos cierres de mercado en el campo.

Para diciembre 2004, el Campo Mara Oeste tiene la siguiente producción: el yacimiento DM – 115 posee una producción acumulada de petróleo de 39 MMBls, la de gas es de 11.4 MMMPc y la de agua 9 MMBls, la tasa actual es de 2111.3 B/D con RGP promedio de 339.2 PCN/BN y un corte de agua de 19.216 %. Por su parte el yacimiento DM – 151, tiene una producción acumulada de petróleo de 4 MMBls, la de gas es de 8.993 MMMPc y la de agua en el orden de 219 MBls, la tasa actual es de 849.3 B/D con RGP promedio de 9630.1 PCN/BN y un corte de agua de 5.107 %.

La adquisición de la sísmica 2D fue realizada en el año 1977 por PDVSA, reprocesada en el año 1995 y reinterpretada en el año 1998 por PDVSA, Estudios Integrados Tierra Oeste. A consecuencia de ello, se originó un nuevo modelo estructural para el área, basado en el modelo tectónico regional de la Cuenca del Lago de Maracaibo.

El presente estudio tiene por finalidad precisar y/o validar el modelo geológico-estructural que controla los yacimientos cretácicos DM – 115 y DM – 151, con la finalidad de generar mapas estructurales a nivel de cada formación cretácica, establecer las direcciones del tensor de esfuerzo y determinar la relación que tienen la orientación de las fracturas con la producción de hidrocarburo en el área de estudio.

La metodología utilizada se basó en una revisión bibliográfica del Campo Mara Oeste, validación de los topes a través del estudio de los perfiles de pozos, seguido por la revisión de núcleos e informes de pozos sobre la litoestratigrafía de las

formaciones, elaboración de rosetas para la estratificación y las fracturas observadas en los registros de imágenes (EMI, FMI), cálculo de propiedades petrofísicas y elaboración de mapas de isopropiedades, revisión y manejo de la sísmica del campo, construcción de mapas estructurales e isópacos a diferentes niveles estratigráficos, realización de secciones estructurales, y finalmente integración de los resultados estáticos (geología y geofísica) con los resultados dinámicos (yacimiento y petrofísica) con la finalidad de determinar zonas prospectivas para la producción de hidrocarburos.

El trabajo especial de grado titulado Estudio Geológico de los Yacimientos Cretácicos DM – 115 y DM – 151 del Campo Mara Oeste, esta estructurado en 5 capítulos y las conclusiones y recomendaciones.

El Capítulo I corresponde al planteamiento del problema, y abarca la ubicación del área, el objetivo general y los objetivos específicos, justificación y trabajos previos.

El Capítulo II trata lo referente al Marco Regional: litoestratigráfico, estructural, evolución tectónica, sistema poroso y estudio geomecánico realizado al área de estudio.

Por su parte en el Capítulo III se describe la metodología utilizada para cumplir los objetivos, y se detalla paso a paso cada uno de los procedimientos y las herramientas empleadas, también se describen las limitaciones que tuvo el trabajo especial de grado.

El análisis e integración de los resultados son plasmados en el Capítulo IV, donde se establece el marco geológico litoestratigráfico y estructural que caracteriza a los yacimientos cretácicos del Campo Mara Oeste, basado en la información aportada

por las secciones estratigráficas – estructurales, mapas estructurales, análisis de fracturas, topes y fallas, sísmica 2D y registros de pozo.

En el capítulo V se expresa la contribución del presente estudio para la producción de hidrocarburos en el Campo Mara Oeste, donde se proponen las mejores áreas, desde el punto de vista geológico, para la acumulación y entrapamiento de crudo, en términos de: porosidad, permeabilidad y estructuras.

Finalmente se presentan las conclusiones que se obtuvieron durante la elaboración del trabajo especial de grado, y las recomendaciones para futuras investigaciones y mejoramiento de la información del campo.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Realizar una reevaluación geológica del Cretácico, específicamente en las formaciones: Río Negro, Apón, Lisure, Maraca, La Luna y el Miembro Socuy de la Formación Colón, del Campo Mara Oeste.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Validar la secuencia estratigráfica cretácica del Campo Mara Oeste.
- ✓ Identificar y caracterizar las diferentes estructuras geológicas presentes, así como también determinar la orientación de fallas y fracturas, y establecer tensores de esfuerzo.
- ✓ Generar mapas estructurales - estratigráficos para las diferentes formaciones del Cretácico.

JUSTIFICACIÓN Y ALCANCE

El área Campo Mara Oeste se encuentra muy afectada tectónicamente, por lo cual presenta complicaciones estructurales y fallas que aparentemente subdividen el área en bloques individuales. Este fuerte tectonismo se cree que afectó el área conformando paroxismo tectónico que pudo haber volcado las capas a nivel del post Cretácico. Con este nuevo estudio geológico convencional del área a nivel Cretácico, se pretende apoyar la búsqueda de nuevas oportunidades para futuros puntos de drenaje, que permitan optimizar la producción.

LOCALIZACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO

El área de estudio corresponde al Campo Mara Oeste, ubicado a unos 40 km al noroeste de la ciudad de Maracaibo, en el Distrito Mara, Estado Zulia (ver Figura 1) y a unos 8 km del Campo Mara Este. El campo desde 1998 pertenece PDVSA - Occidente, Petróleo y Gas, previamente había sido propiedad de Mene Grande 1951-1973, Mito Juan 1974 – 1975, y Vistaven 1976 – 1978. Posee un área de 110 km² (4532 acres) y han sido perforados 19 pozos incluyendo un side track o pozo repetido, de los cuales doce penetran el yacimiento DM – 115 y el resto producen del yacimiento DM – 151; se encuentran activos 17 pozos con un POES de 1254 MMBL y 14 – 16 °API.



Figura 1. Ubicación del área de estudio.
Tomada de Cárdenas y Márquez (1998)

TRABAJOS PREVIOS

- ✓ Chacartegui (1985) realizó un estudio sedimentológico en el Grupo Cogollo en el Campo La Paz, donde estudió muestras de la sección inferior de las formaciones Maraca, Lisure y parte superior de Apón (Miembro Piché), y las describió litológicamente como “grainstones y packstones”; “grainstones” y “packstones”; y “wackstones” y “mudstones”, respectivamente.
- ✓ Lagoven (1989) postuló que la interacción de procesos diagenéticos modificaron la porosidad de los sedimentos cretácicos. Dichos procesos ocurrieron en 4 ambientes diagenéticos: marino freático, zona de mezcla, meteórico freático y soterramiento. En el Oligoceno se produjo un levantamiento tectónico que dejó en contacto la secuencia con fluidos no saturados, lo cual ocasionó disolución y generó porosidad de brecha, vacuolar y móldica. Dicho levantamiento también produjo fracturas y microfracturas que comunican porosidades aisladas.
- ✓ Petróleos de Venezuela S.A., Exploración y Producción (1991-b) en su trabajo sobre la porosidad en el Grupo Cogollo, lo caracterizó con ambientes de plataforma de aguas someras y detrás de un margen el cual refleja un patrón común en los ambientes depositacionales.
- ✓ Petróleos de Venezuela S.A., Exploración y Producción (1991-a), generó un modelo depositacional para el Grupo Cogollo, e indicó una sedimentación característica de ambiente de Plataforma Interna.. En el Barremiense – Aptiense el Lago de Maracaibo era una plataforma peneplanada flanqueada con surcos rellenos de sedimentos de la Formación La Quinta y la Formación Río Negro. La transgresión comienza con una depositación de carbonatos como consecuencia de una disminución de sedimentos terrígenos. En el Aptiense – Albiense el Grupo Cogollo se deposita en una plataforma interna con amplia

continuidad lateral, donde las variaciones verticales están relacionadas con ciclos. Los ambientes de margen de plataforma y talud externo no se encuentran representados en el Grupo Cogollo.

- ✓ Petróleos de Venezuela S.A., Exploración y Producción (1997-a), realizó un estudio micropaleontológicos de calizas cretácicas, específicamente en la parte superior de la Formación Apón, utilizando 20 secciones finas del núcleo del pozo DM - 152. Identificó algas calcáreas de los grupos *Codiaceae* y *Gymnocodiaceae*, foraminíferos grandes, en su mayoría aglutinados, microgranulares, algunos calcáreos y otros fósiles como bivalvos.
- ✓ Van Alstine and Butter Worth (1997), determinaron la orientación de esfuerzos y fracturas encontradas en la Formación Apón, utilizando el núcleo DM – 152, del Campo Mara Oeste. Identificaron dos grupos de fracturas con orientaciones NO – SE, y NNE - SSW.
- ✓ Cárdenas y Márquez (1998), caracterizaron el sistema poroso de la Formación Apón, del yacimiento carbonático DM – 115, mediante el estudio del núcleo del pozo DM – 152, determinaron tres sistemas porosos lateralmente continuos intercalados por fracturas y microporos intercristalinos, con valores entre 3 – 20%, permeabilidad muy baja en matriz (<1 md) hasta 135 md en zonas fracturadas.
- ✓ V.V.A. Consultores C.A. (1999) realizaron un estudio basado en pruebas a núcleos orientados paleomagnéticamente que sirvieron para identificar y orientar fracturas naturales e inducidas.
- ✓ Prieto (2000), basado en interpretación sísmica 3D, redifinió el modelo estructural del Campo Mara Este y estableció el elipsoide de deformación para dicho campo.

CAPÍTULO II

GEOLOGÍA REGIONAL

El Campo Mara Oeste se encuentra dentro de la Cuenca del Lago de Maracaibo, la cual está delimitada por cuatro estructuras bien distintivas: Los Andes Venezolanos al sureste, la Sierra de Perijá al oeste, la Serranía de Trujillo al este y el sistema de falla de Oca y el Golfo de Venezuela al norte. (Figura 2).

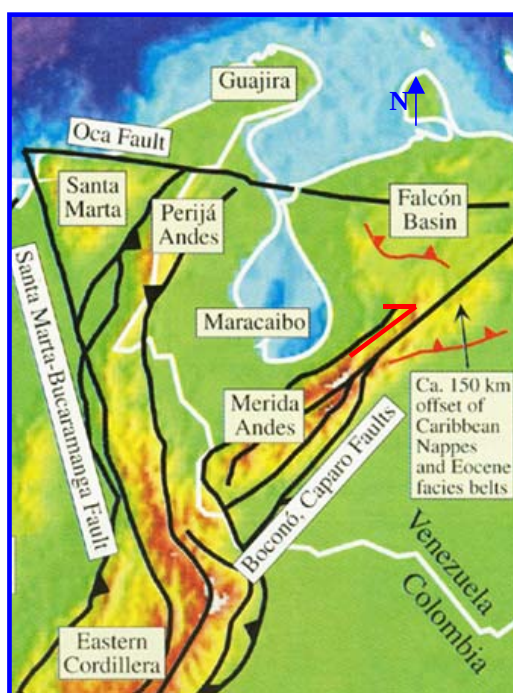


Figura 2. Límites de la Cuenca del Lago de Maracaibo

Tomado de Pindell (2000)

En el ámbito regional existen 5 alineaciones principales orientados aproximadamente sur – norte que destacan por relieve estructural: Alineación La Paz – Mara – El Moján, Alineamiento de la falla de Icotea, Alineamiento de Pueblo Viejo – Ceuta, Alineamiento Misoa – Mene Grande y Anticlinorio de Tarra.

MARCO ESTRATIGRÁFICO REGIONAL

En la secuencia estratigráfica se encuentran presentes rocas sedimentarias precretácicas (probablemente Paleozoico – Jurásico) hasta el Reciente. Comienza, de base a tope, con un basamento ígneo – metamórfico, seguido discordantemente por las areniscas rojas de la Formación La Quinta y parte de la Formación Río Negro (facies fluviales); sobre ésta se deposita diacrónica y concordantemente la secuencia transgresiva cretácica, con un espesor promedio de 3800', y se inicia con los clásticos basales de la Formación Río Negro, luego el Grupo Cogollo: con sus formaciones Apón, Lisure y Maraca, le sigue la Formación La Luna y finalmente las formaciones Colón y Mito Juan. Hacia el sur y sureste las formaciones Apón y Lisure pueden cambiar lateralmente a la Formación Aguardiente.

La transgresión cretácica invade por dos frentes: uno por el oriente hasta la parte norte del Cratón de Guayana y el otro proviene del mar epicontinental de la Cordillera Oriental de Colombia hasta la Plataforma de Maracaibo y Arco de Mérida por los surcos de Machiques y Uribante. (González de Juana *et al*, 1980).

El Cenozoico comienza su depositación concordantemente con la Formación Guasare durante el Paleoceno. Posteriormente se erosiona la secuencia y se deposita discordantemente, en el Eoceno, la Formación Misoa. En el Oligo – Mioceno se produce en el área un fuerte proceso erosivo que elimina con parte de los sedimentos del Paleoceno – Eoceno y Oligoceno. Los sedimentos post – eocénicos están representados por los aluviones de las formaciones La Puerta y La Villa (Figura 3).

BASAMENTO ÍGNEO – METAMÓRFICO PRE – MESOZOICO

De edad Paleozoico está conformado por esquistos cloríticos y metagranitos a metadioritas en el occidente del campo, y hacia la parte central se presenta un batolito cuarzodiorítico – granodiorítico a granítico e intrusionó las rocas preexistentes.

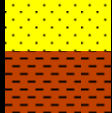
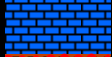
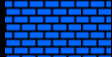
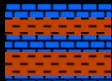
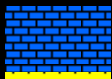
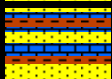
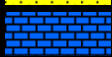
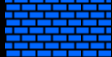
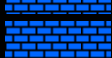
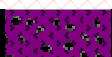
EDAD		UNIDAD ESTRATIGRÁFICA		LITOLOGÍA	ESPESOR (metros)		DESCRIPCIÓN
MIOCENO		LA VILLA			900 –1200		ARCILITAS ROJIZAS, GRISÁCEAS O GRIS-VERDOSO, MOTEADAS, ARENISCAS DE GRANO FINO A MEDIO
		LA PUERTA			700 – 1400		DE BASE A TOPE ARCILLAS MOTEADAS, CAPAS DE GUIJARROS Y ARENISCAS MACIZAS, CON BANDAS FERRUGINOSAS, QUE PASAN A ARENAS LIGNÍTICAS Y LUTITAS GRISES
EOCENO		MISOA			200 – 3000		ARENISCAS DE GRANO FINO, LIMOLITAS Y LUTITAS INTERCALADAS
PALEOCENO		MARCELINA			130 – 600		INTERCALACIÓN DE ARENISCAS, LUTITAS, LUTITAS ARENOSAS Y CAPAS DE CARBÓN
		GUASARE			>360		CALIZAS PARDO GRISÁCEO A GRIS AMARILLENTO O GRIS, GENERALMENTE GLAUCONÍTICAS
CRETÁCICO	MAASTRICHTIENSE	COLÓN			470		LUTITAS MICROFOSILÍFERAS GRIS OSCURO A NEGRAS, MACIZAS, PIRÍTICAS
			SOCUY			30.5	CALIZA MARGOSA DE COLORES CLAROS HACIA LA BASE GLAUCONÍTICA
	CENOMANIENSE – CAMPANIENSE	LA LUNA			300		CALIZAS Y LUTITAS DE COLOR GRIS OSCURO A NEGRO, CALCÁREAS FÉTIDAS, CON ABUNDANTE MATERIA ORGÁNICA, CON CONCRECIONES
	ALBIENSE TARDÍO – CENOMANIENSE	GRUPO COGOLLO APÓN	MARACA		40		ARENISCAS GLAUCONÍTICAS Y CALCÁREAS HACIA LA BASE Y EL RESTO CALIZAS BIOCLÁSTICAS COQUINOIDES MACIZAS
	ALBIENSE		LISURE		100 – 180		ARENISCAS GLAUCONÍTICAS, CALIZAS ARENOSAS GLAUCOÍNTICAS Y ALGUNAS CALIZAS LUTÍTICAS
	APTIENSE – ALBIENSE		PICHÉ		70 - 165		CALIZAS COQUINOIDES MASIVAS MAYOR PROPORCIÓN QUE TIBÚ
			MACHIQUES		185 – 200		CALIZAS LAMINARES, NEGRAS, BITUMINOSAS, CON OLOR A PETRÓLEO, PIRÍTICAS Y CON PELOTILLAS FECALES
			TIBÚ		145 – 210		PRIMERAS CALIZAS MARINAS, HACIA LA BASE ARENOSA. GLAUCONÍTICAS Y DOLOMITIZADAS
NEOCOMIENSE – BARREMIENSE	RÍO NEGRO			1500		DEPOSITOS FLUVIALES, ALUVIALES Y MARINOS. PARTE SUPERIOR CONGLOMERADO BASAL	
PRE – CRETÁCICO		LA QUINTA			1000 – 2000		CONGLOMERADOS, AGLOMERADOS, PORFIRITAS, BASALTOS Y TRAQUI – ANDESITAS
		BASAMENTO			?		COMPLEJO IGNEO – METAMORFICO

Figura 3. Columna Sedimentaria del Noroeste de la Cuenca del Lago de Maracaibo

FORMACIÓN LA QUINTA

Complejo volcano – sedimentario de edad Jurásico, conocido como las capas rojas de La Quinta e incluye conglomerados, aglomerados, porfiritas, basaltos y traqui – andesitas, la cual rellenó los depocentros existentes para ese tiempo, representados por estructuras tipo graben. Consta de tres intervalos: uno inferior, compuesto por una capa de toba vítrea de color violáceo, de aproximadamente 150 m de espesor; uno medio, consistente de una secuencia interestratificada de toba, arenisca gruesa y conglomerática, limolita y algunas capas delgadas de caliza, de color verde, blanquecino, gris o violáceo (espesor aproximado: 840 m); y un intervalo superior, formado por limolita y arenisca, intercaladas con algún material tobáceo, de color rojo ladrillo y marrón chocolate, de aproximadamente 620 m de espesor. La Quinta, se originó en una planicie aluvial.

FORMACIÓN RÍO NEGRO

De edad Cretácico Temprano (Neocomiense – Barremiense), está constituida por depósitos fluviales, aluviales y marinos. Comienza su deposición discordante y diacrónica sobre sedimentos jurásicos de la Formación La Quinta, en las estructuras tipo graben, y sobre rocas paleozoicas como Mucuchachí y precámbricas como Sierra Nevada y Tostosa; con terrígenos típicos de ambientes de playa y línea de costa, y prosigue con el inicio de la transgresión marina representando los clásticos basales de la secuencia transgresiva cretácica.

Litológicamente está conformado por areniscas blancas, generalmente de grano grueso, conglomerados heterogéneos; arcillas y lutitas variables, típicamente en tonos brillantes de amarillo, rojo y morado. De acuerdo con su fuente sedimentaria, las areniscas varían desde muy cuarzosas (Surco de Uribante), a muy feldespáticas (Surco de Machiques). Alcanza unos 65' (19,8 m) de espesor en el área de estudio. Es frecuente la estratificación cruzada asintótica, hacia la base y cortada hacia el tope,

dentro de un rango que varía entre 1 centímetro y más de 1 metro. (Petróleos de Venezuela S.A. - Intevep, 2005).

Se depositó en ambientes variables: ambiente de lagunas costaneras, llanuras de marea o albuferas, de salinidad anormal; y deltáico a marino costanero con pulsaciones del ciclo fluvial. Aflora en la mayor parte de occidente (estados Zulia, Táchira y Mérida) y su base es diacrónica, variando en el sentido de la retrogradación de la línea de costa hacia el continente (de norte a sur).

GRUPO COGOLLO

De edad Cretácico, Aptiense Temprano (Miembro Tibú) hasta la base de la Formación La Luna, la cual por ser diacrónica va del Albiense al Cenomaniense. De base a tope se caracteriza por calizas densas, fosilíferas, con cantidades subordinadas de lutitas oscuras y pocas arenas calcáreas. En Perijá, se presenta un intervalo de calizas negras, bituminosas (Miembro Machiques). En el centro del Lago de Maracaibo alcanza 610 m (2.000') de espesor.

Su base es transicional con las areniscas de la Formación Río Negro mientras que el contacto superior con la Formación La Luna, está marcado por un fuerte cambio litológico.

Las variaciones laterales y verticales de facies se originaron por: fluctuaciones de la línea de costa al sur, controlando la entrada de clásticos, variaciones laterales en la tasa de subsidencia y cambios eustáticos del nivel del mar. Por lo anteriormente expuesto se distinguen tres áreas con sedimentación plataformal específica (Petróleos de Venezuela S.A., 1991-a):

- ✓ Zonas influenciadas por la línea de costa y penetración de clásticos: Sur del Lago, Centro del Lago, Aricuaa y Rosario. Se puede observar en la Formación

Aguardiente con predominio de areniscas y limolitas, algunos intervalos muy glauconitizados. Los espesores de arena disminuyen hacia el norte y noroeste donde las litofacies de arenas cambian lateralmente a carbonatos. Durante la depositación de Lisure se formó un delta, que provoco la sedimentación de los mayores espesores de lutitas de prodelta del Grupo Cogollo.

- ✓ Comprende las zonas de Urdaneta Este, La Concepción, Sibucara, La Paz y Mara. Contenido menor de sedimentos clásicos. Representan zonas alejadas de la línea de costa y del influjo de clásicos. Mayores intervalos dolomitizados en Apón, así como un nivel de Orbitolinas en su parte media y biostromos de pelecípodos. Los cuerpos de oolitas son importantes en Lisure. El espesor de Cogollo es mayor en esta área que en el centro y sur del lago, indicando una mayor subsidencia. Hacia el noroeste se observa menor variación entre Apón y Lisure.
- ✓ Representados por la Sierra de Perijá y los campos de Alturitas, Machiques, Alpuf, San Julián, La Villa, Macoa, García y Urdaneta Oeste. Presencia del Miembro Machiques.

FORMACIÓN APÓN

De edad Aptiense - Albiense, Cretácico; la depositación comienza con un sistema transgresivo por elevación del nivel del mar y por un cambio en las condiciones climáticas pasando a un clima árido con poca erosión continua. (Petróleos de Venezuela S.A., 1991-a).

Está conformada por calizas grises y azules, duras, densas, en capas gruesas, generalmente fosilíferas, con intervalos menores de lutitas que varían de calcáreas a arenosas. Posee tres miembros claramente diferenciables, que de base a tope son: Tibú, Machiques y Piché, los cuales con concordantes entre sí y con las formaciones suprayacentes e infrayacentes. El Miembro Machiques puede estar ausente y en su lugar observar el Miembro Guáimaro.

El contacto es transicional y diacrónico con la Formación Río Negro infrayacente. El ambiente depositacional inicia con aguas someras y zonas de lagunas transicionales con la línea de costa e influenciadas por penetración de los sedimentos terrígenos y aguas muy bien oxigenadas; los fósiles diagnósticos son: *Chofatella decipiens* y *Salpingoporella dinarica*. Con el tiempo el ambiente se hace mas lagunal y restringido, con disminución de clásticos y profundidades máximas de 10 metros. (Petróleos de Venezuela S.A. - Intevep, 2005).

En el Campo Mara la Formación Apón presenta un espesor promedio de 950' y produce de los tres miembros, siendo el Miembro Piché, el que posee las mejores características petrofísicas para la acumulación de hidrocarburos, así como mayor número de fracturas y microfracturas.

✓ **MIEMBRO TIBÚ**

De edad Aptiense; en su parte inferior está conformado por calizas arenosas, areniscas calcáreas y lutitas y no es rara la presencia de glauconita, mientras que en la parte superior es prácticamente calcárea, indicativas de la transgresión cretácica y representa la primera manifestación de calizas marinas que se encuentran transicionalmente por encima de las areniscas de la Formación Río Negro. Mantiene espesor promedio en la zona de estudio de 100 m. Se deposita transicionalmente sobre la Formación Río Negro en un ambiente nerítico, tranquilo y bien aireado. (Petróleos de Venezuela S.A., - Intevep, 2005).

✓ **MIEMBRO MACHIKUES**

Miembro intermedio de edad Aptiense Tardío, Cretácico; posee un espesor promedio de 80 m en el área de estudio y representa una sucesión de calizas laminares, negras, bituminosas, con olor a petróleo, piríticas y con pelotillas fecales,

intercaladas con calizas margosas y lutitas que contienen concreciones calcáreas discoidales, con un diámetro máximo de 2 m, a menudo ricas en macrofósiles. Hay también intercalaciones de calizas no bituminosas. La diferencia con la Formación La Luna radica en que su contenido fosilífero es pobre en fauna pelágica.

✓ **MIEMBRO PICHÉ**

Se depositó en el Albiense Temprano. Según Petróleos de Venezuela S.A. - Intevp (2005) posee un espesor promedio de 80 m en las zonas cercanas al área de estudio; y exhibe mayor proporción de calizas coquinoides masivas que Tibú, y litológicamente consiste en varios tipos de calizas: fosilíferas del tipo coquina, criptocristalina, de estratificación media a delgada con planos de estratificación ondulados e intercalaciones de color gris oscuro a negro, nodulares con estratificación delgada, nodulares margosas y margas de color gris claro azulado. Se cree que se formó en la parte inferior de la acción del oleaje.

FORMACIÓN LISURE

De edad Albiense, consta de areniscas glauconíticas de grano medio a fino, de color gris azulado a gris verdoso, calizas arenosas glauconíticas laminadas, areniscas micáceas que alternan con lutitas arenoso – arcillosas de color gris azulado, calizas glauconíticas y algunas calizas lutíticas. En el lago de Maracaibo se han encontrado areniscas calcáreas con granos angulares de cuarzo y glauconita y espesores entre 138 –156 m. Es concordante con la Formación Apón infrayacente en contacto abrupto y transicional con la Formación Maraca suprayacente.

Petróleos de Venezuela S.A. (1991-b), señala que la Formación Lisure posee mayor variabilidad en los ambientes depositacionales, desde zonas de lagunas con pequeños niveles de energía hasta regiones con niveles relativamente altos (siempre zonas protegidas) con deposición de ooides y asociaciones con fragmentos

esqueletales. Algunas facies con oncolitos están asociadas a ambientes submareales muy someros e intramareales. Hay mayor cantidad de clásticos silíceos que en Apón. Otra facies esta caracterizada por areniscas glauconíticas y en menor grado peloides glauconíticos. La dolomitización y micritización son menores en Lisure que en Apón.

FORMACIÓN MARACA

Se deposita en el Albiense Tardío – Cenomaniense, Cretácico; litológicamente está representada por algunas areniscas glauconíticas y calcáreas hacia la base y calizas bioclásticas coquinoides macizas, formadas predominantemente por los géneros *Ostreas* y *Trigonia*, con algunas, intercalaciones de capas delgadas de margas y lutitas de color gris y ocre claros. También puede presentar ooides y granos cubiertos, y algunos granos angulares de cuarzo, fosfato y pirita. En la parte occidental de la Cuenca de Maracaibo el espesor varía entre 19 – 29 m (Petróleos de Venezuela S.A. - Intevep, 2005).

Su base es transicional con la Formación Lisure, colocándose en el primer paquete de calizas no glauconíticas. El contacto superior coincide con la primera aparición de calizas bituminosas negras y laminadas, de la Formación La Luna, en una transición rápida. Paleoambientalmente corresponde a facies de aguas llanas, cercana a la costa.

La Formación Maraca se deposita en un ambiente donde los niveles de energía pasan de moderado a ligeramente fuertes. Es característico el alto contenido de ostras dentro de las acumulaciones de pelecípodos. Hay litofacies de oolitas y ocasionalmente oncolitos pero en menor cantidad que en Lisure; no están representadas ambientes de lagunas de baja energía. (Petróleos de Venezuela S.A., 1991-a).

FORMACIÓN LA LUNA

Se deposita entre el Cenomaniense – Campaniense y consiste en calizas y lutitas de color gris oscuro a negro, calcáreas fétidas, con abundante materia orgánica laminada y finamente dispersa, delgadamente estratificadas y laminadas; presenta ftanita negra en forma de vetas, nódulos y capas delgadas; y concreciones elipsoidales a discoidales (10 a 80 cm de diámetro) que pueden exhibir amonites en su interior. Los espesores de capas de caliza varían entre 1 – 50 cm. En la Cuenca de Maracaibo el espesor se encuentra entre 100 y 300 metros, con tendencia a aumentar de sur a norte. Suprayace e Infrayace concordantemente a las formaciones Maraca y Colón, respectivamente. (Figura 4).

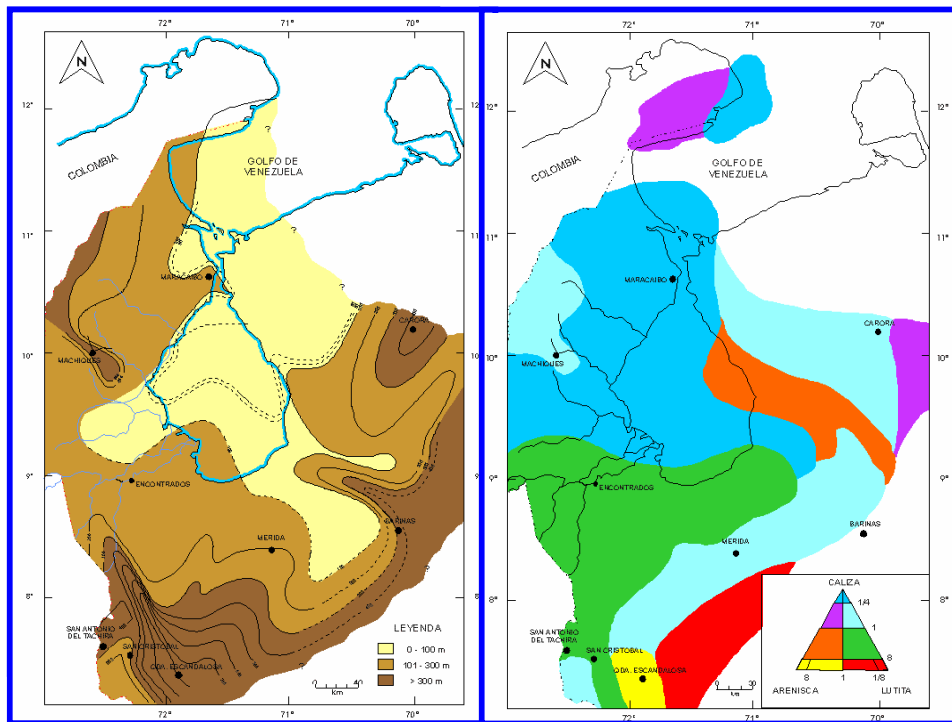


Figura 4. Cuadro izquierdo: Mapa Isópaco Formación La Luna. Cuadro derecho: Distribución de facies para la Formación La Luna.

Tomado de Petróleos de Venezuela S.A. – Intevep (2005)

La Formación La Luna se sedimentó en ambientes anóxicos correspondiente a un evento anóxico oceánico entre el Cenomaniense – Santoniense, donde el alto contenido de nutrientes permitió un gran desarrollo de biota pelágica. El cambio de sedimentación entre el Grupo Cogollo y la Formación La Luna dentro de un sistema de plataforma está relacionada según Petróleos de Venezuela S.A. (1991-a) con:

- ✓ Incremento y transgresión rápida del nivel del mar
- ✓ Incremento y expansión de las zonas anóxicas.
- ✓ Expansión de las zonas mínimas de oxígeno manteniéndose las aguas superficiales bien oxigenadas y deficientes de oxígeno las del fondo.

La Formación La Luna presenta variaciones en las cantidades de carbono orgánico total (COT), siendo mayor hacia parte oeste de la Cuenca del Lago de Maracaibo, descendiendo en dirección sur y este de dicha cuenca, en el área de estudio, Campo Mara Oeste, los porcentajes de COT varían entre 2 – 3 %. En cuanto a temperatura los mayores valores alcanzados se encuentran hacia el este y sur de la cuenca, observándose esta unidad estratigráfica entre madura e inmadura en el área de estudio (Petróleos de Venezuela S.A. - Intevep, 2005) (Figura 5).

FORMACIÓN COLÓN

Se depositó en el Maastrichtiense, y se caracteriza por lutitas microfósilíferas gris oscuro a negras, macizas, piríticas y ocasionalmente micáceas o glauconíticas, con margas y capas de caliza subordinada. En la cuenca de Maracaibo, en la sierra de Perijá, el espesor es de 470 m. Los contactos superior e inferior son concordantes. Las condiciones euxínicas continuaron hasta el Maastrichtiense inferior, donde se acentuó una buena circulación de las aguas que incrementó la expansión de oxígeno en la cuenca y la sedimentación con un gran influjo de clásticos. (Petróleos de Venezuela S.A. - Intevep, 2005) (Figura 6).

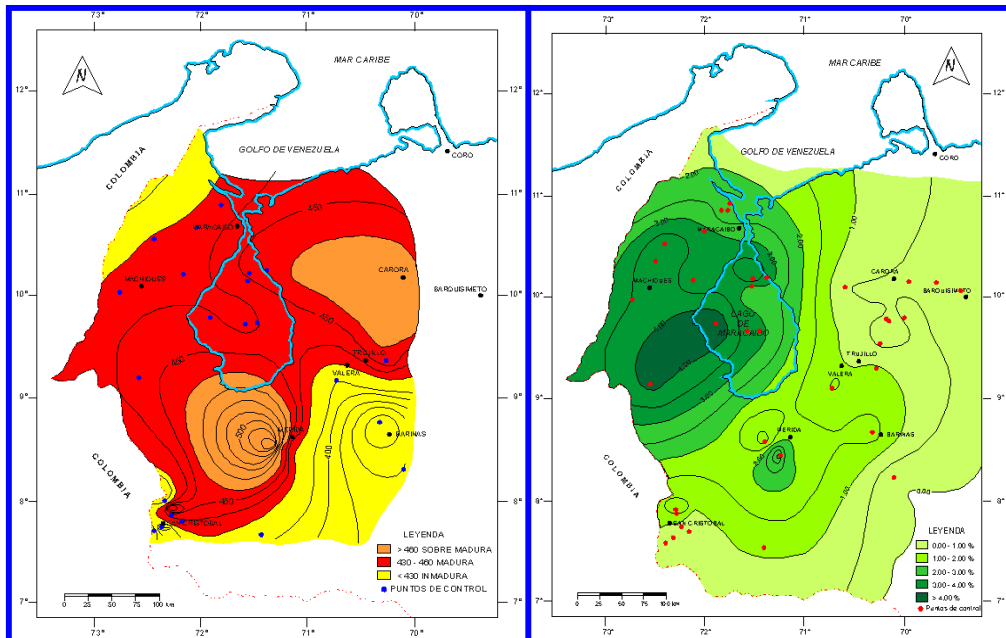


Figura 5. Formación La Luna. Cuadro izquierdo: Mapa de distribución de temperatura expresado en términos de madurez; Cuadro derecho: Distribución de % de COT.
Tomado de Petróleos de Venezuela S.A. – Intevep (2005).

✓ **MIEMBRO SOCUY**

Se depositó en el Maastrichtiense Temprano, consiste de 40 m de caliza margosa de colores claros con intercalaciones muy escasas de lutitas, que suprayace 2 a 3 m de caliza glauconítica. Se caracteriza por presentar foraminíferos bénticos, el color claro en la matriz y la ausencia de laminación. Posee contactos concordantes. Paleoambientalmente representa sedimentos de aguas moderadamente profundas, menor de 500 m, ambiente que se va haciendo relativamente más profundo con el principio de la deposición de las lutitas Colón.

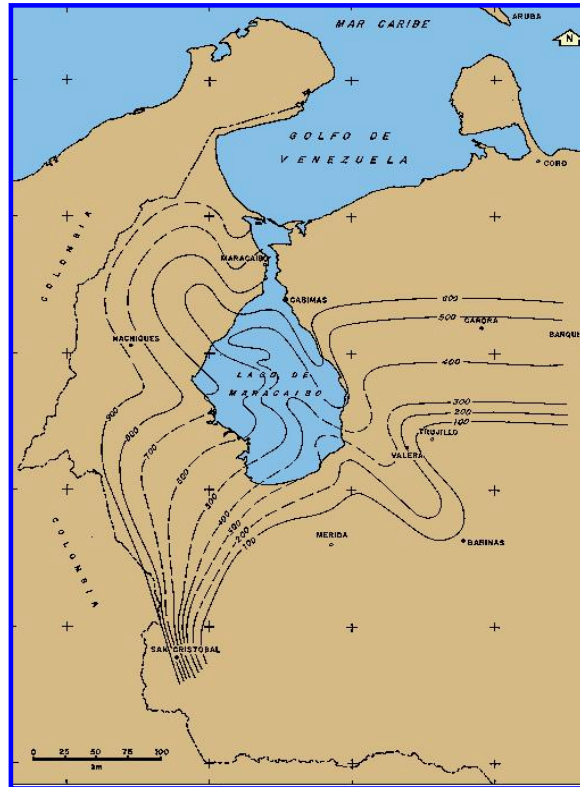


Figura 6. Mapa isópaco de la Formación Colón.
Tomado de Petróleos de Venezuela S.A. – Intevep (2005).

MARCO ESTRUCTURAL REGIONAL

El marco estructural y la morfología de la región, desde el Paleozoico hasta el Reciente, ha sido determinado primero por la separación de lo que actualmente se conoce como África, Suramérica y Norteamérica, y luego, por la interacción de la Placa Caribe, Suramericana y Pacífico (Figura 7).

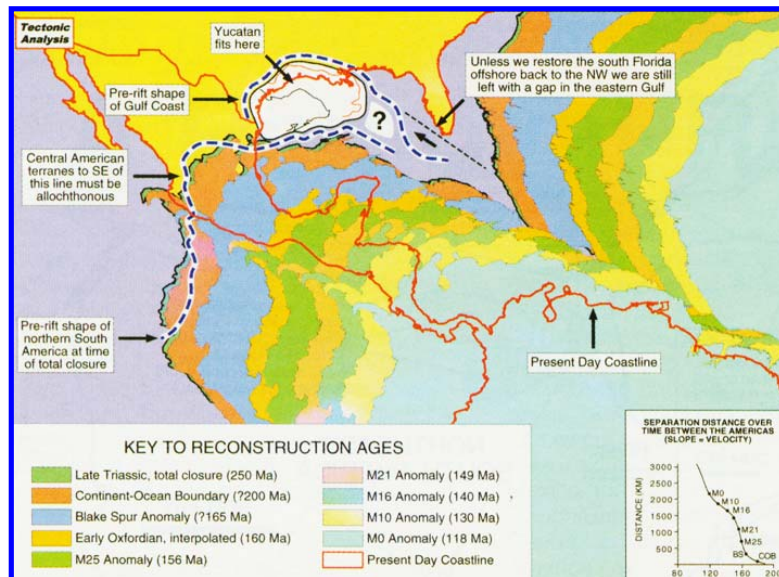


Figura 7. Reconstrucción de Gondwana y Norteamérica desde el Pre-Aptiense hasta el Reciente.

Tomado de Pindell (2000)

El desplazamiento entre la Placa Suramericana y Placa del Caribe es principalmente dextral. El bloque donde se encuentra la Cuenca del Lago de Maracaibo se está desplazando al noreste a lo largo de la falla de Boconó, como consecuencia de la subducción de la Placa Pacífico bajo Panamá y el noroeste de

Colombia. La compresión resultante se ajusta con un empuje al norte que aumenta la actividad a lo largo de fallas dextrales con rumbo general NNE-SSO, las cuales dominan en la cuenca. (Figura 2).

Como se dijo al principio del presente capítulo esta cuenca está limitada por cuatro grandes estructuras: Los Andes Venezolanos al sureste, la Sierra de Perijá al Oeste, la Serranía de Trujillo al este y el sistema de falla de Oca al norte. Dentro de la cuenca los ejes de los anticlinales y fallas más importantes tienen una fuerte componente norte y se identifican cinco alineamientos principales orientados aproximadamente N – S, los cuales presentan un severo fallamiento longitudinal (Figura 8). Dichos alineamientos y límites son:

- a) Alineación La Paz – Mara – El Moján
- b) Alineación de la falla de Icotea
- c) Alineamiento de Pueblo Viejo - Ceuta
- d) Alineamiento Misoa- Mene Grande
- e) Anticlinorio de Tarra.

Según Schlumberger - Geoquest (1997) se pueden identificar dos grupos de falla: uno en la secuencia Basamento Pre - Cretácico - Cretácico (mayor significado tectónico) y otro en el Paleoceno – Eoceno. A demás se presenta un sistema de fallas transversales más frecuentemente ONO – ESE. Los bloques levantados forman estructuras tipo “horst” con fallas escalonadas (Figura 9).

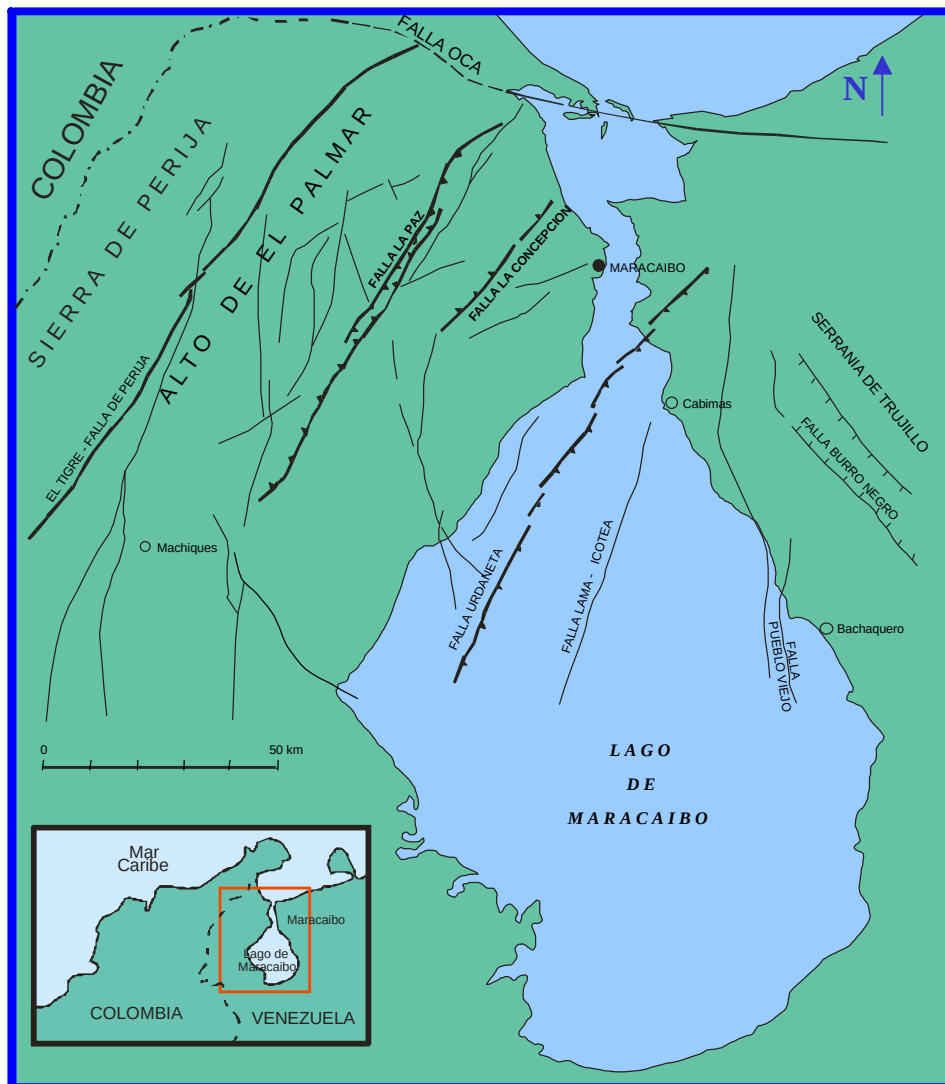


Figura 8. Configuración estructural generalizada de la Cuenca del Lago de Maracaibo.

Tomado de Archivos de Petróleos de Venezuela S.A. (2005)

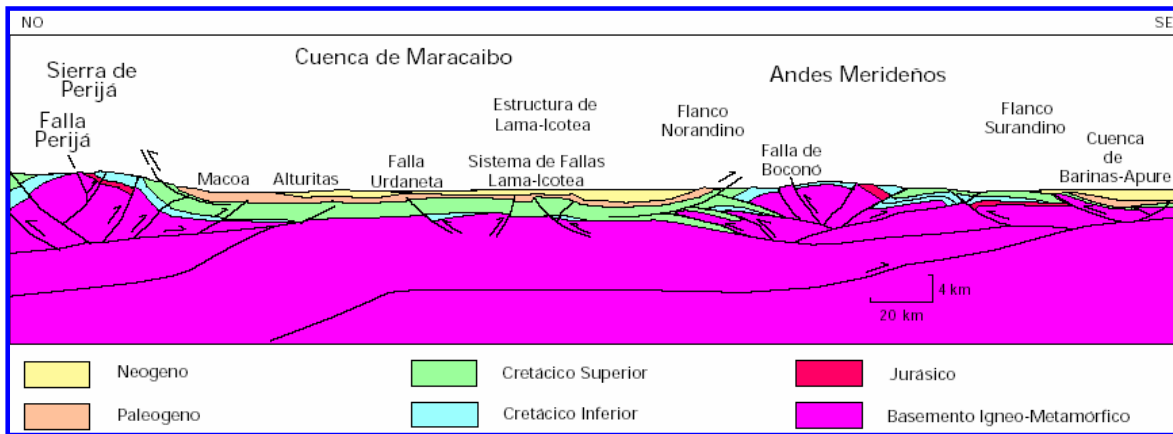


Figura 9. Corte estructural Noroeste – Sureste de la Cuenca del Lago de Maracaibo, desde la Sierra de Perijá hasta la Cuenca Barinas - Apure.

Tomado de Schlumberger – Geoquest (1997)

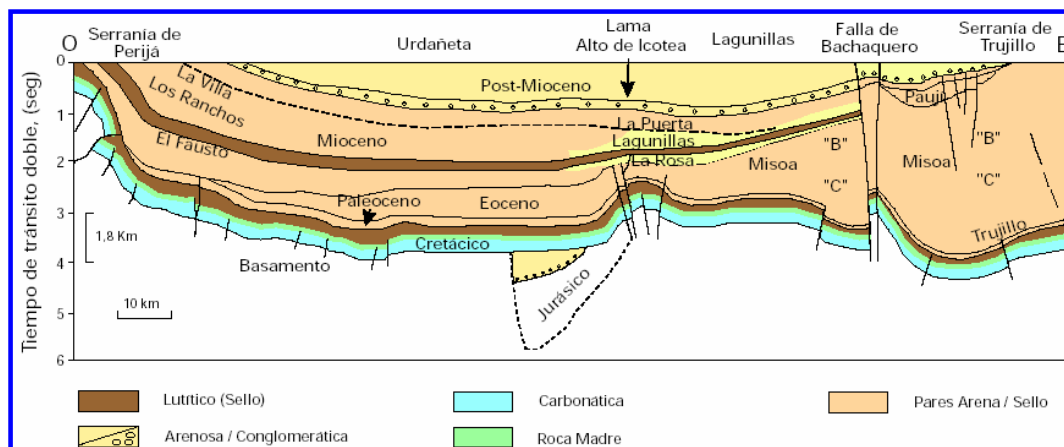


Figura 10. Corte estructural Oeste – Este donde se observan estructuras dómicas a nivel del Cretácico, por ejemplo el alineamiento La Paz – Mara – El Moján, el cual está sumamente fallado en su zona crestal, con planos de fallas de alto buzamiento.

Tomado de Parnaud, *et al* (1995) en Schlumberger – Geoquest (1997)

Las zonas con mayor fracturamiento poseen domos o semidomos apoyados contra fallas que sirvieron de trampas estructurales para almacenar hidrocarburo en el ámbito de la secuencia cretácica (Figura 10).

Las zonas de fracturas más prospectivas, es decir aquellas con mayor densidad de fracturas, se encuentran a lo largo de las fallas principales, que forman el anticlinal y al lado de la otra falla céntrica del pliegue, y en la parte media de los flancos, donde el cizallamiento capa a capa es mucho mayor. En el basamento la densidad varía desde la cresta hacia abajo, cambian bandas pobres o sin fracturas a buenas, y excelentes en la parte de buzamiento abajo.

El Campo Mara, ubicado a 25 km. del Campo La Paz, está dividido geográficamente en dos áreas: Mara Este y Mara Oeste. (Figura 11)

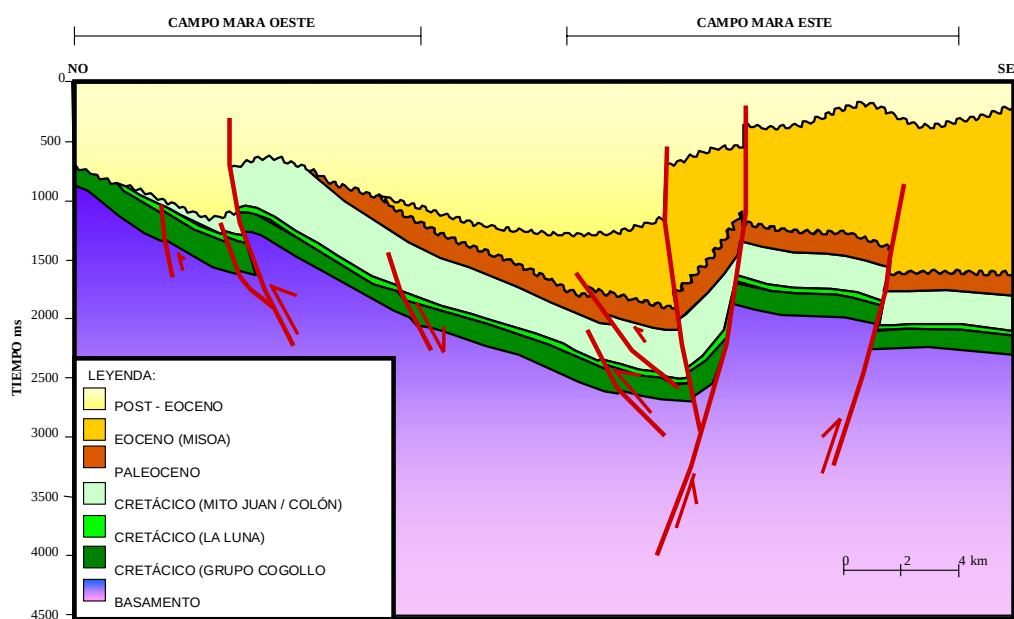


Figura 11. Corte NO – SE de Campo Mara.
Tomado y modificado de Piña (2000).

La estructura principal del área Mara Oeste es de edad Mioceno y la conforma una falla inversa de alto buzamiento y rumbo N30E al oeste, posee una extensión en planta de 15 kilómetros y salto vertical promedio de 2500' en su parte central y disminuye hacia los extremos. Ésta corta el anticlinal de Mara Oeste y divide el campo en dos bloques: uno al norte, bloque deprimido, y otro al sur, bloque levantado (Figura 12).

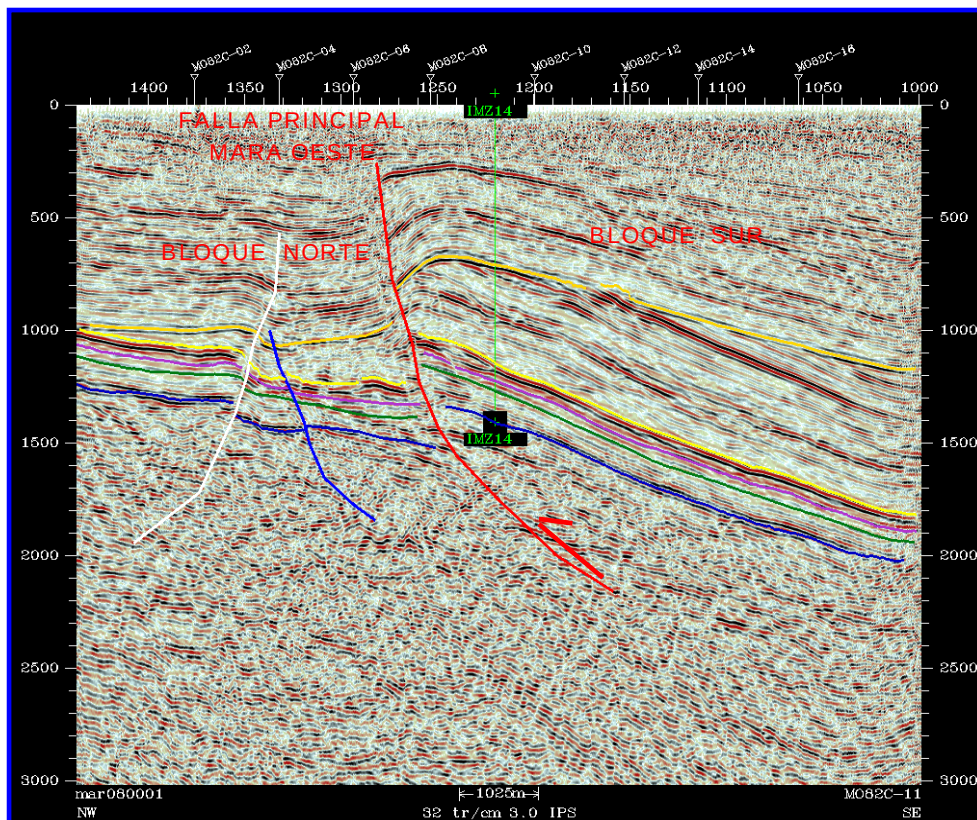


Figura 12. Línea sísmica 2D transversal a la estructura principal de Mara Oeste.

Tomado y modificado de Piña (2000).

TECTÓNICA Y ESTRATIGRAFÍA REGIONAL INTEGRADA

Schlumberger - Geoquest (1997) propone que durante el final del Triásico y en el Jurásico existía un sistema de graben con orientación suroeste – noreste que se extendían desde el Ecuador hasta el actual Golfo de Venezuela, probablemente toda la Cuenca del Lago de Maracaibo estaba incluida en dicho sistema; cuyos remanentes en esta área están representados por: fosa de Machiques – Perijá, fosa de Uribante, graben del Lago en la zona Central, el surco de La Guajira y el graben de San Lázaro. (Figura 13).

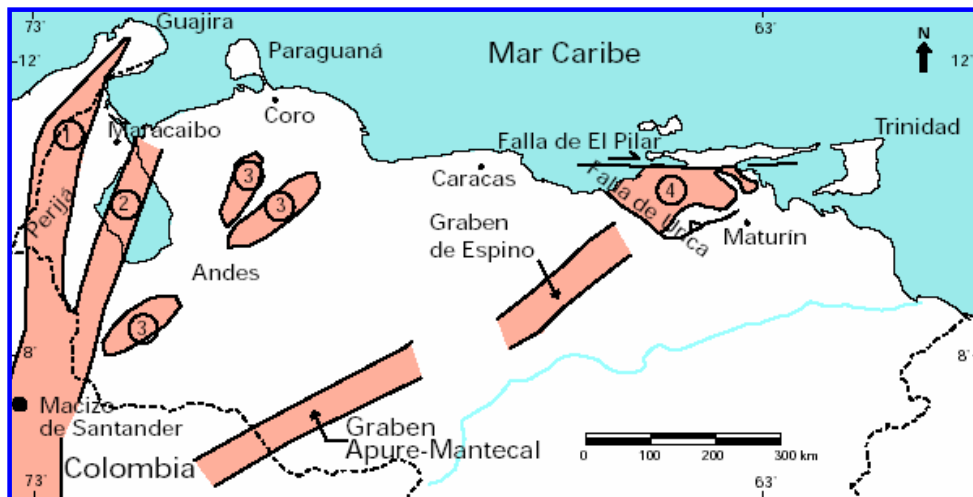


Figura 13. Distribución de las rocas jurásicas en Venezuela en estructuras de graben, en la Sierra de Perijá (1), como parte del basamento en el subsuelo de la Cuenca de Maracaibo (2), en los Andes (3), en el subsuelo de las Cuencas de Barinas - Apure y Oriental (Graben de Apure-Mantecal y Espino).

Tomado de Bartok (1993), Passalacqua et. al. (1995) y Lugo y Mann (1995) en Schlumberger – Geoquest (1997).

Dichos grabens estaban siendo rellenados por grandes espesores de capas rojas con asociación de rocas volcánicas calcoalcalinas de la Formación La Quinta, la cual

representa un margen continental activo; los graben pudieran ser derivados de un retroarco como respuesta a una etapa de extensión producto de la apertura del Protocaribe, previa a una posible subducción, debido a la presencia de sedimentos calcoalcalinos. Posteriormente se produjo una erosión seguida por la depositación y relleno en los surcos de la Formación Río Negro de origen fluvial, constituida por conglomerados y areniscas.

Los sedimentos de la Formación Río Negro llenaron los graben y crearon una topografía peneplanada sobre la cual se depositó el Grupo Cogollo con variaciones de espesores, pasando de 800' (244 m) en el este de la plataforma del Lago de Maracaibo a 1200' (366 m) en el oeste, en los graben posee 2000' (610 m), el comportamiento de los espesores es similar para la Formación Río Negro, lo que sugiere una profundización de la cuenca hacia el oeste y la presencia de fallas sinsedimentarias, con mayor tasa de subsidencia que en el resto de la cuenca. (Schlumberger - Geoquest, 1997)

Desde el Valanginiense y Hauteriviense los carbonatos se desarrollan en lo que hoy es la Península de Perijá, en una plataforma en desarrollo producto de la separación de Norteamérica de Suramérica (Figura 14). Estas condiciones continuaron, en el Barremiense, en las líneas de costas y plataformas adyacentes, mientras que más al sur se deposita la Formación Río Negro. (Schlumberger - Geoquest,) (Figura 15).

En el límite Barremiense – Aptiense continúa la separación continental, y comienza a desarrollarse como una cuenca de margen pasivo, la cual estaba representada por una plataforma peneplanada con graben rellenos con sedimentos de las formaciones La Quinta y Río Negro, sobre los cuales se depositan los carbonatos del Grupo Cogollo (Figura 16). La transgresión marina estuvo acompañada por disminución en el aporte de terrígenos.

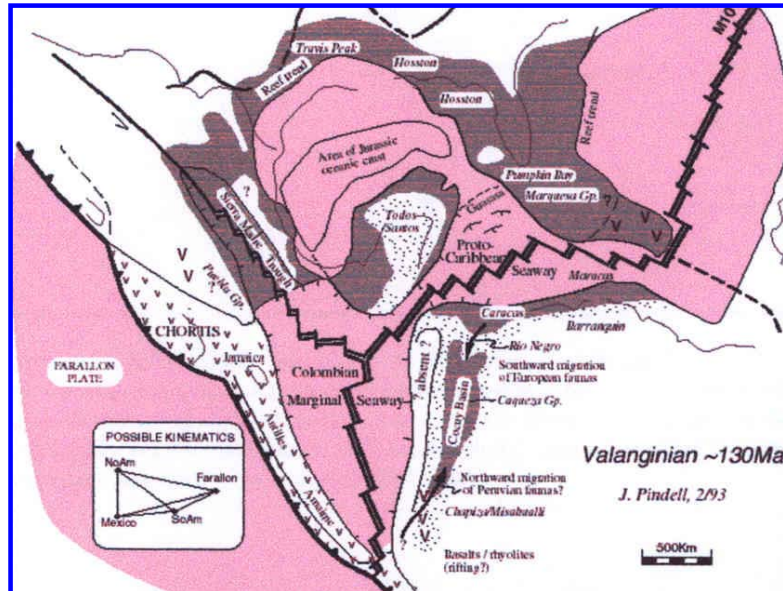


Figura 14. Configuración de la cuenca de Maracaibo en el Valanginiense. Continúa la separación continental, transgresión marina y desarrollo plataformal en el norte de Venezuela.

Tomada de Pindell (1998)

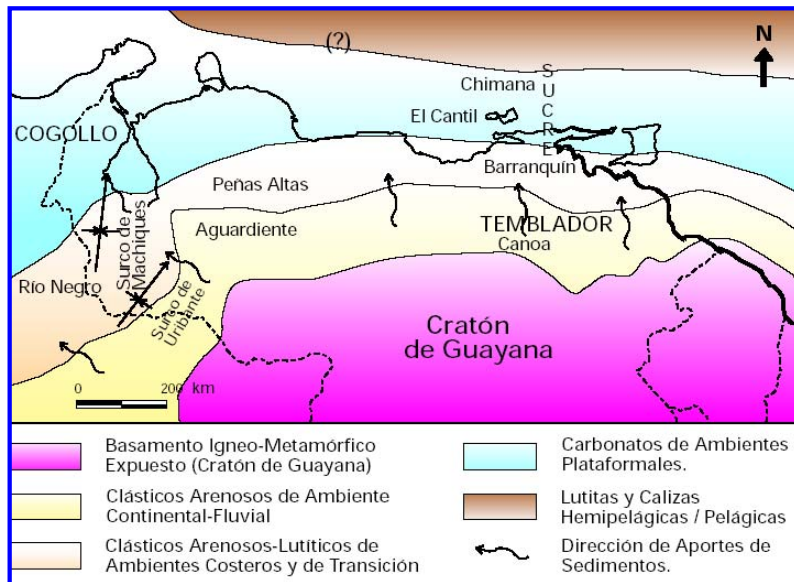


Figura 15. Distribución de Facies Sedimentarias Cretácico Temprano.

Tomado de Schlumberger – Geoquest (1997)

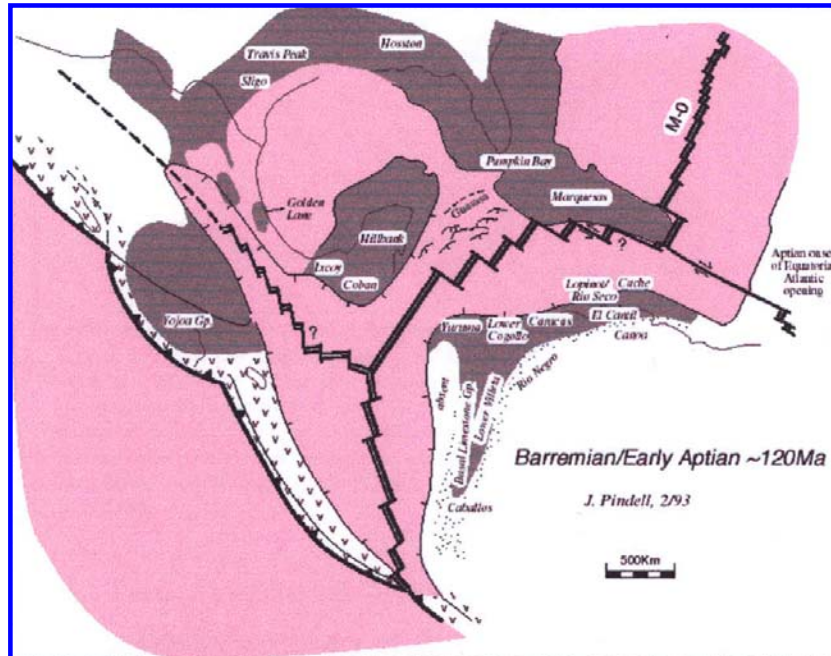
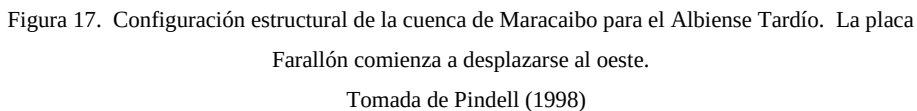


Figura 16. Configuración estructural de la Cuenca del Lago de Maracaibo durante Barremiense – Aptiense Temprano. Apertura continental y desarrollo de un margen pasivo. Desarrollo del arco de islas con una cuña de sedimentos entre la Placa Farallón y Suramérica.

Tomada de Pindell (1998)

Paleogeográficamente se encontraban el Escudo de Guayana con su prolongación hacia el noroeste conocida como Arco de Mérida (su presencia ha sido discutida); alturas de Santa Marta al oeste que (actualmente se cree que se elevó en el Paleoceno) y, el Escudo de Santander al sur que representaría para ese tiempo un arco semi – emergente ya que se cree que se elevó en el Cretácico Medio; aunque Macellari (1995) lo considera área positiva desde el Jurásico. Por lo tanto los clásticos silíceos serían aportados sólo por el Escudo de Guayana. (Schlumberger - Geoquest, 1997).



La subsidencia era controlada por el relleno sedimentario. El volumen de sedimentos y relleno eran mayor en las zonas con subsidencia local. A medida que la plataforma evolucionaba, los ambientes sedimentarios iban desarrollando espesores diferentes a lo largo de la cuenca, con mayor cantidad de relleno en los graben. Por lo tanto aún cuando en la cuenca existieron diferentes tasas de subsidencia los ambientes se mantuvieron regionalmente con características similares para una misma línea de tiempo “ t ”. (Petróleos de Venezuela S.A., 1991-a).

Hacia el sur de Perijá y en la región andina el intervalo superior de las formaciones Apón y Lisure son reemplazados por la Formación Aguardiente, con facies clásticas y glauconíticas. Sobre la Formación Aguardiente se encuentran las calizas que corresponden a la Formación Maraca. En las cercanías del Cratón de Guayana la facies de las formaciones Apón – Lisure y/o Aguardiente pueden estar ausentes y dar paso a ambientes someros similares a las calizas bioclásticas de colores claros característicos de la Formación Maraca (González de Juana *et al*, 1980).

El Grupo Cogollo presenta una primera fase relativamente transgresiva representada por las calizas de la Formación Apón con pequeños ciclos regresivos determinados por la penetración de sedimentos clásticos, el desarrollo de bancos de pelecípodos y formación de dolomita. La depositación de la dicha formación marca un estado de rápida subsidencia e incremento eustático del nivel del mar lateral (Petróleos de Venezuela S.A., 1991-a). Disminuciones rápidas del nivel del mar originaron profundidades muy someras, y progradaciones y extensiones de las llanuras de mareas, lo cual produjo formación de dolomitas en dichas llanuras y en sistemas de lagunas poco profundas con alta evaporación.

La Formación Lisure posee pequeños ciclos regresivos y transgresivos pero en general es regresiva dentro de un sistema de sedimentos calcáreos con la presencia de oolitas. Esta marca una disminución en la subsidencia y un relleno sedimentario que origina progradación de la línea de costa. Hacia el sur y sureste la progradación de la

línea de costa esta representado por la Formación Aguardiente. Hacia el norte alejados de la influencia clásticas se forman grainstone y packstone en bancos de oolitas y fragmentos esqueléticos

Petróleos de Venezuela S.A. (1991-a) establece que la asociación Apón – Lisure se puede considerar un ciclo con características de bancos hacia el tope, lo que refleja un ciclo regresivo progradante en dirección del mar acentuado en los bancos de oolitas de Lisure. La progradación finaliza con la Formación Maraca. La parte superior de Maraca indica un incremento de la subsidencia y nivel eustático del mar, y el inicio de la penetración de foraminíferos planctónicos. La comunicación de la plataforma con el mar abierto inicia la depositación de los sedimentos de la Formación La Luna.

En general durante el Aptiense – Albiense se observa una distribución de facies aparentemente continua, con facies de calizas hacia el oeste y noroeste que disminuyen hacia el sur, para dar paso a facies arenosas de la Formación Aguardiente.

A partir del Cenomaniense la sedimentación de la Formación La Luna representa una continuación de las facies pelágicas en ambientes más profundos que durante el Aptiense y el Albiense se encontraban al norte y noroeste de la plataforma y se depositaban sincrónicamente con el Grupo Cogollo. La Formación La Luna representa la máxima transgresión. (Schlumberger - Geoquest, 1997) (Figura 18).

En el Cretácico Tardío, específicamente Campaniense – Maastrichtiense, ocurren, en la cuenca, compresiones producto del desplazamiento de la Placa del Caribe al oeste de Colombia, y se deposita la Formación Colón evidentemente con influencia clástica. Los sedimentos más septentrionales en el margen continental en el oeste comienzan a ser desplazados hacia el este con material de corteza oceánica. (Schlumberger - Geoquest , 1997 y Pindel, 1998). Al mismo tiempo ocurren deflexiones en Venezuela occidental. (Figuras 19, 20 y 21).

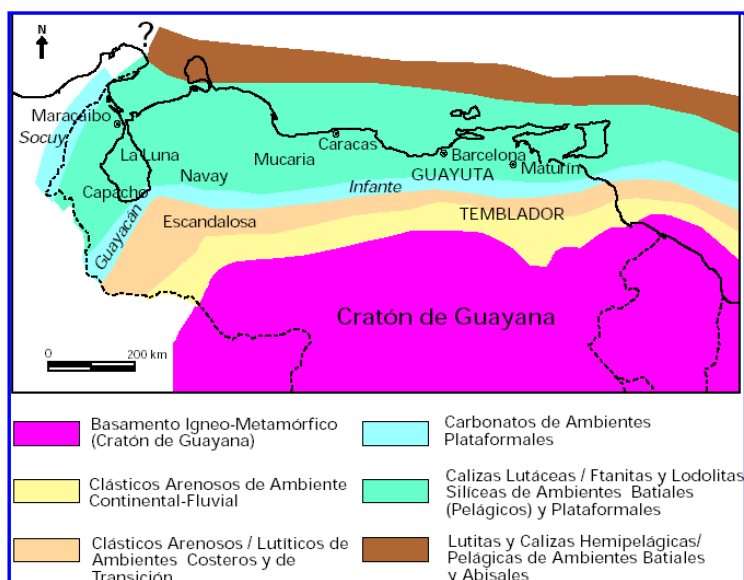


Figura 18. Distribución de Facies la momento de la deposición de la Formación La Luna.

Tomado de Schlumberger – Geoquest (1997)

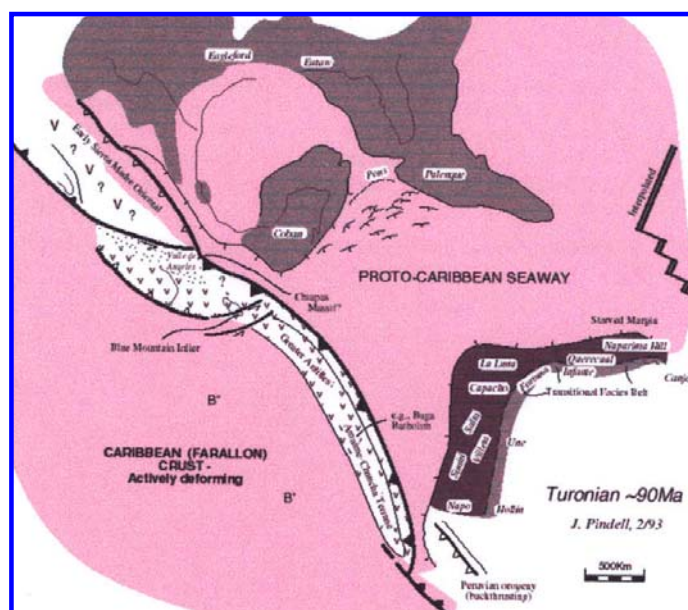


Figura 19. Configuración estructural de la cuenca de Maracaibo para el Turoniense. Colisión del Arco del Pacífico con la placa suramericana. Subsidencia flexural cuenca antepaís.

Tomada de Pindell (1998)

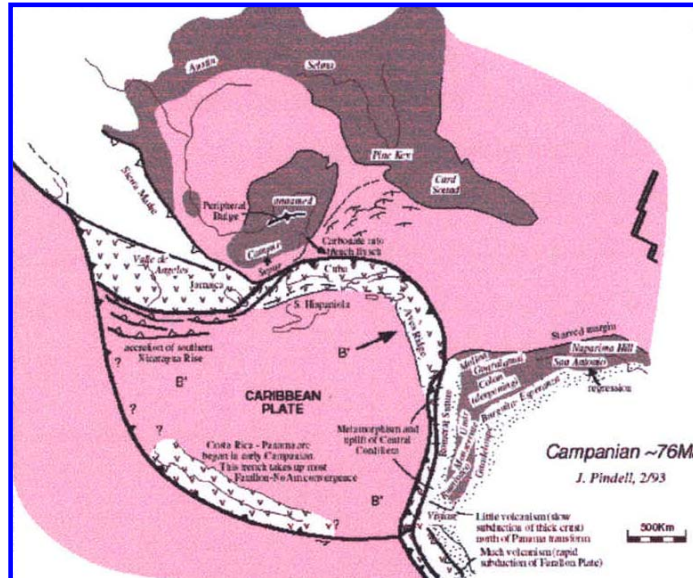


Figura 20. Configuración estructural de la cuenca de Maracaibo para el Campaniense. Desplazamiento de Placa Caribe hacia el oeste produjo un estado compresivo en Venezuela Occidental
Tomada de Pindell (1998)

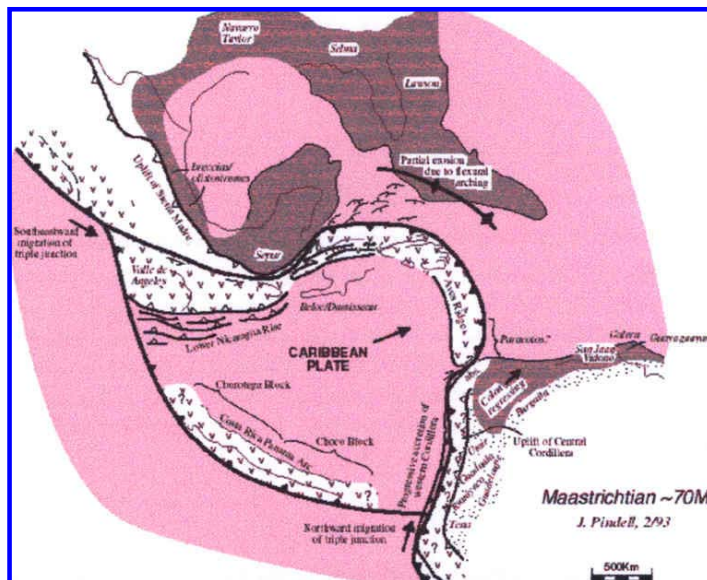


Figura 21. Configuración estructural de la cuenca de Maracaibo para el Maastrichtiense. La placa Caribe continúa su desplazamiento al oeste. Tomada de Pindell (1998)

Durante el Paleoceno continúa el desplazamiento de la Placa del Caribe al oeste, y con ello la formación y migración hacia el oeste de la cuenca antepaís, con la depositación de las clásticos arenosos de la Formación Guasare. A finales del Paleoceno ocurre un levantamiento vertical que origina la erosión parcial de los sedimentos de las formaciones Guasare y Marcelina, como consecuencia de la orogénesis de la Cordillera Central de Colombia. (Schlumberger - Geoquest , 1997) (Figura 22 y 23).

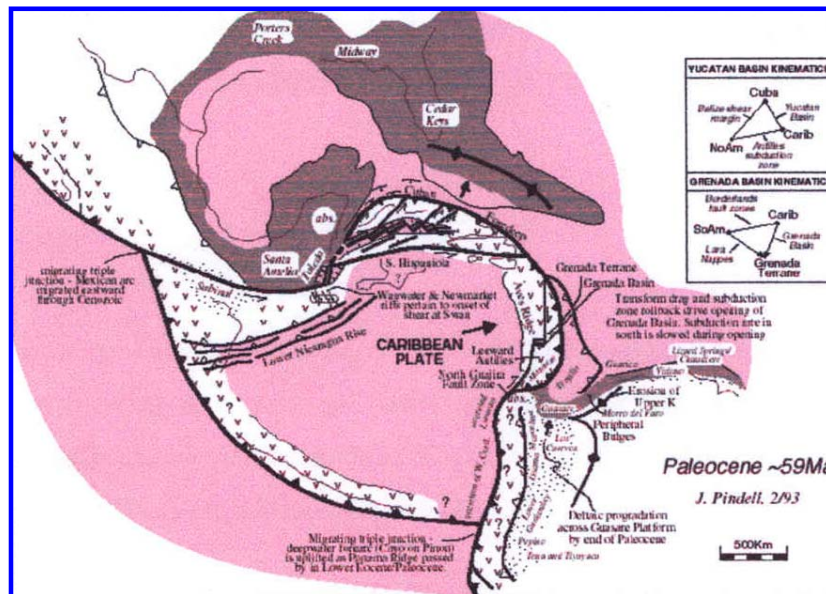


Figura 22. Configuración estructural de la cuenca de Maracaibo para el Paleoceno. La Placa del Caribe continúa su desplazamiento al oeste, originando deformación y flexura en la cuenca. Se levanta la Cordillera Central Colombiana. Depositación de los clásticos de la Formación Guasare.

Tomada de Pindell (1998)

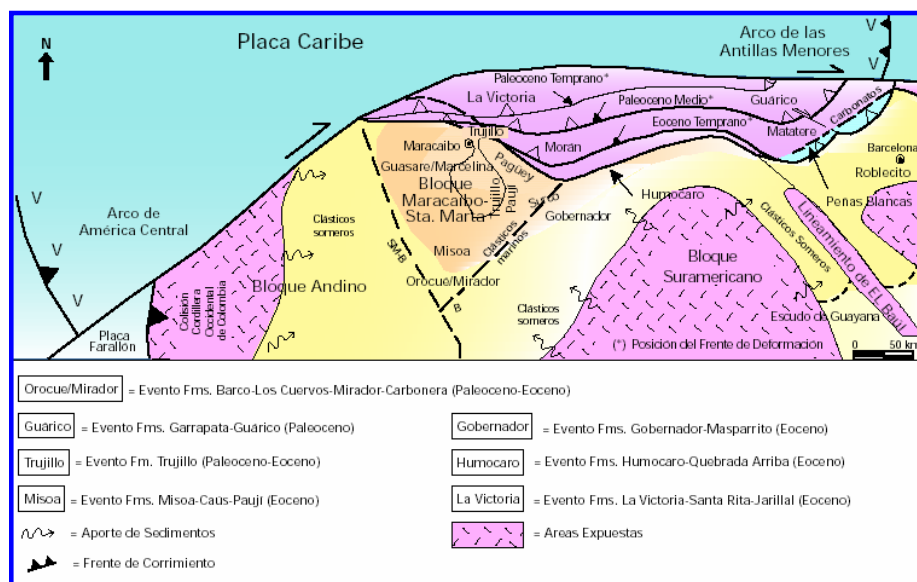


Figura 23. Configuración del norte del Bloque Suramericano durante el Paleoceno al Eoceno Temprano. Tomada de Schlumberger - Geoquest (1997)

Seguidamente se deposita discordante la secuencia clástica costera de la Formación Misoa durante el Eoceno (Figura 24), con ambientes deltáicos y fluviales. Durante el paso de la Placa del Caribe por el noroeste de Venezuela se produjo un levantamiento tectónico que permitió la erosión de parte de la Formación Misoa hacia el sur y sureste de la Cuenca del Lago de Maracaibo, mientras que hacia la parte noroeste se erosionó totalmente dicha formación y parte de las formaciones Guasare y Marcelina.

Según Petróleos de Venezuela S.A. (1991-a), en el Oligoceno continúa la erosión del Eoceno, y se emplazan en el continente parte de los sedimentos que corresponden a los depósitos de cuenca profunda y talud distal que se formaron en el Aptiense – Albiense al noroeste de la Plataforma del Lago de Maracaibo (Napas de Lara) sincrónicamente con el Grupo Cogollo. También ocurre la retirada del mar. (Figura 24 y 25). Pindell (1998) sugiere que la falta de sedimentos en el Oligoceno se

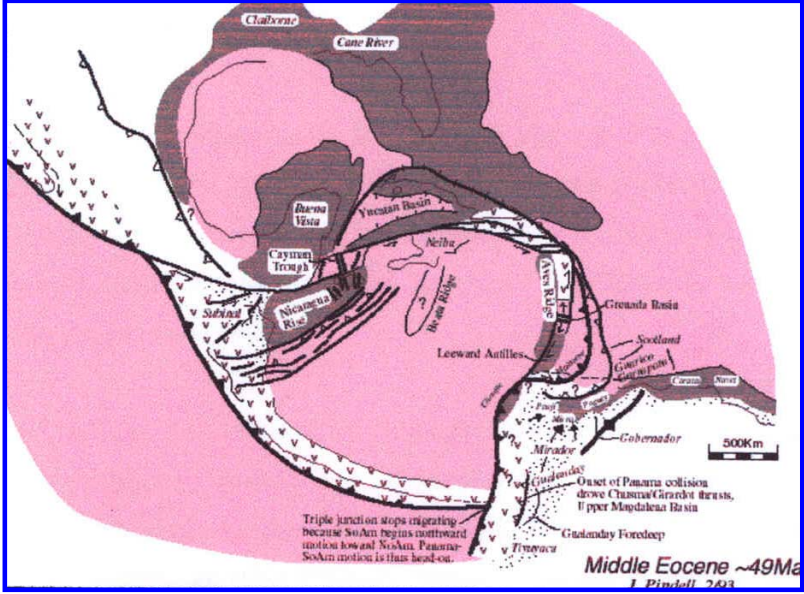


Figura 24. Configuración estructural de la cuenca de Maracaibo para el Eoceno Medio. La Placa del Caribe continúa su desplazamiento al oeste. Comienza el emplazamiento de las Napas de Lara.

Tomada de Pindell (1998)

Al avanzar la Placa del Caribe por el Norte de Venezuela en dirección este, en el Mioceno, los depocentros fueron migrando en esa misma dirección, originando depósitos cada vez más clásticos en lo que hoy es conocido como Plataforma del Lago de Maracaibo. Tal es el caso de las formaciones La Villa y La Puerta del Mioceno Medio a Superior. Al mismo tiempo ocurrió la rotación de las estructuras en sentido horario (Pindell, 1998). (Figura 26 y 27)

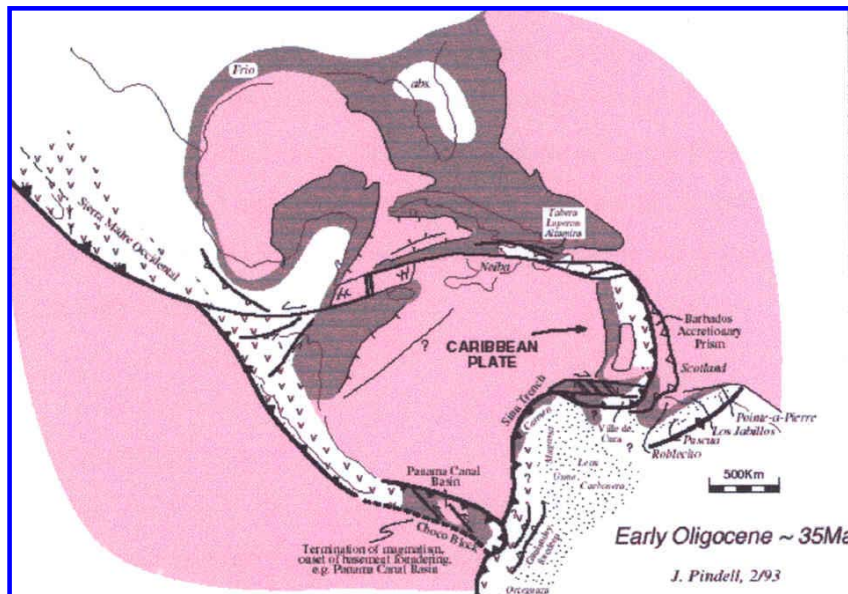
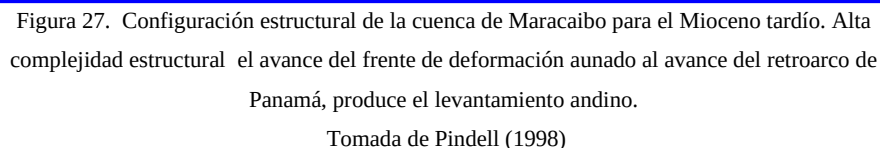
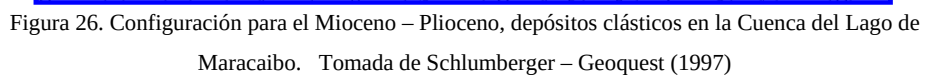


Figura 25. Configuración estructural de la cuenca de Maracaibo para el Oligoceno Temprano. La Placa del Caribe continúa su desplazamiento al oeste. Avance y emplazamiento de las Napas de Lara producen una inversión de la cuenca en un marco transpresivo sinistral.

Tomada de Pindell (1998)

Las variaciones verticales están relacionadas con ciclos que presentan bancos desarrollados de aguas someras hacia el tope de carácter regional y ciclos de carbonatos – clásticos en la línea de costa. Las facies al margen del talud y cuenca profunda no están representados.



CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

La metodología empleada en este estudio se estructuró en seis partes: la primera corresponde a la revisión y ubicación de la información, la segunda corresponde a la parte de geología e implica validación de datos de pozos, fracturas, estratificación, y verificación bibliográfica para generar un marco referencial del área; la tercera parte contempla los cálculos de las propiedades petrofísicas: porosidad y permeabilidad, y construcción de mapas de isopropiedades; la cuarta parte se refiere a la utilización de la interpretación sísmica en tiempo, para calibrar y generar mapas de velocidad, con el fin de conseguir mapas estructurales preliminares en profundidad; la quinta parte corresponde a la elaboración y humanización de mapas estructurales y secciones estratigráficas – estructurales; y la sexta y última etapa comprende el análisis de los resultados e integración de toda la información utilizada.

REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

La revisión de la literatura contempla la recolección, estructuración, organización y manejo de diversos datos como:

- ✓ Datos de pozos: registros de pozos a hueco abierto, núcleos y muestras de pared: informes, estudios de las propiedades de las rocas en la Formación Apón en los pozos DM-152 y DM-154, fotografías de núcleos; Well File: archivos de pozos que contienen en algunos casos: reportes de perforación, descripción de ripios, desviación, topes de perforación y todos los procedimientos técnicos que se le han realizado a cada pozo.

- ✓ Líneas e interpretación sísmica 2D, reinterpretados por Petróleos de Venezuela S.A., Exploración y Producción, 1998.

- ✓ Informes técnicos de Petróleos de Venezuela S.A., y estudios previos.

Estos datos tuvieron que ser procesados para poder utilizarlos en los distintos programas de computación utilizados en la elaboración del Trabajo Especial de Grado.

TIPOS DE DATOS

- ✓ Archivos de pozos. Contienen reportes de perforación, descripción de la litología durante la perforación y de muestras de pared, trabajos realizados a los pozos, intervalos cañoneados, y diferentes registros corridos. Disponibles en papel (biblioteca de PDVSA: CITOP) y en digital (red digital de PDVSA).
- ✓ Registros de pozos. Para este estudio se utilizaron los registros de rayos gamma (GR), potencial espontáneo (SP) y resistividades (LLD y LLS) para correlacionar y validar los topes de un pozo a otro. Disponibilidad en papel y en digital en la red de UNIX, PDVSA

También se utilizaron los registros de imagen (EMI, FMI, STAR) para determinar la orientación de las fracturas y la estratificación. De los 12 pozos que contienen registros de imagen solo 11 pozos, poseen datos de buzamiento y fracturas, las cuales están expresadas en nomenclatura “Dip – Dip Direction” (Buzamiento, Dirección de Buzamiento). Disponibilidad en papel. Ver Tabla 1 donde se marca con una equis (X) los pozos que tienen registros.

- ✓ Interpretación sísmica. Basada en la sísmica 2D tomada en 1977, reprocesada en 1995 y reinterpretada en el año 1998; contempla la interpretación en tiempo para todo el campo y para cada una de las formaciones del Cretácico: Río Negro, Apón, Lisure, Maraca, La Luna, y para el Miembro Socuy de la Formación Colón. Además también se encuentra interpretada la discordancia miocena, contra la cual se trunca la secuencia cretácica en la parte noroeste del

campo. Disponibilidad en digital en le red de UNIX, en la base de SeisWork, aplicación de LandMark.

Tabla 1. Inventario de Pozos con registros

POZO	GR	SP	LLD	LLS	IMAGEN	BUZAMIENTO
DM – 115	X	X	X	X	X	X
DM – 116		X	X	X	X	
DM – 116 ST	X	X	X	X		
DM – 117		X	X	X		
DM – 118		X	X	X		
DM – 119	X	X	X	X		
DM – 120	X	X	X	X		
DM – 151	X	X	X	X	X	X
DM – 152	X	X	X	X	X	X
DM – 153	X	X	X	X		
DM – 154	X	X	X	X		
DM – 155	X	X	X	X	X	X
DM – 156	X	X	X	X	X	X
DM – 157	X		X	X	X	X
DM – 158	X	X	X	X	X	X
DM – 159	X	X	X	X	X	X
DM – 160	X		X	X	X	X
DM – 161	X	X	X	X	X	X
DM – 162	X	X	X	X	X	X

GR: Rayos Gamma SP: Potencial Espontáneo LLD Y LLS: Resistividad

GEOLOGÍA

Como se mencionó en la parte anterior se contó con información de pozos como: topes oficiales y registros de GR, SP, LLD y SLL, cargados en la “Data Management” (base de datos) de LandMark. Los datos de buzamiento y fracturas se obtuvieron de los registros de imagen.

CONSTRUCCIÓN DE LA COLUMNA ESTRATIGRÁFICA

El marco litoestratigráfico del Campo Mara Oeste se determinó mediante el uso de la información plasmada en la carpeta del pozo, en las propiedades de las rocas basadas en el estudio de las muestras de pared del pozo DM – 154 y del núcleo, a nivel de Apón, del pozo DM – 152, en los reportes diarios durante la perforación de los pozos, informes técnicos de los pozos, y en datos, como el espesor vertical, obtenidos de los registros tomados al pozo como rayos gamma (GR), potencial espontáneo (SP) y los de resistividades (LLD o LLS), una vez ya validados los topes estratigráficos (el procedimiento que se utilizó para validar los espesores se encuentra explicado más adelante).

Cabe destacar que en algunos pozos la descripción litológica es muy somera; en donde existían descripciones de muestras de pared, la composición muchas veces se encontraba en porcentaje y se refería al tamaño de grano, como en el caso de los pozos DM –153 y 151, lo que impidió determinar variaciones de litología en el campo, siendo mas bien constante en toda el área de estudio. Aunado a esta problemática está el hecho de que, aunque se tomaron núcleos en varios pozos, por ejemplo en el DM – 116, sólo se encuentran en la nucleoteca dos núcleos dentro de la secuencia cretácica, en el pozo DM – 151 con un total de 7 pies en la Formación Maraca, y en el pozo DM – 152, con 90 pies en la Formación Apón.

El rumbo y buzamiento de las capas se determinó mediante la lectura de los registros de imágenes, donde se observan datos de buzamiento. Posteriormente se construyeron rosetas para la estratificación en el programa Stereonet, para obtener la orientación preferencial de los estratos.

Cabe destacar que al restar los valores de los topes (verticalizados) en un pozo se obtienen los espesores verticales y no los verdaderos, ya que estos se ven influenciados por el buzamiento de las capas y por la inclinación del pozo durante la perforación (Figura 28). En el primer caso (figura de la izquierda) en un pozo vertical

se ve que cuanto mayor es la inclinación del cuerpo rocoso, mayor es el espesor proyectado en la vertical. La situación es peor cuando el pozo es inclinado, porque exagera aún más el espesor.

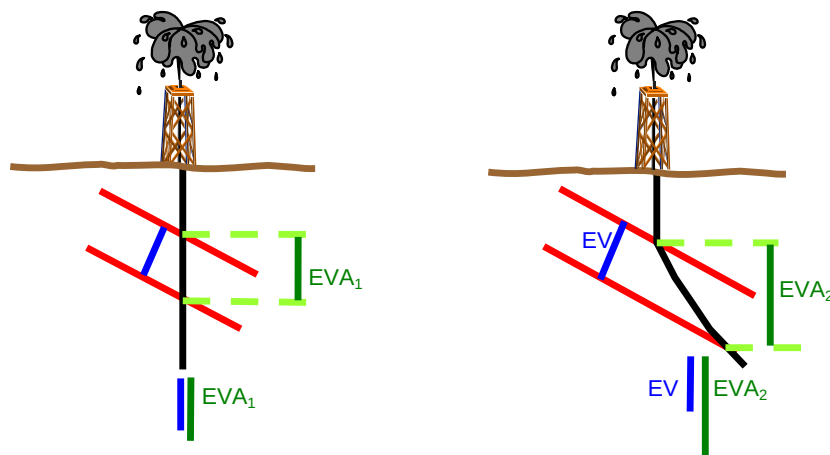


Figura 28. En la figura de la izquierda: pozo vertical y estratos inclinados. En la derecha: pozo inclinado y estratos buzantes. Obsérvese el incremento del espesor a medida que aumenta el espesor y la inclinación del pozo.

Los espesores verdaderos de las formaciones en cada pozo se calcularon usando el buzamiento promedio para el cuerpo rocoso en toda el área, para lo cual se utilizaron los datos de buzamiento. Para pozos verticales se aplicó la fórmula:

$$EV = \cos(\beta) \cdot EVA_1$$

Donde

EV= espesor verdadero

β = buzamiento promedio del estrato

EVA₁= espesor proyectado en la vertical

Para pozos inclinados se utilizó:

$$EV = \cos(\alpha + \beta) \cdot EVA_2$$

Donde

EV= espesor verdadero

β = buzamiento promedio del estrato

EVA_2 = espesor que se obtiene durante la perforación (el inclinado).

Los resultados obtenidos para los espesores verdaderos se presentan en la Tabla

2.

Tabla 2. Espesores Verdaderos de las formaciones en los pozos del área

POZO	SOCUY			LA LUNA			MARACA			LISURE			APÓN			RÍO NEGRO		
	Ea	β	EV	Ea	β	EV	Ea	β	EV	Ea	β	EV	Ea	β	EV	Ea	β	EV
DM 115	40	17	38	397	15	383	86	15	83	433	14	420	833	17	797	69	15	67
DM 116	30	15	29	370	14	359	55	15	53	395	13	385	-	15	-	74	15	71
DM 116ST	-	15	-	-	14	-	70	15	68	337	13	328	718	15	694	-	15	-
DM 117	49	15	47	419	14	407	88	15	85	376	13	366	546	15	527	-	15	-
DM 118	44	15	43	342	14	332	85	15	82	436	13	425	815	15	787	64	15	62
DM 119	51	15	49	323	14	313	80	15	77	420	13	409	869	15	839	73	15	71
DM 120	32	15	31	194	14	188	83	15	80	422	13	411	824	15	796	73	15	71
DM151	47	17	45	408	17	390	78	17	75	400	17	383	862	17	824	69	12	67
DM152	75	17	72	424	17	405	57	17	55	457	16	439	669	17	640	-	17	-
DM153	54	18	51	424	18	403	77	17	74	462	19	438	1098	19	1038	-	18	-
DM154	56	15	54	369	14	358	75	15	73	426	13	414	471	15	455	-	15	-
DM155	63	25	57	510	25	462	66	25	60	481	25	436	549	25	498	-	25	-
DM156	56	11	55	381	11	374	70	13	68	380	9	375	676	10	666	-	15	-
DM157	39	10	38	445	10	438	86	9	85	481	10	474	322	12	315	-	10	-
DM158	79	11	78	450	11	442	77	9	76	476	12	466	706	13	688	-	11	-
DM159	113	15	109	407	14	395	98	15	95	447	13	436	694	15	670	-	15	-
DM160	65	14	63	410	14	398	76	8	75	442	16	425	655	17	626	-	14	-
DM161	51	9	50	411	9	406	97	7	96	430	9	425	655	11	643	-	9	-
DM162	59	18	56	404	18	384	94	19	89	539	18	513	571	18	543	-	18	-

Ea: Espesor aparente β :Buzamiento EV: Espesor Verdadero

CORRELACIÓN Y VALIDACIÓN DE TOPES ESTRATIGRÁFICOS

Los topes se validaron en StratWork, de OpenWork, soporte de LandMark. Se utilizaron los topes oficiales y se validaron con las curvas. Es necesario recalcar que se debe hacer una certificación de las curvas de litología con las de resistividades, ya que los picos de resistividad, en algunos pozos, están desfasados con los cambios en las curvas GR o SP, lo que significa una disyuntiva al momento de establecer el tope.

En el presente trabajo se utilizó como registro guía el GR o en su defecto el SP, ya que son éstos los que indican litología, la cual es correlacionable en todo el campo y se sabe por la información recopilada que es aproximadamente igual en todo el campo. Además se pueden observar marcadores bastante constantes a lo largo de todo el campo, en primer orden el tope del Miembro Socuy de la Formación Colón que representa la última caliza de espesor considerable y uniforme en depositarse en el campo durante el Cretácico, y que es contrastante con respecto al cuerpo lutítico suprayacente perteneciente a la misma formación. Otro indicador es el tope de la Formación Maraca observable a lo largo de toda el área de estudio e igualmente diferenciable de la secuencia intervállica de calizas y lutitas de la Formación La Luna.

Durante la validación de los topes se pudieron observar bloques que se encontraban desplazados estructuralmente, ya que se presentaba la misma litología a diferentes profundidades (caso del yacimiento DM-115 con respecto al DM-151), esto sumado a la carencia de estudios micropaleontológicos en varios pozos del campo, dificultó la elaboración de secciones cronoestratigráficas; y se optó por construir secciones estructurales – litoestratigráficas.

Se determinaron los topes para toda la secuencia cretácica, conformada de base a tope por las formaciones Río Negro, Apón, Lisure, Maraca, La Luna y el miembro Socuy de la Formación Colón (ver Tablas 3 y 4).

Tabla 3. Topes estratigráficos validados para el yacimiento DM – 115

TOPES ESTRATIGRÁFICOS														
YACIMIENTO DM 115														
UE	DM 115	DM 116	DM 116S	DM 117	DM 118	DM 119	DM 120	DM 152	DM 154	DM 156	DM 157	DM 159	DM 161	DM 162
SOCUY	-4965	-5448	-	-7168	-4358	-4501	-4691	-4696	-4097	-4296	-5076	-4927	-5570	-4592
LA LUNA	-5005	-5478 -6408	-5557 -5772 -6337 -6777	-7217	-4402	-4552	-4723	-4771	-4153	-4352	-5115	-5040	-5621	-4651
MARACA	-5402	-5848 -6598	-6107 -6587 -6887	-7636	-4744	-4875	-4917	-5195	-4522	-4733	-5560	-5447	-6032	-5055
LISURE	-5488	-5903 -6653	-6187 -6657 -6920	-7724	-4829	-4955	-5000	-5252	-4597	-4803	-5646	-5545	-6129	-5149
APÓN	-5921	-6298 -7148 -7358	-7257	-8100	-5265	-5375	-5422	-5709	-5023	-5183	-6127	-5992	-6559	-5688
RÍO NEGRO	-6754	-8414	-	-	-6080	-6244	-6246	-	-	-	-	-	-	-
BASAMENTO	-	-8488	-	-	-6166	-6317	-6319	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 4. Topes estratigráficos validados para el yacimiento DM – 151

TOPES ESTRATIGRÁFICOS					
YACIMIENTO DM 151					
UE	DM 151	DM 153	DM 155	DM 158	DM 160
SOCUY	-2863	-3566	-3345	-3547	-2920
LA LUNA	-2910	-3620	-3408	-3626	-2985
MARACA	-3318	-4044	-3918	-4076	-3395
LISURE	-3396	-4121	-3984	-4153	-3471
APÓN	-3796	-4583	-4465	-4629	-3913
RÍO NEGRO	-4658	-	-	-	-
BASAMENTO	-4727	-	-	-	-

IDENTIFICACIÓN DE FALLAS

En la secuencia cretácica, de la Formación Río Negro hasta el Miembro Socuy de la Formación Colón, las fallas se infirieron tomando en cuenta varios indicadores: el primero corresponde a cambios estructurales en bloques, donde se observaba que los topes para algunos pozos estaban aproximadamente a la misma profundidad y cambiaban drásticamente a otro bloque donde los topes se observaban estructuralmente por encima o por debajo de estos, por ejemplo el caso de los pozos DM – 156 y 120 con respecto al DM – 160 y 151.

Otro indicador que se empleó fue el de identificar intervalos adelgazados o engrosados a lo largo de toda la secuencia.

También se construyeron gráficos de profundidad versus ángulo de buzamiento para identificar cambios rápidos de buzamiento, que pudieran sugerir la presencia de fallas en la secuencia.

ANÁLISIS DE FRACTURAS

Para este análisis se utilizaron los datos de fracturas que se encontraban en los ya mencionados registros de imágenes y en el estudio geomecánico del área (VVA Consultores CA, 1998). Con estas fracturas se elaboraron, en el programa Stereonet, rosetas de deformación y gráficos de densidad de polo de fracturas, para determinar las familias de fracturas y con ello establecer la orientación del o de los estados de esfuerzos que afectaron al cuerpo rocoso.

PETROFÍSICA

Para calcular las propiedades petrofísicas se utilizaron las curvas de KM-D (permeabilidad) y PHI* (porosidad) por pozo, elaboradas por los ingenieros Rómulo

Carmona y Luis Leal (2000), y se evaluaron en la aplicación PetroWorks, soporte de LandMark.

Los resultados arrojados en histogramas permitieron conocer los valores mínimos, máximos, media y promedio de permeabilidad y porosidad, para las formaciones Maraca, Lisure y Apón, del Grupo Cogollo para cada pozo que poseía las anteriores curvas, y al final para el yacimiento en general. Los pozos que poseen curvas para evaluación petrofísica se muestran en la Tabla 5, donde se marca con una “X” la formación que posee.

En la Figura 29 se muestran histogramas en la Formación Apón, para cada una de las propiedades antes descritas en el yacimiento DM – 115.

Posteriormente los valores promedios de cada una de las propiedades petrofísicas fueron colocados en tablas para cada formación (Ver tablas 6, 7 y 8), donde la primera columna representa la permeabilidad en milidarcys y la segunda columna exhibe la porosidad en porcentaje, y las filas corresponden a los pozos que presentaban curvas para evaluación petrofísica.

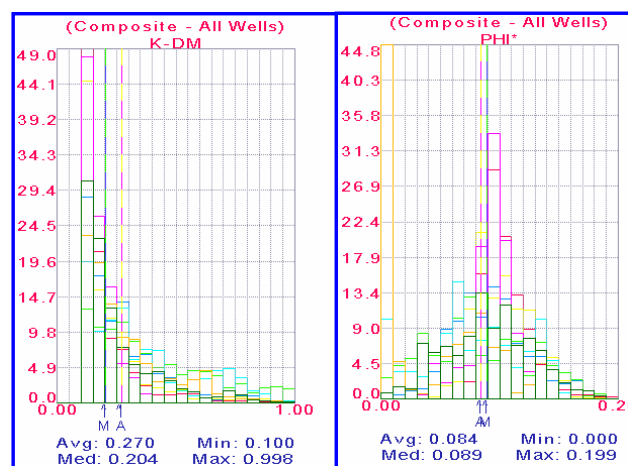


Figura 29. Histogramas Formación Apón, yacimiento DM – 115

Tabla 5. Pozos con curvas para evaluación petrofísica

POZO	CURVAS	MARACA	LISURE	APÓN
DM – 120	KM-D	X	X	X
	PHI*	X	X	X
DM – 151	KM-D	X	X	X
	PHI*	X	X	X
DM – 152	KM-D	X	X	X
	PHI*	X	X	X
DM – 153	KM-D	X	X	X
	PHI*	X	X	X
DM – 154	KM-D	X	X	X
	PHI*	X	X	X
DM – 155	KM-D	X	X	X
	PHI*	X	X	X
DM – 156	KM-D	X	X	X
	PHI*	X	X	X
DM – 157	KM-D	X	X	X
	PHI*	X	X	X
DM – 158	KM-D			X
	PHI*			X
DM – 159	KM-D	X		X
	PHI*	X		X
DM – 160	KM-D	X	X	X
	PHI*	X	X	X
DM – 161	KM-D	X	X	X
	PHI*	X	X	X
DM – 162	KM-D	X	X	X
	PHI*	X	X	X

KM – D: Curva de permeabilidad en milidarcys, PHI*: Curva de porosidad en fracción

Tabla 6. Valores de porosidad y permeabilidad para la Formación Apón

FORMACIÓN APÓN		
POZO	PERMEABILIDAD (milidarcys)	POROSIDAD (porcentaje)
DM-120	0.264	9.1
DM-152	0.395	8.2
DM-153	0.195	10.4
DM-151	0.2	9.9
DM-154	0.199	10.6
DM-158	0.184	9.9
DM-156	0.222	10.3
DM-157	0.352	7.8
DM-160	0.222	10.7
DM-159	0.172	9.2
DM-155	0.166	10.3
DM-161	0.283	4.1
DM-162	0.252	9

Tabla 7. Valores de porosidad y permeabilidad para la Formación Lisure

FORMACIÓN LISURE		
POZO	PERMEABILIDAD (milidarcys)	POROSIDAD (porcentaje)
DM-120	0.228	9.4
DM-152	0.136	3
DM-153	0.226	8.6
DM-151	0.273	9.2
DM-154	0.19	8.8
DM-156	0.156	9.1
DM-157	0.251	8.9
DM-160	0.127	9.6
DM-155	0.174	9.5
DM-161	0.177	3.6
DM-162	0.135	8

Tabla 8. Valores de porosidad y permeabilidad para la Formación Maraca

FORMACIÓN MARACA		
POZO	PERMEABILIDAD (milidarcys)	POROSIDAD (porcentaje)
DM-120	0.246	8.7
DM-152	0.378	8
DM-153	0.2	10.1
DM-151	0.208	8.9
DM-154	0.198	10.4
DM-156	0.215	9.1
DM-157	0.322	8.1
DM-160	0.217	10.1
DM-159	0.175	9.4
DM-155	0.169	10.1
DM-161	0.281	4.4
DM-162	0.239	8.9

Finalmente se construyeron, en Z – Map Plus, mapas de porosidad y permeabilidad con los valores promedios para cada una de las formaciones.

GEOFÍSICA

En la parte de geofísica se utilizó la interpretación realizada por PDVSA, Estudios Integrados Tierra Oeste en 1998, la cual esta basada en la sísmica 2D reprocesada en el año 1995 por PDVSA. Esta información se encontraba en la red UNIX, en la aplicación SeisWork del software OpenWork, soporte de LandMark, y consistía en la interpretación en tiempo de los horizontes geológicos cretácicos (de base a tope): Río Negro, Apón, Maraca y Socuy y la discordancia angular; y de los polígonos de falla para Río Negro, Apón, Maraca y Socuy. (Figura 30).

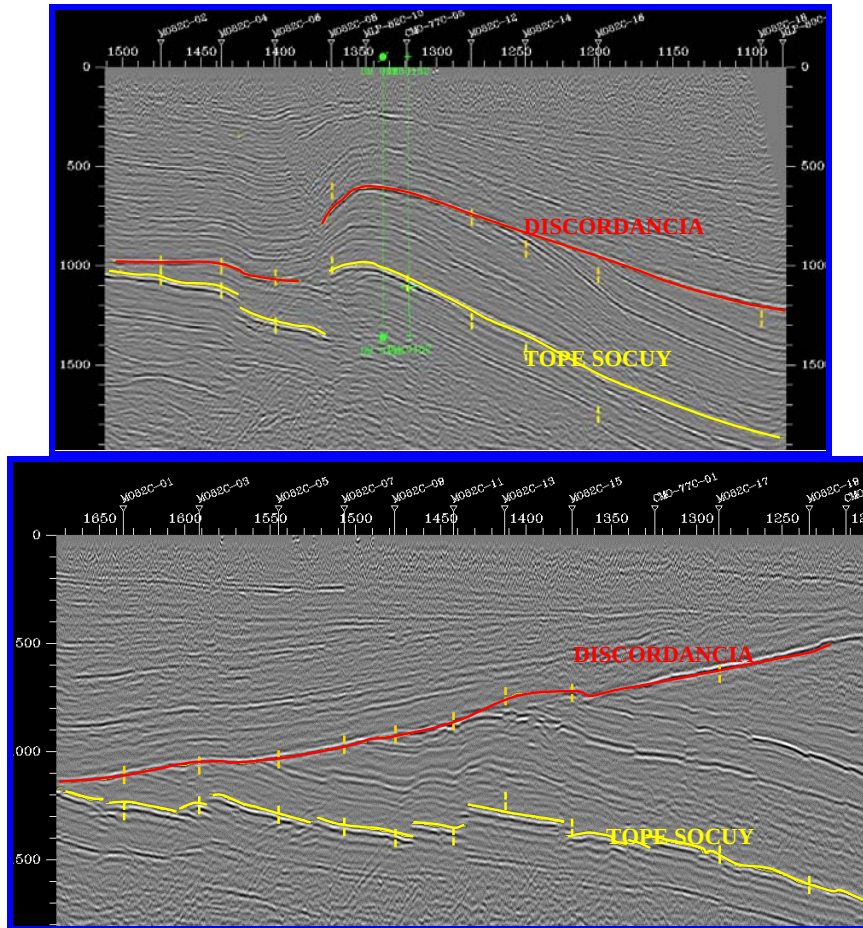


Figura 30. Sección sísmica Campo Mara Oeste. Arriba sección NO – SE. Abajo sección SO – NE.
Tomada de SeisWork, aplicación de LandMark

Cabe destacar varios aspectos que sin duda alguna van a determinar la precisión y validez del presente estudio; estos factores son:

- ✓ Por el escaso espesor promedio del Miembro Socuy de la Formación Colón y de la Formación Maraca, aproximadamente 60 y 70 pies respectivamente, la sísmica 2D no tiene resolución para apreciar los horizontes: Lisure y La Luna.

- ✓ La información se encontraba en tiempo y no en profundidad, y tampoco se contó con un modelado de velocidad para toda el área de Mara Oeste.
- ✓ Las fallas están representadas por polígonos de falla para cada horizonte, más no por planos de falla bien definidos y continuos en toda la secuencia cretácica.

Para generar los mapas en profundidad se crearon en la aplicación SeisWork mapas en tiempo para cada horizonte antes mencionado: Río Negro, Apón, Maraca y Socuy (Figura 31).

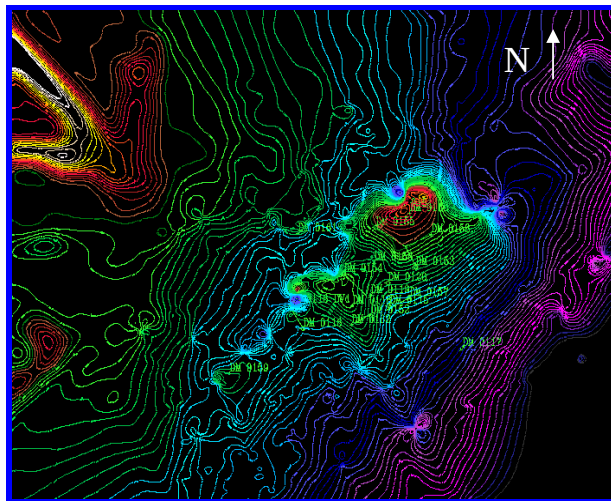


Figura 31. Mapa en tiempo Formación Maraca

Posteriormente utilizando los datos de los topes en profundidad de los pozos y los valores en tiempo para cada tope se calcularon valores de velocidad para cada valor de tiempo, con la fórmula de desplazamiento continuo:

$$V = D / T$$

Donde:

V = corresponde al valor de velocidad buscado

D = corresponde, en este caso, a la profundidad en TVDSS en pies (valor verticalizado y sin mesa rotaria, positivo)

T = tiempo en segundos. Cabe destacar que el valor de tiempo proveniente de la sísmica se encuentra en milisegundos y doble valor (tiempo que tarda la onda en ir desde la superficie hasta el horizonte y luego en regresar hasta superficie), por lo que tuvo que ser dividido entre 2000.

Una vez calculados estos valores se procedió a construir en SeisWork, mapas de velocidad para cada horizonte y se utilizó, además, puntos control basados en las curvas de los mapas en tiempo. Finalmente se crearon los mapas en profundidad preliminares en SeisWork basados en operaciones de los horizontes en tiempo y velocidad (Figura 32).

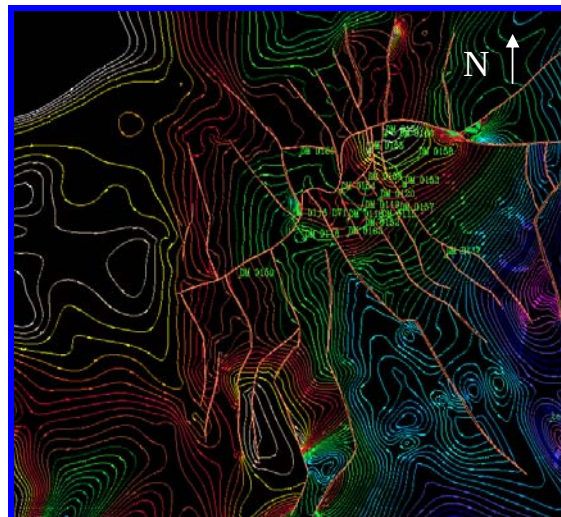


Figura 32. Mapa en profundidad Formación Maraca, en SeisWork, soporte de LandMark

Cabe destacar que la forma de calcular los valores de velocidad es un poco rudimentario e impreciso, pero como no se contó con el modelo de velocidad para todo el campo, fué la solución que se encontró para construir los mapas de velocidad.

MAPAS ESTRUCTURALES Y SECCIONES ESTRUCTURALES - ESTRATIGRÁFICAS

Una vez obtenidos los horizontes estratigráficos en profundidad, de la sísmica 2D, en la aplicación SeisWork de LandMark, se construyeron los mapas de profundidad en Zmap Plus, soporte de LandMark.

Se creó un mallado con una separación de 100 metros entre nodos y se construyeron los mapas para cada horizonte estratigráfico con un espaciamiento entre curvas de 200'. Posteriormente se ajustaron los mapas con los datos de topes validados para cada pozo.

Una vez ajustados los mapas se procedió a rectificar los contornos de las curvas y establecer la tendencia general. Es necesario recalcar que los mapas de las formaciones Lisure y La Luna, se construyeron con mapas isópacos sumados a las superficies de la Formación Maraca y el Miembro Socuy respectivamente. Es clara la imprecisión, ya que dichos mapas isópacos se generaron sólo con los datos de los 18 pozos, por lo que posteriormente se usó el mapa inicial (Tope Socuy o Maraca según sea el caso) para obligar el paralelismo entre las dos superficies (Anexos 6 y 4).

Finalmente para certificar que los mapas no estuvieran errados se verificó que los mapas estructurales no se interceptaran en profundidad, además se visualizaron en 3D en la aplicación OpenVision de OpenWork, soporte de LandMark (Figura 33 y 34).

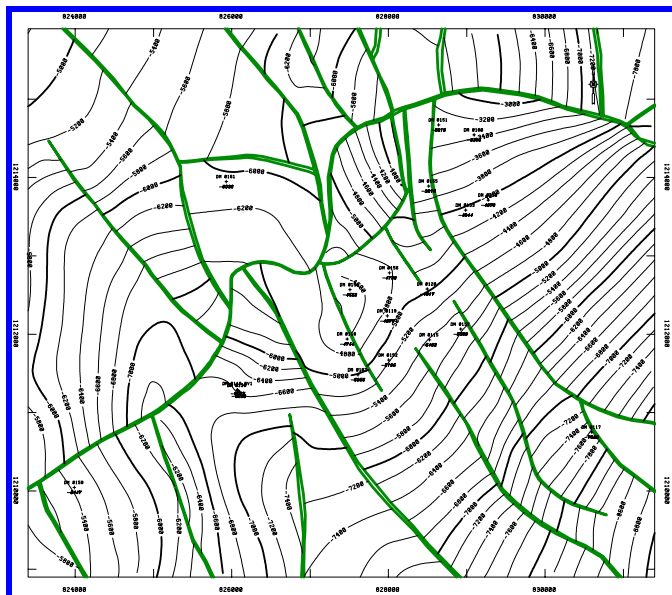


Figura 33. Mapa en profundidad Formación Maraca,
aplicación Z – Map Plus, soporte de LandMark

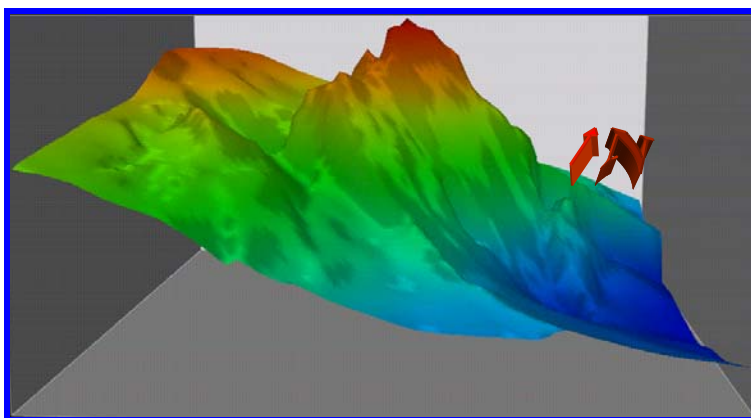


Figura 34. Vista 3D desde el sur del mapa en profundidad Formación Maraca,
aplicación OpenVision, soporte de LandMark

Con los mapas estructurales ya elaborados se procedió a generar las secciones estructurales – estratigráficas, en la aplicación Cross Section de LandMark. Se crearon 2 secciones litoestratigráficas y 5 estructurales - estratigráficas, de estas últimas dos son perpendiculares a la estructura principal de Mara Oeste, orientación NO – SE; y tres son paralelas, orientación SO – NE.

Primeramente se crearon las fallas según los mapas y se les realizó una superposición del mallado de las superficies construidas en Z – Map. Por último se suavizó la proyección de cada una de las superficies y se verificó con los mapas, los saltos y tendencia de los horizontes (Figura 35).

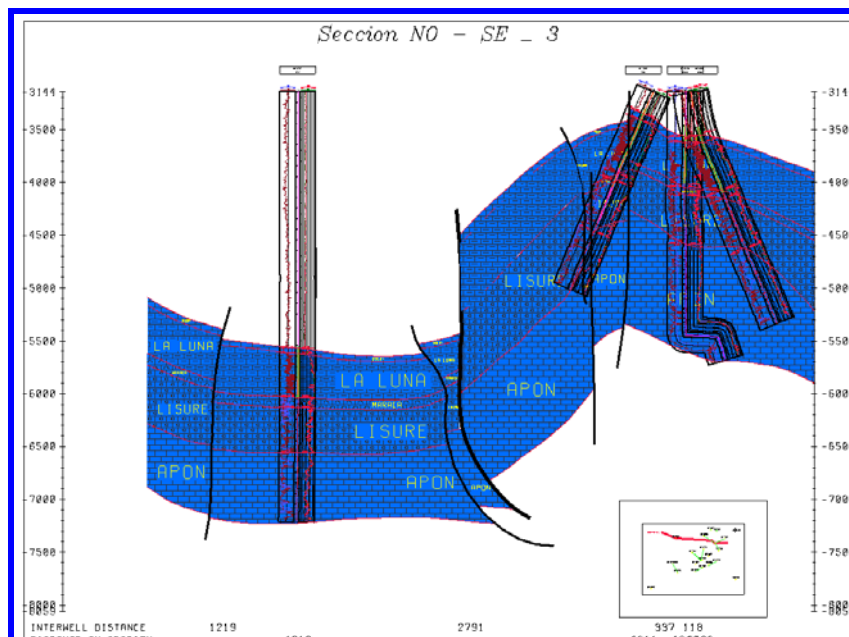


Figura 35. Sección Estructural – Estratigráfica orientación NO – SE, en Cross Section aplicación StratWork, soporte de LandMark

CAPÍTULO IV

GEOLOGÍA LOCAL

La geología local estudiada corresponde a los cuerpos rocosos del Cretácico en Campo Mara Oeste, productores de petróleo con alta prospectividad pero poca tasa de producción y están caracterizados por ser yacimientos naturalmente fracturados y sumamente fallados, evidenciando una alta complejidad estructural.

De acuerdo a esto se ha propuesto realizar un estudio convencional de los yacimientos DM 115 y DM 151 de dicho campo, comenzando con la interpretación geológica desde el punto de vista estratigráfico y estructural.

MARCO ESTRATIGRÁFICO LOCAL

Con base en el estudio de reportes finales, evaluación de muestras de pared, registros Masterlog, GR, SP y resistividad, y núcleos tomados en el área, se estableció la columna estratigráfica para el Cretácico en Campo Mara Oeste (Figura 36).

La secuencia comienza de base a tope con un basamento ígneo – metamórfico de edad Paleozoico de composición granítica, sobre el que se depositan discordantemente los clásticos de la Formación Río Negro, seguido por las calizas del Grupo Cogollo, las cuales sirven de base para la sedimentación concordante de las calizas y lutitas ricas en materia orgánica de la Formación La Luna. Posteriormente se encuentra la sección superior del Cretácico representado por las lutitas y limolitas de la Formación Colón que en la base exhibe las calizas del Miembro Socuy, el cual es concordante con la Formación La Luna.

BASAMENTO PRE - CRETÁCICO

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA

Por descripción de las muestras de canal en el pozo DM – 151, está caracterizado por rocas ígneas graníticas de tonalidad rosada. Carece de información en el resto de los pozos del campo. Se asume una edad Paleozoico para el basamento en el campo.

ESPESOR ATRAVESADO DURANTE LA PERFORACIÓN

Durante la perforación se atravesó un espesor promedio de 120', variando de un pozo a otro.

CONTACTOS

Es discordante con la Formación Río Negro suprayacente

FORMACIÓN RÍO NEGRO

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA

Por muestras de canal, información de la carpeta del pozo y registros masterlog, está formada por una secuencia clástica con un aumento progresivo de base a tope en el contenido carbonático, en el tope se observa caliza en un 80% y arenisca en 20%, mientras que hacia la base la arenisca llega a representar el 100% de la litología.

ESPESOR PROMEDIO

A pesar de que no fue atravesado por todos los pozos, se puede estimar un espesor 70' aproximadamente constante, observándose el mayor valor en el pozo DM – 116 con 74 pies de espesor (Anexos 18 y 19).

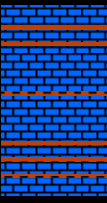
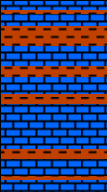
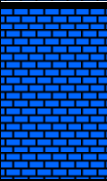
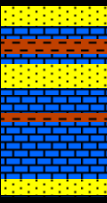
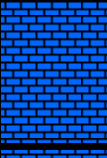
EDAD		UNIDAD ESTRATIGRÁFICA		LITOLOGÍA	ESPESOR EN SECCIÓN TIPO (pies)		DESCRIPCIÓN
CRETÁCICO		MITO JUAN / COLÓN					LUTITAS LIGERAMENTE ARENOSAS, HACIA EL TOPE INTERCALACIONES LUTITAS Y ARCILLAS, EN LA PARTE MEDIA A SUPERIOR PRESENTA CAPAS POTENTES DE ARCILLA, INFRAYACENTE INTERCALACIONES DE LUTITAS Y ARCILLAS CON NIVELES MENORES DE ARENISCAS
			SOCUY		55		CALIZAS MICRÍTICAS DE COLOR GRIS CLARO A BEIGE, ARENOSA EN PARTE MARGOSA Y DOLOMITIZADA, MUY FOSILÍFERA. SE ENCUENTRA INTERCALADO CON PEQUEÑOS ESPESORES DE LUTITAS GRIS, OCASIONALMENTE HACIA LA BASE SE OBSERVA ARENISCAS CUARZO CRISTALINA
	CENOMANIENSE EN LA BASE	LA LUNA			400		CALIZAS Y LUTITAS OSCURAS SUBORDINADAS. LAS CALIZAS SON GRIS OSCURO, CON PETRÓLEO, RESTO DE FÓSIL Y CONCHAS. PIRITA Y GLAUCONITA COMO ACCESORIOS. LA LUTITA GRIS OSCURO A NEGRO, EN BLOQUE Y LAMINAR, CALCÁREA, INCLUSIONES DE FORAMINÍFEROS.
	ALBIENSE TARDÍO – CENOMANIENSE	GRUPO COGOLLO	MARACA		75		CALIZA BEIGE A MARRÓN CLARO, EN BLOQUE, MODERADAMENTE DURA A DURA, MICRO Y MACROFOSILÍFERA (COQUINAS), RECRISTALIZACIONES DE Ca ₂ CO ₃ , INCLUSIONES DE PIRITA Y GLAUCONITA. CON CALCARENITA BLANCA, GLAUCONÍTICA Y GRANOS DE CUARZO CRISTALINO MUY FINOS.
	ALBIENSE		LISURE		420		CALIZAS CON LENTES DE ARENISCA Y LUTITA, PRESENCIA DE OOIDES Y GLAUCONITA. GRAINSTONE CREMA FOSILÍFERA, ARENOSA CON RECRISTALIZACIONES DE CALCITA, OOLÍTICAS Y PSEUDO OOLÍTICAS, A VECES GLAUCONÍTICAS. LA ARENISCA ES CUARZO CRISTALINA O MICÁCEA, GLAUCONÍTICA
	BARREMIENSE TARDÍO EN LA BASE A ALBIENSE TEMPRANO EN EL TOPE		APÓN		800		CALIZA BEIGE, MARRÓN CLARO, EN BLOQUE, IMPREGNADA DE PETRÓLEO, INCLUSIONES DE GLAUCONITA Y EN PARTE ARENOSA RECRISTALIZACIÓN DE CALCITA Y MICROPIRÍTICA.
	BARREMIENSE TARDÍO		RÍO NEGRO		70		HACIA EL TOPE CALIZA EN UN 80% Y ARENISCA EN 20%, HACIA LA BASE AUMENTA PROGRESIVAMENTE el PORCENTAJE DE ARENISCA HASTA ALCANZAR 100% DE LA LITOLOGÍA
PALEOZOICO		BASAMENTO			> 120		ROCAS ÍGNEAS GRANÍTICAS DE TONALIDAD ROSADA

Figura 36. Columna Estratigráfica Local del Campo Mara Oeste.

CONTACTOS

El contacto basal es evidentemente discordante sobre el basamento ígneo, el contacto superior es, por litología, transicional y diacrónico con la Formación Apón, ya que esta última se depositó durante el avance progresivo de la línea de costa. En el léxico estratigráfico (2005) describen el contacto superior con El Grupo Cogollo como generalmente abrupto, aunque aparentemente es concordante y diacrónico.

EDAD

Bruno y Azpitirxaga (1995) le asignaron una edad de 115 a 117,5 Ma (Barremiense tardío) para las areniscas de la Formación Río Negro.

PALEOAMBIENTES

La Formación Río Negro corresponde a una sedimentación en ambiente costero, donde la influencia marina es predominante hacia la sección superior de la formación. Es característica de ambientes oxigenados, de alta energía, probablemente en la zona de marea. Es posible que la parte inferior tenga influencia fluvial, pero la falta de información y núcleos impiden precisarlo. Bruno y Azpitirxaga (1995) proponen un modelo de rampa carbonática abierta en dirección oeste.

FORMACIÓN APÓN

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA

Por muestras de canal, descripción de núcleos, información de la carpeta del pozo y registros masterlog, la Formación Apón consiste en calizas estratificadas de gran espesor, con marcada influencia clástica hacia la base, que incluso puede llegar a presentar capas de arenisca; también se observan intervalos fosilíferos y cuerpos dolomíticos.

De base a tope se distingue, primeramente, un cuerpo calcáreo que, petrográficamente, consiste en capas de calizas tipo grainstone y wackstone intercaladas, de color gris claro con presencia de intraclastos, conchas de bivalvos grandes, algunos restos de equinodermos e influencia de clastos (Figura 37). Hacia la base se observan capas de areniscas de color gris claro, de grano fino a medio, subangular a subredondeado, matriz calcárea y ligeramente arcillosa. En éste también se observa en la base cuerpos dolomíticos, documentado por Petróleos de Venezuela S. A. (1991-b) como litofacies derivadas de minerales autigénicos por reemplazamiento. Azpiritxaga (1993) asocia todo este bloque al Miembro Tibú de la Formación Apón.

En algunos lugares, específicamente en la zona de los pozos DM – 115 y 154 se describe, por reportes geológicos diarios y estudios de las muestras de canal, suprayacentemente una capa de arenisca gris, de grano muy fino, buen escogimiento, glauconítica, ocasionalmente con arcilla. Azpiritxaga (1993) lo relaciona con sedimentos característicos de una superficie de máxima inundación, que corresponden al Miembro Machiques.



Figura 37. Fotografía de la parte inferior de la Formación Apón en el núcleo del pozo DM – 152. Obsérvese el contenido de conchas de bivalvos retrabajados. Correspondería, según Azpiritxaga (1993), con el Miembro Tibú.

Hacia el tope se encuentra una secuencia calcárea de caliza tipo mudstone de color gris claro, gris oscuro y marrón, arcillosa, ligeramente fosilífera, de gran espesor (Figura 38) que hacia la parte superior grada a intervalos calcáreos, de poco espesor (aproximadamente 30 cm), que petrográficamente corresponden a texturas tipo wackstone, packstone y grainstone estratificados, de color gris claro y abundantes conchas de bivalvos y fragmentos de equinodermos micritizados y recrystalizados (Figura 39). Es el bloque litológico de mayor espesor dentro de la formación, y está caracterizado por lo menos dos ciclos repetidos de la misma secuencia antes descrita.

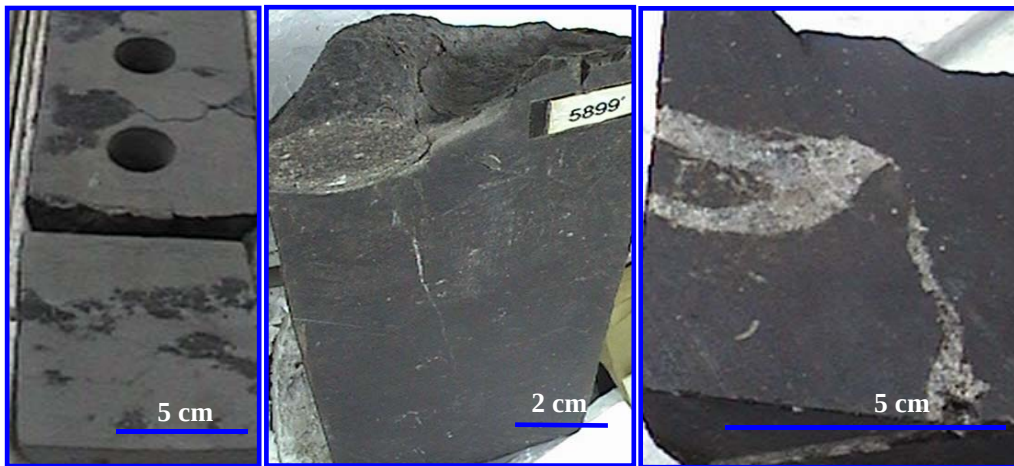


Figura 38. Caliza lodosa con presencia de arcilla, fracturado con relleno de arcilla y/o recrystalizado.
Se puede asociar, según Azpirixaga (1993), al Miembro Piché

Azpirixaga (1993) lo asocia al Miembro Piché de la Formación Apón y lo define como mudstone y wackstone a grainstone micritizados.

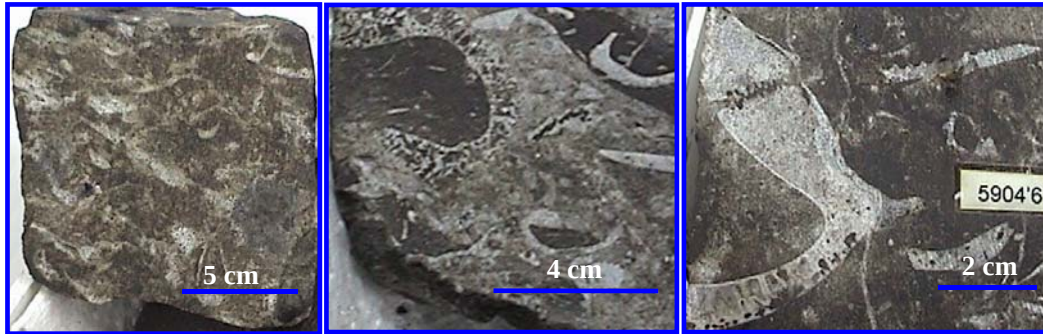


Figura 39. Caliza con gran contenido de fósiles, que se podrían relacionar con lo que Azpirixaga (1993) define como grainstone y wackstone con conchas de bivalvos reabajados y fragmentos de equinodermos. La figura de la derecha es de la base de la Formación Apón; mientras que las figuras del medio y la de la izquierda corresponden al tope de dicha formación.

Según Petróleos de Venezuela S. A. (1991) en la Formación Apón se distinguen 4 litofacies: a) litofacies de mudstone, wackstone y ocasionalmente packstone de fragmentos de moluscos, equinodermos, algas verdes; b) litofacies de mudstone, wackstone y packstone de miliólidos y Orbitolinas como carácter distintivo; c) litofacies de wackstone, packstone y grainstone de pelecípodos principalmente, siendo los rudistas el elemento distintivo; y, d) litofacies derivadas de minerales autigénicos producto de reemplazamiento originando intervalos dolomíticos; lo cual es consecuente con lo propuesto en el presente estudio.

POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

Por petrofísica se pudo determinar que el área que posee mayor porosidad se encuentra en una franja en sentido SO – NE (Anexo 12), donde los mayores valores están reportados por los pozos DM – 154 y 160, con valores promedio de 10,6% y 10,7% respectivamente y el menor valor en el pozo DM – 161 con 4% (Tabla 6).

En cuanto a la permeabilidad se observa que la tendencia es contraria a la de porosidad, siendo mayor en los pozos que están hacia el sureste, específicamente en

el pozo DM – 152 y 157 con 0,395 y 0,352 milidarcys respectivamente (Anexo 13 y Tabla 6). Posiblemente se deba a que en la zona principal hubo mayor cizallamiento que eliminó la conectividad entre porosidades aisladas o por relleno de las fracturas.

Ambos resultados petrofísicos, tanto los de porosidad como los de permeabilidad, son coincidentes con los valores arrojados por estudios de las propiedades de las rocas realizados por CORE Laboratories (1997). El pozo DM – 152 presenta porosidades al Helio variables entre 20.8 a 3.1 %, siendo mayor en las rocas con presencia de fósiles e intraclastos, y donde se observan fracturas . En el pozo DM – 154 la porosidad varía entre 2 – 15%, y permeabilidades entre 0,1 y 3,3 milidarcys hacia la base.

Márquez (1997) determinó que la porosidad en la Formación Apón se encuentra distribuida de la siguiente forma: Microporos 30 – 65%, Fracturas 25 – 30%, Moldes 5 – 20%, Huecos Irregulares 5 – 10%, Microfracturas 0 – 5% y Estilolitas 0 – 5%. Es claro que existe una doble porosidad: la primera, entre 40% – 90%, es inherente a la formación y diagénesis del cuerpo rocoso, mientras que la segunda es la respuesta los estados de esfuerzos que han afectado la zona, y representa entre un 25% a 40%.

El trabajo de Márquez (1997) para la Formación Apón se resume en la Tabla 9, donde establece las características de los tres sistemas porosos, numerados de base a tope, que determinó en ésta formación.

Se nota que el intervalo más prospectivo corresponde al Sistema Poroso II, ya que se observan las mejores porosidades y permeabilidades y existe una disminución de granos de la matriz, los cuales obstruyen el espacio poroso y rellenan las fracturas.

Tabla 9: Sistema poroso para la Formación Apón

Tomado y modificado de Márquez (1997)

SISTEMA POROSO	ESPESOR (pies)	POROSIDAD TOTAL (%)	PERMEABILIDAD HORIZONTAL (milidarcys)	PERMEABILIDAD VERTICAL (milidarcys)	TIPO DE POROSIDAD	PORCENTAJE
I	22	3 – 6	0.3 – 7	0.1 – 2	FRACTURA	50 – 75
					MICROFRACTURA	10 – 15
					HUECOS IRREGULARES	15 – 35
II	18	10 – 18	0.2 – 135	0 – 3	FRACTURA	20 – 25
					MICROFRACTURA	75 – 80
III	50	3 – 10	0.1 – 5	0 – 2	MICROPOROS	85 – 100
					MOLDES	0 – 15

Petróleos de Venezuela S. A. (1991-b) propone que la porosidad vulgar que coincide con la llamada “huecos irregulares” en Márquez (1997), y también observada en el núcleo del pozo DM – 152, así como la porosidad biomóldica fue preservada por la acción de ácidos carbónicos y carboxílicos derivados de rocas madres adyacentes, que en el caso del reservorio del Miembro Piché corresponde a la roca madre del Miembro Machiques.

Es necesario hacer notar que la presencia de conchas y restos fósiles puede contribuir a aumentar la porosidad, por procesos diagenéticos, como disolución, o por porosidad primaria; Petróleos de Venezuela S. A. (1991-b) trató la importancia de los fósiles como generadores de porosidad, y estableció que en la Formación Apón están relacionadas con niveles de pelecípodos, que originan porosidades biomóldicas y de oquedad con valores entre 3 – 11%.

ESPESOR PROMEDIO

El espesor no es tan uniforme como en la Formación Río Negro y varía en el área de estudio, es necesario recalcar que no todos los pozos penetran completamente la Formación Apón; sin embargo, el promedio de la sección completa de Apón en la zona es de 800'. Es importante mencionar que el pozo DM – 153 aunque no encontró la base de Apón, y aún así tiene un espesor verdadero anómalo de 1000 pies (Anexos 18 y 19).

CONTACTOS

El contacto basal es transicional y diacrónico con la Formación Río Negro, Petróleos de Venezuela S. A. (1991-a) describe un contacto inferior gradacional; mientras que el contacto superior es concordante y transicional con la Formación Lisure.

FÓSILES Y BIOFACIES

En la Formación Apón, por muestras de núcleo, es clara la presencia de conchas de bivalvos (ostreas), fragmentados y retrabajados; también se observan restos de equinodermos y en algunas veces algas.

Petróleos de Venezuela S.A. (1997-a), identificó algas calcáreas de los grupos *Codiaceae* y *Gymnocodiaceae*, como lo es la *Acicularia* sp, foraminíferos grandes, como *Orbitolina* y *Arenobulimina* hacia la base, y en la parte media *Nezzazata* sp., *Quinqueloculina*, en su mayoría aglutinados, microgranulares, algunos calcáreos y otros fósiles como bivalvos y equinodermos.

Petróleos de Venezuela S. A. (1991-b) reportó las siguientes biofacies:

- a) Niveles biostromales de ostreas y rudistas en los miembros Tibú y Piché;
- b) Fragmentos esqueléticos, foraminíferos bentónicos, algas verdes, equinodermos, etc., en microfacies puntuales de lagunas de aguas someras y nivel de energía de

oleaje bajo; c) Miliólidos asociados foraminíferos bentónicos y algo de pelecípodos, equinodermos y algas verdes en las texturas tipo mudstone del Miembro Piché; y, d) Orbitolinas en texturas de wackstone a packstone en el Miembro Piché. Es clara la presencia de organismos marinos que marcan pequeñas variaciones paleoambientales, pero que en general sugieren una profundización de la cuenca con pequeños ciclos regresivos.

EDAD

Petróleos de Venezuela S.A. (1997-a), utilizó los foraminíferos grandes para datar la Formación Apón en el Campo Mara Oeste, y basada en la presencia de *Orbitolina* propuso una edad Albiense Temprano entre 109 y 112 Ma. Por su parte Bruno y Azpirixaga (1995) le atribuyen una edad de Barremiense Tardío para la base de Apón, para la parte media (tope del Miembro Tibú y base del Miembro Machiques) establecen una edad de 112 Ma, aproximadamente Aptiense Temprano; y finalmente una edad Albiense Temprano para el tope de la formación.

PALEOAMBIENTES

Tanto Petróleos de Venezuela S.A. (1997-a) como Petróleos de Venezuela S. A. (1991-a) coinciden que el ambiente de sedimentación corresponde a una plataforma somera con profundización de la cuenca hacia el tope de la formación, y presenta pequeños ciclos regresivos producto del aporte de terrígenos y vaivenes de la línea de costa. Esto es evidente al relacionar la litoestratigrafía y tipos de fósiles con respecto a la variación vertical de facies.

Por lo tanto, sería lógico proponer para la sección inferior un ambiente marino de plataforma, de aguas someras y muy bien oxigenadas, de alta energía, considerable erosión e influenciada por el aporte de clásticos; Petróleos de Venezuela S. A. (1991-a) propone que pudiera ser hasta lagunal de transición, con fósiles diagnósticos como: *Chofatella decipiens* y *Salpingoporella dinarica*.

Para la sección superior, ocurre una lenta profundización de la plataforma, aunque continúa siendo de aguas someras, pero el aporte de terrígenos puede ser o es inexistente, y según Petróleos de Venezuela S. A. (1991-a), pueden alcanzar profundidades máximas de 10 metros.

Lo anteriormente expuesto fue reafirmada por Bruno y Azpirixaga (1995) quienes propusieron que la Formación Apón se sedimentó en dos ambientes: la parte inferior en una rampa carbonática abierta hacia el oeste, mientras que la sección superior se depositó en una plataforma carbonática interna a media “bordeada”.

FORMACIÓN LISURE

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA

La descripción litológica de la Formación Lisure se realizó utilizando los reportes geológicos diarios y la información contenida en la carpeta del pozo; es necesario recalcar que no existen núcleos, muestras de pared ni estudios de las propiedades de las rocas para esta formación, por lo que la descripción puede resultar un poco imprecisa.

Está constituida por una secuencia calcárea donde las calizas representan la litología predominante, las cuales se intercalan con capas de arenisca y lutita de poco espesor, y cuya proporción puede variar: de norte a sur, hasta llegar a estar formada, más meridional del campo, por 90% caliza y 10% arenisca; y, en la vertical reportándose un aumento de clastos hacia el tope, con mayor frecuencia de cuerpos lutíticos. La presencia de areniscas, ooides y glauconita son el principal elemento que diferencian a la Formación Lisure del resto del Grupo Cogollo. Hacia la base, en contacto con la Formación Apón, exhibe impregnación de petróleo.

Las calizas, por petrografía, presentan textura tipo grainstone, de color crema y blanca a gris, calcáreas, fosilíferas, de apariencia detrítica, arenosa con recristalizaciones de calcita, oolítica y pseudo – oolítica, a veces glauconíticas y en parte micropiríticas, moderadamente dura.

Las areniscas son gris claro a marrón, con un tamaño de grano de fino a medio, buen escogimiento, cemento y matriz calcárea, micácea, que hacia el sur es de composición cuarzo cristalina, glauconítica. Las lutitas se caracterizan por ser gris claro en bloque, arenosa, calcárea y margosa.

Azpiritxaga (1993) describe a la Formación Lisure como una asociación o mezcla de carbonatos intercaladas con facies de areniscas calcáreas y glauconíticas. Por su parte, Petróleos de Venezuela S. A. (1991-b) identifica las siguientes litofacies: a) Mudstone, wackstone y ocasionalmente packstone de fragmentos de moluscos, equinodermos, algas verdes, etc; b) Wackstone, packstone y grainstone de pelecípodos principalmente, siendo los rudistas el elemento distintivo; c) Wackstone y packstone de oncolitos en ambientes de energía moderada; y, d) Packstone y grainstone de ooides, granos cubiertos, lumps(agregados) fragmentos de moluscos, briozoarios, etc., hacia el tope.

Por lo anteriormente expuesto, se puede observar la importancia de la influencia clástica en la Formación Lisure, donde la litología común corresponde a carbonatos de mezcla. También se puede notar que las texturas carbonáticas presentes sugieren una mayor influencia de bioclásticos y granos principalmente ooides; tanto así que Petróleos de Venezuela S. A. (1991) la define una secuencia general regresiva dentro de un sistema de sedimentos calcáreos con gran aporte de terrígenos y presencia de oolitas.

POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

Por petrofísica, al igual que en la Formación Apón las mayores porosidades se observan en los pozos que están hacia el noreste del campo, específicamente en los pozos DM – 160 y 155, del yacimiento DM – 151. En el pozo DM – 152 se presenta un valor anómalo de 3% que contrasta con los valores de 8 y 9% promedio en los pozos aledaños; y por el contrario similar al valor del pozo DM –161, ubicado a la misma distancia y del otro lado de la falla principal (Tabla 7 y Anexo 14).

En cuanto a la permeabilidad se tiene que las mejores permeabilidades se observan en dos zonas alineadas NO – SE, ubicadas en el cuadrante noreste del área de estudio y corresponde a los pozos DM – 120 y DM –151 con 0,273 y 0,251 milidarcys respectivamente. (Tabla 7 y Anexo 15). Es claro notar que esta formación posee menos permeabilidad que la Formación Apón.

Petróleos de Venezuela S. A. (1991-b) expone que la Formación Lisure presenta una mayor variabilidad de facies, por lo que se observan distintos tipos de porosidad, siendo dominante y característica la interpartícula y móldica en litofacies de oolitas, entre 3 – 4 % .

ESPESOR PROMEDIO

El espesor es variable, con un espesor promedio de 420 pies, siendo mayor en el pozo DM – 162 con 500' aproximadamente, y el menor en el DM – 116ST con 328 pies (Anexos 18 y 19).

CONTACTOS

Tanto el contacto basal como el superior de la Formación Lisure es concordante con las formaciones Apón y Maraca, respectivamente. El contacto del tope de esta formación pareciera ser gradacional litológicamente, mientras que el inferior sugiere un contraste entre las calizas tipo mudstone y grainstone de Apón con respecto a los

carbonatos de matriz arenosa de Lisure, tanto es así que en el Código Geológico (2005) es definido como abrupto y concordante.

FÓSILES Y BIOFACIES

Petróleos de Venezuela S. A. (1991-b) establece las siguientes biofacies para la Formación Lisure: a) Oncolitos; b) Fragmentos esqueléticos de pelecípodos y equinoideos – ooides – agregados; y, c) Ooides – agregados – granos cubiertos – fragmentos esqueléticos pelecípodos y equinoideos con aumento de ooides con respecto a la biofacies anterior.

Es característica la presencia de macrofósiles de pelecípodos y equinoideos en las litofacies de grainstone y en las capas de arenisca. Es resaltante la importancia que tienen los ooides dentro de la Formación Lisure, llegando a ser la característica principal de esta formación, tal y como lo propusieron González de Juana *et al* (1980) y Petróleos de Venezuela S. A. (1991-b).

EDAD

Bruno y Azpirixaga (1995) le asignan una edad Albiense para la Formación Lisure, que oscila entre 103? – 107,5 Ma para la base de la formación y 98 Ma para el tope.

PALEOAMBIENTES

Petróleos de Venezuela S. A. (1991) recalca la variabilidad en los ambientes depositacionales, desde zonas de lagunas con pequeños niveles de energía hasta regiones con niveles relativamente altos (siempre zonas protegidas) con deposición de ooides y asociaciones con fragmentos esqueléticos. Algunas facies con oncolitos están asociadas a ambientes subtidales muy someros e intramareales. Hay mayor cantidad de clásticos silíceos que en Apón.

Por su parte Azpirixaga (1993), propone que la Formación Lisure es una sedimentación típica de plataforma interna. Bruno y Azpirixaga (1995) afirman que la sección inferior se depositó en una plataforma carbonática interna a media “bordeada” y que la parte superior corresponde a sedimentos típicos de una plataforma mixta carbonática – siliciclástica.

En general se puede establecer un ambiente marino, donde la característica principal es la variabilidad, y encaja en un ambiente de plataforma somera que, con respecto a la Formación Apón, hubo una disminución en la profundización de la cuenca y con ello una progradación de la línea de costa, permitiendo una mayor influencia de clásticos. Probablemente corresponde a ambientes de aguas de someras a muy someras, de alta energía y buena oxigenación, evidenciado por la presencia de ooides y los fragmentos esqueléticos.

Esta formación marca una disminución en la subsidencia y un relleno sedimentario que origina progradación de la línea de costa.

FORMACIÓN MARACA

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA

La descripción litológica de la Formación Maraca se realizó utilizando los reportes geológicos diarios y la información contenida en la carpeta del pozo; es necesario recalcar que no existen núcleos, muestras de pared ni estudios de las propiedades de las rocas para esta formación, por lo que la descripción puede resultar un poco imprecisa.

Está constituida por una secuencia calcárea que en la base presenta areniscas glauconíticas y calcáreas que representan la transición con la Formación Lisure infrayacente. En la parte inferior exhibe calizas coquinoideas intercaladas con capas

delgadas de margas y lutitas gris claro y calizas lenticulares y nodulares; mientras que en la sección superior presenta mayor contenido de calizas coquinoideas.

La caliza es de color beige a marrón claro, moderadamente dura a dura, macrofósilífera (moluscos y ostreas) con abundantes recristalizaciones de carbonato de calcio, inclusiones de pirita y glauconita.

Petróleos de Venezuela S. A. (1991-a) describe, para la Formación Maraca, las siguientes litofacies: a) Wackstone y packstone de oncolitos en ambientes de energía moderada hacia la base; y, b) Packstone y grainstone de ooides, granos cubiertos, agregados de fragmentos de moluscos, briozoarios, etc., en toda la secuencia. Por su parte Azpiritzaga (1993), en concordancia con Petróleos de Venezuela S. A. (1991) la define una secuencia grano creciente hacia el tope, con facies tipo wackstone esqueletales a facies de packstones de moluscos.

Por la escasa información y la carencia de un núcleo en esta formación no se puede establecer una secuencia vertical tan detallada como la presentada por los ya autores antes mencionados; sin embargo, y en concordancia con ellos, se define a la Formación Maraca como una secuencia calcárea con gran contenido de moluscos y ostras, que hacia el tope presenta un aumento en el tamaño y cantidad de bioclastos, y es definido por la variación de texturas carbonáticas que va de wackstone y packstone, en la base, a packstone y grainstone en el tope.

POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

Petrofísicamente la Formación Maraca presenta el mismo comportamiento que la Formación Apón. Los mejores valores de porosidad coinciden con una franja orientada SO – NE, encontrándose los mayores valores en los pozos en el noreste del área, específicamente en los pozos DM – 153 y DM – 154, con 10, 1 y 10,4% respectivamente (Tabla 8 y Anexo 16).

En cuanto a la permeabilidad los menores valores están en una franja más o menos amplia orientada SO – NE, la cual es contraria a la tendencia de la porosidad, registrándose el mayor valor en el pozo DM – 152 con 0,378 milidarcys (Tabla 8 y Anexo 17).

Al tener la Formación Apón la misma respuesta petrofísica, es lógico pensar que los valores de porosidad y permeabilidad máximos en la Formación Maraca, pudieran estar asociados a la presencia de fracturas abiertas y parcialmente abiertas, conformando un sistema de doble porosidad.

Por lo expuesto anteriormente se puede establecer que, aunque la zona de mayor porosidad se encuentra en la parte central del área de estudio, en una franja orientada SO – NE, es claro que dicha zona no coincide con las mejores permeabilidades, lo que impediría que el crudo acumulado fluya; por lo tanto, esta área no es muy prospectiva, aunque represente la trampa perfecta.

Petróleos de Venezuela S. A. (1991-b) establece que esta formación presenta buena porosidad, conformada por dos intervalos porosos separados por uno calcáreo impermeable, e identifica tres tipos de porosidad predominantes: móldica, oquedad e interpartícula; la primera y segunda, con valores entre 3% – 12%, las asocia a acumulaciones de fragmentos de bivalvos; y, la tercera, derivadas de barras oolíticas y bioclastos asociados.

ESPESOR PROMEDIO

Varía, aunque es la formación que tiene el espesor más uniforme en todo el campo con aproximadamente 75' de espesor promedio, se puede observar como en el yacimiento DM – 151 son más constantes que en el yacimiento DM – 115, donde oscila entre 55 pies en el pozo DM – 116 a 97 pies en el pozo DM –161 (Anexos 18 y 19).

CONTACTOS

El contacto es transicional con la Formación Lisure, mientras que es claro el contraste litológico que se observa en el contacto entre la Formación Maraca y la Formación La Luna suprayacente. González de Juana *et al* (1980), lo refiere como un cambio litológico abrupto, donde sedimentos de ambiente marino nerítico cercano a la costa con depósitos de ambientes euxínicos, mientras que el Léxico Estratigráfico (2005) lo define como una transición rápida con la Formación La Luna.

FÓSILES

Los macrofósiles visibles corresponden a organismos como *Ostrea* sp. y *Exogyra* sp., Azpirixaga (1993) indica la presencia de biostromos de moluscos; mientras que Petróleos de Venezuela S. A. (1991) refiere la presencia de pelecípodos y ostreas.

EDAD

Bruno y Azpirixaga (1995) le asignan una edad Albiense para la base de la formación (98 Ma), y para el tope Cenomaniense Temprano (94 a 95,5 Ma).

PALEOAMBIENTES

Según Azpirixaga (1993) los sedimentos de la Formación Maraca evidencian un ambiente de alta energía posiblemente de plataforma externa. Por su parte Petróleos de Venezuela S. A. (1991-a) propone que se deposita en un ambiente donde los niveles de energía pasan de moderado a ligeramente fuertes, característico de alto contenido de coquinas dentro de las acumulaciones de pelecípodos, donde la parte superior de Maraca indica un incremento de la subsidencia y del nivel eustático del mar, e inicio de la penetración de foraminíferos planctónicos.

Por su parte, Bruno y Azpirixaga (1995) proponen una plataforma mixta de carbonatos y siliciclásticos, donde la Formación Maraca representa barras calcareníticas bioclásticas y oolíticas.

Tal como lo postula Petróleos de Venezuela S. A. (1991-a) se observa una profundización de la cuenca hacia el tope de la Formación Maraca, sin embargo el ambiente sigue siendo de plataforma, con una columna de aguas someras, oxigenada, donde ocurrió una disminución de la energía de base a tope.

FORMACIÓN LA LUNA

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA

Al igual que las dos formaciones anteriores, la Formación La Luna, en el área de estudio, carece de núcleos, muestras de pared o estudios de las propiedades de la roca, por lo que la descripción litológica se realizó utilizando los reportes geológicos diarios, registros masterlog y la información contenida en la carpeta del pozo.

Consiste en una intercalación de calizas laminadas y arcillas oscuras, estas últimas son más comunes hacia la base de la secuencia. Hacia la parte sur del área de estudio exhibe, en el tope, una arenisca delgada, de color beige a marrón, de grano medio, subangular a subredondeada, escogimiento regular, matriz arcillosa y cemento calcáreo.

Las calizas son de textura fina, color gris oscuro a negro, laminadas, densas, bituminosas, moderadamente duras, fracturadas, carbonáceas e impregnada de petróleo. Es común encontrar pirita y glauconita como minerales accesorios. Las arcillas varían de color gris oscuro a negro, laminar, compacta, moderadamente dura y calcárea.

Árealmente se puede establecer un aumento en la proporción de caliza con respecto a las arcillas en la base de la secuencia en la zona sur (pozo DM – 157) y parte este del campo (yacimiento DM – 151), mientras que al norte las arcillas aumentan hacia la base (pozos DM –154 y DM – 156). (Anexos 7 y 9).

Petróleos de Venezuela S. A. (1991-b) las define como calizas laminadas, densas, de color gris oscuro a negro, carbonáceas a bituminosas, con espesores de pocos centímetros, y de arcillas calcáreas o no calcáreas, de color negro, que puede presentar valores de COT (carbono orgánico total) entre 2 – 6%.

Azpirixaga (1993), define en la base caliza tipo packstones, orgánica con abundante foraminíferos plácticos; mientras que Petróleos de Venezuela S. A. (1991-b) reporta biota pelágica caracterizada por fitoplancton y zooplancton.

ESPESOR PROMEDIO

El espesor es variable siendo el valor promedio 400'. En el pozo DM 120 se observa un espesor anómalo de 190' aproximadamente, por lo que se presume la presencia de una falla normal que está sustrayendo aproximadamente 200' de espesor total. (Anexo 18 y 19).

CONTACTOS

El contacto basal ha sido definido en la literatura como transicional y concordante (Petróleos de Venezuela S.A. – INTEVEP, 2005 y Petróleos de Venezuela S. A., 1991-a) producto de una transición rápida, aunque hay algunos autores como González de Juana *et al* (1980) que lo definen como abrupto; mientras que el contacto superior es transicional con el Miembro Socuy de la Formación Colón.

El marcado contraste litológico entre Maraca y La Luna hace dudar que pueda existir una subsidencia tan rápida en la cuenca, que logré trasladar los sedimentos desde 10 m de profundidad a 50 m, según Petróleos de Venezuela S. A. (1991), en un

contacto entre dos cuerpos rocosos; sin embargo, al analizar la descripción de la base de la formación realizada por Azpiritxaga (1993), donde la caracteriza como calizas tipo packstone de cuenca profunda y sugiere para Maraca un ambiente de plataforma externa, es posible que la profundización no haya sido tal ni tan rápida, estableciendo un contacto más transicional. Esto es apoyado por Petróleos de Venezuela S. A. (1991-a) quien propuso una zona de transición de 10 a 15 pies.

EDAD

Bruno y Azpiritxaga (1995) le asignan una edad Cenomaniense, entre 94 a 95,5 Ma, para la base de la Formación La Luna.

PALEOAMBIENTES

Azpiritxaga (1993) sugiere un ambiente de cuenca profunda para los sedimentos de la Formación La Luna.

Petróleos de Venezuela S. A. (1991-a) establece un ambiente plataformal y de cuenca profunda hacia el noroeste. Este autor propone que para el momento de la depositación de la formación, aproximadamente Albiense, la cuenca del Lago de Maracaibo presentaba un ambiente oxigenado con aguas muy someras que cubría la plataforma interna y un ambiente parcialmente anóxico por la expansión de las zonas mínimas de oxígeno, y que al producirse la transgresión, hubo un incremento rápido en la profundidad (no alcanzó 50 metros en la cuenca) y las condiciones anóxicas fueron trasladadas desde el talud externo y cuenca profunda hacia la plataforma del Lago de Maracaibo, provocando que la fauna pelágica transgreda los márgenes de la plataforma; de allí que las características euxínicas de la Formación la Luna, no fueron ocasionadas por la profundidad, sino por la rápida invasión marina.

Lo expuesto anteriormente es posible dentro del marco propuesto por el autor, pero convencionalmente por las características de los sedimentos pelágicos es difícil pensar, en un movimiento de las zonas anóxicas tal que provocara que durante todo el

tiempo de depositación de la Formación La Luna prevalecieran estas condiciones en la plataforma, tendría que ser sumamente restringida, aislada de cualquier corriente o movimiento de agua que pudiera oxigenar las aguas de fondo según lo planteado por el autor.

Es más lógico pensar en una sedimentación típica de cuenca profunda, donde dominan las condiciones euxínicas y biota pelágica, tal como propone Azpirtxaga (1993).

MIEMBRO SOCUY

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA

Perteneciente a la Formación Colón está formado por calizas micríticas de color gris claro a beige, arenosas aunque en parte margosas y dolomitizada, muy fosilíferas, (restos de bivalvos). En el núcleo del pozo DM – 115 presentan fragmentos de pirita y están fracturadas. En el reporte geológico del pozo DM – 154 presenta textura tipo grainstone, con granos gruesos de calcita (Figura 40).

De acuerdo a la información de las carpetas del pozo, las calizas se encuentran intercaladas con pequeños niveles de lutita gris, físil, quebradiza, limosa, calcárea, micropirítica e inclusiones de glauconita; y ocasionalmente hacia la base se observan areniscas cuarzo cristalina, de grano fino a muy fino, con escogimiento regular, cemento y matriz calcáreo.

ESPESOR PROMEDIO

El espesor promedio del Miembro Socuy es de 55' aproximadamente, más o menos constante. (Anexos 18 y 19).



Figura 40. Fotografía de la caliza del Miembro Socuy, en el núcleo del pozo DM –115. Obsérvese la presencia de pirita (P)

CONTACTOS

El contacto inferior es transicional con la Formación La Luna, mientras que el contacto superior es concordante con la facies lutítica de la Formación Colón.

PALEOAMBIENTES

El Miembro Socuy es característico de ambientes marinos, específicamente de plataforma, y marca un sistema regresivo, donde hay progradación de la línea de costa y disminución de la columna de agua. Representa una sedimentación de ambientes de alta energía y buena oxigenación.

MARCO ESTRUCTURAL LOCAL

Mediante la información sísmica y mapas estructurales en profundidad y en tiempo para cada una de las superficies estratigráficas, se puede observar que el Campo Mara Oeste es complejo y está sumamente fallado. La estructura principal es una falla inversa, de alto buzamiento, y salto variable (Figura 41 y Anexos 1 - 11)

Esta falla atraviesa el campo en dirección SO – NE y lo divide en dos bloques principales: uno hacia el sureste y otro hacia el noroeste, que en el área son llamados Bloque Sur y Bloque Norte respectivamente. Ambos a su vez están siendo seccionados en sub - bloques por fallas normales con orientación preferencial NO – SE, de salto variable y vergencia predominantemente al este. (Figura 41)

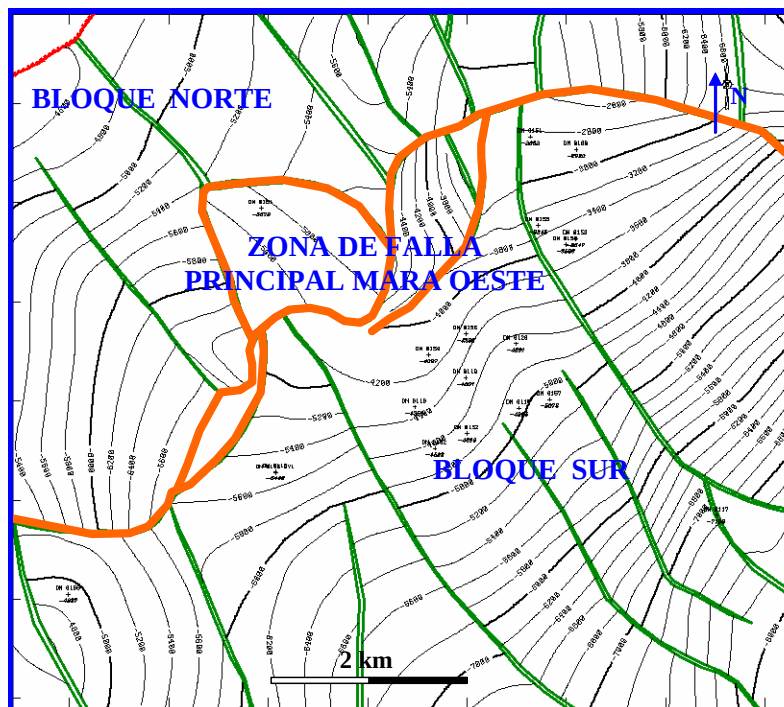


Figura 41. Mapa estructural en el Tope de Socuy. Falla principal en color naranja, fallas normales color verde.

BLOQUE SUR

En el bloque sur se encuentra la gran mayoría de los pozos, y representa, en el subsuelo, un alto topográfico que desciende en dirección sur. (Figura 42).

En el bloque sur se observa un anticlinal asimétrico de arrastre, ocasionado por el desplazamiento de la falla inversa que produjo un cabalgamiento del bloque sur sobre el norte, y colocó en contacto las rocas de la base del Cretácico con las del tope de ese mismo período geológico. Este pliegue se extiende a lo largo de toda la Falla Principal de Mara Oeste, sin embargo es en la zona este donde alcanza el máximo desarrollo. Transversalmente la zona de máxima curvatura del pliegue abarca aproximadamente un kilómetro y longitudinalmente ocho kilómetros. (Anexos 7 y 8).

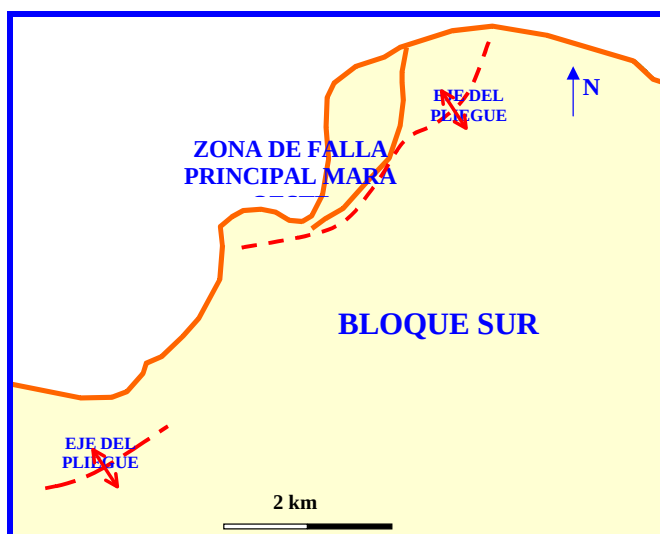


Figura 42. Bloque Sur. Mapa estructural en el Tope de Socuy.

El flanco norte es más corto que el flanco sur. Este último desciende en dirección sur con buzamiento constante. En el cuadrante sureste se observa una profundización considerable de las superficies, representando el bajo estructural mas significativo.

En dirección SO - NE el bloque sur es seccionado por 7 fallas normales subverticales orientadas NO - SE, con vergencia ligera hacia el este, las cuales generan monoclinales de salto y buzamiento variable. Es claro que a mayor distancia de la falla principal de Mara menor son las deformaciones, esto se puede observar en las secciones estructurales SO -NE_1, SO - NE_2, SO - NE_3. (Anexo7 y 8).

En la parte central del área de estudio, específicamente el bloque donde se encuentran los pozos DM – 154 y DM – 156 en la sección SO - NE_1, (Anexos 7 – 11) se observa a nivel de Socuy una especie de antiforme y luego un sinforme, pero en realidad es una estructura de reacomodo originada por las fallas normales que afectan hasta la Formación Maraca pero que no llegan a atravesar Socuy.

En el cuadrante sureste se puede observar la máxima depresión del área de estudio la cual es una estructura tipo graben formada en divergencia de falla, donde las estructuras limitantes son dos fallas normales que buzando hacia el centro de la estructura.

Aunque por sísmica no se observan fallas inversas en el bloque donde se encuentra el pozo DM - 116, por registros y por reportes de muestras de canal durante la perforación, es clara la presencia de fallas aditivas menores paralelas a la falla principal que ocasionan repetición de secuencia.

BLOQUE NORTE

Al igual que la parte más meridional del bloque sur, el bloque norte está caracterizado por la presencia de fallas normales con orientación NO - SE, que lo seccionan en 8 sub - bloques. Éstos buzan en dirección sur y los menores valores de profundidad se encuentran en contacto con la falla principal de Mara Oeste. (Figura 43).

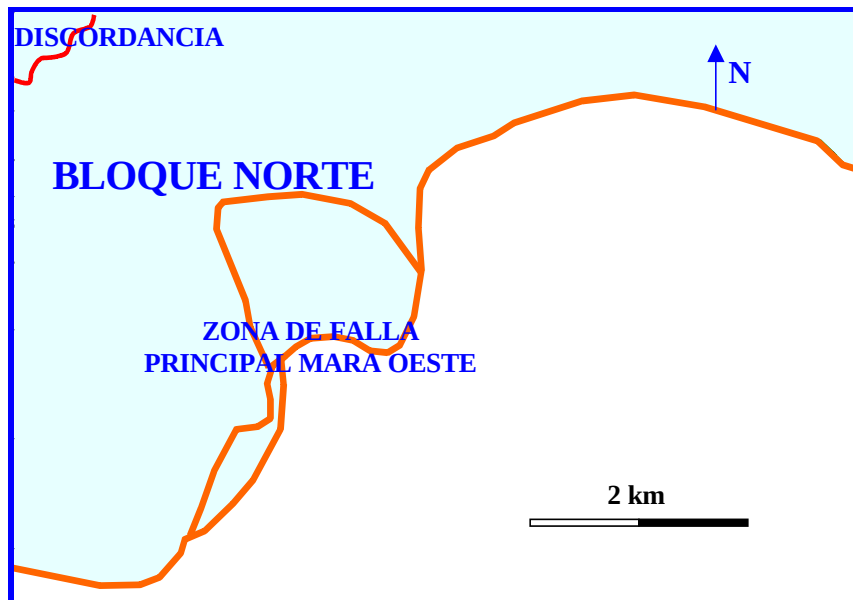


Figura 43. Bloque Norte. Mapa estructural en el Tope de Socuy.

En la proximidad norte de la falla principal se observan bajos estructurales, delimitados al sur por la misma falla inversa principal y al norte por fallas inversas secundarias paralelas en rumbo a la falla principal pero con vergencia contraria (sur), la línea de máxima profundidad de estas depresiones es paralela a la orientación de la falla. (Anexo 7).

Hacia el noroeste las formaciones Río Negro, Apón, Maraca, Lisure, La Luna y el Miembro Socuy, disminuyen en profundidad hasta truncarse contra la discordancia post – Eoceno, y alcanza profundidades similares, pero inferiores, a las del ápice del pliegue asimétrico. Dentro del área de estudio sólo llegan a truncarse el Miembro Socuy y parte de la Formación La Luna. (Figura 30 y Anexo 1).

ESTRATIFICACIÓN

Como se dijo en el capítulo III la estratificación se determinó mediante el uso de los registros de buzamiento, con cuyos datos se construyeron rosetas de rumbo para cada formación, y se obtuvo una tendencia similar entre las diferentes unidades estratigráficas, siendo modificadas por la presencia de estructuras.

En general, se observó una tendencia NNE – SSO preferencialmente, la cual puede ser modificada localmente por la presencia y/o cercanía a las fallas. Es claro notar que en el pozo DM – 115 se observa mayor variación en la tendencia producto de la cercanía con la falla normal al sur, de orientación N-S aproximadamente. Este caso es peor cuando los pozos son atravesados por una falla, como el caso del pozo DM – 157 (Figuras 44 y 45). El buzamiento es aproximadamente 15 a 20° en el área, hacia el sur.

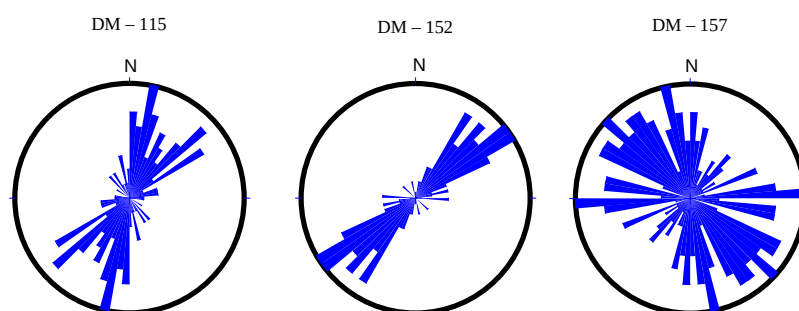


Figura 44. Rosetas de rumbo para los pozos DM – 115, DM – 152 y DM – 157, Formación Apón

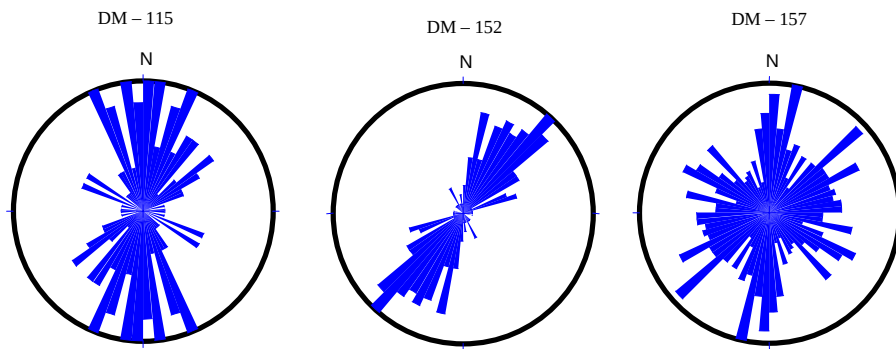


Figura 45. Rosetas de rumbo para los pozos DM – 115, DM – 152 y DM – 157, Formación Lisure

FALLAMIENTO

En el campo son identificables dos grupos de fallas: una zona de falla inversa de alto buzamiento y varias fallas normales subverticales. Estas coinciden con el patrón de fallas observados en el alineamiento La Paz - Mara - El Moján. La zona de falla de ese alineamiento corta al Campo Mara en dos flancos, observándose el flanco más septentrional más deprimido y corresponde con el Campo Mara Oeste. Estas fallas son aproximadamente perpendiculares y se observa que las fallas normales mueren en la falla principal (Figura 41, Anexos 1 – 6).

En las zonas de compresión existen fallas inversas con orientación NE – SO, mientras que en las zonas de tensión se presentan fallas normales con rumbo NO – SE; esto fue observado por Prieto (2003) en el Campo Mara Este, sólo que las estructuras presentan una ligera rotación antihoraria con respecto a las observadas en el área de estudio; Prieto (2003) reporta una orientación E-NE para fallas aditivas, mientras que para las fallas sustractivas N-NO.

FALLA INVERSA

La falla principal del Campo Mara Oeste es una falla inversa, de alto buzamiento (aproximadamente 80 grados de buzamiento al sur) con desplazamiento variable, que pasa de 2400 pies en la parte este y disminuye paulatinamente hacia la parte suroeste del área de estudio, proyección horizontal sinuosa y es conocida como Falla Principal de Mara Oeste. En realidad representa una zona de falla, que posee fallas inversas secundarias pseudoparalelas que llegan hasta la falla principal, y que en el caso particular del área donde se encuentra el pozo DM – 161, en la parte central de la zona de estudio, en el bloque norte, las fallas inversas más septentrionales tienen buzamiento hacia el noroeste (Figura 43 y Anexos 7 y 8).

De acuerdo a Prieto (2003) las fallas principales del Campo Mara Este poseen una componente sinistral importante, por lo que es posible pensar que la falla de Mara Oeste, en concordancia estructural con el campo aledaño, posea una componente adicional sinistral. Esto se puede afirmar por la deformación irregular a lo largo de dicha falla, que exhibe un alto estructural mayor hacia la parte este del campo, descartando un movimiento frontal puro contra dicha falla, y evidencia la existencia, en el Campo Mara Oeste, de una falla inversa sinistral principal.

Esta falla comienza con una orientación NNE - SSO, y en el cuadrante noreste cambia de dirección a NOO - SEE, siendo la parte de mayor salto vertical. Otra característica resaltante de esta falla es que a medida que asciende de base a tope en el Cretácico el salto de la falla disminuye. (Anexos 7 y 8)

La edad de la falla es post - Eoceno, ya que corta la discordancia del Eoceno contra la cual se trunca la Formación Misoa hacia el oeste del área de estudio, y posiblemente corresponda a un proceso de compresión tardío que produjo un empuje al norte (V.V.A. Consultores, 1999), ocasionado por el desplazamiento al este de la Placa Caribe, en el norte y noroeste de Venezuela.

Prieto (2003) plantea que la zona de falla principal de Mara Este, la cual es una prolongación hacia el sureste de la tectónica observada en el Campo Mara Oeste, se extiende hacia el noreste y atraviesa el Campo El Moján hasta finalizar en la falla de Oca, por lo que él sugiere que probablemente el alineamiento La Paz – Mara – El Moján corresponda a una componente antitética de dicha falla (Falla de Oca).

Antes de la deformación del post – Eoceno sólo existían, en el área de estudio, fallas normales. Cuando ocurre el evento tectónico transpresivo sinistral, se reactivaron dichas fallas normales preexistentes, y en el caso particular de la falla principal, se produjo una inversión tectónica y transformó la falla sustractiva original en una falla inversa con componente sinistral, que hacia el este, en las zonas aledañas al área de estudio, se demuestra dicha inversión con un efecto de bisagra. (Figura 46).

FALLAS NORMALES

Las fallas normales poseen desplazamiento vertical variable, desde unas decenas hasta mil pies. Exhiben una orientación preferencial NO - SE y son pseudoperpendiculares al plegamiento y aparentemente no cortan la discordancia Eoceno, si no que se pierden en las lutitas de la Formación Colón, por lo que la edad del último movimiento de éstas pudiera ser Post – Cretácico a Pre – Eoceno.

Estas fallas desaparecen al encontrarse con la falla principal de Mara Oeste y a medida que nos alejamos de la falla principal en dirección perpendicular a ella, la complejidad estructural disminuye, así como los saltos verticales, con excepción de la depresión tipo graben generada por divergencia de falla en el cuadrante sureste del área de estudio (Anexo 7).

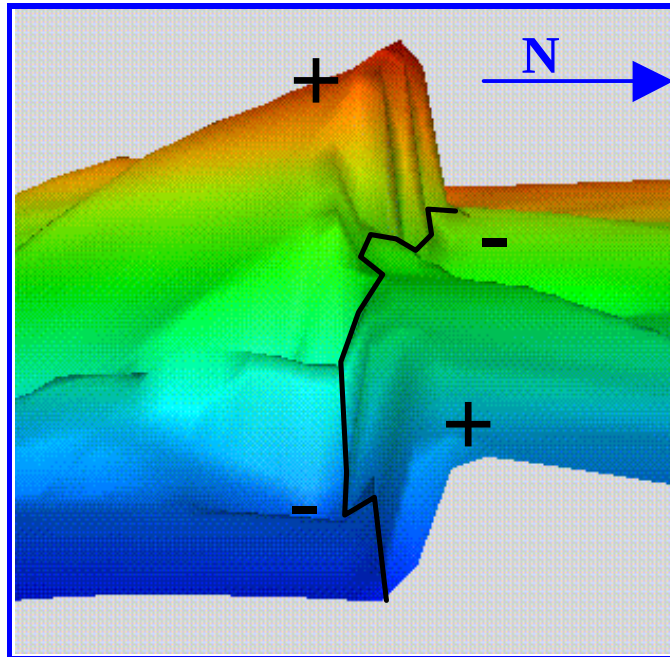


Figura 46. Detalle de la Falla Principal de Mara Oeste, al tope de la Formación Maraca en la periferia este del área de estudio donde se observa como de este a oeste, inicialmente es normal y se transforma a inversa, evidenciando una inversión tectónica.

Forman fallas escalonadas generalmente con vergencia hacia el este, donde las fallas normales con mayor desplazamiento son aquellas que se unen con la falla inversa principal. Seccionan el área en subbloques dentro de los bloques mayores Norte y Sur mencionados anteriormente, y exhiben variaciones en cuanto a vergencia y forma (Anexo 9).

Comenzando de sureste a suroeste, el primer sub - bloque, buza hacia el sur en su parte más elevada y para terminar descendiendo hacia el sureste, es el de mayor

inclinación, aproximadamente 18° , y corresponde al mayor alto estructural presente en toda el área de estudio.

El segundo de los sub - bloques se encuentra en el límite sureste a 500', aproximadamente, por debajo del área anterior, es sumamente complejo ya que hacia el sur se encuentra seccionado por fallas normales secundarias con salto vertical en el orden de 50 a 100 pies, y hacia la parte más septentrional existen fallas sustractivas que no penetran en Socuy ni en Río Negro. Este representa el segundo alto estructural de mayor importancia. Buza hacia el sureste con 14° y se mantiene más o menos uniforme en las tres secciones en dirección sur.

El tercer sub - bloque es el que está más deprimido y se encuentra entre 800' y 1200' estructuralmente hablando, por debajo del bloque anterior. Presenta menor inclinación, alcanzando un buzamiento de 9° hacia el sureste, y se observa por registro y descripción de muestras de canal una repetición de secuencia considerable, producto de la presencia de varias superficies secundarias de fallas inversas.

El cuarto sub - bloque representa el tercer alto estructural de mayor envergadura en el Bloque Sur, el cual comienza con un domo hacia su parte noroeste y desciende hacia el este y sureste, con un ángulo de 14° promedio.

En el Bloque Norte se observan una serie de monoclinales separados por fallas normales de vergencia NE, cuyo salto vertical entre ellos es de unos 100 pies entre el primero y el segundo, de oeste a este, y desciende paulatinamente hacia el este. Todos descienden hacia el sur, con ángulo variable, en promedio tienen un buzamiento entre 5° y 15° al sur aproximadamente, y se truncan en el noroeste contra la discordancia post – Eoceno.

PLEGAMIENTO

El plegamiento observado está representado básicamente por un pliegue asimétrico de arrastre, del tipo "Fault Propagation Fold" (Suppe, 1983) o pliegue por propagación de falla, donde el pliegue es originado por el desplazamiento de un bloque sobre una rampa tipo falla inversa; comúnmente conocido como "Pliegue de Rodilla". En este caso la falla es de alto buzamiento, y el pliegue se recuesta sobre la fallas. Transversalmente la zona de máxima curvatura del pliegue abarca aproximadamente 1 km y longitudinalmente 8 km (Anexos 7 y 8).

El plano axial del pliegue forma alrededor de 10° con la falla principal de Mara Oeste en la parte este del área de estudio, y es menor hacia la parte suroeste, pudiendo llegar a ser subparalelo a dicha falla. Está caracterizado por ser subvertical (85° aproximadamente al sur) y tiene un rumbo NE – SO en promedio.

El pliegue está caracterizado por un flanco noroeste, que aunque de poca longitud se encuentra sumamente fallado y buza, en promedio, 30° hacia al noroeste. En la zona de falla principal, debido a la componente inversa, rocas de la Formación Apón se encuentra en contacto con parte del Miembro Socuy.

En el flanco sureste el buzamiento es sur, y el ángulo es variable de un subbloque a otro, como se describió en la sección Fallas Normales, aunque en promedio tiene un buzamiento de 15°. La máxima expresión del pliegue se alcanza en la parte este del bloque sur. (Figura 42 y Anexos 7 – 9).

FRACTURAS

Las fracturas se forman como respuesta al estado de esfuerzo que afectó el área durante su formación. En las Figuras 47, 48, 49 y 50, se observa como la mayoría de

las fracturas es perpendicular a la falla principal de Mara Oeste, sin embargo se ven modificados al acercarse a dicha falla.

De acuerdo al análisis de fracturas por rosetas de deformación, se pueden establecer dos familias de fracturas: una NO – SE y otra NNE – SSO, siendo la primera de ellas la más consistente dentro del campo.

Un aspecto claro de notar es como las fracturas varían de acuerdo a la ubicación del pozo respecto a las fallas. En los pozos cercanos a la falla principal de Mara Oeste, las fracturas se tornan paralelas a ésta, mientras que los que se encuentran más alejados, el patrón de fracturas es característicamente paralelo al rumbo de las fallas normales.

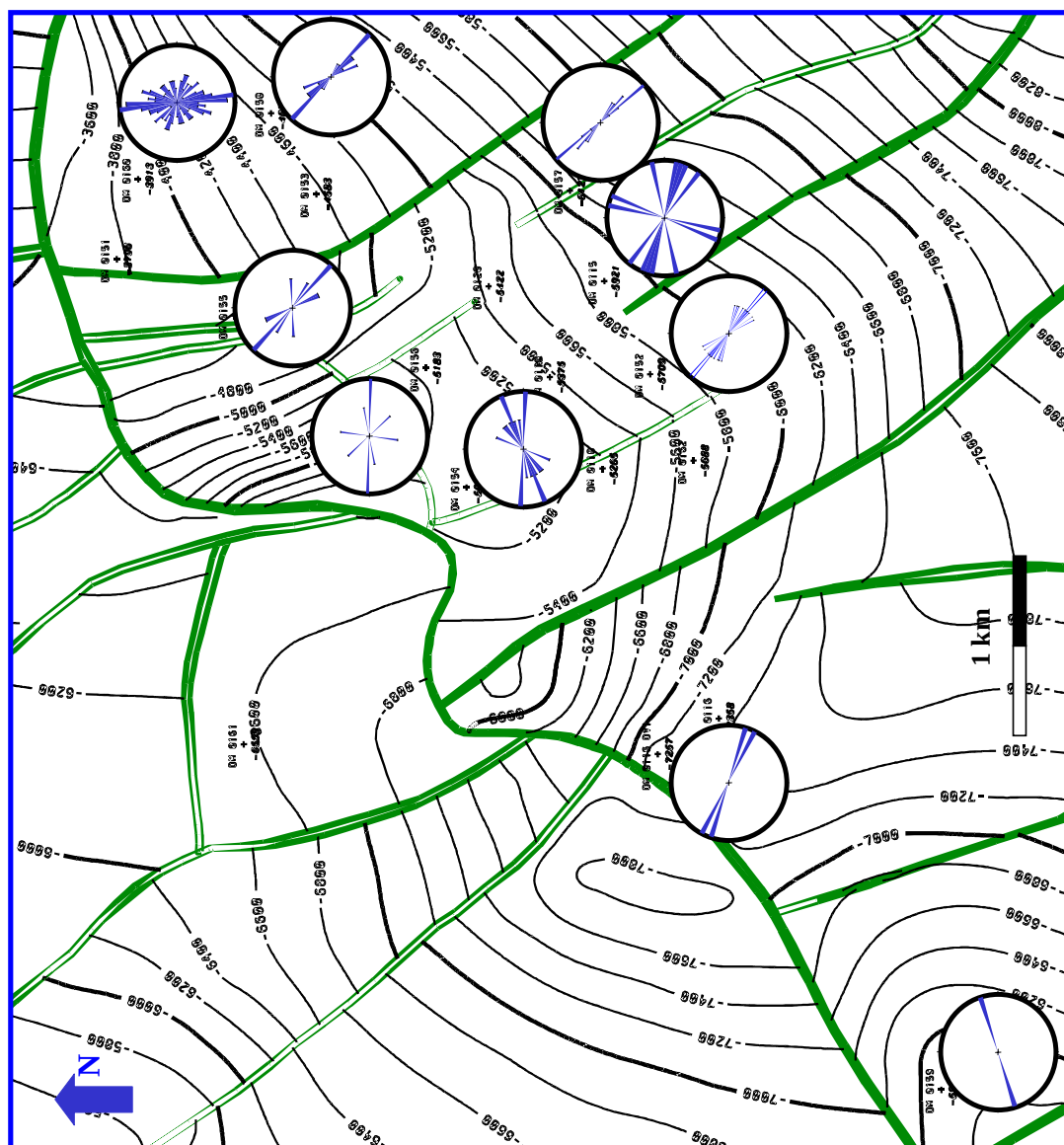
De igual forma se puede observar una mayor dispersión en el patrón de fracturas parcialmente abiertas que en las abiertas; también es claro que las primeras son mayor en número que en las segundas. Otro aspecto importante es que las fracturas NNE – SSO se presentan con mayor frecuencia en la categoría parcialmente abiertas y cerradas (Figuras 47, 48, 49 y 50).

También se observa que en dirección NE el número de fracturas es mayor que en zonas como por ejemplo el sub - bloque donde se encuentra el pozo DM 159, donde disminuye la cantidad de las mismas. Esto es debido a que es justamente en ese sector donde se encuentra la mayor deformación del área. Otro comentario a destacar es que a mayor proximidad con la zona de falla principal y con las fallas normales, mayor es el número de fracturas y aumenta la variabilidad en el rumbo de las mismas.

Es importante mencionar que en la Formación Apón el número de fracturas es mayor que en la Formación Lisure, lo que justifica el hecho de que la primera

formación tenga mucho más potencial como roca reservorio, ya que aumenta la porosidad secundaria del cuerpo rocoso.

Por todo lo expuesto anteriormente se pueden identificar dos orientaciones de paleoesfuerzos, una más dominante con dirección NO – SE y otro de orientación NNE – SSO más antiguo. En aquellas zonas donde la deformación compresiva con orientación NO – SE fue menor, el patrón de fracturas dominante es el originado por el paleoesfuerzo NNE – SSO.



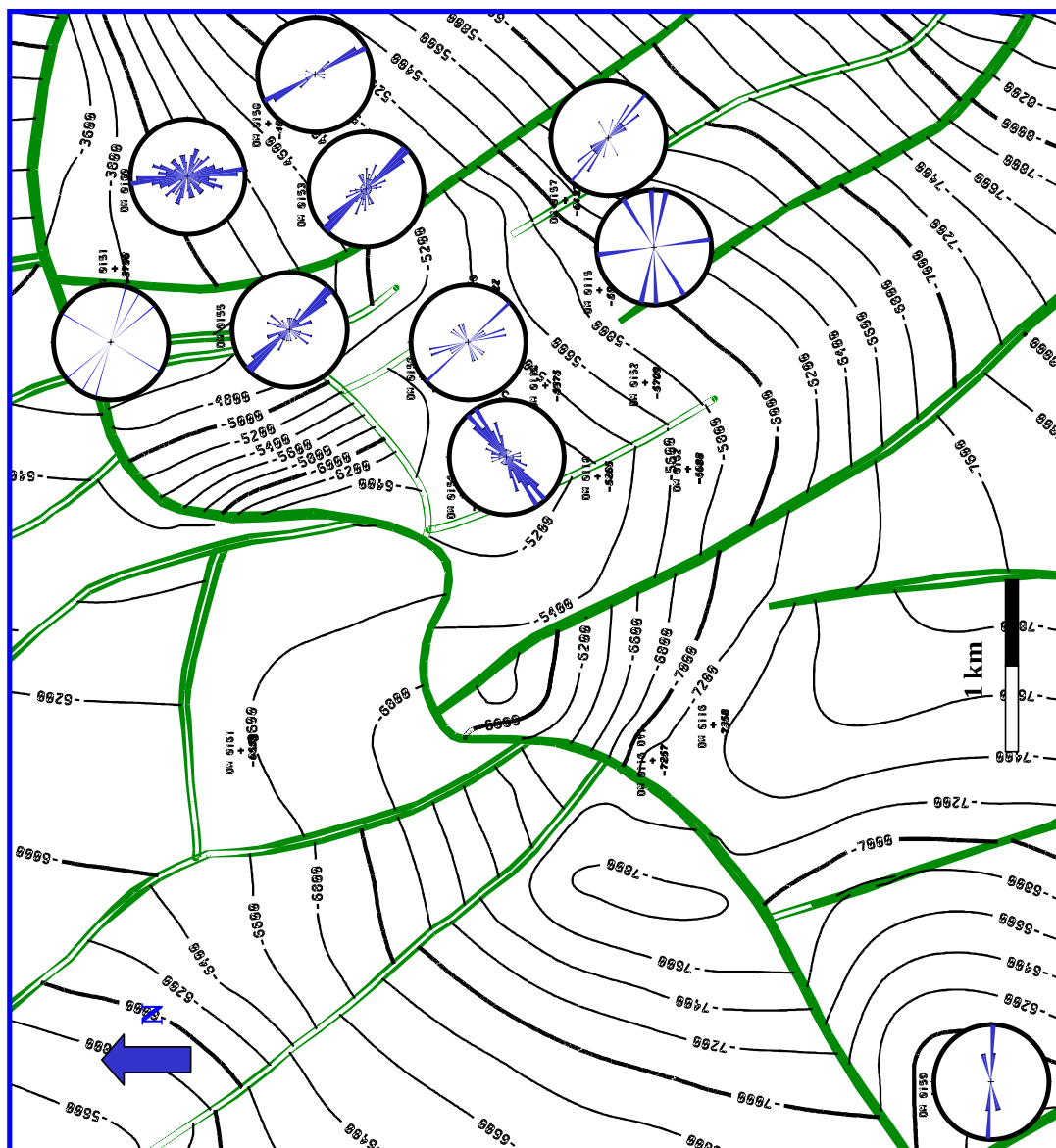
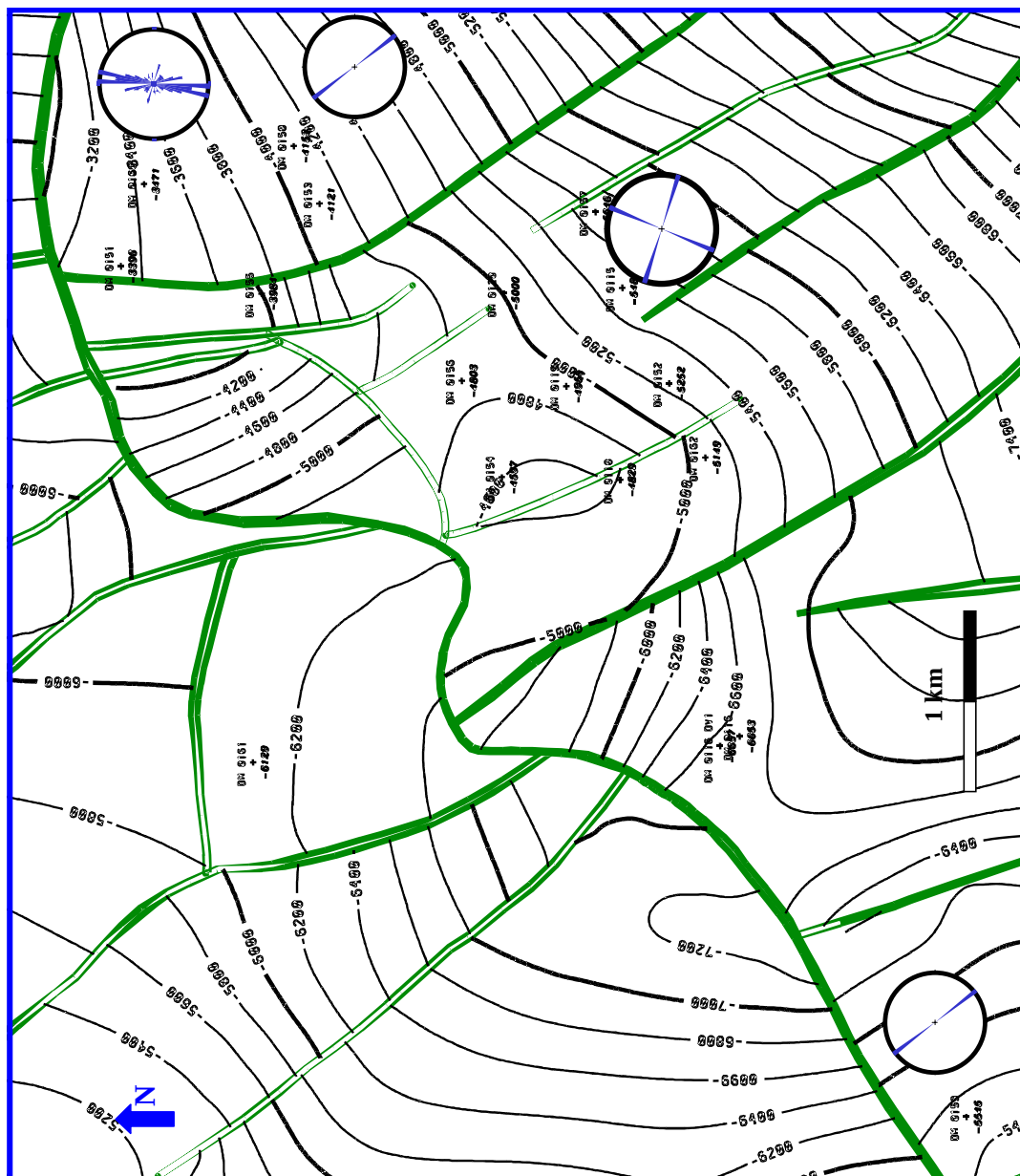
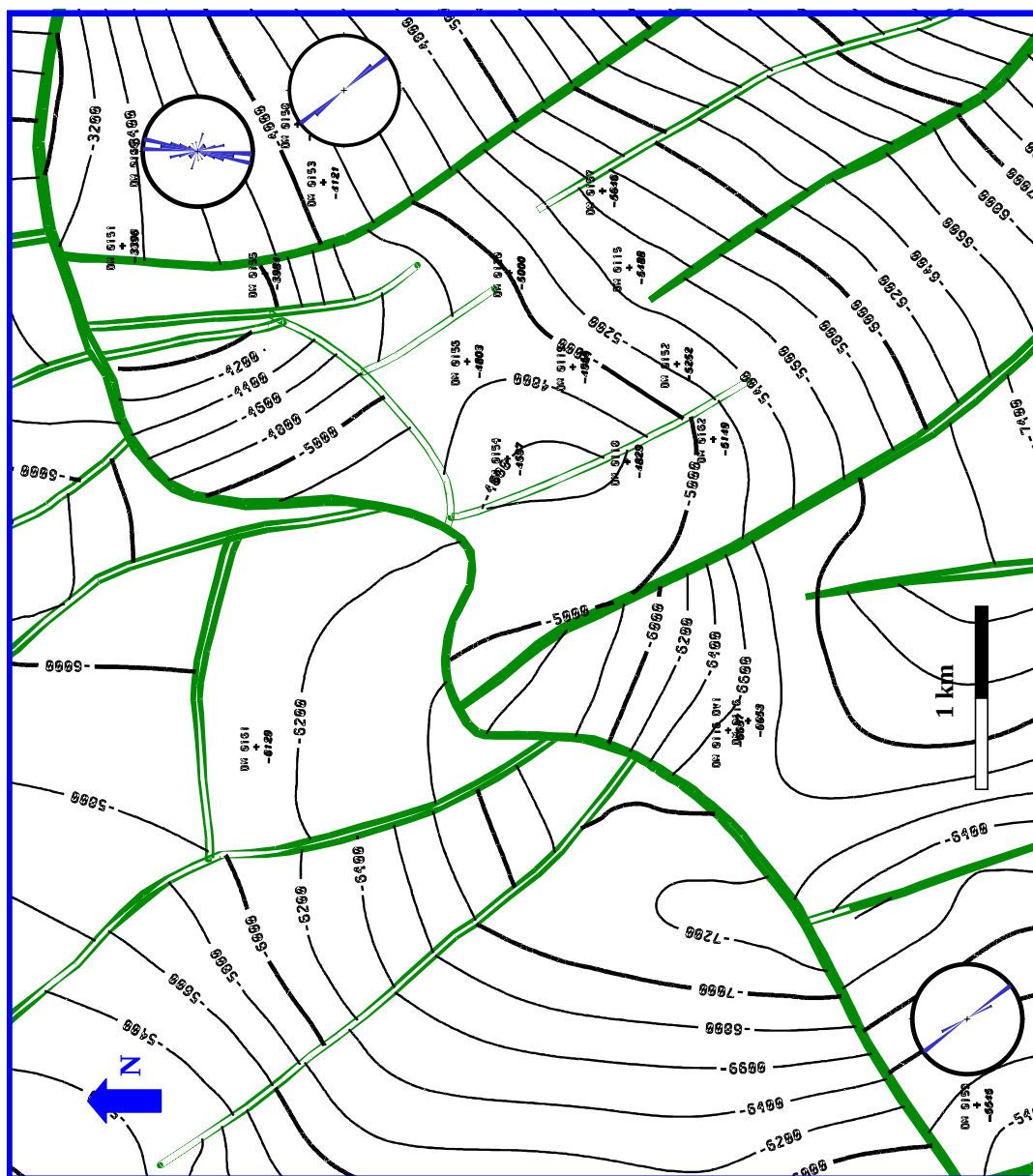


Figura 48. Mapa estructural al tope de la Formación Apón, mostrando los patrones de fracturas parcialmente abiertas a través de rosetas de deformación





SÍNTESIS ESTRUCTURAL

Es claro que el proceso compresivo de edad Post – Eoceno es el responsable de la configuración actual del Campo Mara Oeste. La estructura principal, en la secuencia cretácica, es un anticlinal asimétrico orientado NE – SO, el cual se formó en la zona de compresión por la propagación de la falla inversa con componente sinistral desde la base del Cretácico hasta por lo menos el Eoceno, según la información obtenida en el presente estudio. A su vez este pliegue es seccionado por fallas normales, mucho más comunes y de menor salto estructural que la falla inversa principal.

La falla inversa principal es subparalela al rumbo del eje del pliegue, mientras que con las fallas normales forma un ángulo de 90° aproximadamente, esto se puede observar en el elipsoide de deformación planteado para el Campo Mara Oeste (Figura 51), el cual se encuentra rotado, ligeramente, en sentido antihorario con respecto a lo propuesto por Prieto (2003).

En el Triásico – Jurásico en el norte de Venezuela, producto de la separación de Norteamérica de Suramérica, se formaron estructuras tipo graben y semigraben con orientación NE – SO, que se extendían desde el Golfo de Venezuela hasta el Ecuador.

Estos graben a finales del Jurásico e inicio del Cretácico fueron reactivados, lo que provocó mayor espacio para depositar y por ende un aumento de espesor en los sedimentos clásticos de la Formación Río Negro.

En el Cretácico Temprano y Tardío la Cuenca del Lago de Maracaibo representaba una plataforma peneplanada en la cual se depositaban los sedimentos carbonáticos del Grupo Cogollo (Figuras 14, 15, 16, 17, 18 y 19).

A finales del Cretácico y durante el Paleoceno, producto de la subducción en el borde occidental de Suramérica y el desplazamiento de Caribe hacia el oeste (Figuras

20, 21 y 22), se originó un estado compresivo a nivel regional en dirección NNE – SSO (V.V.A. Consultores C.A., 1998), que sometió localmente a tensión al Campo Mara, y provocó la reactivación de las estructuras de graben, originando que las antiguas fallas normales se transformaran en fallas normales con componente sinistral orientadas NO – SE.

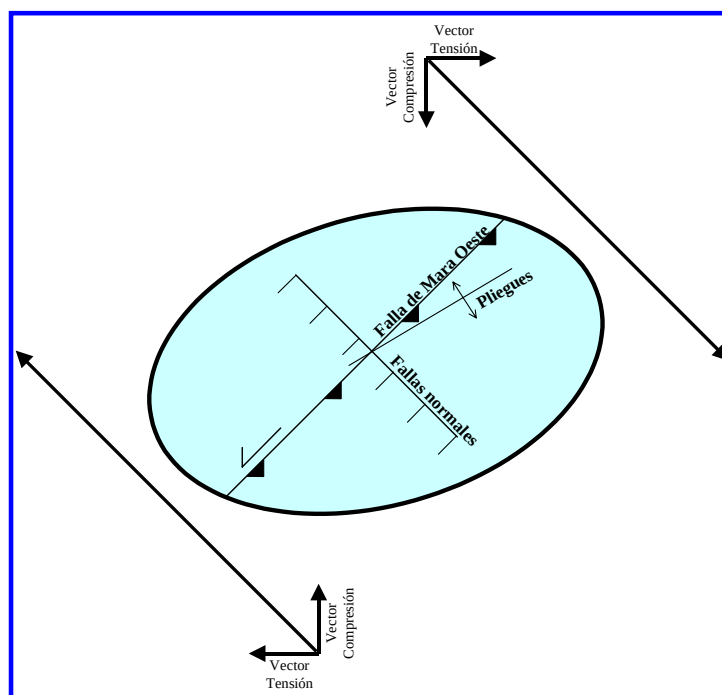


Figura 51. Elipsoide de deformación aplicado al Campo Mara Oeste.
Tomado y modificado de Prieto (2003)

Después, posiblemente a finales del Eoceno y con mayor influencia en el Oligoceno a Mioceno, durante el paso de la Placa Caribe por el norte de Venezuela, la falla principal de Mara Oeste, que inicialmente fue normal originada por los esfuerzos extensivos durante la separación continental Triásico – Jurásico, haya sido reactivada, por un movimiento transpresivo de componente sinistral (Prieto, 2003), que ocasionó

un mayor desplazamiento hacia el este de la estructura en la zona de compresión, lo que produjo un salto vertical hasta de 2400 pies. Este anticlinal, a su vez, es seccionado perpendicularmente por fallas normales secundarias que en una vista SO – NE se observa una estructura escalonada (Anexos 6 y 9).

Prieto (2003) plantea que a final del Mioceno y en el Plioceno, durante el levantamiento de Los Andes y de la Sierra de Perijá, ocurrió en la cuenca de Maracaibo otra fase de deformación compresional, originada por un esfuerzo máximo horizontal E – O, la cual contribuyó a la inversión tectónica iniciada a finales del Paleoceno y que posiblemente continuó hasta el Oligoceno. Es probable que la configuración actual del Campo Mara Oeste en parte se deba a dicho tensor, pero por la falta de información y la limitación del estudio a las rocas cretácicas no se tiene evidencia la mencionada deformación.

Según Van Alstine y Butterworth (1997) en el pozo DM – 152 se identificaron dos paleoesfuerzos agrupados de la siguiente manera: un grupo 1 de edad Eoceno medio a Oligoceno tardío hasta el Mioceno y un grupo 2 más antiguo de edad Paleoceno y Eoceno temprano, lo cual es coincidente con lo planteado en el presente estudio (Figura 52).

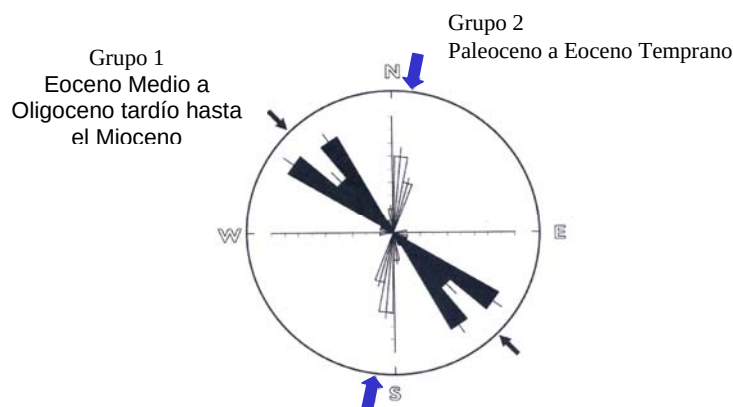


Figura 52. Paleoesfuerzos según Van Alstine y Butterworth, 1997

CAPÍTULO V

CONTRIBUCIÓN A LA PRODUCCIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL CAMPO

Milán y Márquez (1998), establecen que el yacimiento DM 115 no ha sufrido biodegradación, y posiblemente, tampoco alteración termal, el cual fue expulsado en etapas tempranas de generación, migrando corta distancia hasta llegar a la roca yacimiento, y sugiriendo que la localización de la roca madre no se encontrara a distancia muy lejana. Por lo anteriormente expuesto se entiende que la Formación La Luna no pudo haber generado este hidrocarburo por estar su cocina al norte – noroeste del área de estudio y tendría que recorrer grandes distancias antes del emplazamiento y por lo cual se propone como roca madre al Miembro Machiques de la Formación Apón.

Lo expuesto anteriormente explica por qué la Formación Apón, específicamente el Miembro Piché, es la roca yacimiento por excelencia en el campo observándose muestras de núcleo impregnadas de hidrocarburo, mientras que el resto de las formaciones del Grupo Cogollo y el Miembro Socuy presentan trazas de crudo, según los reportes diarios y análisis de ripios. Esto también es apoyado por Marrufo (2005) quien calculó el petróleo original en sitio (POES) para cada formación, y establece que el POES en la Formación Apón es cinco veces mayor que en el resto de las formaciones.

Al graficar presión estática de los pozos vs tiempo se observa la existencia de dos yacimientos, debido a la diferencia de presión que existe entre ellos (Figura 53). En el yacimiento DM - 115 existe compartimentización (Figura 54), reflejada por zonas de distintas presiones, lo que permite distinguir la existencia de tres bloques de diferente comportamiento de producción y presión, concluyendo así que el yacimiento es muy heterogéneo.

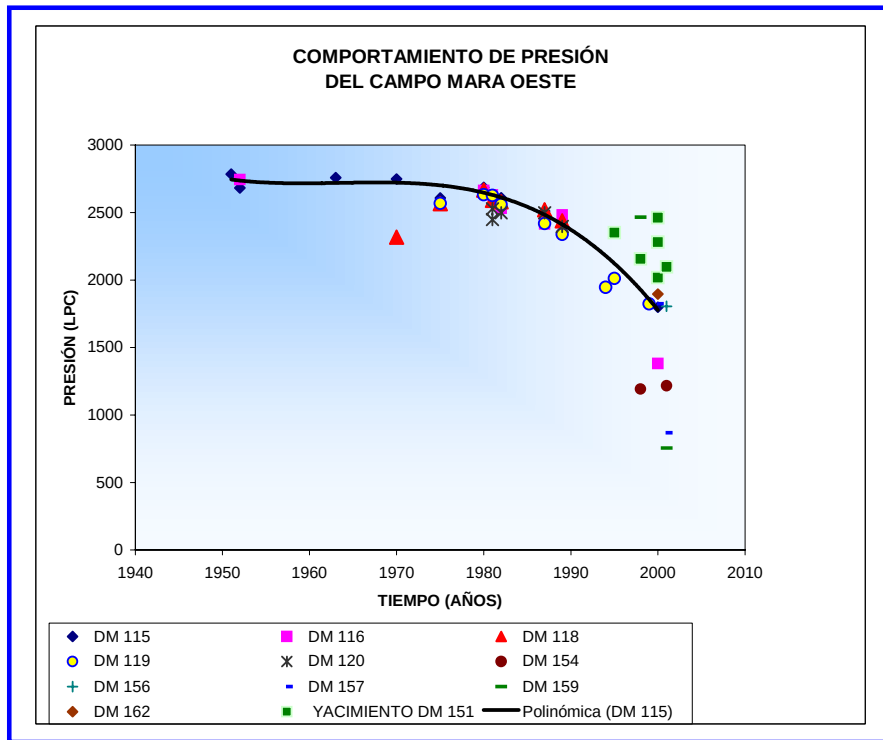


Figura 53. Comportamiento de presión del Campo Mara Oeste

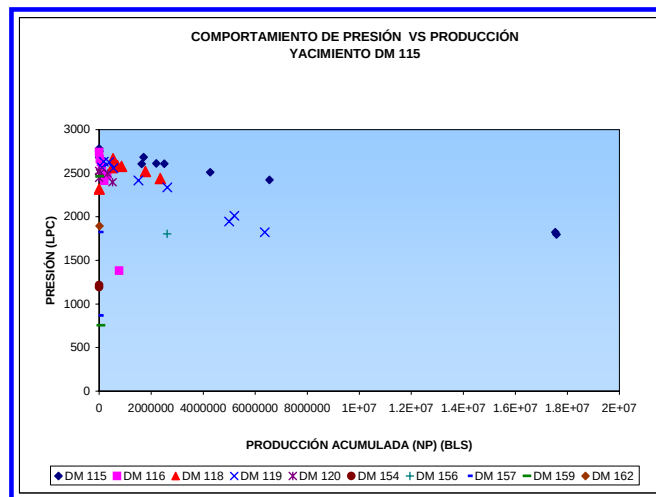


Figura 54. Comportamiento de presión vs producción del Yacimiento DM - 115

El yacimiento DM-115 fue descubierto en el año 1951 mediante la perforación del pozo DM-115, el cual obtuvo una producción máxima de 11.680 B/D de petróleo con 250 PC/D de RGP y 0% de AYS. El yacimiento estuvo produciendo a una tasa promedio de 7000 B/D desde 1980 hasta 1992 cuando comienza a disminuir hasta ubicarse en valor de 4500 B/D. Luego comienza a incrementarse hasta alcanzar un pico de 12000 B/D para 1997 como producto de la actividad de perforación de nuevos pozos y actualmente la producción es de 4339 B/D como consecuencia del cierre de producción por condiciones de mercado. La RGP se había mantenido entre 500-600 PCN/BN y a partir de 1998 alcanza valores de 2000 PCN/BN por la adición de ciertos pozos que produjeron solo gas. El corte de agua se mantuvo muy bajo desde el comienzo de la producción del yacimiento hasta 1990 cuando comienza a incrementar hasta un 30% actualmente (Figura 55).

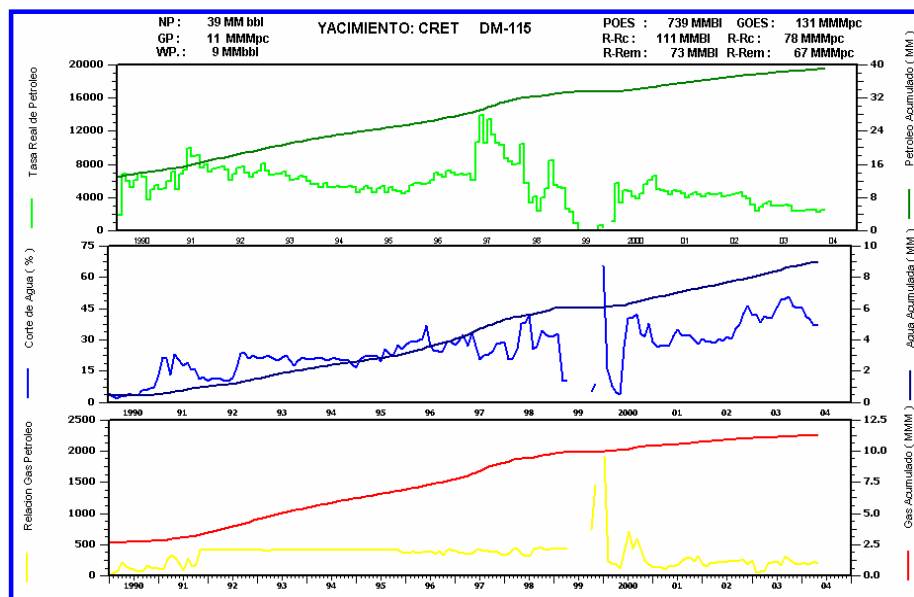


Figura 55. Comportamiento de producción del yacimiento cretácico DM-115 (fuente OFM)

En el yacimiento cretácico DM - 151 no se han detectado áreas con diferente comportamiento de producción. Los pozos completados en este horizonte producen a tasa estabilizada en el orden de 849.3 B/D, sin embargo la producción de gas es bastante alta (9 MMMPCN / pozo) (Figura 56).

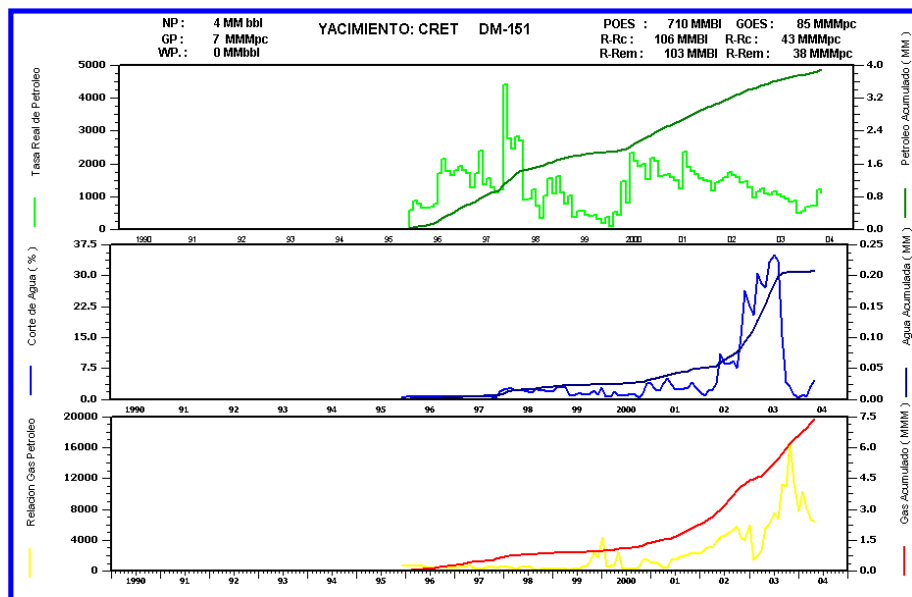


Figura 56. Comportamiento de producción del yacimiento cretácico DM-151 (fuente OFM)

Actualmente el yacimiento presenta el siguiente comportamiento de producción: °API 16.3, producción diaria de petróleo de 952 BPPDP y 343 BPPDP, con una RGP de 10969 y % AyS de 6.5.

Con respecto a la producción de gas hay que hacer gran énfasis en esto, ya que uno de los problemas principales de este yacimiento es la producción de elevados volúmenes de gas. A principio de 1999 en el gráfico se puede apreciar un incremento de la Relación Gas Petróleo alcanzando una máxima de 4404 y una producción de gas

acumulado de 0.969MMMpcnd. Se puede notar claramente en la curva como a partir del año 2003 la tasa real de gas alcanza valores muy elevados (16606M PCND) y gas acumulado de 6.2MMMPCND y se sospecha que esta fuente productora provenga de la formación La Luna y que se comunica/filtra hacia la zona productora por medio del sistema de fracturas del Cretácico.

CARACTERIZACIÓN DE LAS ZONAS PRODUCTORAS

La producción en el Campo Mara Oeste es desigual y se puede observar como varía de un pozo a otro. Para determinar las zonas productoras se construyeron gráficas de burbuja para cada yacimiento en toda la columna cretácica (Figuras 57 y 58).

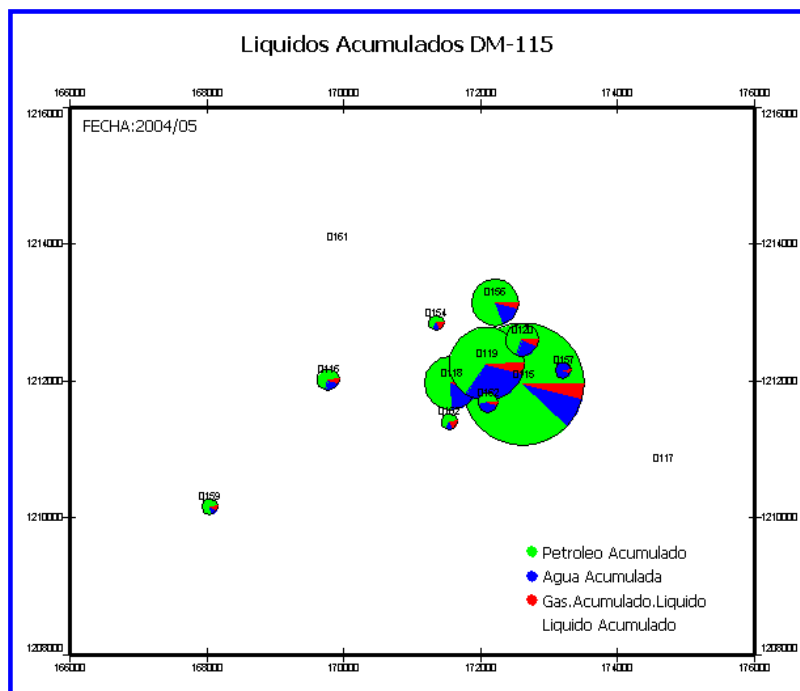


Figura 57. Gráfica de producción de líquidos acumulados del yacimiento cretácico DM-115 (fuente OFM)

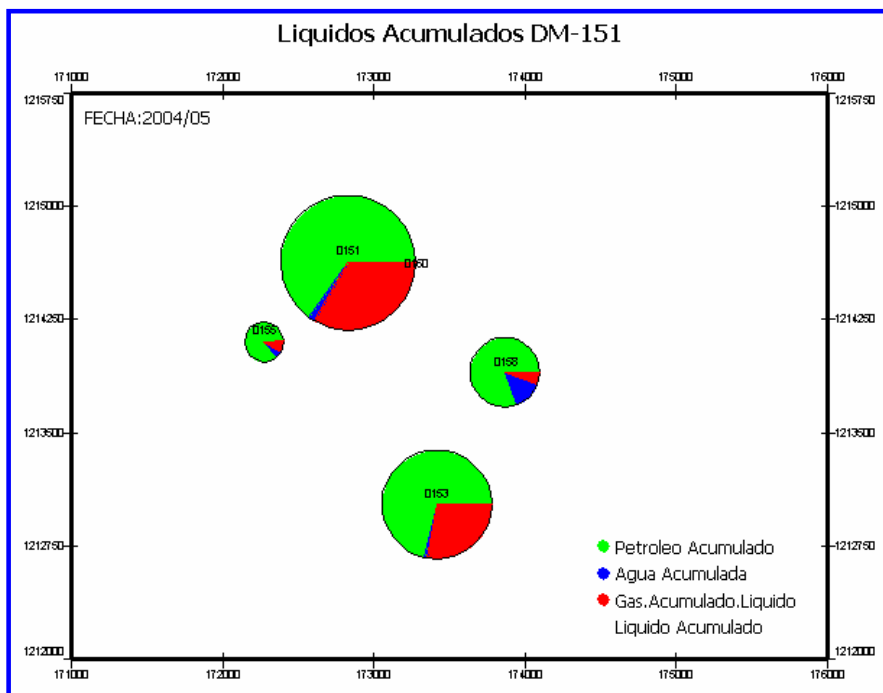


Figura 58. Gráfica de producción de líquidos acumulados del yacimiento cretácico DM-151
(fuente OFM)

POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

Para caracterizar las zonas de producción se dividió el área en zonas de baja, media y alta porosidad y permeabilidad para cada formación y se determinó las características de las zonas de mayor producción, al comparar estas gráficas con las de burbuja (Figuras 59, 60 y 61).

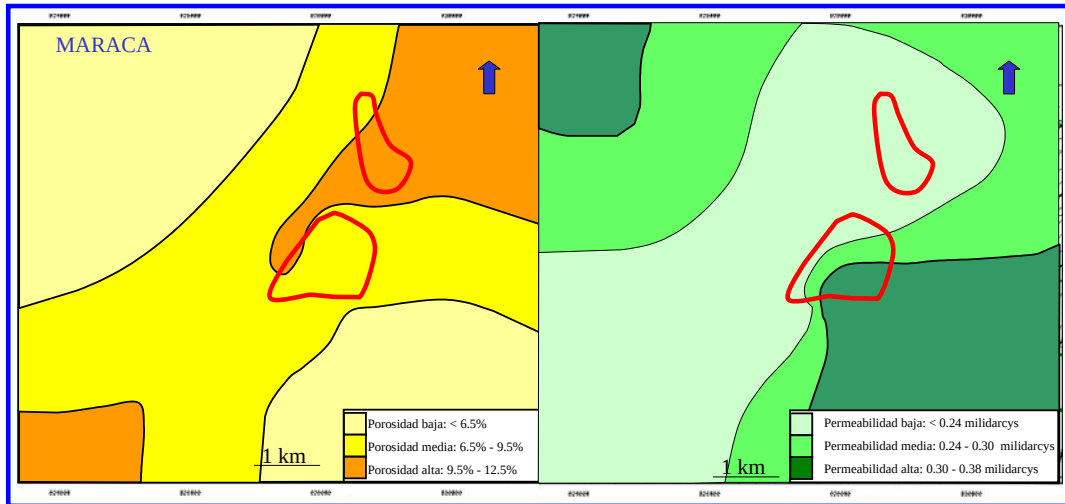


Figura 59. Mapa de porosidad y permeabilidad en términos de alta, media y baja, para la Formación Maraca. El polígono muestra las zonas productoras en cada yacimiento.

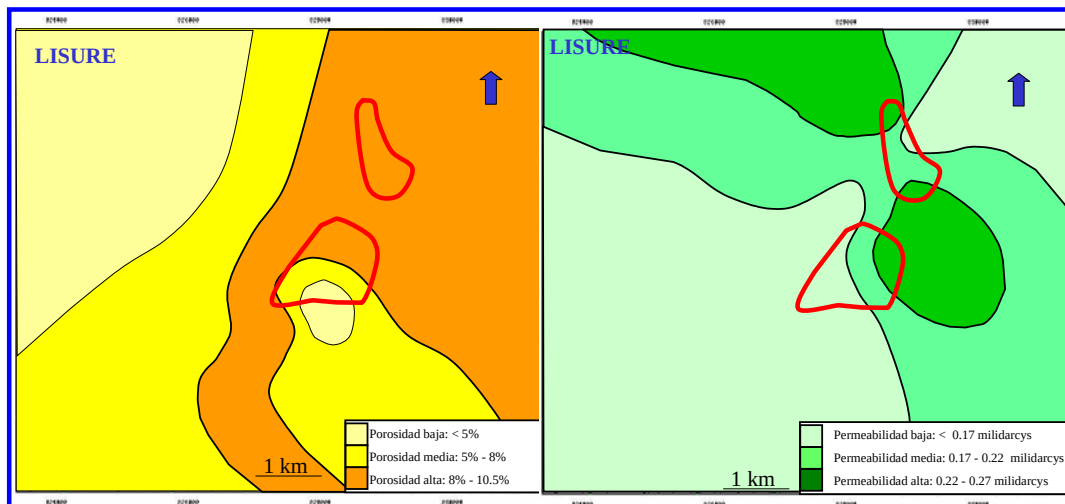


Figura 60. Mapa de porosidad y permeabilidad en términos de alta, media y baja, para la Formación Lisure. El polígono muestra las zonas productoras en cada yacimiento.

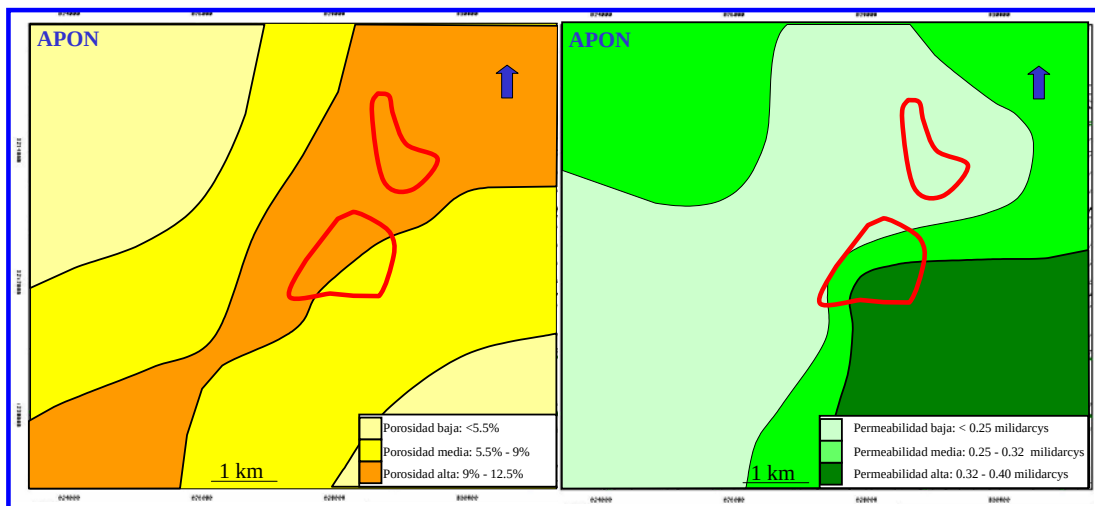


Figura 61. Mapa de porosidad y permeabilidad en términos de alta, media y baja, para la Formación Apón. El polígono muestra las zonas productoras en cada yacimiento.

Las áreas más productivas coinciden con zonas de alta y media porosidad, mientras que la permeabilidad se encuentra en el rango de baja, alta y media. De allí que la porosidad tiene mayor incidencia que la permeabilidad en la producción de hidrocarburos. De allí que las zonas de mayor y media porosidad son una característica esencial que deben presentar las zonas prospectivas para explotación.

Eliminado:

Eliminado:

Por lo tanto en este estudio, basado en los resultados obtenidos, se proponen como áreas prospectivas para la producción de hidrocarburos, de acuerdo a las características de porosidad y permeabilidad, las zonas de alta y media porosidad (Figura 62).

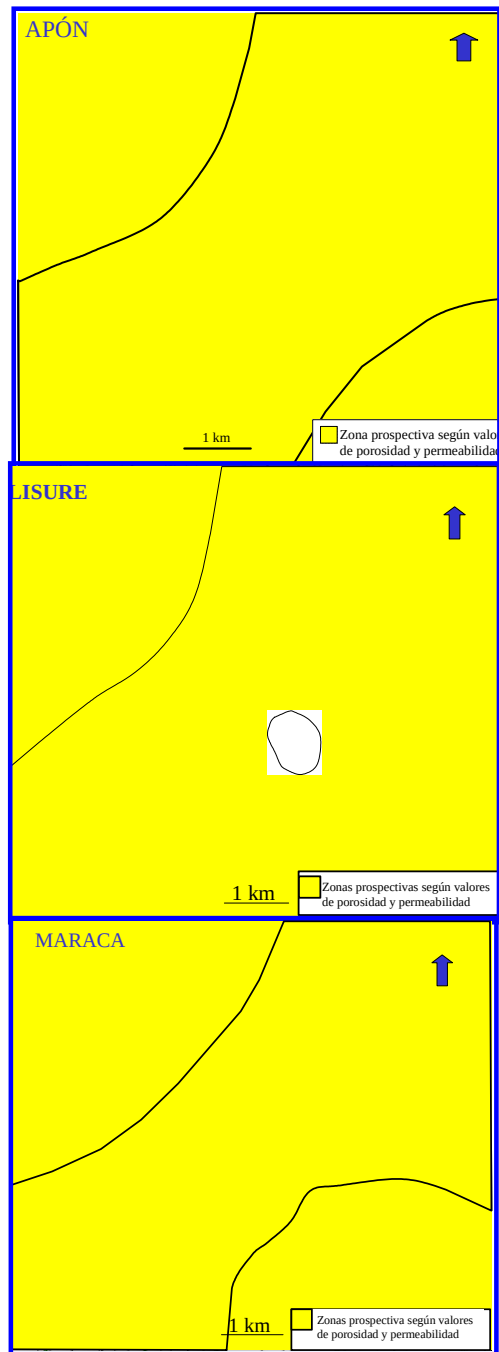


Figura 62. Zonas prospectivas para la producción de hidrocarburos según las características de porosidad y permeabilidad de las zonas de mayor producción

ESTRUCTURAS

FRACTURAS

El Campo Mara Oeste produce gracias a la presencia de fracturas abiertas y parcialmente abiertas, y ya que éstas son parte de la deformación, es lógico pensar que a mayor deformación estructural mayor será el número de fracturas; por lo tanto, la mayor intensidad de fracturamiento en el campo se encuentra hacia la parte este del Bloque Sur.

En el capítulo anterior se estableció que la intensidad de las fracturas depende de la unidad estratigráfica y de la distancia a la falla principal. En la Formación Apón el número de fracturas es mayor que en el resto de las formaciones (Figuras 47, 48, 49, 50 y 63).

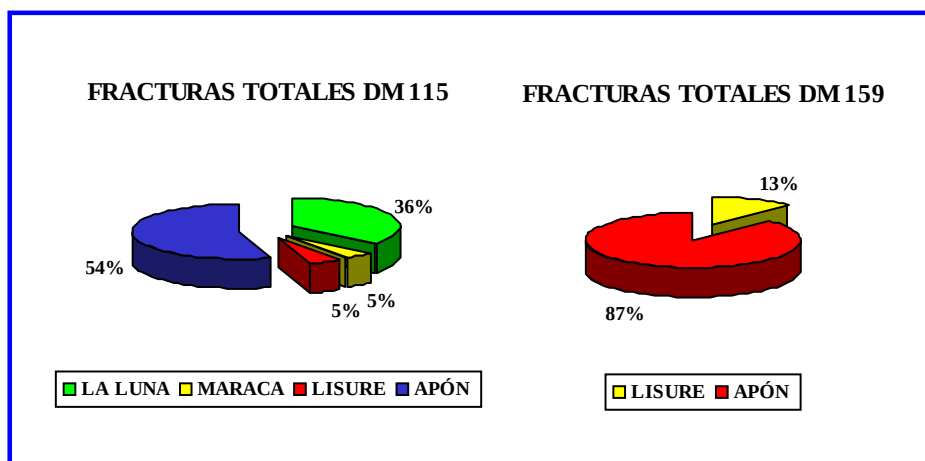


Figura 63. Diagramas de torta con el número de fracturas para los pozos DM 115 y DM 159

Por lo tanto de acuerdo a la relación del número de fracturas y la litología, y basado en los resultados de este estudio, se puede establecer que la Formación Apón, es la de mayor prospectividad en el campo, ya que la intensidad de fracturas permitió generar porosidades y permeabilidades secundarias aptas para la acumulación y flujo de hidrocarburos.

Como el campo produce por fracturas abiertas y parcialmente abiertas, es importante tomar en cuenta la geometría y disposición en el espacio de las fracturas al determinar el direccionamiento de los pozos, ya que éstos deben atravesar perpendicularmente la red de fracturas.

En el Campo Mara Oeste, tal y como se dijo en el capítulo IV, las fracturas son subverticales o de alto buzamiento y su orientación está influenciada por la falla más cercana (Figuras 47, 48, 49 y 50). En el caso particular de pozos atravesados por fallas normales exhiben una mayor dispersión e intensidad del fracturamiento.

Consecuentemente los pozos en el campo deben ser perforados con un gran ángulo de inclinación, es decir, deben ser subhorizontales; mientras que el rumbo debe ser lo más perpendicular posible al rumbo de las fracturas, en el caso de que existan dos o más grupos de fracturas tendría que ser lo más perpendicular a dichos planos.

Eliminado: a

Para determinar la influencia de las fallas en el fracturamiento se construyeron gráficas del número de fracturas vs la distancia a la falla normal y falla inversa más cercana (Figuras 64, 65, 66 y 67).

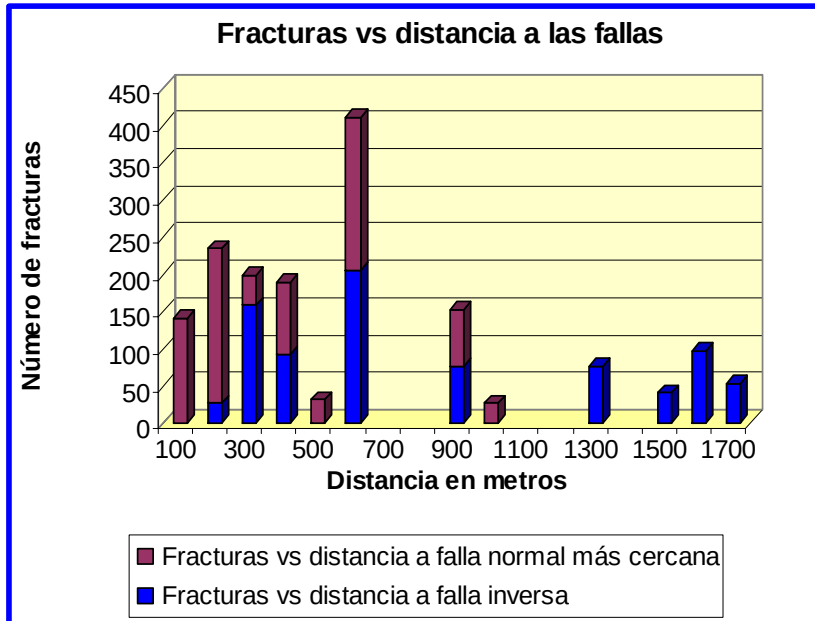


Figura 64. Gráfica de la distancia a las fallas vs número de fracturas.

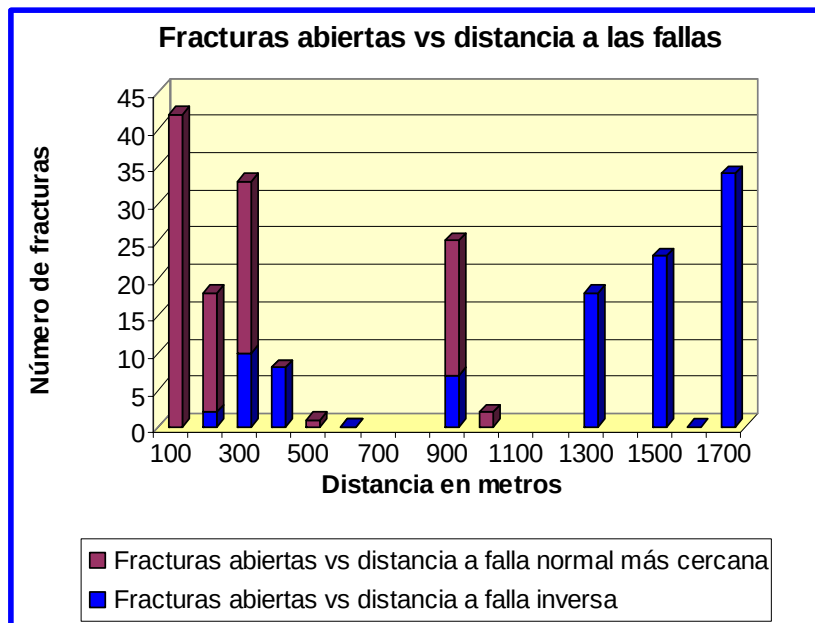


Figura 65. Gráfica de la distancia a las fallas vs número de fracturas abiertas.

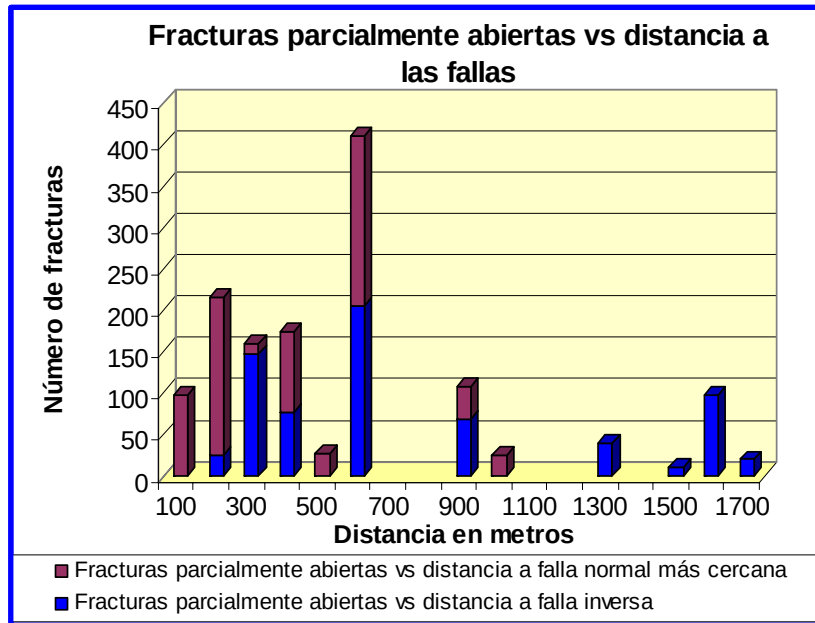


Figura 66. Gráfica de la distancia a las fallas vs número de fracturas parcialmente abiertas

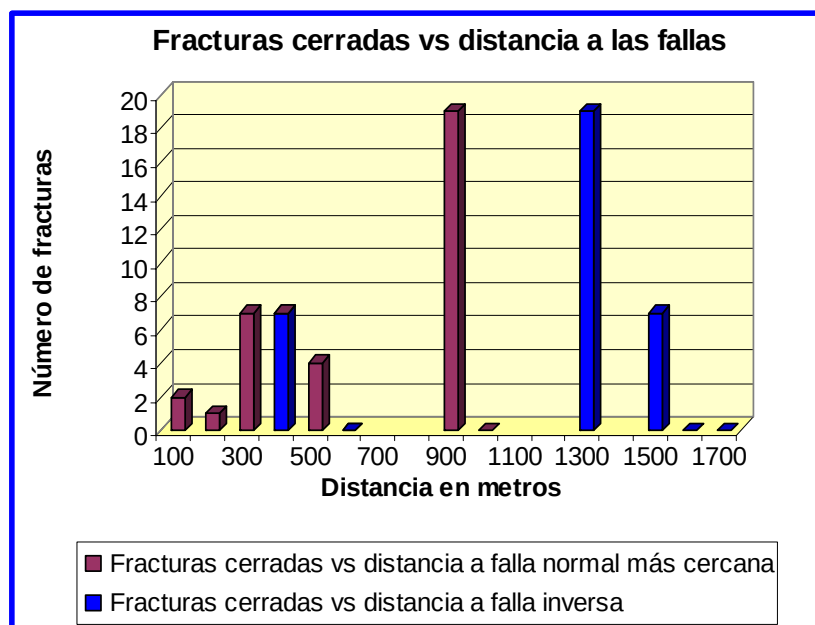


Figura 67. Gráfica de la distancia a las fallas vs número de fracturas cerradas

Es claro como a menor distancia de las fallas normales mayor es el número de fracturas, de allí que las fallas sustractivas son las principales generadoras de fracturas en el Campo Mara Oeste. Con respecto a la falla inversa el número de fracturas se mantiene aproximadamente igual sin tener una relación aparente con la distancia a la falla, sin embargo se puede notar una mayor incidencia de fracturas cerradas a mayor cercanía a la falla inversa principal, mientras que las fracturas parcialmente abiertas y abiertas se encuentran uniformemente distribuidas.

Por lo expuesto anteriormente es notable que la mayor intensidad de fracturas se encuentra a lo largo de las fallas normales, de allí que éstas zonas son las de mayor prospectividad para la producción de hidrocarburos. También es importante tener en cuenta que las zonas deben estar a cierta distancia de la falla inversa principal, va a depender del contacto entre los fluidos, para evitar una mayor incidencia de fracturas cerradas (Figura 68).

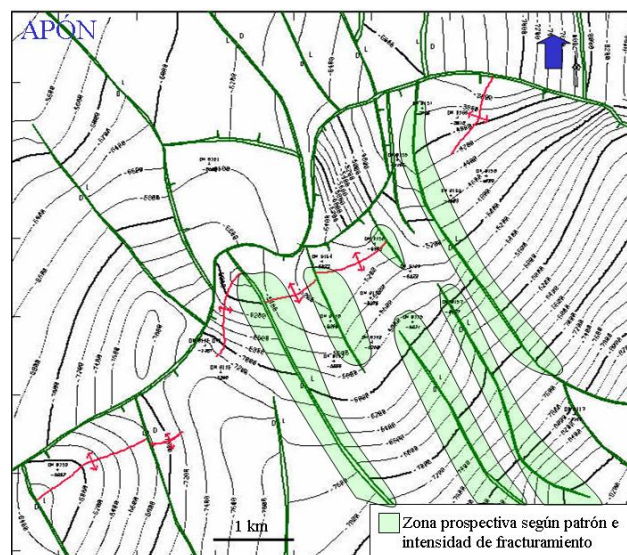


Figura 68. Zonas prospectivas para la producción de hidrocarburos según el patrón e intensidad de fracturas. Obsérvese que las zonas propuestas se encuentran en la parte este del Bloque Sur, ya que es allí donde es mayor la deformación estructural

FALLAS

Las fallas también tienen una influencia importante en la producción de hidrocarburos, ya que además de proporcionar una falla perfecta, si la falla es sellante, también puede actuar como un mecanismo de generación y/o eliminación de porosidad y permeabilidad.

Para determinar la influencia de las fallas en la producción se elaboraron gráficas de producción acumulada para cada pozo vs distancia a la falla normal e inversa más cercana (Figura 69).

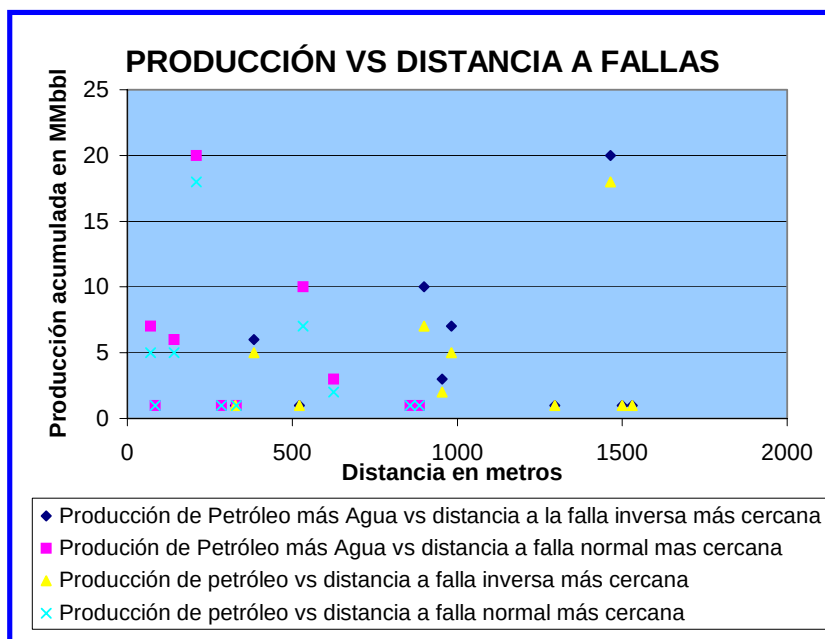


Figura 69. Gráfico de producción acumulada vs la distancia a las fallas.

Como se puede observar en el gráfico anterior (Figura 69) a mayor distancia de la falla inversa principal mayor es la producción, por el contrario a menor distancia de

las fallas normales mayor es el flujo de fluido. Esta relación también se puede apoyar observando las zonas de mayor producción y las de más alta porosidad y permeabilidad en las formaciones Apón y Maraca, las cuales se encuentran limitadas y controladas por fallas normales (Figuras 59, 60 y 61).

Con formato

Con formato

Por lo expuesto anteriormente se puede establecer que las zonas cercanas a fallas normales son las de mayor prospectividad para la producción de hidrocarburos en el Campo Mara Oeste, puesto que representan áreas de alto potencial de flujo, originadas por daños al cuerpo rocoso, los cuales generan fracturas, y con ello porosidades y permeabilidades secundarias.

Es probable que las fallas inversas al originarse en cuadrantes de compresión, cierran fracturas y eliminan porosidades, contribuyendo así a destruir las zonas de permeabilidad.

También se puede notar que los pozos productores se encuentran en el bloque levantado de las fallas normales, tal es el caso de los pozos DM – 115, DM – 151 y DM – 156.

En el presente estudio, de acuerdo a la relación producción – distancia a fallas, se proponen como mejores áreas prospectivas para la producción de hidrocarburos en el campo, a las zonas afectadas por fallas normales, específicamente el bloque levantado, y alejadas de la falla inversa principal (Figura 70).

PLEGAMIENTO

El plegamiento, al igual que las fallas, también influye en la producción de hidrocarburo de dos formas. La primera es que sirve como trampa estructural para la acumulación de hidrocarburos en la parte del ápice del pliegue, y la segunda es que

dependiendo de la parte del pliegue, ápice o flancos, se genera fracturas o se destruye la porosidad y permeabilidad.

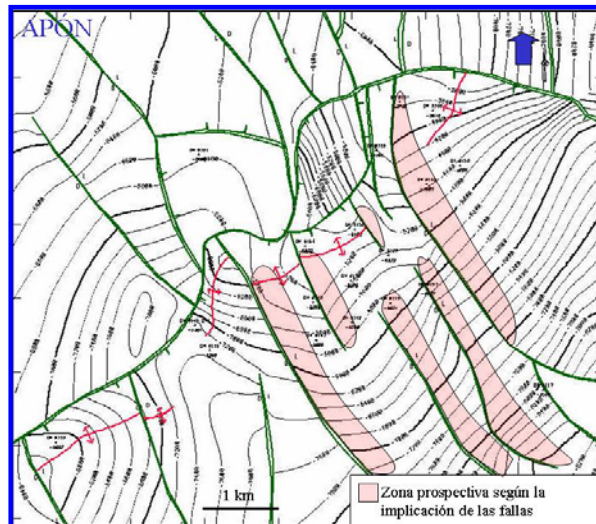


Figura 70. Zonas prospectivas para la producción de hidrocarburos según la implicación de las fallas en la producción. Obsérvese que las zonas propuestas se encuentran en la parte este del Bloque Sur, ya que es allí donde es mayor la deformación estructural y por ende mayores porosidades y permeabilidades secundarias.

Como se puede observar en las Figuras 59, 60 y 61 la mayoría de los pozos productores se encuentran hacia la parte de los flancos ya que es allí donde se generan fracturas por tensión, mientras que en el ápice se destruyen la porosidad y la permeabilidad por efectos compresivos. También es necesario mencionar que es posible que hacia la parte media y más externa del ápice del pliegue se formen fracturas no debido al tensor de esfuerzo sino al colapso.

Eliminado:

Eliminado: es posible formar

Eliminado:

Por todo lo anteriormente expuesto se observa que el Campo Mara Oeste es mejor productor en los flancos de los pliegues que en la misma zona crestal, aunque esa zona represente una excelente trampa estratigráfica (Figura 71).

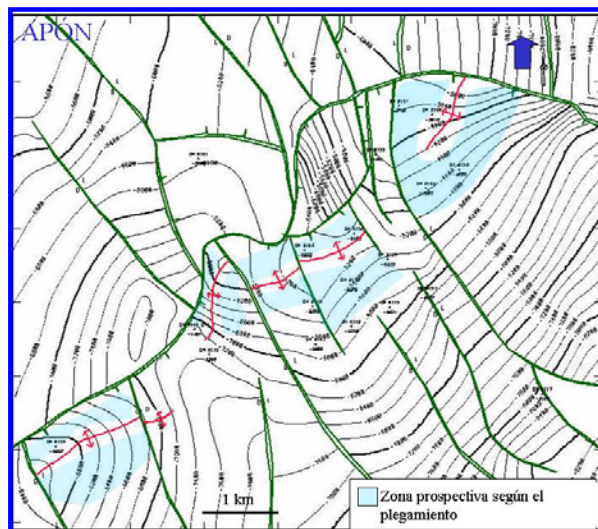


Figura 71. Zonas prospectivas para la producción de hidrocarburo de acuerdo al plegamiento

SELECCIÓN DE ÁREAS PROSPECTIVAS PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

Al momento de seleccionar las áreas prospectivas para la producción de hidrocarburos fue necesario tener en cuenta los siguientes aspectos:

- ✓ La escasez de información y el poco control de pozos fueron, sin duda alguna, una limitante durante la elaboración de este estudio.
- ✓ El Campo Mara Oeste es sumamente complejo, ya que es naturalmente fracturado, y la producción ocurre gracias a la existencia de porosidades y permeabilidades secundarias, originadas por la tectónica.
- ✓ Marrufo (2005) determinó el contacto agua petróleo a una profundidad de 6500' y 5800' para los yacimientos DM – 115 y DM – 151 respectivamente.
- ✓ Por reportes diarios, información contenida en la carpeta del pozo y en concordancia con lo propuesto por Milán y Márquez (1998) y Marrufo (2005), se tomó como roca yacimiento del campo a la Formación Apón.

✓ Se descartó el Bloque Norte y la parte suroeste del Bloque Sur como áreas prospectivas para la producción de hidrocarburos, debido a que el campo produce por fracturas y es en las zonas de mayor deformación estructural donde la intensidad de fracturamiento es mucho mayor.

Finalmente se integraron todas las variables antes discutidas: distribución de porosidad y permeabilidad, patrón e intensidad de fracturamiento y las implicaciones estructurales de fallas y pliegues, y se propusieron las áreas donde todas las características fueron lo más óptimas posibles (Figura 72).

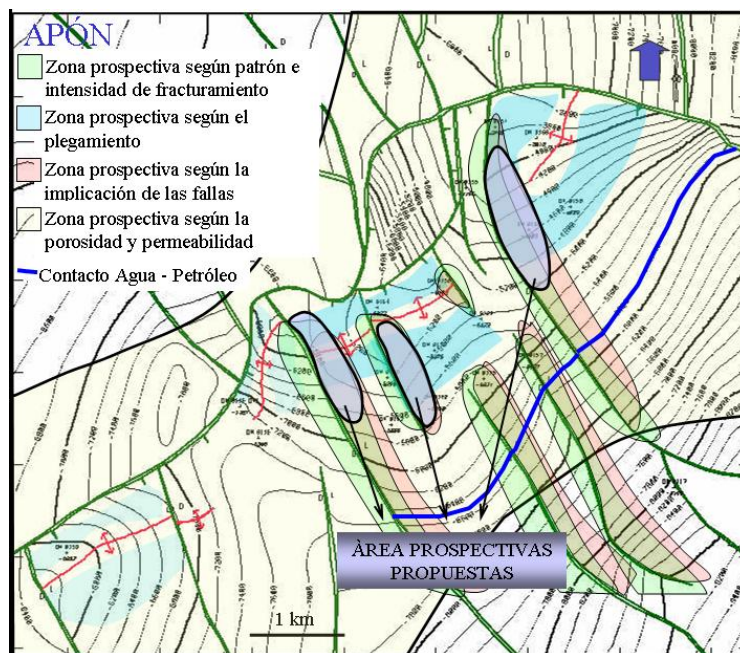


Figura 72. Zonas prospectivas para la producción de hidrocarburo propuestas para la zona de estudio.

Como se puede notar las áreas propuestas en este estudio se encuentran limitadas por fallas normales, alejadas de la falla inversa principal y coinciden con los flancos de los pliegues, porosidad mayormente alta, entre 9 – 12,5% y

permeabilidades entre $<0.25 - 0.32$ milidarcys. Se espera un patrón de fracturas abiertas y parcialmente abiertas con orientación NO - SE, de alto buzamiento.

Por lo tanto las perforaciones tienen que ser direccionadas con un rumbo NE – SO y un gran ángulo de inclinación con respecto a la vertical, probablemente mayor a 45° , para así interceptar la red de fracturas perpendicularmente.

Es necesario el estudio más profundo de estas áreas, que comience con toma de núcleos, estudios de las propiedades de las rocas, análisis de facies, estratigrafía secuencial, bio y cronoestratigrafía entre otros, que ayuden a precisar mejor el modelo geológico y con ello disminuir la incertidumbre por falta de información

Es probable que hacia la esquina noroeste del área de estudio, donde las rocas cretácicas se truncan contra la discordancia de edad post Eoceno, exista la posibilidad de acumulación de hidrocarburos, pero la inexistencia de información en esta área impide determinar sus características, por lo cual se propone que se realicen estudios para certificar su potencial como área prospectiva para la producción de hidrocarburos.

CONCLUSIONES

- ✓ La escasa información de pozos en el campo, la deficiente resolución de la sísmica 2D y la existencia de un solo núcleo en el Grupo Cogollo, representaron una limitante durante la elaboración de este estudio, ya que generaron cierta incertidumbre en los datos manipulados, y por lo tanto en los resultados obtenidos.
- ✓ En el Campo Mara Oeste existe un sistema de doble porosidad: la primera asociada a la formación y diagénesis del cuerpo rocoso, y la segunda, de mayor importancia, producto de las fracturas; de allí que la presencia de fracturas es determinante para la producción de hidrocarburos en el área.
- ✓ Al tener la Formación Apón la misma respuesta petrofísica, es lógico pensar que los valores de porosidad y permeabilidad máximos en la Formación Maraca, pudieran estar asociados a la presencia de fracturas abiertas y parcialmente abiertas, conformando un sistema de doble porosidad.
- ✓ A pesar de que en la zona de falla principal de Mara Oeste existe una franja de mayor porosidad, la mejores permeabilidades se encuentran alejados de ésta, en las zonas donde las fallas normales tienen mayor influencia, de allí que la deformación en esa zona pudo haber causado la eliminación de la conectividad de porosidades y con ello la permeabilidad.
- ✓ Las fracturas fueron originadas por los eventos tectónicos en el área, y se observa como el patrón de fracturas principal se orienta según la falla más cercana; así pues, en los pozos cercanos a la falla principal como el DM – 154 y el DM – 159, tienen rumbo NE – SO, mientras que en los pozos alejados de ésta, la orientación es según las fallas normales. En conclusión se puede decir

que las fracturas predominantes en el área de estudio van a ser paralelas a pseudo – paralelas a la falla más cercana.

- ✓ La intensidad de fracturas en la secuencia cretácica está determinada por la litología y por la relación con la deformación. En las calizas de Apón el número de fracturas es mucho mayor que en las encontradas en la Formación Lisure, razón por la cual la primera formación es más prospectiva para la acumulación y producción de hidrocarburos. También es observable como dentro de la misma Formación Apón la porosidad aumenta en los intervalos fracturados con respecto a los intervalos que no lo están, pasando de 20% a 4% en los niveles fracturados.
- ✓ Como las fracturas son respuesta a la acción de un tensor de esfuerzo, en las zonas donde la deformación es mayor, aumenta la intensidad del fracturamiento, como conclusión se puede establecer que a mayor proximidad con las fallas normales mayor es el número de fracturas y la variabilidad en el rumbo de las mismas. A menor distancia de las fallas inversas se incrementa el número de fracturas cerradas.
- ✓ Las zonas de flujo están controladas por las fallas normales, y es allí, en las áreas cercanas a las fallas sustractivas, donde se observa la mayor producción de hidrocarburo.
- ✓ Las zonas prospectivas para la producción de hidrocarburo están ubicadas a lo largo de las fallas normales las cuales han originado daños a las formaciones que permitieron la creación de porosidades y permeabilidades secundarias, mientras que en cuanto al plegamiento, la mejor zona para producción se encuentra en los flancos del pliegue y no en la parte crestal.
- ✓ Los pozos en el campo deben ser direccionados de forma tal que atraviesen perpendicularmente la red de fracturas abiertas y parcialmente abiertas, ya que

así pueden encontrar mayores valores de porosidad, permeabilidad y mejores zonas de flujo.

- ✓ La interpretación sísmica 2D representó una limitación para el presente estudio, ya que debido a la resolución sísmica, precisión y modelo de velocidad, los mapas y demás representaciones generadas poseen imprecisiones y deficiencias, que pudieron haber sido de mejor si se hubiese contado con una óptima interpretación.

RECOMENDACIONES

- ✓ Las curvas de resistividades y GR – SP deben ser calibradas en profundidad, con la finalidad de establecer topes estratigráficos únicos en todo el campo Mara Oeste.
- ✓ Es necesario crear conciencia sobre la importancia de adquirir núcleos y realizar un estudio de facies en el campo, y con ello establecer cambios litológicos y de facies, así como zonas de porosidad – permeabilidad, ya que a mayor conocimiento del modelo geológico del campo, mejor y más certero será el plan de explotación.
- ✓ Se recomienda que al realizar la interpretación sísmica 3D se realice una revisión del presente estudio y de los mapas estructurales elaborados, para verificar y mejorar la precisión del modelo estructural.
- ✓ Al utilizar el mapa estructural de la Formación Apón se recomienda tener en cuenta que el polígono de falla es igual al de la Formación Maraca y Lisure, ya que en la reinterpretación sísmica 2D realizada en el año 1998, y en la cual se basa este modelo geológico, así lo propone.

BIBLIOGRAFÍA

Bruno, M. y Azpiritzaga, I. (1995). Aplicación del Análisis secuencial en los carbonatos del Cretácico en la Cuenca de Maracaibo. Sociedad Venezolana de Geólogos, 20 (1-2): 7-29.

Azpiritzaga, I. y García, B. (1993). Identificación de Facies Sedimentarias por Muestras de Canal de la Sección del Cretácico Inferior y Medio, Campo Mara Oeste. Caracas. 40 p.

Baker Hughes (INTEQ). (1994) Reporte final pozo DM - 151.

Baker Hughes, (INTEQ). (1994) Reporte final pozo DM - 152.

Baker Hughes (INTEQ). (1994) Reporte final pozo DM - 153.

Baker Hughes (INTEQ). (1995) Reporte final pozo DM - 155.

Baker Hughes (INTEQ). (1996) Reporte final pozo DM - 158.

Cárdenas, E. y Márquez X. (1997). Caracterización del sistema poroso del yacimiento carbonático DM-115. Campo Mara Oeste, Cuenca de Maracaibo, Venezuela. 33 p.

Cassani, F. y Quijada E. (1997) Geoquímica del pozo DM - 152 de Mara Oeste Modelaje del área de drenaje de Mara – La Paz, Caracas, 13 p.

- Chacartegui, F. (1985) Estudio Sedimentológico en el Grupo Cogollo, Pozo P-201ZX, La Paz Sur, Mara – Maracaibo, Caracas, 21 p.
- Core Laboratories Venezuela, S.A. (1997) Estudio de las propiedades de la roca pozo DM - 154, Caracas, 20 p.
- Core Laboratories Venezuela, S.A. (1997) Estudio de las propiedades de la roca pozo DM - 152, Caracas, 30 p.
- GeoStru y otros. (2001) Representación Estereográfica: Análisis del porcentaje de planos (fallas, diaclasas...) o líneas de dirección (paleoesfuerzos) que afectan a una dirección e inclinación dadas. Disponible en: http://ingenieriageologica.iespana.es/ingenieria_geologica/softgratuito.htm [Consulta: 2004, Diciembre].
- González De Juana, C. et al (1980) Geología de Venezuela y de sus cuencas petrolíferas Tomo I y II, Caracas, 1031 p.
- Lagoven. (1989). Evolución Diagenética de los Carbonatos del Grupo Cogollo. Cuenca del Lago de Maracaibo. Maracaibo: Kummerow E y Pérez de Mejía, D.
- Maraven. (1997). EMI & MRIL IMAGING LOGS, DM – 157. Las Morochas – Estado Zulia: Halliburton.
- Macellari, C. (1995). Cenozoic sedimentation and tectonics of the southwestern caribbean Pull-Apart Basin, Venezuela and Colombia. Petroleum Basins of South America (AAPG), 62: 757-780
- Marrufo, M. (2005). Plan de optimización de los yacimientos cretácicos DM - 115 y DM - 151 del Campo Mara Oeste. Trabajo no publicado. Universidad del Zulia, Maracaibo.

- Millan, N. y Márquez X. (1998) Estudio Geoquímico de bitúmenes en rocas yacimiento Cretácicas del Campo Mara Oeste: Cuenca de Maracaibo, Caracas, 87 p.
- Nelson, R. (1985) Geologic analysis of naturally fractured reservoirs. Gulf Publishing Company, Houston.
- Petróleos de Venezuela S.A., Exploración y Producción (PDVSA). (1999). Estudio Integrado del Campo Mara Oeste. Applications of Geomechanics in the Development of the Natural Fractured Carbonates of the Mara Oeste Field. Caracas: Sánchez M. A. and Vásquez.
- Petróleos de Venezuela S.A., Exploración y Producción (PDVSA). (1991-a). Modelo depositacional del Grupo Cogollo, Talud Externo, Márgenes, y Plataforma Interna. Caracas: Méndez, B. J.
- Petróleos de Venezuela S.A., Exploración y Producción (PDVSA). (1991-b). Porosidad en el Grupo Cogollo y su relación con los ambientes depositacionales. Caracas: Méndez, B. J.
- Petróleos de Venezuela S.A., Exploración y Producción (PDVSA). (1997-a). Estudio Micropaleontológicos de Calizas Cretácicas en Núcleos Convencionales del Pozo DM – 152, Campo Mara Oeste. Caracas: Truskowski, I.
- Petróleos de Venezuela S.A., Exploración y Producción (PDVSA). (1997-b). Structural Synthesis and Tectonic Evolution of Maracaibo and Barinas - Apure Basins, Western Venezuela. Caracas: De Toni B, Loureiro D, Coletta B, Roure F y Gou Y.

Petróleos de Venezuela S.A., Exploración y Producción (PDVSA). (1998). EMI PROCESSING, DM – 161. Ciudad Ojeda – Estado Zulia: Halliburton.

Petróleos de Venezuela S.A., Exploración y Producción (PDVSA)– Intevep. (1997). Geometría y Litofacies del Cretácico de la Cuenca de Maracaibo. Los Teques – Estado Miranda: Savian, V. y W. Scherer.

Petróleos de Venezuela S.A., Exploración y Producción (PDVSA) – Intevep. (2005). Código Geológico de Venezuela. Disponible en: <http://www.pdv.com/lexico/fmain.htm>. [Consulta: Noviembre 2004 y Marzo 2005]

Pindell, J. (2002). Regional Plate Kinematics: Arm Waving or Underutilized Exploration Tool?. Disponible en: <http://www.searchanddiscovery.net/documents/geophysical/pindell/index.htm#13%20Northern%20Africa%20and%20Northern%20South%20America>. [Consulta: Enero 2005].

Pindell, J., Higgs, R., and Dewey, J. (1998). Cenozoic palinspatic reconstruction, paleogeographic reconstruction and hidrocarbon setting of the northern margin of South America. Paleogeographic evolution and non glacial eustacy, Northern South America, Society for Sedimentary Geology. 45 – 85 p.

Piña., N. (2000). Nuevo modelo estructural al nivel de las calizas cretácicas naturalmente fracturadas, basado en la interpretación de la sísmica 2D reprocesada, del Campo Mara Oeste, Estado Zulia. Trabajo Especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Prieto R., Delmiro. (2003). Recaracterización del modelo estructural del campo Mara Este, cuenca de Maracaibo, Estado Zulia. Trabajo Especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Ramones, M. Et al (1997) Evaluation of fractured carbonates in DM - 116, DM -153 and DM – 156 wells, Mara Field, West Lake Maracaibo, Venezuela, Caracas, 13 p.

Schlumberger – GeoQuest. (1997, actualizado1999). WEC, Evaluación de Pozos. Disponible en: <http://pdm03.maraven.pdv.com/intranetey/publicaciones/Wec97Ven/pdvwec97ven.html> [Consulta: 2004, Noviembre].

Suppe, J. (1983). *Geometry and kinematics of fault – bend folding. American Journal of Siencie*, 283: 684 – 721.

V.V.A. Consultores, C.A. (1999). Estudio geomecánico del área Mara Oeste: contribución a un estudio multidisciplinario, Caracas.

Van Alstine, D. R. and Butter Worth, J. E.. (1997) Paleomagnetic orientation of fractures & in situ stresses in Cogollo (Apón) cores from well DM – 152, Mara Oeste field.

Western Atlas. (1998). CBIL IMAGE, Análisis Estratigráfico y Estructural, Pozo DM – 154. Maracaibo – Venezuela.

Western Atlas. (1998). Reporte de procesamiento del STAR (Imagen Combinada) Análisis Estratigráfico y Estructural, Pozo DM – 160. Maracaibo – Venezuela.

Western Atlas. (1998). STAR IMAGE, Análisis Estratigráfico y Estructural, Pozo DM – 152. Maracaibo – Venezuela.

ANEXOS
