



**DEFINICIÓN DEL MODELO ESTÁTICO PARA EL GRUPO URIBANTE, CAMPO TIBÚ,
CUENCA DEL CATATUMBO, COLOMBIA.**

**ERWIN FERREIRA ARGÜELLO
JOSE RICARDO SANDOVAL RUÍZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2006**

**DEFINICIÓN DEL MODELO ESTÁTICO PARA EL GRUPO URIBANTE, CAMPO TIBÚ,
CUENCA DEL CATATUMBO, COLOMBIA.**

**ERWIN FERREIRA ARGÜELLO
JOSE RICARDO SANDOVAL RUÍZ**

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

DIRECTORES

Geol. Ph.D.

MARCO I. ÁLVAREZ B

Escuela de Geología UIS

Ing. Msc

ANIBAL ORDÓÑEZ RODRÍGUEZ

ECOPETROL - ICP

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2006

DEDICATORIA

*A mis padres Luís Antonio y Maria Yolanda
Por que gracias a su apoyo y confianza,
Me brindaron la fuerza suficiente para el
Pilar que hoy construyo,
En medio de este mundo irreversible.*

ERWIN FERREIRA ARGÜELLO

*A mi fe, por mantenerme siempre la esperanza
cada vez que he cumplido un sueño.
A mis Padres Antonio José Sandoval Rodríguez
y Myriam Ruiz de Sandoval, por ser mi orgullo
y las personas que con su ejemplo, dedicación,
sacrificio e incondicionalidad han hecho de mí
la persona que ahora soy.
A mi hermana Maria Cecilia quien la quiero
con todo mi corazón y espero poder
brindarle un muy buen ejemplo.*

JOSE RICARDO SANDOVAL RUIZ

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus más sentidos agradecimientos a:

A la Universidad Industrial de Santander por haber sido la Alma Mater donde se comenzó a forjar este logro.

Al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) quien aportó los medios para la realización de este trabajo y por la oportunidad de haber podido pertenecer a este proyecto.

A los Geólogos Edgar Pineda Martínez, Geólogo de Petrobrás Colombia Ltda. Y Clemente Delgado Abril, Geólogo de Outsourcing del ICP por sus aportes valiosos al presente trabajo así como su constante asesoría en el proyecto.

Al Geólogo Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos UIS. Miguel Danilo Molina, Codirector del proyecto por parte del ICP, quién colaboró continuamente durante las etapas de ejecución y revisión del presente trabajo.

Al Ingeniero MSc. Aníbal Ordóñez Rodríguez, Codirector del proyecto por parte del ICP por su solidaridad prestada para acceder a los medios necesarios para el desarrollo del proyecto.

Al Geólogo. Ph.D. Marco I. Álvarez B, director y docente de la escuela de Geología y director de este proyecto por su asesoría, observaciones y sugerencias durante el desarrollo de la tesis.

A las Ingenieras Juliana Carolina Carrillo y Tatiana Cabrejo por su colaboración desinteresada durante el desarrollo del Modelo Petrofísico.

A los Ingenieros Anker Duarte Duarte, Luis Eduardo García Rodríguez, Germán Castillo Salamanca y Edgar Suárez de ANSALL Ltda, por la colaboración en el modelo petrofísico del proyecto.

Al Geólogo MSc. Iván Darío Olaya López, Geólogo de HOCOL S.A por su colaboración durante el comienzo de la tesis y su interés por formar profesionales preparados y a la altura de las nuevas exigencias en la industria del petróleo.

A mis compañeros del grupo (proyecto Tibú), por ser lo únicos capaces de valorar de manera real los esfuerzos y sacrificios que se hicieron durante el proyecto.

A todas las personas integrantes del Área de Estratigrafía y de la Oficina de Proyectos del ICP y, en general, a todos los que colaboraron de una u otra manera durante la realización de esta tesis.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES	3
1.1 OBJETIVOS.....	3
1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	3
1.3 HISTORIA DEL CAMPO	4
1.4 METODOLOGÍA	6
2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL.....	8
2.1 ESTRATIGRAFÍA GENERAL.....	8
2.1.1 Basamento (Precretáceo)	9
2.1.2 Grupo Uribante.....	9
2.1.2.1 Formación Tibú (Aptiano Medio-Aptiano Tardío)	10
2.1.2.2 Formación Mercedes (Albiano Temprano)	11
2.1.2.3 Formación Aguardiente (Albiano Tardío).....	11
2.1.3 Formación Cogollo (Capacho) (Cenomaniano-Turoniano)	12
2.1.4 Formación La Luna (Coniaciano a Campaniano Tardío).....	12
2.1.5 Formación Colón (Campaniano Tardío a Maastrichtiano Temprano)	13
2.1.6 Formación Mito Juan (Maastrichtiano Temprano-Maastrichtiano Tardío)	13
2.1.7 Formación Catatumbo (Maastrichtiano Tardío a Paleoceno Temprano).....	14
2.1.8 Formación Barco (Paleoceno Temprano - Paleoceno Tardío Temprano).....	14
2.1.9 Formación Los Cuervos (Paleoceno tardío - Eoceno Temprano)	14
2.1.10 Formación Mirador (Eoceno)	15
2.1.11 Formación Carbonera (Eoceno tardío a Mioceno Temprano)	16
2.1.12 Formación León (Mioceno Temprano - Mioceno Medio)	16
2.1.13 Formación Guayabo (Mioceno Medio- Plioceno Temprano)	16
2.1.14 Formación Necesidad (Depósitos Recientes)	17
2.2 EVOLUCIÓN TECTONICA	17

2.2.1 Fase Extensional.....	19
2.2.2 Fase de Margen Pasiva.	20
2.2.3 Fase Cuenca Foreland o Antepaís.	21
2.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	23
2.3.1 Roca Generadora.....	23
2.3.2 Roca Almacenadora.....	23
2.3.2.1 Yacimientos Convencionales	24
2.3.2.2 Yacimientos Naturalmente Fracturados.....	24
2.3.2 Roca Sello	24
2.3.2 Trampas.....	25
3. MODELO SEDIMENTOLOGICO	26
3.1. DESCRIPCIÓN DE FACIES.....	28
3.1.1 Facies Fb: Finos Bioturbados.	28
3.1.2 Facies Fbri: Finos Bioturbados con Relictos de Laminación.	29
3.1.3 Facies Mlb: Mudstone Lodoso Bioturbado.	30
3.1.4 Facies Mb: Mudstone Bioturbado.	30
3.1.5 Facies Mbb: Mudstone Bioturbado con Bioclastos.	32
3.1.6 Facies Wlb: Wackestone Lodoso Bioturbado.....	32
3.1.7 Facies Wb: Wackestone Bioturbado.....	34
3.1.8 Facies Wbb: Wackestone Bioturbado con Bioclastos.....	35
3.1.9 Facies Pb: Packstone Bioturbado.....	35
3.1.10 Facies Pbb: Packstone Bioturbado con Bioclastos.	36
3.1.11 Facies Gbb: Grainstone Bioturbado con Bioclastos.....	38
3.1.12 Facies Aglb: Glaucoarenita Lodosa Bioturbada.	39
3.1.13 Facies Alb: Arenita Lodosa Bioturbada.	40
3.1.14 Facies Albb: Arenita Lodosa Bioturbada con Bioclastos.....	41
3.1.15 Facies Aglbri: Glaucoarenita Lodosa Bioturbada con Relictos de Laminación. ..	43
3.1.16 Facies Albri: Arenita Lodosa Bioturbada con Relictos de Laminación.	44
3.1.17 Facies Abb: Arenita Bioturbada con Bioclastos.	45

3.1.18 Facies Ab: Arenita Bioturbada.	45
3.1.19 Facies Agb: Glaucoarenita Bioturbada.	46
3.1.20 Facies Abl: Arenita Bioturbada con Relictos de Laminación.	47
3.1.21 Facies Agbrl: Glaucoarenita Bioturbada con relictos de Laminación.	51
3.1.22 Facies Ace: Arenita con Clastos y Estratificación.	51
3.1.23 Facies Agce: Glaucoarenita con Clastos y Estratificación.	52
3.1.24 Facies Abre: Arenita Bioturbada con Relictos de Estratificación.	54
3.1.25 Facies Agbre: Glaucoarenita Bioturbada con Estratificación.	54
3.1.26 Facies Ae: Arenita con Estratificación.	56
3.1.27 Resumen estadístico de Facies.	56
3.2 INTERPRETACIÓN AMBIENTAL	59
3.2.1 Formación Tibú	59
3.2.2 Formación Aguardiente.	61
3.3 CICLOS ESTRATIGRAFICOS.....	63
3.3.1 Definición de topes de las Formaciones Tibú –Mercedes y Aguardiente	63
4. MODELO ESTRUCTURAL	67
4.1 DESARROLLO DEL MODELO ESTRUCTURAL	68
4.1.1 Estructuras	78
4.1.1.1 Anticlinales.....	78
4.1.1.1.1 Anticlinal de Socuavó	78
4.1.1.1.2 Anticlinal de Tibú	79
4.1.2 Fallas	79
4.1.2.1 Falla Principal de Socuavó.....	79
4.1.2.2 Falla Socuavo Norte	80
4.1.2.3 Falla Socuavo Sur	80
4.1.2.4 Falla principal de Tibú	80
4.1.2.5 Fallas Satélites	81
4.2 MODELO ESTRUCTURAL DEL YACIMIENTO GRUPO URIBANTE, CAMPO TIBÚ81	

5. MODELO PETROFÍSICO.....	83
5.1 AMARRE ROCA-REGISTRO	83
5.1.1 Resultado del Amarre Roca-Registro Pozos Tibú 108K y Tibú 182K	85
5.1.2 Información disponible	90
5.1.2.1 Datos de corazones.....	90
5.1.3 Registros Gráficos compuestos.....	91
5.1.4 Cálculos preliminares.....	91
5.2 INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA	93
5.2.1 Determinación del Gradiente Geotérmico para el campo	93
5.2.2 Método de Calculo “RATHIO METHOD”	94
5.2.3 Corrida del modelo y presentación de resultados.....	98
5.2.3.1 Resultados Pozo Tibú 108k	99
5.2.3.2 Resultados Pozo Tibú 169k	100
5.2.3.3 Resultados Pozo Tibú 191k	104
5.2.3.4 Resultados Pozo Tibú 241k	107
5.2.3.5 Resultados Pozo Tibú 71k	110
5.2.3.6 Resultados Pozo Tibú 178k	113
5.2.3.7 Resultados Pozo Tibú 182k	117
5.2.3.8 Resultados Pozo Tibú 198k	118
5.2.3.9 Resultados Pozo Tibú 201k	121
5.2.3.10 Resultados Pozo Tibú 222k	125
5.3 ANÁLISIS GENERAL DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS PARA EL GRUPO URIBANTE.....	128
5.3.1 Formación Tibú	128
5.3.2 Formación Mercedes	128
5.3.2 Formación Aguardiente.....	128
6. CONCLUSIONES	130

7. BIBLIOGRAFÍA	132
8. ANEXOS	135

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Mapa de localización del Campo Tibú.....	5
Figura 2.1. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Catatumbo.....	10
Figura 2.2. Localización tectónica del Bloque de Maracaibo en el Norte de Suramérica.....	18
Figura 2.3. Síntesis del modelo tectonoestratigráfico cuenca del Catatumbo.....	19
Figura 2.4. Evolución de la Cuenca de Maracaibo.....	22
Figura 3.1. Localización geográfica de los pozos Tibú 108K, 182K y 178K, Campo Tibú, Cuenca del Catatumbo, Colombia.....	27
Figura 3.2. Metodología utilizada para nombrar cada una de las facies presentes.....	28
Figura 3.3. Gráfico Espesor de las Facies del Pozo Tibú 178K.....	57
Figura 3.4. Gráfico Espesor de Facies Pozo Tibú 182K.....	58
Figura 3.5. Gráfico Espesor de las Facies en el Pozo Tibú 108K.....	58
Figura 3.6. Esquema ilustrativo de la posición batimétrica de cada una de las Ichnofacies existentes.....	60
Figura 3.7. Esquema del perfil depositacional generalizado para la Formación Aguardiente.....	62
Figura 3.8. Metodología utilizada de Estratigrafía de Secuencias.....	64

Figura 3.9. Topes y Ciclos del Grupo Uribante.....	66
Figura 4.1. Distribución de las líneas sísmicas en el campo Tibú.....	69
Figura 4.2. Línea TC-2001-02, Sector Norte del Anticlinal de Socuavó.....	70
Figura 4.3. Línea TC-2001-04, Estructura en Flor en el Anticlinal de Socuavó.....	71
Figura 4.4. Línea TC-2001-06, Sector sur del Anticlinal de Socuavó.....	72
Figura 4.5. TC-2001-07, Sector Sur del Anticlinal de Socuavó y Norte del Anticlinal de Tibú.....	73
Figura 4.6. Línea TC-2001-08, Falla Principal de Tibú.....	74
Figura 4.7. Línea TC-2001-09, Estructura en flor en el Anticlinal de Tibú.....	75
Figura 4.8. Línea TC-2001-10, Sector sur del Anticlinal de Tibú.....	76
Figura 4.9. Sección de Rumbo, Línea TC-2001-3.....	77
Figura 5.1. Rango de valores del registro Potencial Espontáneo (SPC) por facies. Pozo Tibú 108K Formación Aguardiente.....	88
Figura 5.2. Rango de valores del registro de Potencial Espontáneo (SP) por facies – Pozo Tibú 182K Formación Aguardiente.....	89
Figura 5.3. Correlación de datos del pozo Tibú 182K, Formación Aguardiente.....	90
Figura 5.4. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 108k Formación Aguardiente.....	100

Figura 5.5. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 169k Formación Aguardiente.....	101
Figura 5.6. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 169k Formación Mercedes.....	102
Figura 5.7. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 169k Formación Tibú.....	103
Figura 5.8. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 191k Formación Aguardiente.....	105
Figura 5.9. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 191k Formación Mercedes.....	106
Figura 5.10. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 241k Formación Aguardiente.....	108
Figura 5.11. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 241k Formación Mercedes.....	109
Figura 5.12. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 71k Formación Aguardiente.....	111
Figura 5.13. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 71k Formación Mercedes.....	112
Figura 5.14. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 178k Formación Aguardiente.....	114
Figura 5.15. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 178k Formación Mercedes.....	115
Figura 5.16. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 178k Formación Figura Tibú.....	116
Figura 5.17. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 182k Formación Aguardiente.....	118
Figura 5.18. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 198k Formación Aguardiente.....	119
Figura 5.19. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 198k Formación Mercedes.....	120

Figura 5.20. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 201k Formación Aguardiente.....	122
Figura 5.21. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 201k Formación Mercedes.....	123
Figura 5.22. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 201k Formación Tibú.....	124
Figura 5.23. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 222k Formación Aguardiente.....	126
Figura 5.24. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 222k Formación Mercedes.....	127

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1. Coordenadas planas de los pozos Tibú 108K, Tibú 182 K y Tibú 178K.....	27
Tabla 5.1 Resumen del Amarre Roca-Registro por facies a partir del Registro Potencial Espontáneo Corregido (SPC) Pozo Tibú 108-K, Formación Aguardiente.....	86
Tabla 5.2 Resumen del Amarre Roca-Registro por facies a partir del Registro de Potencial Espontáneo (SP) Pozo Tibú 182K, Formación Aguardiente.....	87
Tabla 5.3 Características de lodo y filtrado de lodo para el cálculo de la porosidad aparente en los 10 pozos modelados, Campo Tibú, Formación Aguardiente.....	92
Tabla 5.4 Valores de SP Clean, tomados en el pozo Tibú 108K.....	99
Tabla 5.5 Valores de Rw corregido a 75°F por Formación, pozo Tibú 108K.....	99
Tabla 5.6 Valores de porosidad total y porosidad efectiva promedio por Formación, pozo Tibú 108K.....	99
Tabla 5.7 Valores de SP Clean, tomados en el pozo Tibú 169K.....	100
Tabla 5.8. Valores de Rw corregido a 75°F por Formación pozo Tibú 169K.....	101
Tabla 5.9. Valores de porosidad total y porosidad efectiva promedio por Formación, pozo Tibú 169K.....	101
Tabla 5.10. Valores de SP Clean, tomados en el pozo Tibú 191K.....	104
Tabla 5.11. Valores de Rw corregido a 75°F por Formación, pozo Tibú 191K.....	104

Tabla 5.12. Valores de porosidad total y porosidad efectiva promedio por Formación, pozo Tibú 191K.....	104
Tabla 5.13. Valores de SP Clean, tomados en el pozo Tibú 241.....	107
Tabla 5.14. Valores de Rw corregido a 75°F por Formación, pozo Tibú 241K.....	107
Tabla 5.15. Valores de porosidad total y porosidad efectiva promedio por Formación, pozo Tibú 241K.....	107
Tabla 5.16. Valores de SP Clean, tomados en el pozo Tibú 71K.....	110
Tabla 5.17. Valores de Rw corregido a 75°F por Formación, pozo Tibú 71K.....	110
Tabla 5.18. Valores de porosidad total y porosidad efectiva promedio por Formación, pozo Tibú 71K.....	110
Tabla 5.19. Valores de SP Clean, tomados en el pozo Tibú 178K.....	113
Tabla 5.20. Valores de Rw corregido a 75°F por Formación, pozo Tibú 178K.....	113
Tabla 5.21. Valores de porosidad total y porosidad efectiva promedio por Formación, pozo Tibú 178K.....	113
Tabla 5.22. Valores de SP Clean, tomados en el pozo Tibú 182K.....	117
Tabla 5.23. Valores de Rw corregido a 75°F por Formación, pozo Tibú 182K.....	117
Tabla 5.24. Valores de porosidad total y porosidad efectiva promedio por Formación, pozo Tibú 182K.....	117

Tabla 5.25. Valores de SP Clean, tomados en el pozo Tibú 198K.....	118
Tabla 5.26. Valores de Rw corregido a 75°F por Formación, pozo Tibú 198K.....	119
Tabla 5.27. Valores de porosidad total y porosidad efectiva promedio por Formación, pozo Tibú 198K.....	119
Tabla 5.28. Valores de SP Clean, tomados en el pozo Tibú 201K.....	121
Tabla 5.29. Valores de Rw corregido a 75°F por Formación, pozo Tibú 201K.....	121
Tabla 5.30. Valores de porosidad total y porosidad efectiva promedio por Formación, Pozo Tibú 201K.....	121
Tabla 5.31. Valores de SP Clean, tomados en el pozo Tibú 222K.....	125
Tabla 5.32. Valores de Rw corregido a 75°F por Formación, pozo Tibú 222K.....	125
Tabla 5.33. Valores de porosidad total y porosidad efectiva promedio por Formación, pozo Tibú 222K.....	125

LISTA DE FOTOGRAFÍAS

Foto 1. Facies Fb y Fbrl, pozo Tibú 108K.....	31
Foto 2. Facies Mb y Ab, pozo Tibú 108K.....	33
Foto 3. Facies Wb Wlb y Wbb, pozo Tibú 108K.....	37
Foto 4. Facies Ab y Pbb, pozo Tibú 108K.....	39
Foto 5. Facies Alb y Fb, pozo Tibú 108K.....	42
Foto 6. Facie Albb, pozo Tibú 108K.....	43
Foto 7. Facies Ab Pozo Tibú 108K.....	47
Foto 8. Facies Agb y Aglb, pozo Tibú 108K.....	49
Foto 9. Facie Abrl, pozo Tibú 108K.....	50
Foto 10. Facies Ace y Agb, pozo Tibú 108K.....	53
Foto 11. Facie Agce pozo, Tibú 108K.....	55

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Columna estratigráfica a escala 1:100 pozo T-178K, Formación Tibú (Bolsillo).....	135
Anexo 2. Columna estratigráfica a escala 1:100 pozo T-182K, Formación Aguardiente (Bolsillo).....	135
Anexo 3. Columna estratigráfica a escala 1:100 pozo T-108K, Formación Aguardiente (Bolsillo).....	135
Anexo 4. Tabla de Facies Pozo T-178K.....	135
Anexo 5. Tabla de Facies Pozo T-182K.....	135
Anexo 6. Tabla de Facies Pozo T-108K.....	135
Anexo 7. Cuadro Asociación de Facies Formación Tibú (Bolsillo).....	135
Anexo 8. Cuadro Asociación de Facies Formación Aguardiente.....	135
Anexo 9. Correlación Estratigráfica A–A' Anticlinal Socuavó (Bolsillo).....	135
Anexo 10. Correlación Estratigráfica B–B' Anticlinal Tibú (Bolsillo).....	135
Anexo 11. Tabla de topes Grupo Uribante.....	135
Anexo 12. Caracterización Sísmica.....	135
Anexo 13. Interpretación de Registros Dipmeter.....	135

Anexo 14. Mapa estructural en Tiempo al tope de la Formación Tibú (Bolsillo).....	135
Anexo 15. Mapa estructural en Tiempo al tope de la Formación Mercedes (Bolsillo).....	135
Anexo 16. Mapa estructural en Tiempo al tope de la Formación Aguardiente (Bolsillo).....	135
Anexo 17. Mapa estructural en Profundidad al tope de la Formación Tibú (Bolsillo).....	135
Anexo 18. Mapa estructural en Profundidad al tope de la Formación Mercedes (Bolsillo).....	135
Anexo 19. Mapa estructural en Profundidad al tope de la Formación Aguardiente (Bolsillo).....	135
Anexo 20. Registros Core Gamma Pozos Tibú 178K, 182K y 108K (Bolsillo).....	135
Anexo 21. Datos de porosidad y permeabilidad de corazones de los Pozos Tibú 178K, 182K.....	135
Anexo 22. Caracterización de fracturas.....	135

RESUMEN

TÍTULO: DEFINICIÓN DEL MODELO ESTÁTICO PARA EL GRUPO URIBANTE, CAMPO TIBÚ, CUENCA DEL CATATUMBO, COLOMBIA.*

Autores: Ferreira Argüello, Erwin; Sandoval Ruiz, Jose Ricardo**

La realización de un Modelo estático, para el Grupo Uribante, Campo Tibú, Cuenca del Catatumbo, Colombia, permitió obtener una visión general de la arquitectura del Grupo, y de las propiedades petrofísicas, que este encierra.

Para la elaboración de este trabajo se contó con 3 pozos corazonados, 59 pozos con registros, 19 líneas sísmicas, 8 registros Dipmeter y 10 pozos con la información necesaria para realizar la petrofísica.

Con la descripción y análisis de corazones, se logro la identificación de veintiséis facies para el Grupo Uribante. La caracterización de ichnofacies y estructuras físicas, permitió definir asociaciones de facies; con las cuales se obtuvo los ambientes en que se depositaron cada una de las formaciones. Precizando para la formación Tibú un ambiente de plataforma Interna con desarrollo de depósitos de barras maréales, la cual profundiza hasta un ambiente de plataforma externa mixta en el que es depositada la base de Formación Aguardiente, culminando con un ambiente de plataforma interna en el tope de esta misma Formación.

Estructuralmente, el yacimiento esta comprendido por los anticlinales de Tibú y Socuavó, los cuales presentan un arreglo geométrico en Echelon, con flancos orientales alargados y suaves y flancos occidentales empinados y cortos; las dos estructuras presentan cierres contra cada una de las fallas principales, las cuales controlan la estructuración dentro de cada Anticlinal.

La evaluación petrofísica, muestra porosidades efectivas promedio cercanas a 10% para la Formación Aguardiente obtenido a partir del modelamiento de diez pozos; para la Formación Mercedes se obtuvo una porosidad efectiva promedio de 8%, modelada a partir de ocho pozos, por ultimo el modelamiento de tres pozos para la Formación Tibú, arrojo una porosidad efectiva promedio de 8.5%. La definición del modelo Estático, permite tener las condiciones iniciales del yacimiento en pro de desarrollar un modelamiento Dinámico de este.

Palabras Claves: Modelo Estático, Ambiente Marino, Echelon, Porosidad efectiva Campo Tibú, Grupo Uribante.

* Trabajo de Grado. Modalidad Investigación. Convenio de Cooperación Tecnológica UIS-ICP 001/2003

** Facultad de Ingenierías Físico – Químicas, Escuela de Geología. Directores Geol. Ph.D. Marco I. Álvarez B. (UIS) y Miguel Danilo Molina B, Aníbal Ordóñez Rodríguez-. (ECOPETROL –ICP).

ABSTRACT

TITLE: DEFINITION OF THE STATIC MODEL FOR URIBANTE GROUP, TIBU OIL FIELD, CATATUMBO BASIN. COLOMBIA.*

Authors: Ferreira Arguello, Erwin; Sandoval Ruiz, Jose Ricardo.**

The realization of the static model, for the Uribante Group, in the Tibu oil field, Catatumbo basin, allowed to obtain a general view about the architecture of the group, and the petrophysical properties.

For the elaboration of this work there were three cored wells, 59 wells with register, 19 seismic lines. 8 dipmeter register and 10 wells with the necessary information to make the petrophysic.

With the description and analysis of the cores we made the identification of twenty two facies for the Uribante Group. The ichnofacies characterization and physical structures, allowed to define facies associations and this associations allowed to know the formations depositional environment. Indicating for the Tibu Formation an environment of intern platform with development of tidal bar deposits, and make deepens until an environment of mixed external platform, in what the base of Aguardiente Formation is deposited, and finishing with an environment of intern platform on the top of this formation.

Structurally this oil field is located in the Tibu anticline and Socuavo, and show an Echelon geometrical arrangement with soft lengthened east flanks and vertical short west flank, this both structures have its close against each one of the principal faults, this faults controls the structures inside each anticline.

The petrophysics evaluation shows for the Aguardiente Formation 10% effective porosity, this value was obtained by modeling ten wells. The Mercedes Formation has 8% effective porosity, this value was obtained by modeling three wells. The Tibu Formation shows 8.5%. The definition of the static model allows to have the inicial conditions of the oil field to the development of its dynamic modeling.

Key words: Static Model, Marine Environment, Echelon, Effective Porosity, Tibu Oil Field, Uribante Group.

* **Grade Thesis modality technological cooperation agreement UIS-ICP 001/2003**

** Faculty of Physics – Chemistry Engineerings, Geology School, Marco I. Alvarez B. Ph. D, Anibal Ordoñez Rodríguez – Miguel Danilo Molina B. (ECOPETROL-ICP).

INTRODUCCIÓN

La formulación de este proyecto de grado nace debido a la necesidad de optimizar el sistema de inyección-producción, que actualmente se viene desarrollando dentro del Campo Tibú, Cuenca del Catatumbo, Colombia. Con lo cual permita a la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL), incrementar las reservas actuales en esta área. Mediante el convenio 001 de 2003 entre la Universidad Industrial de Santander y el Instituto Colombiano del Petróleo, se hizo posible comenzar con este trabajo de definir un Modelo Estático para el Grupo Uribante, campo Tibú, Cuenca del Cataumbo.

Como resultado principal en este trabajo se pretende obtener la arquitectura y las propiedades petrofísicas de las rocas que componen el Grupo Uribante dentro del Campo Tibú. Pretendiendo con la información obtenida crear las variables iniciales para el desarrollo de un Modelo Dinámico de Fluidos. Esto se llevara a acabo integrando la información obtenida a partir del desarrollo de un modelo sedimentario, un modelo estructural y un modelo petrofísico del área.

Para el Modelo sedimentario se realizara la descripción de los intervalos corazonados dentro de las formaciones de interés, para los pozos Tibú 108K, 182K y 178K, buscando obtener las bases suficientes que permitan definir los ambientes depositacionales de cada una de las formaciones que hacen parte del Grupo Uribante, como lo son y el reconocimiento de las estructuras físicas y Biogénicas, para la identificación de facies seguido de las asociaciones y sucesiones faciales.

Por otro lado se realizara la interpretación de los registros de pozo, eléctricos y litológicos de cada uno de los pozos pertenecientes al área de estudio, pretendiendo precisar los ciclos estratigráficos, y así definir los topes formacionales, y delimitar la continuidad de los cuerpos rocosos.

El Modelo Estructural se desarrollara basado en la interpretación de las líneas sísmicas de los programas Catatumbo 78 y TC-2001. Controlado las estructuras con la interpretación de los registros Dipmeter encontrados en el area Lo cual permita realizar el mapeo estructural a cada uno de los topes de las Formaciones Tibú, Mercedes y Aguardiente, definiendo la geometría de las estructuras presentes, y asociando esta

información al estilo estructural predominante en el área de estudio.

Para el desarrollo del modelo petrofísico, se utilizará el método de Rathio, basado en registros eléctricos antiguos buscando la obtención de porosidades efectivas promedio por Formación, las cuales se compararán con los datos de las pruebas de básicos realizadas en el área.

1. GENERALIDADES

1.1 OBJETIVOS

General

- Definir el Modelo Estático para el grupo Uribante en el Campo Tibú, Cuenca del Catatumbo.

Específicos

- Realizar el Modelo sedimentológico para el grupo Uribante en el campo Tibú.
- Elaborar el Modelo estructural para el grupo Uribante en el campo Tibú.
- Efectuar el Modelo Petrofísico para el grupo Uribante en el campo Tibú.

1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

La cuenca del Cataumbo se haya localizada hacia el nororiente de Colombia, formando la extensión geológica más Suroccidental de la Cuenca de Maracaibo y formando una depresión estructural limitada por cordilleras Andinas que incluye al Sur y Oriente los Andes de Mérida. Hacia el Occidente y Suroccidente la Serranía de Perijá y la extensión más norte la Cordillera Oriental de Colombia, respectivamente. El límite oriental de la Cuenca del Catatumbo está definido por el límite internacional de Venezuela-Colombia.

El campo Tibú está localizado al oriente de la cuenca del Catatumbo, haciendo parte del territorio que comprende el municipio de Tibú (Norte de Santander). En un área de aproximadamente 30 km. de largo por 10 km. **(Figura 1.1)**.

1.3 HISTORIA DEL CAMPO

El Campo Tibú, descubierto en 1941, está situado dentro de lo que se denominó la Concesión Barco, la cual fue otorgada por el gobierno colombiano al General Virgilio Barco en 1905 y permitió la explotación de hidrocarburos en el área, pero se rescindió en 1926 sin haber tenido lugar desarrollos importantes.

La exploración sistemática de la región se inició bajo los auspicios de una nueva concesión otorgada a la Compañía Colombiana de Petróleos ("COLPET") en 1931, de la cual el 55% del área tuvo que ser abandonada 10 años después. La planimetría geológica detallada, clasificación estratigráfica, y el trabajo de registro topográfico, más algunas fotografías aéreas se realizaron oportunamente antes de que se hicieran las selecciones finales de tierra en 1941. El pozo descubridor, Tres Bocas 1 (también referido como el Tibú 1) se completó en la formación Barco del Terciario en el anticlinal sur (Tibú). Los yacimientos más inferiores del Cretáceo en el Grupo Uribante, se descubrieron en 1942 con el pozo Socuavo 1 (también conocido como Tibú 2K) perforado en el anticlinal norte.

El campo cuenta con 486 pozos de los cuales 59 fueron perforados hasta las Formaciones Cretácicas del Grupo Uribante; 19 pozos perforados en el anticlinal de Socuavó y 40 en el anticlinal de Tibú; según reporte del departamento de operaciones (Tibú ECOPETROL S.A.1989 en Castillo y Ceballos; 1990)

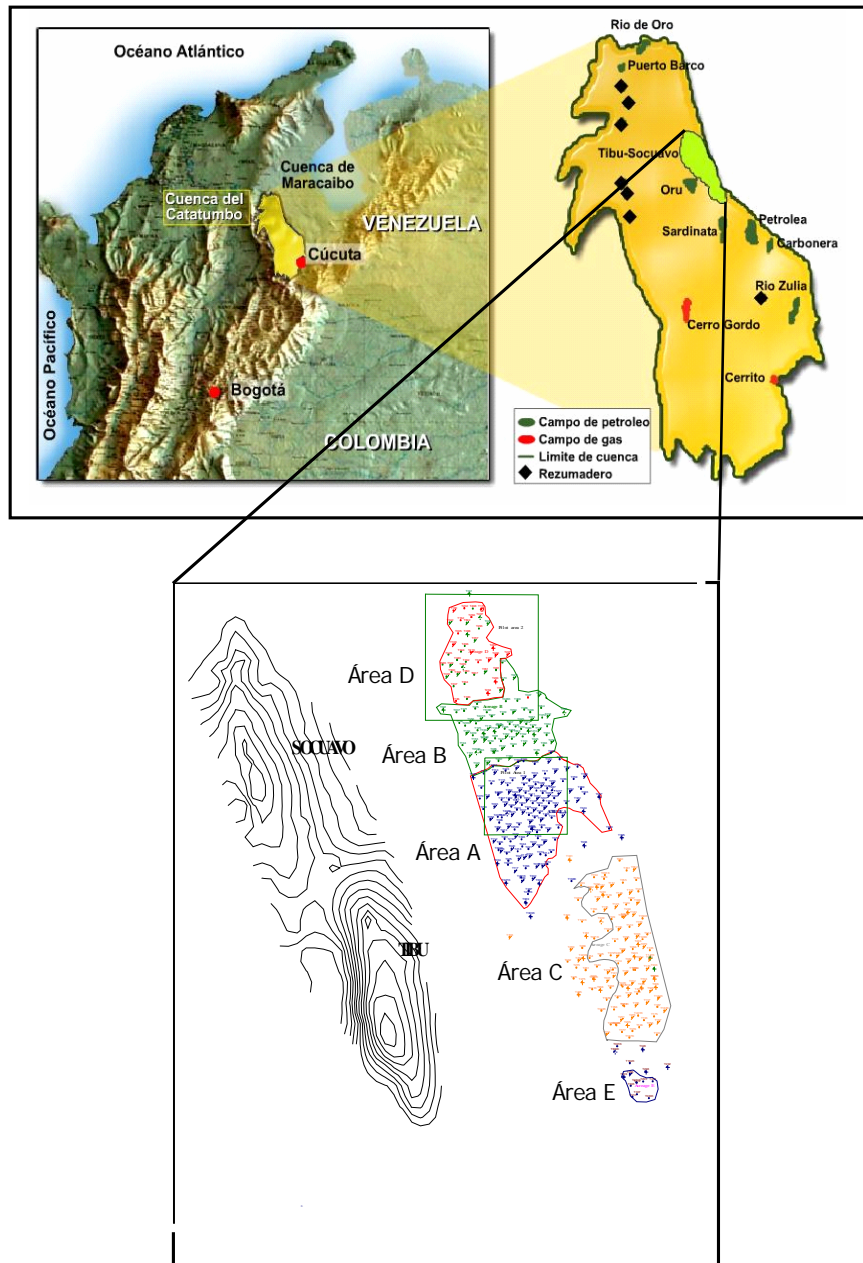


Figura 1.1. Mapa de localización del Campo Tibú

1.4 METODOLOGÍA

Para realizar el modelo estático Inicialmente se realizó la recopilación, análisis y control de calidad de la información disponible, como planchas geológicas, bibliografía general y específica existente, principalmente en los informes geológicos de Ecopetrol. El control de calidad a los registros eléctricos, fue realizado usando el software Stratworks perteneciente a la plataforma Landmark. La información de los registros de pozos esta cargada en la base de datos de Openworks (Proyecto Geológico: TIBU).

Posteriormente se realizó la descripción macroscópica de núcleos de perforación en la Litoteca Nacional Bernardo Taborda Arango. Para ello, se escogieron los corazones de los pozos Tibú 108K, Tibú 182K y Tibú 178K; siendo descritos con base al formato del Instituto Colombiano del Petróleo ICP; al mismo tiempo se analizaron los registros de los 59 de pozos perforados hasta el Cretáceo, haciendo correlaciones en todo el campo, para así trazar los topes de las Formaciones Tibú, Mercedes y Aguardiente. La interpretación de registros fue realizado usando la aplicación Stratworks perteneciente a la plataforma Landmark. La información de los registros de pozos estaba cargada en la base de datos de Openworks (Proyecto Geológico: TIBU).

Como resultado de la descripción de núcleos, se realizo la identificación de facies. Las asociaciones de facies y reconocimiento de los procesos sedimentarios, dieron la pauta para la interpretación ambiental. Estas características propias de cada tipo de roca fueron extrapoladas con interpretación de los registros de pozo, los cuales se utilizaron en la definición de los topes estratigráficos.

La interpretación de las líneas sísmicas y revalidación del modelo estructural existente constituyó la siguiente etapa, ésta fue realizada usando la aplicación Seisworks perteneciente a la plataforma Landmark, donde la información de las líneas sísmicas estaba cargada en la base de datos de Openworks (Proyecto Geológico: TIBU y proyecto sísmico tibu2d). Para ayuda de esta interpretación, se analizaron registros Dipmeter a partir del programa Scat (Excel). Se generaron mapas al tope de las unidades en profundidad y tiempo de las Formaciones del grupo Uribante.

Finalmente se realizó el modelamiento petrofísico de 10 pozos del campo usando el método de Rathio, con el cual se determinaron porosidades efectivas promedio para cada una de las Formaciones del Grupo Uribante. La información de los registros de pozos estaba cargada en la base de datos de Openworks (Proyecto Geológico: TIBU). La interpretación de los registros fue realizada usando la Aplicación Petroworks perteneciente a la plataforma Landmark.

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

La Cuenca del Catatumbo forma la parte suroeste de la Cuenca de Maracaibo; comprende una secuencia sedimentaria que incluye rocas que van desde el Pre-Devónico hasta el reciente, estas se encuentran localizadas tectónicamente, dentro de una amplia zona de deformación activa en el centro del Bloque Tectónico de Maracaibo., este forma parte de una cuña litosférica triangular de la parte norte de Suramérica que se encuentra desplazándose hacia el norte sobre la Placa Caribe a lo largo de la falla dextral de Boconó y la falla sinistral de Santa Marta – Bucaramanga. (Lugo and Mann, 1995; Villamil and Pindell, 1998. en Arias y cardona (2001).

2.1 ESTRATIGRAFÍA GENERAL

La secuencia sedimentaria presente en la Cuenca del Catatumbo sobrepasa los 15,000 pies de espesor. La **Figura 2.1**, ilustra la columna estratigráfica generalizada para la cuenca del Catatumbo

El registro sedimentario de la cuenca se inicia hacia finales del Cretácico Inferior durante el Aptiano, con la sedimentación de lutitas, lodolitas, calizas y areniscas depositadas sobre una plataforma marina somera en forma discordante sobre las rocas Triásicas y Jurásicas. En el área estos depósitos están representados por las Formaciones Tibú, Mercedes, Aguardiente, Cogollo y La Luna.

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

A finales del Cretácico y comienzos del Terciario la progresiva colisión oblicua entre la placa Caribe y la margen del norte de Suramérica, genera varios eventos de deformación. Como consecuencia en la Cuenca del Catatumbo, los ambientes de depositación se hacen más continentales. El registro sedimentario está representado por arcillolitas,

areniscas y horizontes de carbón depositados en ambientes fluviales, parálidos y deltáicos, representados por las formaciones Catatumbo, Barco, Los Cuervos, Mirador, Carbonera, León, Guayabo y Necesidad. El área aproximada de la cuenca es de 7000 Km² (ECOPETROL-ICP, 1991).

2.1.1 Basamento (Precretáceo)

El basamento en la cuenca del Catatumbo consiste de rocas ígneas y metamórficas, afines a las presentes en el Macizo de Santander, la Serranía de Perijá y los Andes de Mérida (Richards, 1968). En estos sectores las rocas ígneas están representadas por granodioritas y dioritas, mientras que las metamórficas consisten predominantemente de gneises y esquistos cuyas edades van desde el precámbrico al Triásico.

2.1.2 Grupo Uribante¹

De acuerdo a Bouman y Gibson (1964), el Grupo Uribante presenta un espesor de 1300 pies hacia el Nororiente, llegando a alcanzar 1800 pies hacia el extremo suroccidental de la cuenca. Está constituido de base a techo por las Formaciones Tibú, Mercedes y Aguardiente.

Las Formaciones Tibú y Mercedes fueron depositados en ambientes de plataforma marina o marino poco profundo (Ruge, 1979 en Mondragón et al. 2002) cerca al nivel de influencia de las olas. Para la Formación Aguardiente corresponde a depósitos de un ambiente marino. A continuación se describe cada formación del Grupo Uribante.

1. El término Formación Uribante fue introducido por Sievers (1888 en Getty, 1982) para describir las rocas que afloran cerca al río Uribante en el estado Táchira en Venezuela. En Colombia su redefinición fue hecha por Notestein et al. (1944) quien lo subdivide en tres unidades, los miembros cartografiados, Tibú, Mercedes y Aguardiente. Posteriormente Sutton (1946 en Castillo y Ceballos, 1990) eleva el rango de Miembro Aguardiente a Formación, mientras que Renz (1959) hace lo correspondiente con los Miembros Tibú y Mercedes. (una descripción más amplia se ilustra en Mondragón 2001)

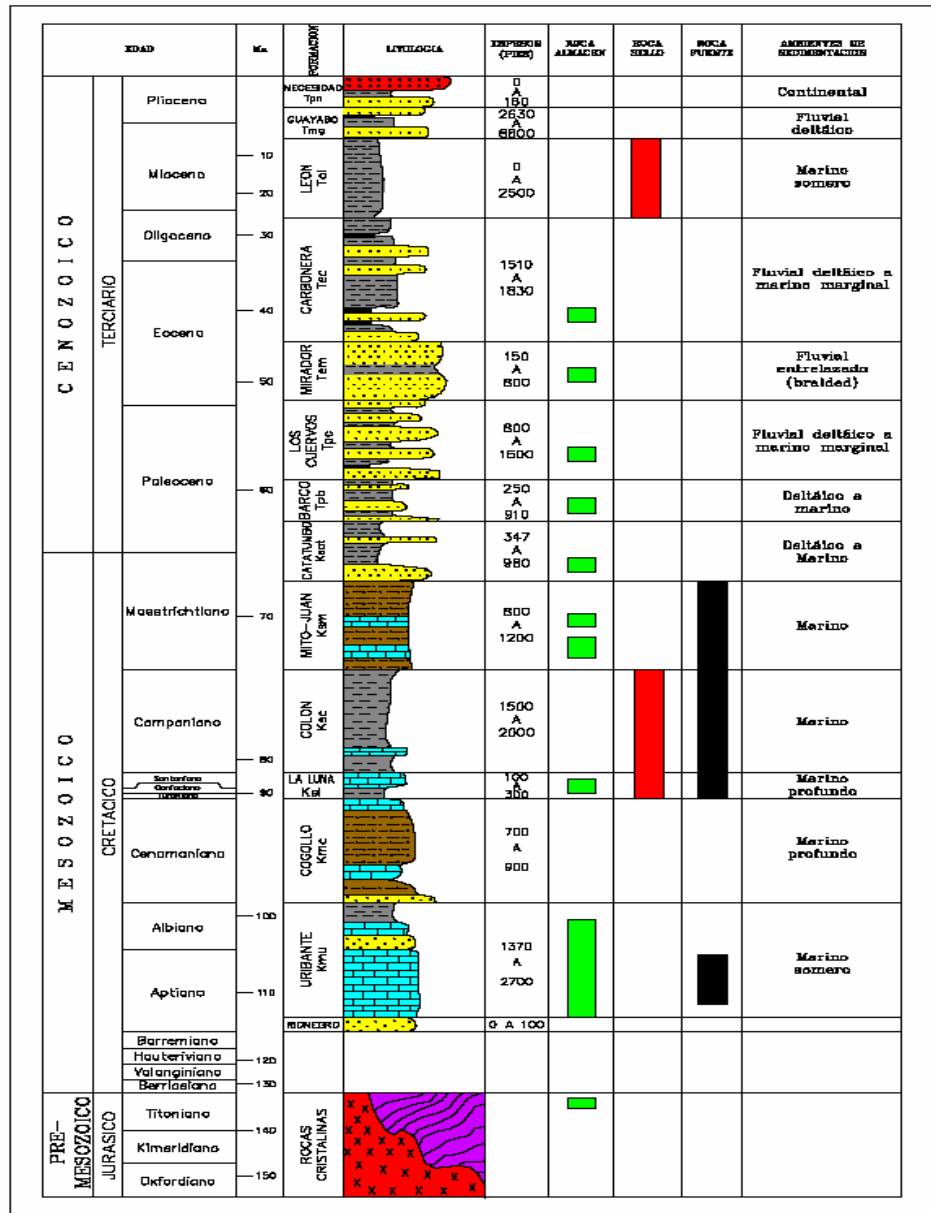


Figura 2.1. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Catatumbo (Tomado de Arias y Cardona 2001)

2.1.2.1 Formación Tibú (Aptiano Medio-Aptiano Tardío)

La Formación aflora en las cabeceras del río Tibú del cual toma su nombre, fue definida por Notestein et al., (1944). Tiene en su base una secuencia de arenitas conglomeráticas;

la parte restante de la unidad presenta predominio de caliza gris con algunas intercalaciones de shale y arenisca. En el **Anexo 1** se presenta la columna del Pozo Tibú 178K para esta unidad. El espesor de la Formación varía entre 107 y 166 m (351' a 544'). Los 50 m superiores de esta Formación prácticamente son todos de calizas y su tope fue definido por un cambio a shale. La Formación se apoya discordantemente sobre el basamento. De acuerdo con Richards (1968), el contacto entre esta Formación y la suprayacente Formación Mercedes es neto. El ambiente de sedimentación ha sido interpretado como de origen marino poco profundo. (Bouman y Gibson, 1964).

2.1.2.2 Formación Mercedes (Albiano Temprano)

La sección tipo de esta unidad se encuentra localizada en el valle de Las Mercedes en la Concesión Barco definida por Notestein et al., (1944). Litológicamente consiste de calizas arenosas y fosilíferas intercaladas con shales, dolomitas y areniscas. Las calizas clasifican en un rango entre mudstones y grainstones. Se presentan en capas delgadas, ricas en materia orgánica con abundante foraminíferos plantónicos (Exxon, 1993 en Mondragón op. Cit.). En la columna levantada en el área de Sardinata por el ICP (1998) consiste de calizas lumaquéllicas grises oscuras, en capas hasta de 1 m., onduladas no paralelas continuas, ocasionalmente pellets, restos de peces y fosfatos; intercaladas con lodolitas grises a negras con laminación ondulosa planoparalela, en ocasiones calcáreas con concreciones. El espesor varía entre 149 y 201 m (489' a 658'). El contacto con la Formación Aguardiente es transicional (Richards, 1968 en Mondragón op. Cit.). En el (**Anexo 2**) se presenta la columna del Pozo Tibú 182K donde se puede observar el contacto entre la Formación Mercedes y la Formación Aguardiente. El ambiente de sedimentación es marino somero.

2.1.2.3 Formación Aguardiente (Albiano Tardío)

El nombre proviene del filo del Aguardiente en la Concesión Barco definida por Notestein et al., (1944). A escala regional consiste predominantemente de cuarzoareniscas de grano grueso con niveles de glauconita y fosfatos intercaladas con shales y calizas. Algunos

shales presentan alto contenido de materia orgánica y pueden ser potenciales generadores en el área (Exxon, 1993 en Mondragón op. Cit.). En los (**Anexos 2 y 3**) se presentan las columnas de los Pozos Tibú 182K y Tibú 108K para esta unidad. En el sector sur, consiste de intercalaciones de cuarzoarenitas de grano fino a grueso, grises claras, con estratificación ligeramente ondulosa no paralela y laminación inclinada de bajo ángulo, en capas delgadas a muy gruesas. El ambiente de depositación de esta unidad es marino de plataforma abierta (Bouman y Gibson, 1964). La base de aguardiente es transicional, el contacto superior con la formación Cogollo es concordante y parcialmente gradacional. (Getty ,1982 en Mondragón op. Cit.).

2.1.3 Formación Cogollo (Capacho)² (Cenomaniano-Turoniano)

La sección tipo está localizada en el río Cogollo (Venezuela) definida por Notestein et al., (1944). Litológicamente está constituida por shale gris oscuro y caliza fosilífera, terminando en el tope en un banco de caliza (Miembro Guayacán), con coquinas que contienen un nivel de ostrea, el espesor de la Formación es de 175 a 435 m (574' a 1427') De acuerdo a Bouman y Gibson (1964) y Richards (1968) la Formación Capacho infrayace en forma concordante a la Formación La Luna. El ambiente de depósito ha sido interpretado como marino somero (Bouman y Gibson, 1964).

2.1.4 Formación La Luna (Coniaciano a Campaniano Tardío)

La sección tipo está localizada en la quebrada La Luna (Venezuela) definida por Notestein et al., (1944). Consiste de calizas delgadas gris oscuras intercaladas con shales y chert gris oscuro a negro. Hacia la parte inferior presenta mudstone gris oscuros que ocasionalmente se presentan como lentes o concreciones intercaladas con lodolitas

² El término Formación Capacho fue inicialmente introducido por Sievers (1888, en Richards 1968), para designar los shales intercalados con calizas que infrayacen a la Formación La Luna y suprayacen la Formación Aguardiente el área de la Concesión Barco.

calcáreas gris oscuras, laminadas, en capas con estratificación plano paralela a ondulosa, ricas en materia orgánica (ICP, 1998 Mondragón op. Cit.). El espesor de la Formación varía de 100 a 120 m (328' a 394'). El contacto superior es concordante y definido por una capa glauconítica. Los sedimentos correspondientes a la Formación La Luna fueron acumulados sobre fondos anóxicos de plataforma marina externa, en ambientes pelágicos durante la máxima inundación de la cuenca registrada en el Cretáceo superior, según ECP-ICP (1991).

El espesor de la Formación La Luna es en promedio 200 pies en el área del Catatumbo. Este intervalo estratigráfico es la roca generadora de hidrocarburos por excelencia en las Cuencas de Maracaibo y Catatumbo.

2.1.5 Formación Colón (Campaniano Tardío a Maastrichtiano Temprano)

La localidad tipo es el Anticlinal de Colón en Venezuela definida por Notestein et al., (1944). Está compuesta por lodolitas fisibles, grises a grises oscuras, ligeramente calcáreas. Hacia la base se presenta una arenisca glauconítica que contiene foraminíferos retrabajados y restos de peces (Miembro Tres Esquinas). (Bouman y Gibson 1964 en Mondragón op. Cit), reportan para la Formación Colón un rango de espesor varía entre 215 y 460 m (705' a 1509') y un ambiente de depósito marino somero superior y de pantanos. El contacto con Formación Mito Juan la suprayacente Formación Mito Juan es gradacional (Bouman y Gibson, 1964 en Mondragón op. Cit).

2.1.6 Formación Mito Juan (Maastrichtiano Temprano-Maastrichtiano Tardío)

La localidad tipo está ubicada en la quebrada Mito Juan en el domo Norte de Petrólea, definida por Notestein et al., (1944). La unidad consiste principalmente de lodolitas fisibles grises-verdosas, lodositas limolíticas, limolitas y calizas que llegan a ser más frecuentes hacia la parte superior. (Bouman y Gibson, 1964 en Escalante y Rojas, 1991), reportan para esta unidad un espesor que varía entre 275 y 420 m (902` a 1378`) y un ambiente de depósito de agua salobre y marino somero. El contacto con la suprayacente Formación

Catatumbo es gradacional y difícil de precisar debido a las similitudes en la litología (Getty, 1982 en Mondragón op. Cit).

2.1.7 Formación Catatumbo (Maastrichtiano Tardío a Paleoceno Temprano)

La sección tipo se encuentra localizada en el río Catatumbo y el pozo Río de Oro – 3 (Notestein et al. 1944 en Escalante y Rojas, 1991). Consiste de intercalaciones de lodolitas fisibles gris oscuras y arcillolitas un tanto carbonosas. Se presentan localmente capas de carbón. Hacia la base y parte media de la sección son frecuentes las intercalaciones de areniscas micáceas de carácter lenticular. El espesor de esta unidad es de 300 pies hacia el noreste y de cerca de 900 pies hacia el suroeste. El ambiente de depósito de transición entre ambientes de aguas marinas poco profundas a frentes deltáicos progradantes predominantemente lodosos con alguna influencia de marea y desarrollo local de pantanos salobres, el contacto con la suprayacente Formación Barco es concordante y gradacional, (Bouman y Gibson 1964 en Mondragón op. Cit.)

2.1.8 Formación Barco (Paleoceno Temprano - Paleoceno Tardío Temprano)

La sección tipo esta localizada en el flanco oriental del Anticlinal de Petrólea (Notestein et al. 1944 en Escalante y Rojas, Op Cit) Esta compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino a medio y arcillolitas. Algunos horizontes de carbón están presentes principalmente hacia el tope de esta unidad. El espesor de la Formación Barco varía entre los 500 pies en el noreste a 700 pies hacia el sureste de la cuenca. El contacto superior de esta unidad es concordante con la suprayacente Formación los Cuervos (De Porta, 1974 en Escalante y Rojas Op Cit). El ambiente de depósito es deltáico. (Bouman y Gibson, 1964).

2.1.9 Formación Los Cuervos (Paleoceno tardío - Eoceno Temprano)

La sección tipo se encuentra localizada en la Quebrada Los Cuervos afluente del Río

Catatumbo (Notestein, 1944 en Escalante y Rojas Op Cit) Consiste en general de shales con capas de areniscas delgadas, limolitas y mantos de carbón. El espesor de la formación oscila entre los 245 y 490 m (804` a 1607`); hacia el este tiene un espesor de 600 pies (campos Tarra, Los Manueles y Petrólea) y los 1500 pies en el campo Río de Oro. El espesor medido hacia el sur de la cuenca en la sección Cornejo-Santiago es de 950 pies (ICP, 1998) y de 1100 pies en la Quebrada La Regadera (Bioestratigráfica, 1998).

De acuerdo a los estudios adelantados por Getty (1982) y Robertson Research (1985), en Mondragón op. Cit) la Formación Los Cuervos infrayace en forma concordante a la Formación Mirador. El ICP (1998), define el contacto entre estas dos unidades como neto. No obstante, la columna levantada por Bioestratigráfica (1998), en la Quebrada La Regadera define este contacto como discordante, con base en análisis palinológicos y en la respuesta del Gamma Ray de superficie. El ambiente de depósito se ha interpretado como Albufera. (Bouman y Gibson, 1964).

2.1.10 Formación Mirador (Eoceno)

El nombre proviene del Cerro Mirador en la parte alta del Río Lora en Venezuela definida por Notestein et al., (1944). La Formación Mirador consiste de cuarzoarenitas de grano fino a medio, blancas en capas hasta de 50 cm, cuneiformes, con laminación inclinada tangencial de bajo ángulo o en artesa, bioturbadas hacia la parte superior, presentan intercalaciones de grano fino a medio, grises, bioturbadas, localmente con intraclastos de lodolita. Se observan ondulitas hacia el tope en algunos niveles. (De acuerdo con Bouman y Gibson 1964, en Mondragón op. Cit.), la parte inferior de la unidad está constituida por areniscas de grano fino y moderadamente limpias. Hacia la parte media una capa de lodolita de variable espesor separa las areniscas inferiores de las superiores. Este último nivel arenoso superior se encuentra ausente o pobremente desarrollado en muchas localidades de la Cuenca del Catatumbo. El espesor a escala regional varía entre los 2.000 pies hacia el norte a 500 pies hacia el sur. El contacto superior es concordante transicional con la Formación Carbonera. El ambiente de sedimentación es continental fluvial y deltáico. (Bouman y Gibson, 1964).

2.1.11 Formación Carbonera (Eoceno tardío a Mioceno Temprano)

El nombre de la Formación se debe a la Quebrada Carbonera afluente del Río Zulia, definida por Notestein et al., (1944). Consiste de una secuencia gruesa de intercalaciones de arcillas, shales grises, limolitas, areniscas grano fino a grueso en delgadas capas y en menor proporción horizontes de carbón. Hacia el tope y base de la formación se presentan capas delgadas de areniscas glauconíticas y calizas, las cuales registran incursiones marinas. El espesor de esta unidad varía entre los 1300 y los 1900 pies hacia el sureste y noroeste de la Cuenca del Catatumbo respectivamente (Bouman & Gibson, 1964 en Mondragón op. Cit). El contacto con la suprayacente Formación León es concordante y gradacional Robertson Research (1985), en Mondragón op. Cit).

2.1.12 Formación León (Mioceno Temprano - Mioceno Medio)

La sección tipo proviene de la Quebrada León, afluente del Río Zulia en el flanco Este del Anticlinal de Petrólea, definida por Notestein et al., (1944). Está constituida por shales grises con delgadas capas de limolitas y localmente lentes de arenisca. El espesor en la cuenca varía entre 1.200 hacia el occidente a 1.400 pies hacia el oriente. El contacto superior es concordante con la Formación Guayabo, (Getty 1982 en Mondragón op. Cit). El ambiente de depósito es de agua salobre; (Bouman y Gibson, 1964).

2.1.13 Formación Guayabo (Mioceno Medio- Plioceno Temprano)

El nombre proviene del Cerro Guayabo en Venezuela; en Colombia la sección de referencia está localizada en la quebrada León (Van der Hammer, 1958 en Escalante y Rojas Op Cit) El Grupo Guayabo consiste de shales arenosos grises, limolitas, los cuales representan la depositación de sedimentos asociados a un plano aluvial y un complejo deltáico de baja energía (Van Houten y James, 1984 en Exxon, 1993). El espesor de la unidad se incrementa rápidamente de norte a sur y también de oeste a este. Se han reportado 1.500, e incrementándose hasta cerca de 4.700 pies en el área del campo Rosario y de alrededor de 8.500 pies en las zonas aledañas a Cúcuta. El contacto

superior no está determinado. El ambiente de depósito es de tipo lagunar aluvial, de playa y en general deltáico (Bouman y Gibson, 1964).

2.1.14 Formación Necesidad (Depósitos Recientes)

El nombre deriva de la playa Necesidad del Río de Oro, afluente del Río Catatumbo, definida por Notestein et al., (1944). Están representados por arenas, gravas y arcillas que representan depósitos fluviales y de abanicos aluviales. Los contactos superior e inferior de la Formación son discordantes y su ambiente de sedimentación es de tipo continental. El ambiente de sedimentación es de tipo continental. (Bouman y Gibson, 1964).

2.2 EVOLUCIÓN TECTÓNICA

Tectónicamente la cuenca de Catatumbo se localiza dentro de una amplia zona de deformación, en el centro del denominado “Bloque Tectónico de Maracaibo” (**Figura 2.2**), una cuña tectónica que está “*desplazándose*” activamente hacia el norte por la acción conjugada entre los sistemas de fallas de desplazamiento lateral y escala regional, que incluye el sistema sinextral de Santa Marta-Bucaramanga, al oeste y el sistema dextral de Boconó, al sur y este. Este último corta longitudinalmente los Andes de Mérida. Pindell et al. (1998), estimaron un desplazamiento sinistral de 110 km. sobre el sistema de fallas de Bucaramanga–Santa Marta y de 150 km. de desplazamiento dextral en los Andes de Mérida, con base en la retrodeformación paleogeográfica del área durante el Cenozoico.

Según Arias y Cardona (2002), la Cuenca del Catatumbo posee una columna sedimentaria que incluye rocas con edades que van desde el Pre-Devónico hasta el Reciente, abarcando un registro sedimentario de tres etapas mayores de evolución tectónica así: 1) Fase Extensional durante el Triásico - Jurásico, relacionada con la separación de Norte y Suramérica; 2) Fase de margen pasivo durante el Cretácico y 3) Fase de *Foreland* o Antepaís, relacionada a la colisión oblicua de la Placa Caribe contra Suramérica durante el Terciario Lugo and Mann, (1995); Parnaud et al., (1995); Pindell et al., (1998); entre otros. (**Figura 2.3**).

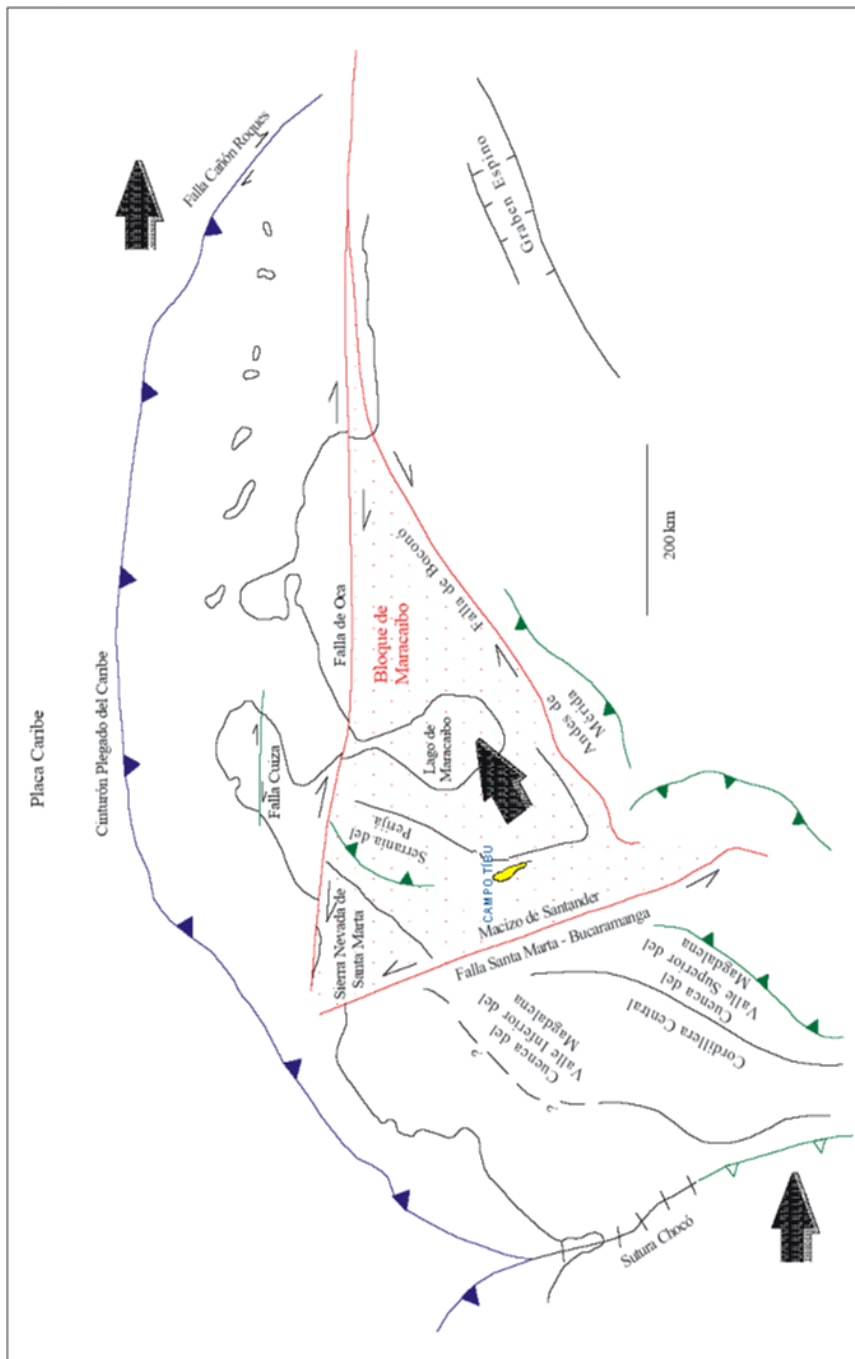


Figura 2.2. Localización tectónica del Bloque de Maracaibo en el Norte de Suramérica. Las flechas sombreadas muestran la dirección del movimiento relativo de los bloques o placas tectónicas respecto al Escudo de Guyana. (Modificado de Villamil and Pindell, (1998), en Arias y Cardona, (2001).

EVENTO TECTONICO	TIEMPO	REGISTRO SEDIMENTARIO ASOCIADO
DESARROLLO CUENCA ANTEPAÍS	Plioceno- Eoceno Tardío	Formaciones Carbonera, León y Guayabo.
	Eoceno	Formación Mirador
ESTADIO DE TRANSICIÓN(CUENCA PASIVA ANTEPAÍS)	Paleoceno-Campaniano Tardío	Formaciones Catatumbo Barco Los Cuervos
		Formaciones Colón y Mito Juan
ESTADIO DE MARGEN PASIVA	Campaniano Temprano-Aptiano	Formaciones Capacho y La Luna
		Grupo Uribante
		Representada en zonas aledañas por la formación Río Negro
ESTADIO DE TÉCTONICA EXTENSIONAL RIFT	Cretáceo Temprano (?) Jurásico Triásico	representada en las zonas aledañas a la cuenca del Catatumbo por las formaciones Girón, La quinta y equivalentes

FIGURA 2.3. Síntesis del modelo tectonoestratigráfico cuenca del Catatumbo. Modificado de Alfonso & Mondragón (2001)

2.2.1 Fase Extensional

Durante el Triásico - Jurásico ocurrió una fuerte expansión (rifting) derivada de la separación de Norte y Suramérica y la apertura del Proto - Caribe (**Figura 2.4.**). Esta extensión permitió la formación de un complejo mosaico de grabenes que incluyen Machiques, Trujillo, Uribante, Cocuy y Arcabuco creando depocentros en los cuales se dio una rápida acumulación en el Cretáceo Temprano de sedimentos sintectónicos principalmente areniscas y shales de origen no marino excepto a lo largo del flanco oeste de la Cordillera Central y parte de la Península de la Guajira Exxon, (1993); Pindell et al., (1998); Villamil and Pindell, (1998) en Arias y Cardona (2001).

2.2.2 Fase de Margen Pasiva.

La fase expansiva (rifting) cesó hacia el Cretácico Temprano y fue subsecuentemente seguida por un período de relativa quietud tectónica configurando una margen pasiva en el Norte de Suramérica. Villamil and Pindell (1998) señalan cuatro argumentos principales que evidencian ésta fase evolutiva:

1. Las curvas de acumulación de sedimentos para varias regiones en la parte autóctona del Norte de Suramérica exhiben una acumulación típica de subsidencia térmica para la mayor parte del Cretácico.

2. Las unidades orogénicas de tipo flysch del Centro de Venezuela tales como las formaciones Paracotos y Garrapata han sido datadas como Paleoceno y Eoceno, soportando así la idea del emplazamiento terciario del alóctono sobre la margen pasiva Cretácica.

3. Los hiatos e inconformidades locales presentes en varias áreas en rocas del Cretácico consideradas como el producto de deformación, son mejor interpretadas como producto de erosión submarina en una margen pasiva.

4. Las interacciones entre la Placa Caribe y Suramérica no se iniciaron sino hasta el período Maestrichtiano/Paleoceno en la Península de la Guajira. Los terrenos alóctonos del Norte de Suramérica que contienen rocas metamórficas Cretácicas o de arco volcánico se originaron lejos de la margen pasiva como parte o de la Placa Caribe o de su prisma acrecionario para posteriormente emplazarse como producto de las interacciones Terciarias entre las dos placas. Las rocas Cretácicas, de origen predominantemente marino, depositadas durante ésta fase evolutiva, reposan discordantemente sobre las rocas Jurásicas y registran la transgresión marina en la amplia plataforma que se extendía desde el oriente de Venezuela hasta Perú. Exxon, (1993); Pindell et al., (1998); en Arias y Cardona (2001).

La sección Cretácica en la Cuenca del Catatumbo se caracteriza por presentar

importantes rocas generadoras y rocas reservorio tales como las rocas del Grupo Uribante que constituyen importantes reservorios fracturados, así como las rocas de la Formación La Luna que poseen un promedio de TOC de 4.5% y kerógeno de Tipo II constituyendo la principal fuente de hidrocarburos en el área (Exxon, 1993).

2.2.3 Fase Cuenca Foreland o Antepaís.

La colisión del arco volcánico del Pacífico y el borde oeste de Suramérica a finales del Cretácico marca una nueva fase de evolución tectónica transformando la antigua margen pasiva en un activo cordón orogénico y generando una cuenca foreland o antepaís; no obstante, hacia la parte norte y noreste de la Cuenca de Maracaibo (**Figura 2.3.**). La margen pasiva persistió hasta el emplazamiento de las Napas de Lara en Venezuela al final del Paleoceno. (Parnaud et al., 1995).

Durante el Paleoceno se inicia el levantamiento de la Cordillera Central, lo cual modificó los procesos de sedimentación en la cuenca pasando de procesos puramente marinos a procesos fluvio-deltáicos. (**Figura 2.3.**). El Terciario se caracteriza por la depositación de rocas siliciclásticas que registran el engrosamiento de los sistemas fluviales y deltáicos asociados al levantamiento y erosión del Orógeno Andino. (Exxon, 1993; Pindell et al., 1998). Gran parte de las areniscas depositadas durante éste intervalo constituyen reservorios importantes en la cuenca e incluyen formaciones como Barco y Mirador. (Exxon, 1993).

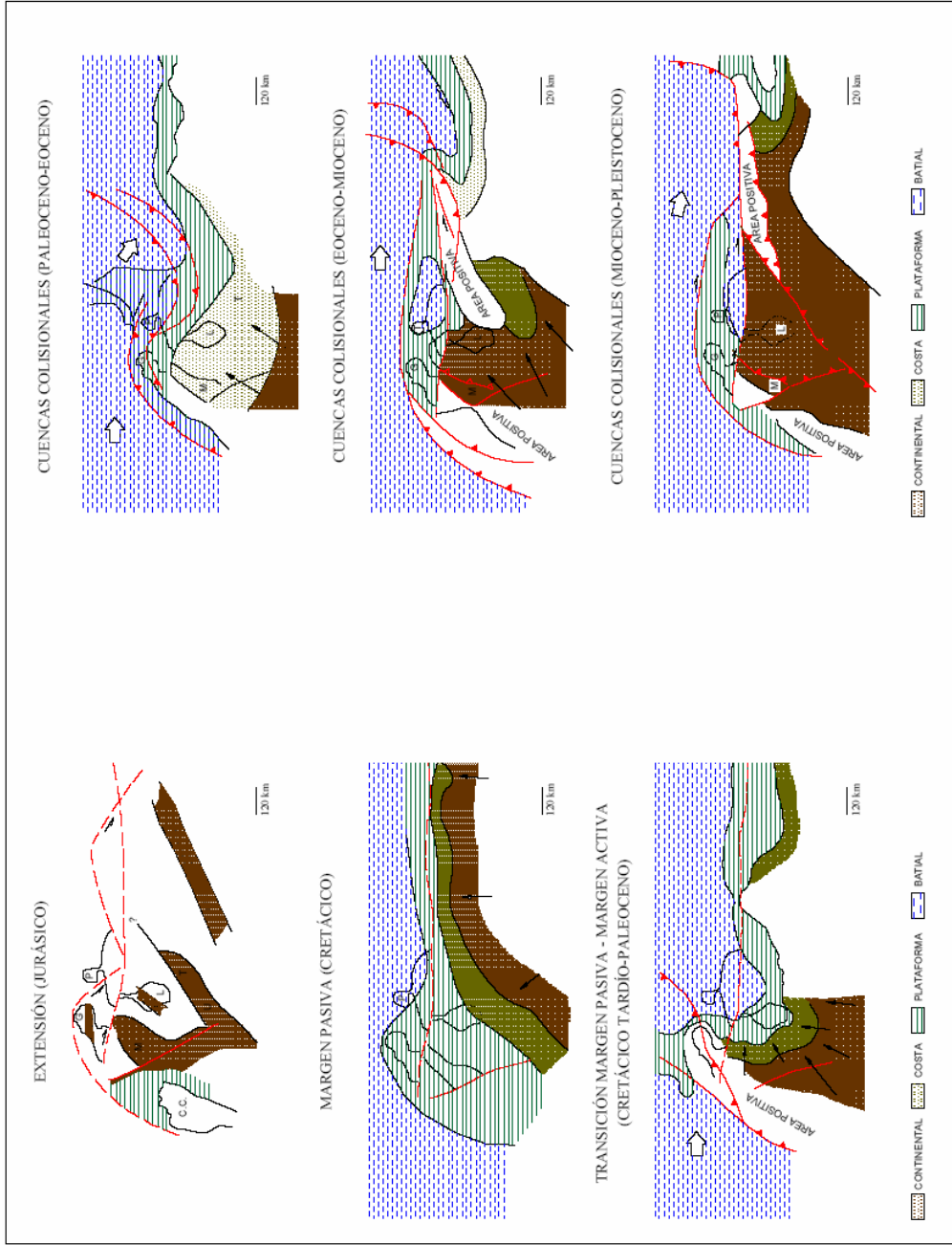


FIGURA 2.4. Evolución de la Cuenca de Maracaibo. T: Trujillo, L: Lago de Maracaibo, CC: Cordillera Central, G: Guajira, P: Paraguaná, U: Uribante, M: Machiques. Las flechas gruesas indican la dirección de movimiento relativo de las placas tectónicas, las flechas delgadas muestran la dirección de aporte de sedimentos. (Parnaud, et al. 1995; en Arias y Cardona 2001)

2.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

2.3.1 Roca Generadora

Análisis geoquímicos realizados en la Cuenca del Catatumbo indican que dentro de la secuencia estratigráfica existen varios niveles ricos en materia orgánica, no obstante los de mayor potencial corresponden a las formaciones cretácicas La Luna y Capacho, las cuales presentan valores promedios de %COT actuales (Porcentaje de contenido de materia orgánica), de 4.5% y 1.27% respectivamente. Exxon, 1993; Amoco, 1998; Corelab, 1998, ICP, 1998; ECOPETROL-ICP, 2001 en Mondragón 2002)

Con base en las evaluaciones geoquímicas del Grupo Uribante se ha podido definir su bajo potencial como roca generadora a escala regional. Esta unidad tiene potencial solamente en un ámbito local. En cuanto al potencial generador en rocas terciarias, el intervalo representado por las formaciones Catatumbo y Barco, presenta un tipo de kerógeno tipo III, de afinidad terrestre y por lo tanto es considerado como potencial generador de gas (*gas prone*). Sin embargo, al igual que el Grupo Uribante su potencial como roca madre está restringido a localidades bien definidas. (Mondragón 2002)

La baja porosidad primaria y permeabilidad determinadas en las muestras de núcleos de las rocas del Cretáceo en los intervalos productores conducen a creer que la migración de hidrocarburos sobre grandes distancias es improbable. Las acumulaciones de hidrocarburos en estas formaciones, posiblemente tuvo lugar después del desarrollo de la porosidad secundaria debido a fracturamiento. (Mondragón 2002)

2.3.2 Roca Almacenadora

Con excepción de las formaciones Colón y Lutita León, las acumulaciones comerciales de hidrocarburos se han encontrado a lo largo de toda la secuencia estratigráfica, incluyendo el basamento pre-Cretácico. (Exxon 1993)

Desde el punto de vista de yacimientos las rocas almacenadoras en la cuenca del Catatumbo se pueden clasificar en dos clases:

2.3.2.1 Yacimientos Convencionales

Este tipo de yacimientos está representado principalmente por rocas terciarias clásticas. Presentan un rango de porosidad entre el 7 y 27%, y de permeabilidad entre los 10 y 720 md). Dentro de esta clasificación se encuentran las siguientes formaciones:

Formación Catatumbo (Paleoceno Temprano)

Formación Barco (Paleoceno)

Formación Los Cuervos (Paleoceno)

Formación Mirador (Eoceno)

Formación Carbonera (Eoceno Tardío - Mioceno Temprano)

2.3.2.2 Yacimientos Naturalmente Fracturados

Se encuentran representados por areniscas y calizas de edad cretácica, con porosidades bajas y permeabilidades que han sido mejoradas por procesos de fracturamiento natural. Dentro de esta clasificación se incluyen los siguientes intervalos:

Grupo Uribante (Aptiano Medio - Albiano Tardío)

Formación Capacho (Cenomaniano - Turoniano)

Formación La Luna (Coniaciano - Campaniano Temprano)

2.3.2 Roca Sello

Los shale intraformacionales del Grupo Uribante parecen mostrar suficiente espesor para ser capas Sello de las formaciones Tibú y Mercedes; los shales de la Formación Cogollo (Capacho) puede ser la capa Sello de la Formación Aguardiente. La roca reservorio de la formación la Luna está bien sellada por las formaciones Colón y Mito Juan.

Las formaciones terciarias (Catatumbo, Barco, Los Cuervos, Mirador y Carbonera) presentan delgadas intercalaciones de Shale intraformacional que les sirve de capa sello. El sello más importante para las formaciones del Terciario es la Formación León Shale. La formación Mirador es probablemente el único reservorio que no tiene un shale totalmente definido, ya que la arena basal de la formación Carbonera descansa en contacto neto con la formación Mirador. (Mondragón 2002).

2.3.2 Trampas

La Cuenca del Catatumbo en general presenta yacimientos de hidrocarburos asociados con estructuras anticlinales asimétricas con el lado Occidental intensamente fallado, este tipo de trampas se podrían clasificar como de tipo estructural principalmente (anticlinal asociado a fallamiento) o de tipo combinado (estructural y estratigráfico). Las mayores acumulaciones posiblemente tuvieron lugar después del periodo de plegamiento y fallamiento ocurrido a finales del Terciario.

De la distribución de la producción y otras evidencias, podría aseverarse que la mayoría de las trampas que dieron origen a las acumulaciones en el Grupo Uribante corresponden a sistemas aislados de zonas con porosidades secundarias. (Mondragón 2002).

3. MODELO SEDIMENTOLOGICO

La realización del modelo sedimentológico, se hizo basado un estudio macropetrográfico de la descripción de corazones para las diferentes Formaciones del Grupo Uribante.

La elección de los pozos se realizó teniendo en cuenta el número de pies corazonados para cada Formación, siendo los pozos Tibú 108K (Anticlinal de Socuavó) y el Tibú 182K (Anticlinal de Tibú) los que presentan el registro de roca mas completo para la Formación Aguardiente; para la Formación Tibú el único pozo con un espesor considerable corazonado es el Tibú 178K (Anticlinal de Tibú). La Formación Mercedes no tiene intervalos corazonados considerables, por lo tanto no se realizó el análisis sedimentológico.

En el registro de descripción sedimentológica y estratigráfica, están consignadas a escala 1:100 todas las características sedimentológicas y estratigráficas observadas en los corazones de los pozos, Tibú 178K, Tibú108K y Tibú 182K para el Grupo Uribante; conformado por las Formaciones Tibú, Mercedes y Aguardiente, en los cuales se describieron 106.33 pies en un intervalo que va desde 8888`7 pies hasta los 8632 pies **Anexo 1** Columna estratigrafica a escala 1: 100 para el pozo Tibú 108K y 291.33' pies dentro del pozo Tibú 182K **Anexo 2**, donde se encuentra representada la Formacion Aguardiente. El pozo Tibú178K tiene corazonado la Formación Tibú, en el cual se describieron 138 pies en un intervalo que va desde 9040 hasta 9345 pies.

La metodología utilizada para la descripción de núcleos de perforación de los pozos estudiados, se baso en el formato de descripción macropetrográfica de corazones, del INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO (ICP), donde se tiene en cuenta parámetros como el tamaño de grano, Litología, estructuras sedimentarias físicas y orgánicas, con el objeto de determinar las facies que lleven a la interpretación del ambiente.

La localización geográfica de los pozos Tibú 108K, Tibú 182K y Tibú 178K en el Campo Tibú está indicada en la **Figura 3.1**, cuyas coordenadas planas origen Bogotá, están representadas en la **Tabla 3.1**.

Tabla 3.1. Coordenadas planas de los pozos Tibú 108K, Tibú 182 K y Tibú 17

POZO	COORDENADA N	COORDENADA W
Tibú 108K	N = 1'146.096m	W= 1'459.095m
Tibú 182K	N = 1'154.517m	W= 1'441.503m
Tibú 178K	N = 1'154.735m	W= 1'446.178m

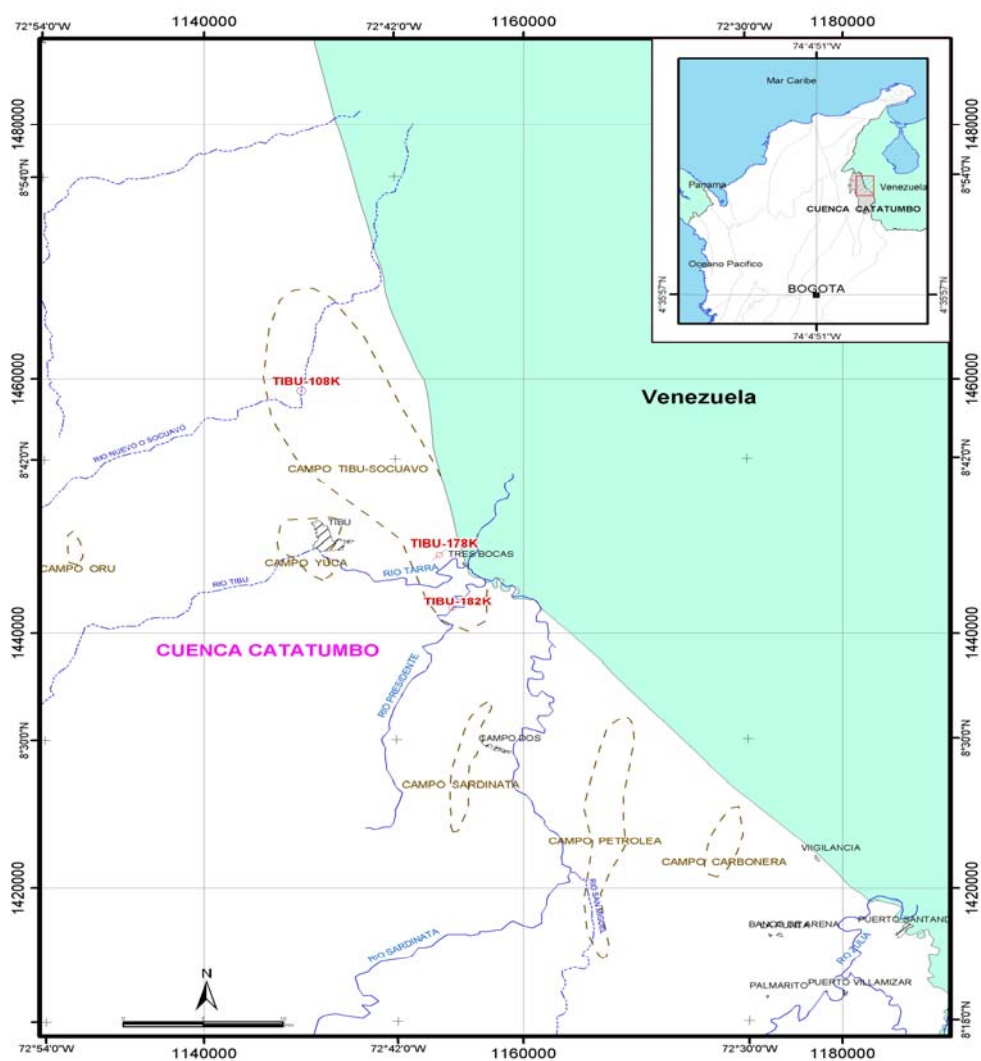


Figura 3.1. Localización geográfica de los pozos Tibú 108K, 182K y 178K, Campo Tibú, Cuenca del Catatumbo, Colombia.

3.1. DESCRIPCIÓN DE FACIES

Dentro del presente trabajo, fueron interpretadas veintiséis facies, las cuales se describieron teniendo en cuenta sus características texturales, estructuras físicas y biogénicas observadas. Las facies son nombradas utilizando abreviaturas que simplifican la descripción de los principales rasgos estructurales. La **Figura 3.2** muestra la metodología utilizada para el nombramiento de las facies.

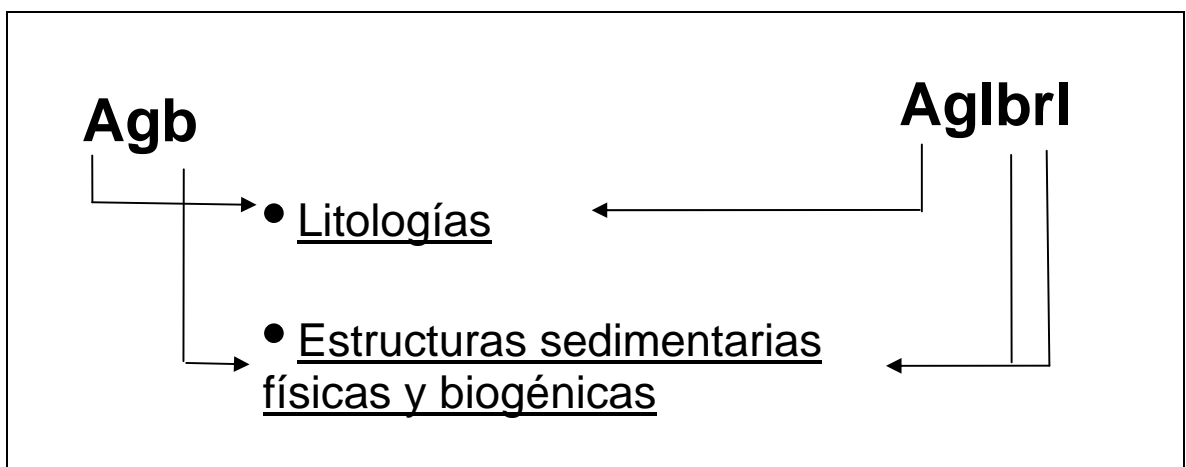


Figura 3.2. Metodología utilizada para nombrar cada una de las facies presentes

A continuación se presenta la descripción de cada una de las facies, encontradas dentro de los núcleos analizados en el Grupo Uribante. Se muestra, Litología, color, textura, composición de la roca; estructuras físicas y Biogénicas presentes y la asociación estratigráfica de la facies con las demás existentes. Se encuentran ordenadas de menor a mayor energía según su ambiente de depositación.

3.1.1 Facies Fb: Finos Bioturbados.

La Facies Fb, corresponde a una Limonita según Folk, (1974), de color negro rica en materia orgánica, contiene fragmentos carbonosos, moscovita y pirita alterando a azufre.

El grado de bioturbación es moderado, observándose principalmente madrigueras no diferenciadas y Thalassinoides.

La facies Fb representa el 8.7% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 182K equivalentes a 25.25 pies. Para el pozo Tibú 108K representa el 2.9% de los intervalos corazonados equivalentes a 3.08 pies y representa el 3.44 % de los intervalos corazonados del pozo Tibú 178K, equivalente a 4.75 pies.

En la Formación Tibú esta facies se encuentra asociada con las facies Mb y Mbb las cuales suprayacen esta facies.

La facies Fb está asociada en la Formación Aguardiente con las facies Alb y Aglb encontrándose frecuentemente por debajo de estas; las facies Alb y Aglb van disminuyendo en espesor hacia el tope, siendo sustituidas por facies de mayor tamaño de grano (Ab). La facies Fb va aumentando su espesor hacia el tope de la Formación pasando de capas de 0,33 ft hasta 6,7ft **(Foto 1)**.

3.1.2 Facies Fb1: Finos Bioturbados con Relictos de Laminación.

La Facies Fb1, corresponde a una Limonita según Folk, (1974); de color negro rica en materia orgánica, contiene fragmentos carbonosos y moscovita; presenta laminación lenticular con lentes rellenos de arena, glauconita y cuarzo.

El grado de bioturbación es moderado, grado 3 según Pemberton (1992) observándose principalmente madrigueras no diferenciadas.

La facies Fb1 representa el 8.01% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 182K equivalentes a 23.25 pies. Para el pozo Tibú 108K representa el 2,74% de los intervalos corazonados equivalentes a 2.91 pies.

La facies Fb1 está asociada en la Formación Aguardiente con las facies Alb, Ab1 y Aglbrl las cuales la suprayacen; también se encuentran interdigitadas y en forma de lentes

dentro de esta facies. La facies Fb infrayace esta facies y de la misma forma se encuentra interestratificada con la misma. La facies Fbri va aumentando su espesor hacia el tope de la Formación en capas que van desde 0,25Ft hasta 4,5Ft. **(Foto 1)**.

3.1.3 Facies Mlb: Mudstone Lodoso Bioturbado.

La Facies Mlb, corresponde a un Mudstone según Dunham, (1962); de color gris medio, con escaso contenido de conchas de pocos milímetros, presencia de materia orgánica y un alto grado de bioturbación no diferenciada, grado 4-5 según Pemberton (1992).

La facies Mlb representa el 3.56% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 178K equivalentes a 4.916 pies.

La facies Mlb está asociada en la Formación Tibú con las facies Wb y Wbb las cuales infrayacen esta facies, también se encuentra de forma interdigitada con las mismas; la variación vertical de esta facies es mínima y conserva su espesor en capas que oscilan entre 1.0Ft – 1.5Ft.

3.1.4 Facies Mb: Mudstone Bioturbado.

La Facies Mb, corresponde a un Mudstone según Dunham (1962); de color gris medio con contenido de glauconita y moscovita, con presencia de madrigueras grandes posiblemente de moluscos y con un alto grado de bioturbación no diferenciada, grado 4-5 según Pemberton (1992)

La facies Mb representa el 1,18% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 108K equivalentes a 1,25 pies y representa el 21.26 % de los intervalos corazonados del pozo Tibú 178K, equivalente a 29.333 pies.

La facies Mb está asociada con las facies Wb, y Wbb las cuales la suprayacen constantemente dentro de la Formación Tibú; la facies Wb se encuentra interestratificada

con esta facies y de igual forma la infrayace junto con la facies Wlb. La variación vertical de espesor de esta facies ocurre en capas que van desde 0.75Ft hasta 3Ft.



Foto 1. Facies Fb y Fbrl pozo Tibú 108K, se observan Thalassinoides y una pronunciada laminación lenticular

En la Formación Aguardiente esta facies se encuentra asociada con las facies Alb y Wb las cuales la suprayacen. Las facies Fb y Fbrl son las que infrayacen esta facies. La facies Mb ocurre en delgadas capas y solo aparecen en la parte basal de esta Formación; el espesor varía entre 0.20Ft hasta 4.5Ft. **(Foto 2.)**

3.1.5 Facies Mbb: Mudstone Bioturbado con Bioclastos.

La Facies Mbb, corresponde a un Mudstone según Dunham (1962); de color gris medio con gasterópodos y conchas de Bivalvos de 3 a 5 cm. de diámetro, con bajo grado de bioturbación no diferenciada.

La facies Mbb representa el 0.86% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 182K equivalentes a 2.5 pies. Esta facies es puntual y solo se encuentra en el intervalo de 8420' a los 8422' pies; y representa el 4.71% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 178K, equivalente a 6.5 pies.

La facies Mbb está asociada en la Formación Tibú con la facies Wb; esta facies se encuentra suprayaciendola e infrayaciendola; el espesor de las capas en la que ocurre la facies Mbb va desde 0,2Ft -3Ft.

En la Formación Aguardiente esta facies se encuentra asociada con la facies Alb y Wb las cuales la suprayacen; la facies Wb además se encuentra infrayaciendola. La variación vertical de estas facies ocurre en capas que van desde 1.0Ft–1.5Ft; esta facies es escasa apareciendo en las partes basales de la Formación.

3.1.6 Facies Wlb: Wackestone Lodoso Bioturbado.

La Facies Wlb, corresponde a un Wackestone según Dunham (1962), de color gris, el cual contiene cuarzo 4%, glauconita 3% y fragmentos de conchas de Bivalvos las cuales presentan bioerosión. El grado de bioturbación es moderado, grado 3 según Pemberton (1992), observándose principalmente madrigueras no diferenciadas.

La facies Wlb representa el 1% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 182K equivalentes a 10 pulgadas y representa el 4.53 % de los intervalos corazonados del pozo Tibú 178K, equivalente a 6.25 pies.

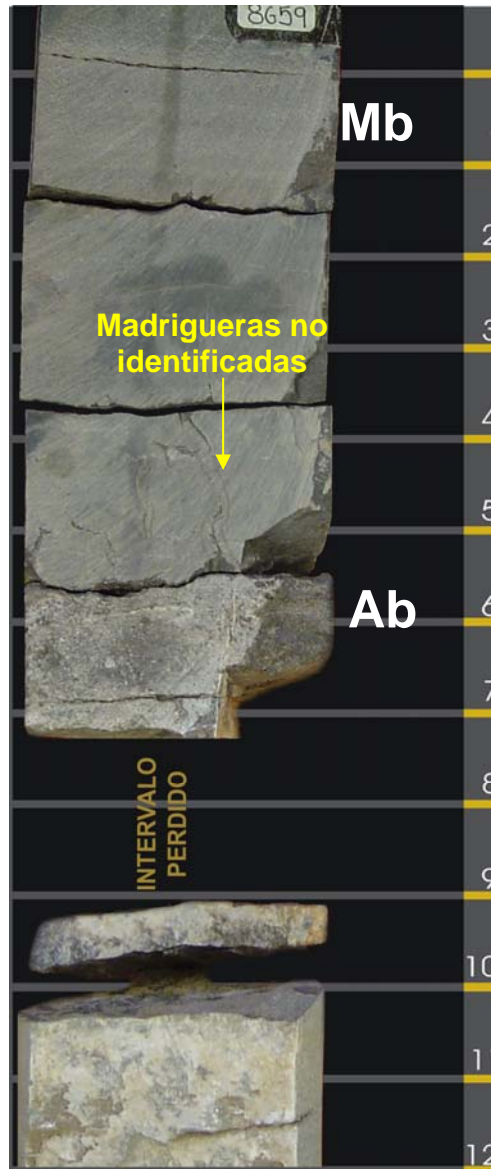


Foto 2. Facies Mb y Ab pozo Tibú 108K, se observan madrigueras no identificadas que están presentes continuamente en estas facies

La facies Wlb está asociada con la facies Wb la cual se encuentra interestratificada; la variación vertical de espesor de esta facies ocurre en capas que van desde 0,250Ft–2,0Ft

generalmente conserva el espesor en la Formación Tibú.

En la Formación Aguardiente esta facies se encuentra asociada con la facies Wb y Alb las cuales se encuentran suprayaciendola, la facies Wb a la vez infrayace constantemente a la misma; la facies Wlb solo aparece en la parte basal de esta Formación con espesores de capas que van desde los 0,10Ft-0.8Ft; esta facies ocurre ocasionalmente a lo largo de toda la Formación **(Foto 3)**.

3.1.7 Facies Wb: Wackestone Bioturbado.

La Facies Wb, corresponde a un Wackestone según Dunham (1962), de color gris claro, con fragmentos de conchas y cemento spar. Los fragmentos fósiles son de Bivalvos, gasterópodos, espículas de equinodermos y foraminíferos. Presenta estructuras sedimentarias orgánicas geopetales. El grado de bioturbación es moderado, grado 3 según Pemberton (1992), observándose principalmente madrigueras no diferenciadas y de molusco, las cuales están rellenas de un material más fino.

La facies Wb representa el 5.54% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 182K equivalentes a 16.08 pies. Para el pozo Tibú 108K representa el 11.76% de los intervalos corazonados equivalentes a 12.5 pies, y representa el 12.02 % de los intervalos corazonados del pozo Tibú 178K, equivalente a 16.583 pies.

La facies Wb está asociada con la facies Wbb la cual la suprayace encontrándose en forma de paquetes intercalados dentro de la Formación Tibú, hacia el techo la facies Wbb sustituyen completamente a la facies Wb. La variación vertical de esta facies ocurre desde capas que van desde 2,0Ft-1,0Ft.

En la Formación Aguardiente esta facies se encuentra asociada con la facies Wbb, Alb y Ab; las cuales se encuentran interestratificada en capas delgadas y de forma interdigitada con las mismas **(Foto 3)**.

3.1.8 Facies Wbb: Wackestone Bioturbado con Bioclastos.

La Facies Wbb, corresponde a un Wackestone según Dunham (1962), de color gris medio, los fragmentos fósiles son principalmente conchas de moluscos, peloides ricos en micrita y equinodermos. Un significativo porcentaje de los fragmentos esqueléticos fueron recristalizados y reemplazados por cemento spar. El contenido de micrita es abundante cerca aun 4% y cantidades menores de dolomita, alrededor de un 1%. La bioturbación es de grado medio identificándose Planolites, y Thalassinoides, grado 3 según Pemberton (1992). presenta estructuras orgánicas geopetales.

La facies Wbb, representa el 29.41 % de los intervalos corazonados del pozo Tibú 178K, equivalente a 40.583 pies.

La facies Wbb está asociada en la Formación Tibú con la facies Pbb y Mb las cuales la suprayacen. Hacia la parte basal e intermedia de la Formación Tibú se encuentra la facies Wbb en paquetes de capas delgadas e intercaladas con la facies Mb y a medida que se asciende verticalmente la facies Mb es reemplazada por la facies Pbb. El espesor de la facies Wbb varia en capas que van desde 2,2Ft-1,0Ft,

En la Formación Aguardiente esta facies se encuentra asociada con las facies Albrl, Alb y Albb las cuales la suprayacen. Las facies Wb y Fb la infrayacen. El espesor de la facies Wbb varia en capas que van desde 2,0Ft -0,5Ft a través de toda la Formación (**Foto 3**).

3.1.9 Facies Pb: Packstone Bioturbado.

La Facies Pb, corresponde a un Packstone según Dunham (1962), de color gris medio, presenta fragmentos esqueléticos recristalizados reemplazados por esparita. El grado de bioturbación es moderado, grado 3 según Pemberton (1992), observándose principalmente madrigueras no diferenciadas.

La Facies Pb, representa el 3.32 % de los intervalos corazonados del pozo Tibú 178K, equivalente a 4.583 pies.

La facies Pb está asociada en la Formación Tibú con la facies Pbb la cual se encuentra suprayaciendola e infrayaciendola, en la parte basal de la Formación Tibú estas facies se encuentran alternándose continuamente en paquetes que varían de espesores entre los 5 Ft y 7Ft. Estas dos facies Pb y Pbb reemplazan a las facies Wb, Wbb y Mb en la parte basal a intermedia de la Formación y constituyen depósitos de canales de barras submareales dentro de una plataforma interna.

3.1.10 Facies Pbb: Packstone Bioturbado con Bioclastos.

La Facies Pbb, corresponde a un Packstone según Dunham (1962), de color gris medio, con fragmentos fósiles. Principalmente conchas de moluscos, peloides ricos en micrita y equinodermos, fragmentos de conchas de Bivalvos hasta de 2 cm. de diámetro distribuidos de forma irregular; algunas reemplazadas por pirita y materia orgánica. Se identifican laminación ondulosa y plano-paralela, el grado de bioturbación es moderado, a bajo grado 2-3 según Pemberton (1992). En la parte superior del núcleo las conchas de Bivalvos y las espículas de Equinodermos se encuentran orientadas en el sentido de la laminación. Esta Facies presenta gran contenido de matriz y el cemento spar se encuentra reemplazando la micrita.

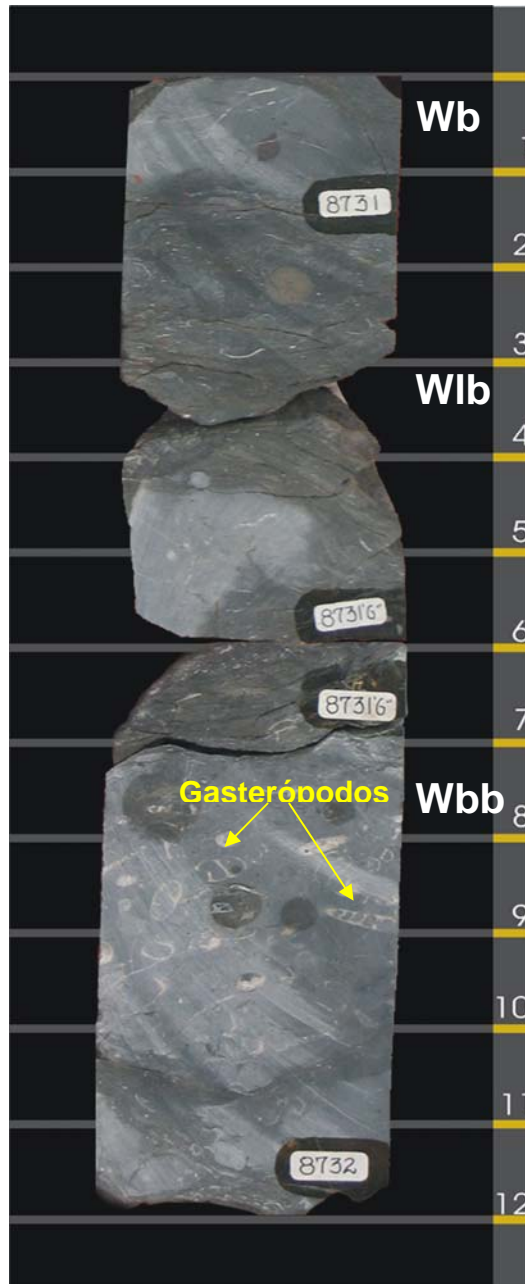


Foto 3. Facies Wb, Wlb y Wbb, se observan la facies Wb interdigitada con la facies Wlb, también se observan conchas de Gasterópodos que hacen parte de la facies Wbb, pozo Tibú 108K

La facies Pbb representa el 3.33% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 182K equivalentes a 9.66 pies. Para el pozo Tibú 108K representa el 2,59% de los intervalos corazonados equivalentes a 2,75 pies y representa el 12.98 % de los intervalos

corazonados del pozo Tibú 178K, equivalente a 17.916 pies. **(Foto 4)**

La facies Pbb está asociada en la Formación Tibú con la facies Wbb las cuales aparecen siempre juntas, intercalándose a través de toda la Formación. El espesor de esta facies varía en capas que van desde 0,5Ft - 4Ft.

En la Formación Aguardiente esta facies esta asociada con las facies Abrl, Ab las cuales suprayacen esta facies y se encuentran en ocasiones de forma interdigitada con la misma. Esta facies aparece ocasionalmente y su espesor varía entre 0,5Ft en la parte basal y con espesores cerca de los 5Ft hacia el tope de la Formación. **(Foto 4)**.

3.1.11 Facies Gbb: Grainstone Bioturbado con Bioclastos.

La Facies Gbb, corresponde a un Grainstone según Dunham (1962), de color gris claro moderadamente seleccionado con contenido de cuarzo subredondeado e intraclastos subredondeados a redondeados, el cemento es principalmente calcáreo (esparita). Hay presencia de pirita en algunos intraclastos.

La Facies Gbb, representa el 4.77% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 178K, equivalente a 6.583 pies.

La facies Gbb está asociada en la Formación Tibú con la facies Pbb la cual la suprayace, esta facies aparece de forma puntual y solo se observó una capa de aproximadamente 7Ft, esta facies junto con la facies Pbb se encuentran sustituyendo las facies Mb, Wb y Wbb en depósitos de canales de barras submareales en un subambiente de plataforma interna.

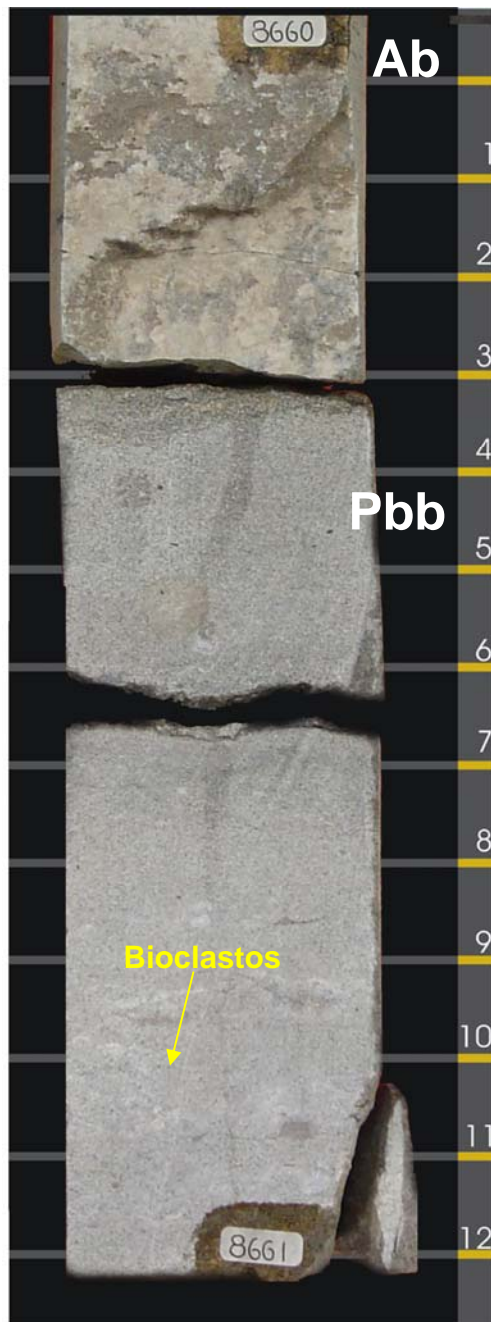


Foto 4. Facies Ab y Pbb pozo Tibú 108K, se observan Bioclastos de pequeñas conchas de Bivalvos y Ostreídos

3.1.12 Facies Aglb: Glaucoarenita Lodosa Bioturbada.

La Facies Aglb, corresponde a una Glaucoarenita según Folk, (1974), de color verde. Moderadamente sorteada, ligeramente fosilífera, y rica en glauconita (40%), Matriz (10%-

15%), el carbonato de calcio es el principal cemento constituyente de la roca. Los granos son subredondeados a subangulares; los granos detríticos muestran una predominancia elongada y ligeramente contactos intergranulares embahados. Las conchas presentes son delgadas y escasas de hasta 3 mm en algunos niveles. El grado de bioturbación es medio y no diferenciado, grado 3 según Pemberton (1992).

La facies Aglb representa el 2.96% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 182K equivalentes a 8,58 pies. Para el pozo Tibú 108K representa el 6,9% de los intervalos corazonados equivalentes a 7,33 pies.

La facies Aglb está asociada con las Alb y Agb las cuales la suprayacen. Esta facies se halla con mayor intensidad hacia la base de la Formación Aguardiente, y comienza a desaparecer hacia el techo de la misma. El espesor de esta facies varía en capas que van desde 0,6Ft-1,5Ft. **(Foto 8)**.

3.1.13 Facies Alb: Arenita Lodosa Bioturbada.

La Facies Alb, corresponde a una Sublitaranita Glauconítica según Folk (1974), ligeramente fosilífera de color gris, en capas de 15 a 50cm, moderadamente sorteada, granos de cuarzo subangulares a subredondeados, los granos detríticos muestran una predominancia elongada con contactos intergranulares tangenciales y embahados. El cemento es principalmente calcáreo; hay presencia de cemento siderítico. Las conchas presentes son escasas y en algunos niveles se encuentran reemplazados en pirita. La bioturbación predominante es grado medio no diferenciada, grado 3 según Pemberton (1992), aunque hay presencia de *Thalassinoides*; no presenta estructuras sedimentarias físicas.

La facies Alb representa el 10.2% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 182K equivalentes a 29.58 pies. Para el pozo Tibú 108K Representa el 5,1% de los intervalos corazonados equivalentes a 5,5 pies.

La facies Alb está asociada con las Agb y Ab las cuales la suprayacen. Esta facies se

encuentra interdigitada con la facies Ab y Wb; la facies Aglb se halla por debajo, y constituye el contacto inferior de esta facies en repetidas ocasiones. El espesor de esta facies aumenta de base a techo y varía en capas que van desde 0,4Ft-1,5Ft. **(Foto 5)**.

3.1.14 Facies Albb: Arenita Lodosa Bioturbada con Bioclastos.

La Facies Albb, corresponde a una Sublitarrenita Calcárea y Fosilífera según Folk (1974), de color gris claro, tamaño de grano muy fino, se encuentra moderadamente sorteada; los granos de cuarzo son subangulares a subredondeados de, se encuentra en capas de 10 a 30cm. Los fragmentos esquelétales son principalmente de conchas de moluscos y equinodermos, el cemento es principalmente calcáreo Y la bioturbación predominante es alta, grado 4-5 según Pemberton (1992), principalmente muestra presencia de madrigueras no diferenciadas.

La facies Albb representa el 3.36% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 182K equivalentes a 9.75 pies. Para el pozo Tibú 108K representa el 2,04% de los intervalos corazonados equivalentes a 2,16 pies. **(Foto 6)**.

La facies Albb está asociada con la facies Ab la cual la suprayace. Las facies Aglb y Fb se encuentran infrayeciendola. El espesor de esta facies aumenta de base a techo y varía en capas que van desde 0,3Ft-1,3Ft.



Foto 5. Facies Alb y Fb, se observa Bioturbación no diferenciada la cual es frecuente en esta facies, pozo Tibú 108K



Foto 6. Facie Albb pozo Tibú 108K, se observa Bioturbación no diferenciada, conchas de Bivalvos y espículas de Equinodermos

3.1.15 Facies Aglbrl: Glaucoarenita Lodosa Bioturbada con Relictos de Laminación.

La Facies Aglbrl, corresponde a una Sublitarrenita Glaucoarenita según Folk (1974), de color verde, moderadamente a bien sorteada, ligeramente fosilífera, y rica en glauconita

(40%); el cemento es principalmente calcáreo, Los granos de Cuarzo son subredondeados a subangulares con contactos intergranulares embahados. Presenta estructuras sedimentaria físicas como lo son laminación wisply e irregular. Se encuentra una bioturbación de bajo grado, grado 2 según Pemberton (1992), con presencia de Ophiomorfa y Thalassinoides.

La facies Aglbrl representa el 1.8% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 108K equivalentes a 1.91 pies.

La facies Aglbrl está asociada con la facies Agb y agcl las cuales suprayace esta facies, la facies Fbrl se encuentran infrayeciendola. Esta facies se encuentra en forma puntual y ocurre en capas con espesores de 1,0Ft y 0,9Ft respectivamente.

3.1.16 Facies Albrl: Arenita Lodosa Bioturbada con Relictos de Laminación.

La Facies Albrl, corresponde a una Sublitarrenita según Folk (1974), de color gris oscuro; de granos bien seleccionados, subredondeados con buena esfericidad de tamaño muy fino, con contactos suturados. Cemento silíceo. Presenta lodo diseminado como intraclastos, laminación ondulosa y laminación plano-paralela. El grado de bioturbación es bajo y poco diferenciado, grado 2 según Pemberton (1992)

La facies Albrl representa el 1.38% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 182K equivalentes a 4 pies.

La facies Albrl está asociada con la facies Abre la cual suprayace esta facies, la facies Wb se encuentran infrayeciendola. Esta facies se encuentra en las partes basales de la Formación Aguardiente y desaparece hacia la parte media de la misma; ocurre en capas con espesores que varían de 0,33Ft -1,0Ft. Esta facies marca la transición de un ambiente de plataforma externa a uno de plataforma interna.

3.1.17 Facies Abb: Arenita Bioturbada con Bioclastos.

La Facies Abb, corresponde a una Cuarzoarenita a sublitoarenita según Folk (1974), de color gris claro, de tamaño de grano fino a muy fino, con moderada a buena selección y esfericidad, los granos son subangulares a subredondeados con contactos suturados. El cemento es principalmente calcáreo. Los líticos varían entre 2 y 7%. Los restos fósiles son principalmente; gasterópodos y fragmentos esqueléticos de conchas de moluscos y equinodermos; algunas de estas conchas se encuentran remplazadas en pirita. La bioturbación varía de alta a moderada, grado 3-5 según Pemberton (1992), observándose principalmente madrigueras no diferenciadas.

La facies Abb representa el 4.16% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 182K equivalentes a 12.08 pies. Para el pozo Tibú 108K representa el 8,46% de los intervalos corazonados equivalentes a 9 pies.

La facies Abb está asociada con la facies Ab la cual suprayace esta facies, las facies Wb, Wbb y Alb se encuentran infrayeciendola. Esta facies se encuentra de base a techo de la Formación Aguardiente incrementando su espesor verticalmente de 0,6Ft -2,0Ft.

3.1.18 Facies Ab: Arenita Bioturbada.

La Facies Ab, corresponde a una Cuarzoarenita a sublitoarenita según Folk (1974), de color gris claro, de tamaño de grano fino a muy fino, con moderada a buena selección y esfericidad. Los granos son subangulares a subredondeados con contactos suturados. Los líticos varían entre 2 y 10%, es constante la siderita a lo largo de esta facies presentándose como manchas ligeras. Ocasionalmente aparecen muy pequeños fragmentos de restos fósiles; gasterópodos y Bivalvos. El cemento es principalmente calcáreo. La bioturbación varía de alta a moderada, grado 3-4 según Pemberton (1992), observándose en los sedimentos arenosos principalmente *Palaeophycus*, *Ophiomorpha*, *Planolites*, y *Diplocraterion*.

La facies Ab representa el 11.48% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 182K

equivalentes a 33.33 pies. Para el pozo Tibú 108K representa el 18.34% de los intervalos corazonados equivalentes a 19.5 pies.

La facies Ab está asociada con la facies Abre la cual suprayace esta facies, las facies Wb, Wbb y Alb se encuentran infrayeciendola. Esta facies se encuentra de base a techo en capas delgadas que van desde 0,5Ft hasta 1,0Ft; pero también ocurre ocasionalmente en capas de hasta 2Ft. **(Foto 7)**.

3.1.19 Facies Agb: Glaucoarenita Bioturbada.

La Facies Agb, corresponde a una Glaucoarenita según Folk (1974), de color gris claro a verde, de tamaño de grano fino a muy fino ,buena selección y esfericidad, granos subredondeados; con contactos suturados y tangenciales. Glauconita (20-25%), Siderita (10%), Matriz (5%), pirita reemplazando Talassanoides (5%), cemento calcáreo. En algunas capas se presentan láminas de siderita hacia la base. Presenta Baja bioturbación, grado 1-2 según Pemberton (1992), su bioturbación consta principalmente con la presencia de Asterosoma, Diplocraterion, Planolites y Skolithos.

La facies Agb representa el 1.06% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 182K equivalentes a 3.08 pies. Para el pozo Tibú 108K representa el 5,4% de los intervalos corazonados equivalentes a 5,83 pies.

La facies Agb está asociada con la facies Agbre, Abri la cual suprayace esta facies, la facies Ab, se encuentra infrayeciendola. Esta facies se adelgazan hacia el tope de la Formación y ocurre en capas delgadas que van desde 0,7Ft hasta 0,3Ft. **(Foto 8 y 10)**.



Foto 7. Facies Ab Pozo Tibú 108K

3.1.20 Facies Abri: Arenita Bioturbada con Relictos de Laminación.

La Facies Abrl, corresponde a una Cuarzoarenita a sublitoarenita según Folk (1974), de color gris claro, con moderada selección. Los granos son subredondeados; la arena muestra una fabrica laminar con espesores de 2mm a 3mm; laminas de arena fina entre capas de arena gruesa. La fabrica deposicional es moderadamente compacta y muestra una predominancia de contactos intergranulares ligeramente embahados. El cemento es principalmente silíceo evidenciado por el sobrecrecimiento del cuarzo y ocasionalmente hay presencia de cemento calcáreo. Las estructuras sedimentarias físicas presentes son principalmente laminación plano paralela y hacia el techo laminación wisply; el grado de bioturbación es alto, grado 4-5 según Pemberton (1992), con gran densidad de madrigueras no diferenciadas, Skolithos, Planolites y Diplocraterion.

La facies Abrl representa el 33.75% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 182K equivalentes a 12.08 pies. Para el pozo Tibú 108K representa el 15.60% de los intervalos corazonados equivalentes a 16,58 pies.

La facies Abrl está asociada con la facies Abre, Abrl la cual suprayace esta facies, la facies Ab y Fbrl se encuentran infrayeciendola. Esta facies aumentan su espesor de base a techo y ocurre en capas que van desde 0,5Ft hasta 6Ft. **(Foto 9)**.



Foto 8. Facies Agb y Aglb pozo Tibú 108K, se observa Bioturbación no diferenciada característica de estas facies.



Foto 9. Facie Abri pozo Tibú 108K, se observa laminación paralela y disolución secundaria

3.1.21 Facies Agbrl: Glaucoarenita Bioturbada con relictos de Laminación.

La Facies Agbrl, corresponde a una Glaucoarenita según Folk (1974), de color gris claro a verde, tamaño de grano fino upper a fino low, buena selección y esfericidad, granos subredondeados con contactos suturados y puntuales, Glauconita (20-25%), Siderita (10%), El cemento es calcáreo hacia la base pero, hacia el techo es de tipo silíceo. Presenta laminación Plano paralela y laminación wisply hacia la base, mientras al tope predominan las ondulitas de corriente. El grado de bioturbacion es medio, grado 3 según Pemberton (1992), con presencia de Asterosoma y Planolites descritos en las capas básales. En las capas superiores se presentan clastos de siderita orientados.

La facies Agbrl representa el 1.87% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 182K equivalentes a 5,41 pies. Para el pozo Tibú 108K representa el 6,7% de los intervalos corazonados equivalentes a 7,16 pies.

La facies Agbrl está asociada con la facies Agbre, Ace las cuales suprayacen esta facies, la facies Agb y Fbrl se encuentran infrayeciendola. Esta facies disminuyen su espesor de base a techo y ocurre en capas que van desde 1,0Ft hasta 0,4Ft

3.1.22 Facies Ace: Arenita con Clastos y Estratificación.

La Facies Ace, corresponde a una sublitoarenita según Folk (1974), de color gris claro, de tamaño de grano fino a muy fino en capas de 20 a 50 cm.; con moderada selección, granos subredondeados con contactos suturados. El cemento es principalmente calcáreo, ligeramente siderítico. Las estructuras sedimentarias físicas presentes son principalmente estratificación cruzada planar. El grado de bioturbación es insipiente, grado 1 según Pemberton (1992), y no diferenciado.

La facies Ace representa el 3.68% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 108K equivalentes a 3.91 pies.

La facies Ace está asociada con la facies Agbrl la cual suprayace esta facies. Esta facies

solo aparece de forma puntual a lo largo de toda la Formación y disminuyen su espesor de base a techo variando entre 1,7Ft-0,3Ft, posiblemente estas facies se encuentren asociados a depósitos de canales de barras maréales. **(Foto 10)**.

3.1.23 Facies Agce: Glaucoarenita con Clastos y Estratificación.

La Facies Agce, corresponde a una Glaucoarenita según Folk (1974), de color verde, de tamaño de grano fino alto a fino bajo, buena selección y esfericidad, granos subredondeados, con contactos suturados y puntuales, Glauconita (40-55%), hay presencia de bandas de siderita de (1 a 3cm) y clastos de Siderita de 10 a 15 mm. agrupados con cierta orientación; El cemento es ligeramente calcáreo (5%), pero hacia el techo es de tipo silíceo. Las estructuras sedimentarias físicas predominantes son las ondulitas de corriente y presencia de estratificación cruzada en artesa a pequeña escala; Esta facies es puntual y se encuentran en una pequeña parte del intervalo corazonado.

La facies Agce representa el 3.7% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 108K equivalentes a 4 pies.

La facies Agce está asociada con la facies Aglbrl la cual suprayace esta facies. Esta facies aparece de forma puntual en una capa, hacia el tope de la Formación, el espesor es de 4Ft Aproximadamente. **(Foto 11)**.



Foto 10. Facies Ace y Agb pozo Tibú 108K, se observa clastos de Siderita orientados y Prestilolitos

3.1.24 Facies Abre: Arenita Bioturbada con Relictos de Estratificación.

La Facies Abre, corresponde a una Cuazoarenita a sublitoarenita según Folk (1974), de color gris claro, de pobre a moderadamente sorteada, Los granos de cuarzo son subredondeados, los fragmentos detríticos presentan contactos intergranulares embahados. Hay presencia de disolución secundaria intragranular y granular como resultado de la disolución parcial o completa de pellets de glauconita y granos de feldespatos. El cemento es principalmente silíceo, pero hay presencia de cemento calcáreo. Las estructuras sedimentarias físicas presentes en esta facies son la estratificación cruzada planar a pequeña escala y estratificación plano-paralela. El grado de bioturbación es de grado medio, grado 3 según Pemberton (1992), con presencia de Skolithos y Ophiomorpha.

La facies Abre representa el 9.01% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 182K equivalentes a 26.16 pies.

La facies Abre está asociada con la facies Ab, Albrl las cuales suprayacen esta facies, la facies Albrl se encuentra infrayeciendola. Esta facies conserva su espesor a lo largo de toda la formación con capas que van desde 0,5 Ft hasta 2Ft. Estas facies corresponden a depósitos de canales de barras submareales dentro de una plataforma interna.

3.1.25 Facies Agbre: Glaucoarenita Bioturbada con Estratificación.

La Facies Agbre, corresponde a una Glaucoarenita según Folk (1974), de color gris claro a verde, de tamaño de grano fino a medio, con moderada selección, granos subangulares a subredondeados, buena esfericidad con contactos suturados. El cemento es principalmente silíceo, pero hay abundante cemento calcáreo. Presenta porosidad secundaria intergranular e intragranular por disolución. Las estructuras sedimentarias físicas presentes en esta facies son, la estratificación cruzada planar apareciendo en la base de las capas y la estratificación cruzada en artesa ubicada hacia el tope. Presenta una incipiente a baja bioturbación no diferenciada, grado 1-2 según Pemberton (1992).

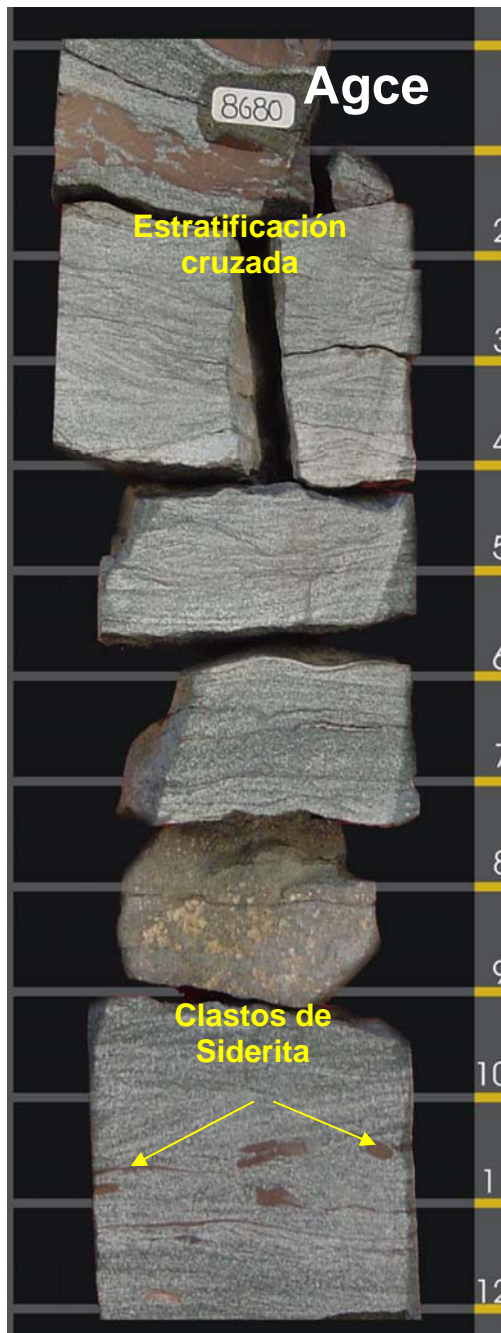


Foto 11. Facie Agce pozo Tibú 108K, se observa Estratificación Cruzada y Clastos de siderita

La facies Agbre representa el 3.04% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 182K equivalentes a 8,83 pies.

La facies Abre está asociada con la facies Ae, Albrl las cuales suprayacen esta facies, la facies Albrl y Agb se encuentran infrayeciendola. Esta facies conserva su espesor a medida que se mueve verticalmente con capas de aproximadamente de 1,0 Ft – 1,5 Ft. Estas facies corresponden a depósitos de canales de barras submareales dentro de una plataforma interna.

3.1.26 Facies Ae: Arenita con Estratificación.

La Facies Ae, corresponde a una Sublitarenita según Folk (1974), de color gris claro, de pobre a moderadamente sorteada, los granos de cuarzo son subredondeados, los fragmentos detríticos presentan contactos intergranulares embahados. Hay presencia de alta disolución secundaria intragranular y granular. El cemento es principalmente silíceo, pero hay presencia de cemento calcáreo. Las estructuras sedimentarias físicas presentes en esta facies son la estratificación cruzada planar y estratificación plano-paralela. El grado de bioturbación es de grado bajo y poco diferenciable, grado 2 según Pemberton (1992).

La facies Ae representa el 0.77% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 182K equivalentes a 2.25 pies.

La facies Ae está asociada con la facies Agbre, la cual suprayace e infrayace esta facies. Encontrándose hacia la parte superior de la Formación en capas que van desde 0,5Ft hasta 1,0Ft. Esta facies es puntual y corresponde a depósitos de barras submareales dentro de una plataforma interna.

3.1.27 Resumen estadístico de Facies

A continuación se muestran gráficamente los espesores de cada una de las facies que se determinaron en los tres pozos estudiados (Tibú 178K, Tibú 182K y Tibú 108K); los cuales se obtuvieron a partir de las tablas dinámicas en Excel que se hicieron con base a las descripciones macropetrográficas de los pozos anteriormente enunciados. En los

Anexos 4, 5 y 6 se presenta la tabulación de los datos obtenidos para la cuantificación del espesor total por cada una de las facies.

En el pozo Tibú 178K la facies que mas predomina a lo largo de toda la Formación tibú es la facies Wbb como se puede apreciar en la **figura 3.3**, con un espesor aproximado de 40.67 pies. Las facies Mb y Pbb también presentan espesores considerables dentro de la Formación, 28 y 17.92 pies respectivamente. En la **figura 3.3** también se observa el dominio de las facies calizas en la Formación, con la excepción de la facies Fb que no corresponden a depósitos formados por precipitación de carbonatos.

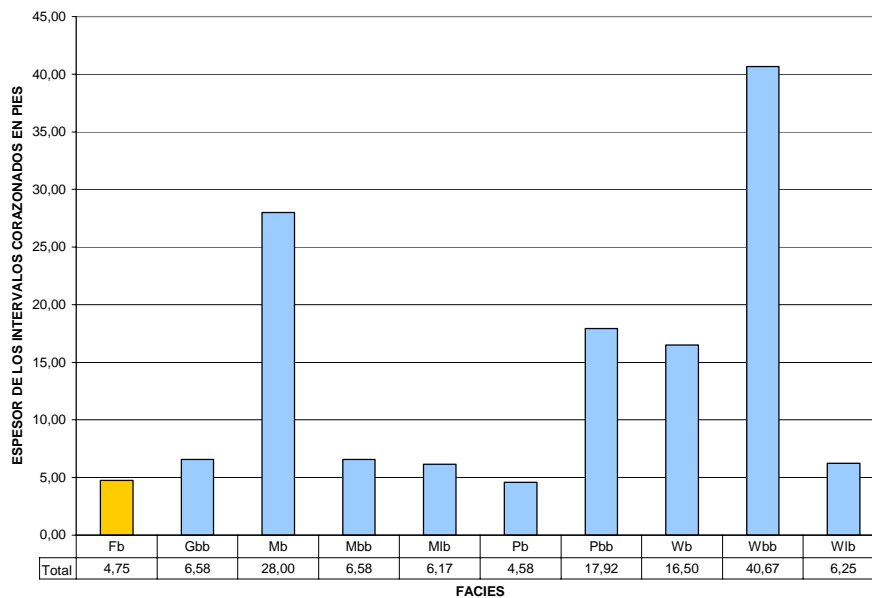


Figura 3.3. Gráfico Espesor de facies pozo Tibú 178K

En el pozo Tibú 182K las facies arenosas predominan sobre las facies de calizas dentro de la Formación Aguardiente como se observa en la **figura 3.4**, predominando las facies Abl, Ab y Alb con espesores de 34.67, 34.33 y 29.58 pies respectivamente. Las facies de Finos Fb y Fbl también presentan espesores significativos de 25.25 y 23.25 pies respectivamente.

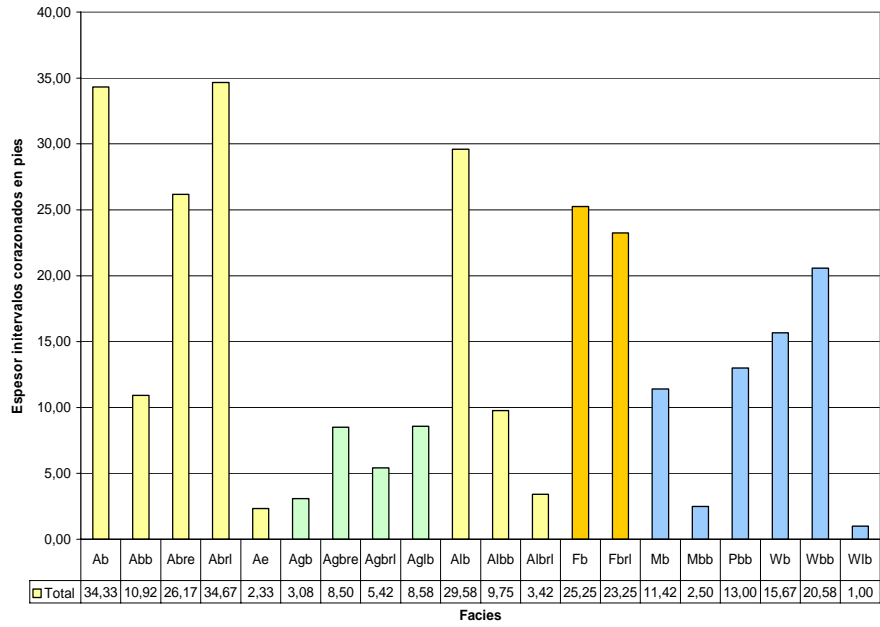


Figura 3.4. Gráfico Espesor de facies pozo Tibú 182K

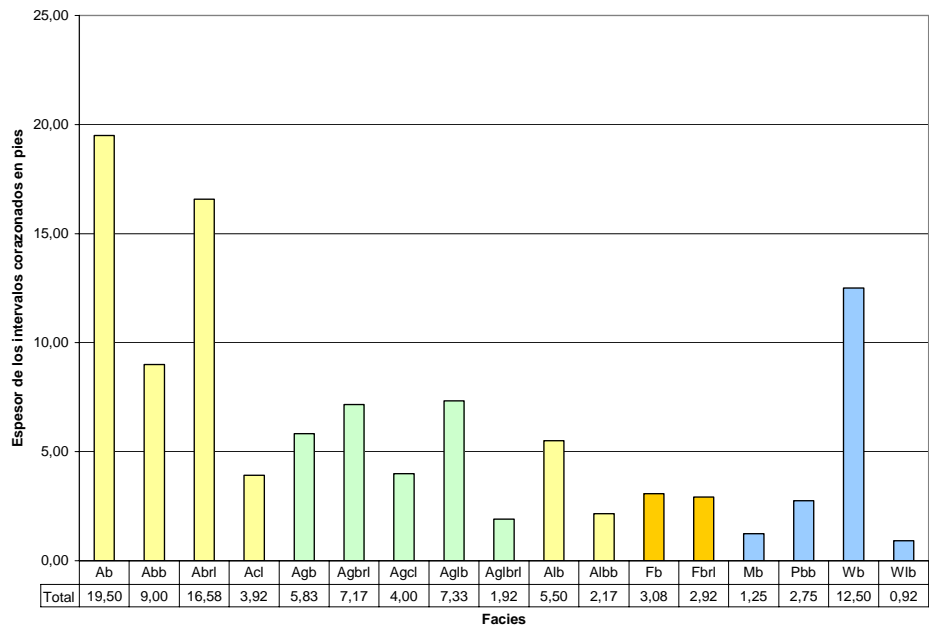


Figura 3.5. Gráfico Espesor de facies pozo Tibú 108K.

En el pozo Tibú 108K las facies Ab y Ab1 predominan en la Formación Aguardiente con espesores de 19.50 y 16.58 respectivamente como se observa en la **figura 3.5**. Las facies Wb también presenta un espesor considerable de 12.50 pies a lo largo de la Formación en este pozo.

3.2 INTERPRETACIÓN AMBIENTAL

La interpretación de las asociaciones faciales a partir de la descripción de los intervalos corazonados correspondientes a las Formaciones Tibú y Aguardiente en los Pozos Tibú 178K (Formación Tibú), Tibú 182K y Tibú 108K (Formación Aguardiente). En el **Anexo 1** se presenta la columna a escala 1:100 de la Formación Tibú y en los **Anexos 2 y 3** se presentan las columnas a escala 1:100 de la Formación Aguardiente.

Para la interpretación Ambiental se tuvo en cuenta los rasgos más representativos siendo las estructuras sedimentarias físicas la base fundamental para la definición, las ichnofacies fueron otro de los parámetros utilizados ya que por medio de las estructuras Biogénicas fue posible identificarlas y con base a ello saber la posición batimétrica donde se encontraba una determinada facies. En la **figura 3.6** se presenta un esquema que muestra la posición de cada una de las ichnofacies existentes según Pemberton (1992). A continuación se explica la interpretación Ambiental para las Formaciones Tibú y Aguardiente.

3.2.1 Formación Tibú

La interpretación ambiental de la Formación Tibú corresponde a una sola sección descrita a partir de los intervalos corazonados del pozo Tibú 178K faltando la parte basal y el tope de la misma.

La Asociación de estructuras presentes tales como ondulitas, estratificación planar a pequeña escala y madrigueras no identificadas dentro de las facies de carbonatos (M1b, Mb, Mbb, W1b, Wb, Wbb) sugiere una depositación por debajo de la acción del oleaje (Hamblin y Walker; 1979 en Walker 1979). La asociación de facies (Wbb, Pb, Pbb, Gbb)

con predominancia de estratificación planar sugiere una depositación por encima de la acción del oleaje (Hamblin y Walker; 1979 en Walker 1979). Estas asociaciones de facies son interpretadas como formadas dentro de un ambiente de plataforma Interna con desarrollo de depósitos de barras maréales. En el **Anexo 7** se presenta una tabla resumen de las características faciales para la Formación Tibú.

Hacia la parte basal se encuentran las facies de Mb, Mbb, Wlb. Wb y Wbb alternándose constantemente en capas delgadas depositadas en zonas de baja energía bajo el nivel de acción del oleaje con ondulitas como la estructura física predominante y un grado de bioturbación media conformado por *Paleophycus* y madrigueras no identificadas pertenecientes a la Icnofacies *Cruziana* Pemberton (1992), el ambiente identificado es de plataforma interna, las facies Pb, Pbb y Gbb sustituyen las facies de Mudstone y Wackestone, formando depósitos de barras maréales con espesores cercanos a 5 pies evidenciado por estructuras de mayor régimen hidrodinámico estratificación planar y presencia de un mayor contenido de clastos terrígenos.

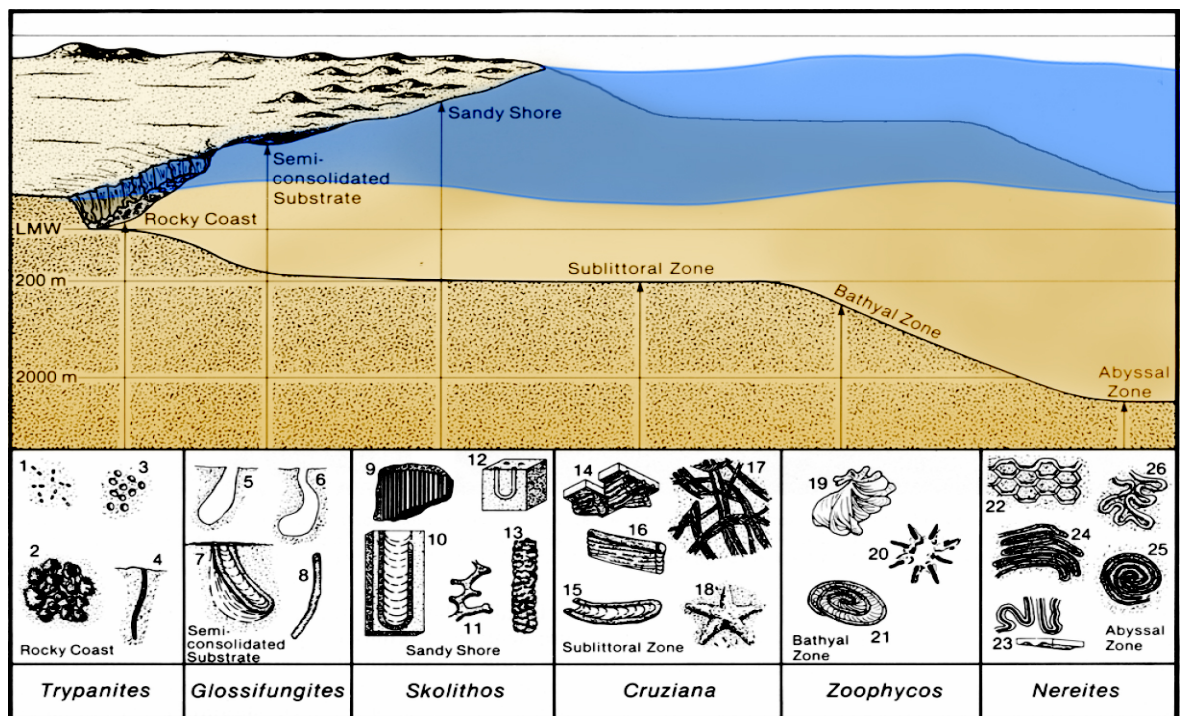


Figura 3.6. Esquema ilustrativo de la posición batimétrica de cada una de las Icnofacies existentes y las estructuras biogénicas que hacen parte de cada una de estas. Modificado de Pemberton (1992).

Las condiciones bajo las cuales se formaron estos sedimentos corresponden a una zona con un aporte de clásticos menor del 2%, una plataforma somera de pendiente suave. La repetida acumulación característica de sedimentos calcáreos, donde las facies de menor energía (bajo la acción de oleaje) son reemplazadas por facies de mayor energía (encima de la acción de oleaje), debido a que la producción de carbonatos era mayor que la creación de espacio de acomodación que a la vez era controlada por la subsidencia tectónica, esta repetida producción de carbonatos formada a partir de la somerización del sistema corresponde a una secuencia que se someriza hacia arriba (shallowing upward sequence), James (1979).

El ambiente de depositación según Sánchez y Martínez (1991), es de tipo marina, desarrollada sobre una plataforma amplia, somera e irregular; aunque la parte basal de la secuencia fue depositada en un ambiente continental relativamente llano. Con el avance del mar Cretáceo en la cuenca del Catatumbo en dirección NE (Etayo et al. 1969), se depositaron las facies de carbonatos para así constituir la hoy conocida Formación Tibú.

3.2.2 Formación Aguardiente

La asociación de facies (Fb, Fbri, Mlb, Mbb, Wlb, Wb, Wbb, Pbb, Alb, Albb, Aglb, Aglbrl y Albrl), las cuales presentan ondulitas, y laminaciones como estructuras físicas predominantes y un grado medio de bioturbación sugiere una depositación en condiciones de baja energía por debajo del nivel de acción de oleaje, (Hamblin y Walker; 1979 en Walker 1979) (parte basal de la Formación). Los cambios a condiciones de mayor energía se refleja en la asociación de Facies (Ab, Abb, Agb, Abri, Agbri, Ace, Agce, Abre, Agbre, Ae) donde se sugiere una depositación por encima del nivel de acción del oleaje (Hamblin y Walker; 1979 en Walker 1979). Estas asociaciones de facies son interpretadas formadas dentro de un ambiente Marino de plataforma abierta mixta. La **Figura 3.6** se presenta un diagrama que ilustra el perfil depositacional generalizado para la Formación Aguardiente. En el **Anexo 8** se presenta una tabla resumen de las características faciales para la Formación Aguardiente. En el ambiente se observan dos sectores claramente definidos los cuales se describen a continuación:

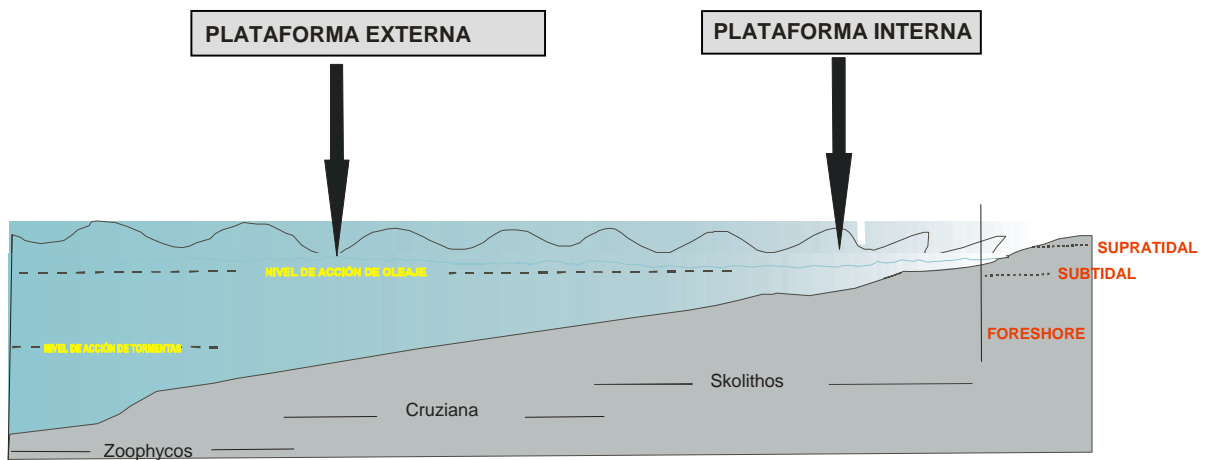


Figura 3.7. Esquema del perfil depositacional generalizado para la Formación Aguardiente
Modificado de (Hamblin en Walker 1979)

Hacia la base de la Formación Aguardiente se observa escasa presencia de estructuras sedimentarias físicas, encontrándose principalmente laminación wisply, laminación plano paralela y ondulitas, que principalmente muestran una depositación en ambientes de baja energía, la bioturbación predominante encontrada en estos sedimentos es principalmente perteneciente a la *ichnofacies cruziana* representado por *Planolites*, *Asterosoma*, *Thalassinoides*, *Paleophycos*, *teichichnus* y *Chondrites* según Pemberton 1992. Bajo estas evidencias se determino como un subambiente de plataforma externa. El límite de la plataforma externa es marcado por las ondulitas las cuales indican el paso a depositación de sedimentos por encima del nivel de acción de olas.

La parte superior evidencia condiciones de mayor energía mostrando sedimentos arenosos con estructuras sedimentarias físicas de mayor régimen hidrodinámico, estratificación cruzada en artesa, estratificación cruzada planar y estratificación plano paralela; hacia el tope se observan depósitos de barras de arena submareales con estratificación cruzada planar, la cual se forma por el retrabajamiento de las olas cerca de la línea de costa. La bioturbación predominante encontrada en estos sedimentos es principalmente perteneciente a la *ichnofacies Skolithos* representado por *Ophiomorfas*, *Diplocraterion*, *skolithos*, según Pemberton 1992. El estudio de los sedimentos correspondientes a esta zona arrojó como resultado la interpretación de un subambiente de plataforma interna con predominio de barras de arena submareales. Las barras

submareales son evidenciadas por que se encuentran en paquetes de arenas con estructuras físicas tales como estratificación plano paralela, estratificación cruzada planar, estratificación cruzada en artesa y hacia la base se encuentran clastos de siderita hasta de 5 cm orientados en el sentido de la estratificación.

La depositación de la Formación Aguardiente corresponde a un ambiente netamente marino (Ruge 1979 en Mondragón et al. 2002).

3.3 CICLOS ESTRATIGRAFICOS

A continuación se presentara una discusión estratigráfica teniendo en cuenta la estratigrafía de secuencias.

A escala regional el Grupo Uribante de edad Aptiano- Albiano esta representado por un sistema transgresivo regional, con el desarrollo de un *Maximun Flooding Surface* , y un corto evento regresivo *Highstand System Tract* a finales del Aptiano (Villamil, T. y Pindell, J. 19998. en Mondragón, J. 2002). La parte basal del Grupo Uribante interpretada como un sistema transgresivo representado por la Formación Tibú, la parte media que presenta una superficie de máxima inundación, (*Maximun Flooding Surface*) estaría siendo representada por la Formación Mercedes; y la parte superior de la secuencia está caracterizada por una estabilidad relativa del nivel del mar y estaría representada por la Formación Aguardiente según Mondragón 2002.

3.3.1 Definición de topes de las Formaciones Tibú –Mercedes y Aguardiente

La definición de topes litoestratigráficos se hizo mediante la determinación de ciclos de tercer orden. Los *ciclos de tercer orden* corresponden a ciclos de cambios relativos o eustáticos del nivel del mar que tienen una duración del orden de 1 a 10 millones de años obtenidos, a partir de los registros litológicos Gamma Ray (GR) y Potencial Espontáneo (SP) validados a través de los corazones de los pozos Tibú 178K (Formación Tibú), Tibú 182K y Tibú 108K (Tope de Formación Mercedes y Formación Aguardiente). Los ciclos

estratigráficos se definieron dependiendo de la Formación, para la Formación Tibú los ciclos se definieron entre dos superficies de mínima relación de espacio de acomodación versus suministro de sedimento (A/S), para la Formación Aguardiente entre dos superficies de mínima relación de espacio de acomodación versus suministro de sedimento (A/S) y para la Formación Mercedes no se encuentra definida con ciclos ya que no se encuentra validada con corazones por falta de estos y En la **Figura 3.9** se observa cada uno de los ciclos determinados para cada Formación.

Los máximos en A/S pueden coincidir con superficies de máxima inundación, los mínimos en A/S con superficies de inconformidad. Estos pueden marcar el punto de mayor progradación o somerización de la cuenca. Se propone que las rocas depositadas durante esta disminución de A/S corresponden a un hem ciclo de caída de nivel base y las rocas depositadas durante el aumento en A/S corresponden a un hem ciclo de subida de nivel base. (**Figura 3.8**)

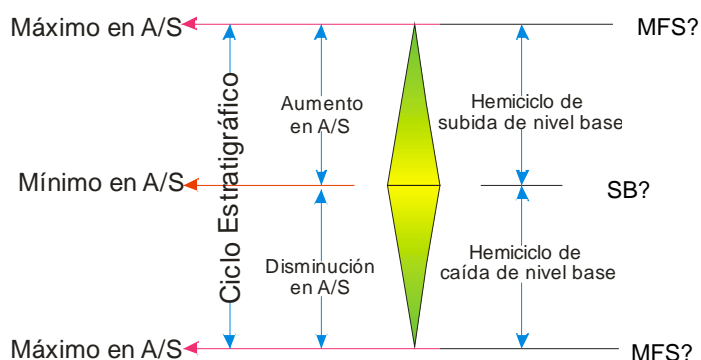


Figura 3.8. Metodología utilizada de Estratigrafía de Secuencias. Adaptado de Cross et al. (1993) y Vail (1977)

Los ciclos determinados en la Formación Tibú de base a tope incluyen sedimentos depositados entre una marcada distinción de rocas precretácicas consideradas como basamento, conformado por rocas ígneas y metamórficas pertenecientes al macizo de Santander sobre las cuales descansa la Formación Tibú y el límite superior marcado en un shale por encima de un paquete de calizas de espesor considerable; estratigráficamente este tope fue marcado en un máximo de A/S. Para la Formación Mercedes el tope fue marcado en un nivel de caliza después de un depósito considerable de arenas intercaladas con calizas, estratigráficamente este tope fue marcado en un

mínimo de A/S. Finalmente el tope de la Formación Aguardiente fue tomado en un paquete de calizas que corresponden a depósitos de barras y canales maréales, los topes de las Formaciones fueron correlacionadas en todo el campo. (**Anexos 9 y 10** se presentan Correlaciones Estratigráficas)

El tope de cada una de las Formaciones del Grupo Uribante fue definido en los 59 pozos que fueron perforados hasta estas Formaciones en el Campo Tibú (**Anexo 11** -Topes de las Formaciones Tibú, Mercedes y Aguardiente de estudio)

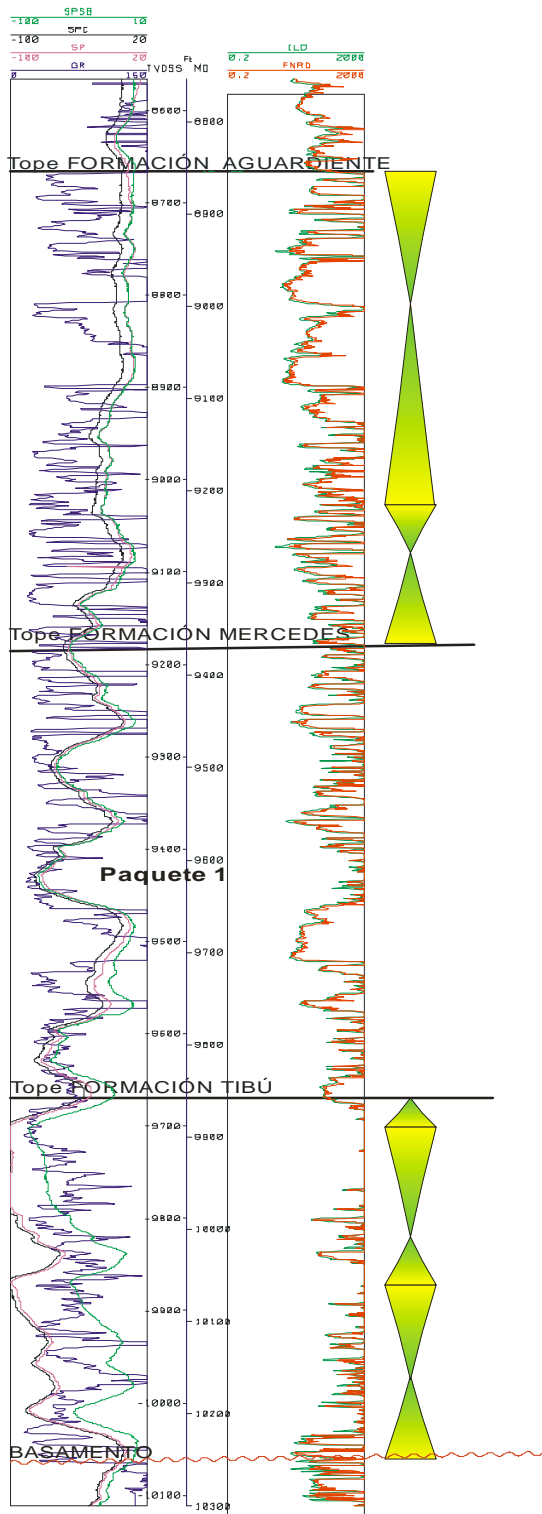


Figura 3.9. Topes y Ciclos del Grupo Urubante, pozo Tibú 408K Anticlinal de Socuavó.

4. MODELO ESTRUCTURAL

Como parte del presente trabajo, se tiene como objetivo específico la definición del modelo estructural del Grupo Uribante, Campo Tibú, buscando la identificación de cada uno de los rasgos estructurales que dominan el reservorio y el papel que estos juegan en el entrapamiento de hidrocarburos. Para esto es necesario partir de un marco estructural general, que permita reconocer lo visto en las herramientas utilizadas dentro de un marco regional.

Para este estudio, se realizó la interpretación de 19 líneas sísmicas y 8 registros Dipmeter (**Anexo 13**); seguido de la generación de mapas estructurales al tope de cada una de las formaciones que hacen parte del grupo Uribante (**Anexos 14, 15, 16, 17, 18, 19 y 20**) y cortes estructurales regionales de toda la cuenca buscando tener una visión clara de la tectónica que la domina, y el estilo o los estilos estructurales a los que se asocia la deformación de ésta. La metodología utilizada, partió de la recopilación y análisis de la información preexistente, seguida de la interpretación sísmica y estratigráfica de los perfiles encontrados en el Campo Tibú, finalizando con el ajuste y calibración de las estructuras presentes con la ayuda de los registros Dipmeter utilizados.

La complejidad estructural de la cuenca del Catatumbo ha dado pie a diferentes interpretaciones acerca del estilo estructura, debido a esto se realizó la recopilación y revisión de los estilos propuestos hasta ahora y las evidencias que cada uno de los autores plantea para postular lo dicho.

Entre las principales hipótesis sobre el estilo estructural de la Cuenca del Catatumbo, Exxon (1993) y Hernández y Peña (1997), formulan de manera similar que las principales estructuras se han desarrollado, asociadas a movimientos de rumbo y transpresión, a su vez Exxon, (1993), enfatiza que el estilo estructural dominante en la cuenca del Catatumbo corresponde a fallamiento de wrenching convergente, el cual se evidencia por estructuras en flor y pliegues por propagación y flexión de falla en arreglo geométrico en echelon; por otra parte, ICP (1998) y Hernández (2000), coinciden en señalar que el principal mecanismo de deformación es el de inversión tectónica, evidenciado por bloques

limitados por planos de falla muy inclinados, en los que se encuentra involucrado basamento y que han sido generados por compresión; Alfonso y Mondragón, (2001) y Mondragón (2002) coinciden en proponer que la Flexión del Catatumbo es el rasgo estructural mas importante dentro de la Cuenca, planteando que esta es la terminación sur de un sistema transpresivo sinistral de carácter regional “contractional leading imbricate fan”, resultado de la inversión tectónica de antiguas estructuras y el desarrollo de un sistema imbricado que involucra el basamento precretácico y la cobertera cretácico-terciaria. Estas a su vez también, proponen que estructuralmente el trend Sardinata-Tibú-Socuavó consiste de tres estructuras anticlinales independientes, con doble cabeceo paralelas al trend regional y geometría en-echelon; Arias y Cardona (2001), plantean para la tendencia estructural de los Anticlinales de Socuavó-Tibú-Sardinata que estos son el resultado de movimientos asociados a Bloques de fallas compresivos y basamento cabalgante.

Estas hipótesis planteadas por cada uno de los diferentes autores, mencionan a grandes rasgos todo lo propuesto sobre la geología estructural en la cuenca. Partiendo de esto se realiza la interpretación de las herramientas utilizadas en la definición del modelo estructural para yacimiento, buscando generar un modelo confiable que logre encajar de manera coherente dentro de alguno de los modelos mencionados y corrobore lo allí planteado.

4.1 DESARROLLO DEL MODELO ESTRUCTURAL

La interpretación sísmica constituye la principal herramienta utilizada dentro de la definición del modelo estructural para el Yacimiento. Para esto se realizó la interpretación de 19 líneas sísmicas tanto del programa Catatumbo-78 como del TC-2001, (**Figura 4.1**), analizando las estructuras asociadas al Anticlinal de Tibú y al Anticlinal de Socuavo. La caracterización sísmica (Amarre tiempo-profundidad), se realizó con los registros CheckShot tomados de los Pozos Tibú 178K y 401K, (**Anexo 12**).

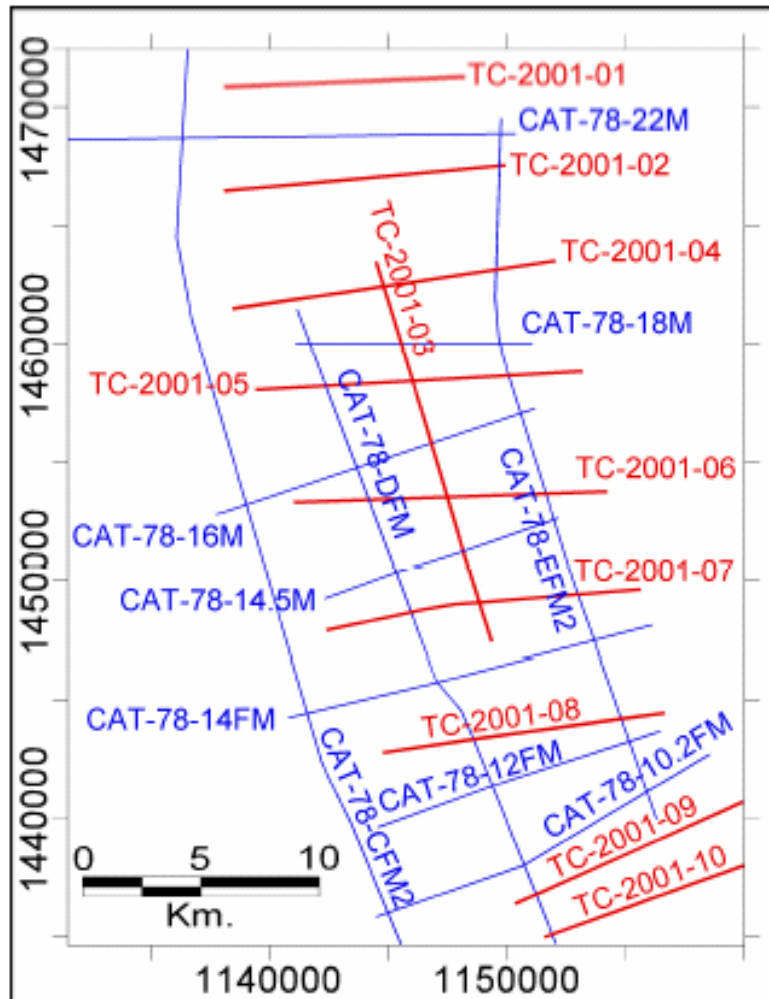


Figura 4.1. Distribución de las líneas sísmicas en el campo Tibú, las líneas en color azul corresponden al programa Catatumbo 78 y las líneas en rojo al programa Socuavo 2D-2001.

Tomado de Mantilla (2002); Halliburton Latin América S.A.

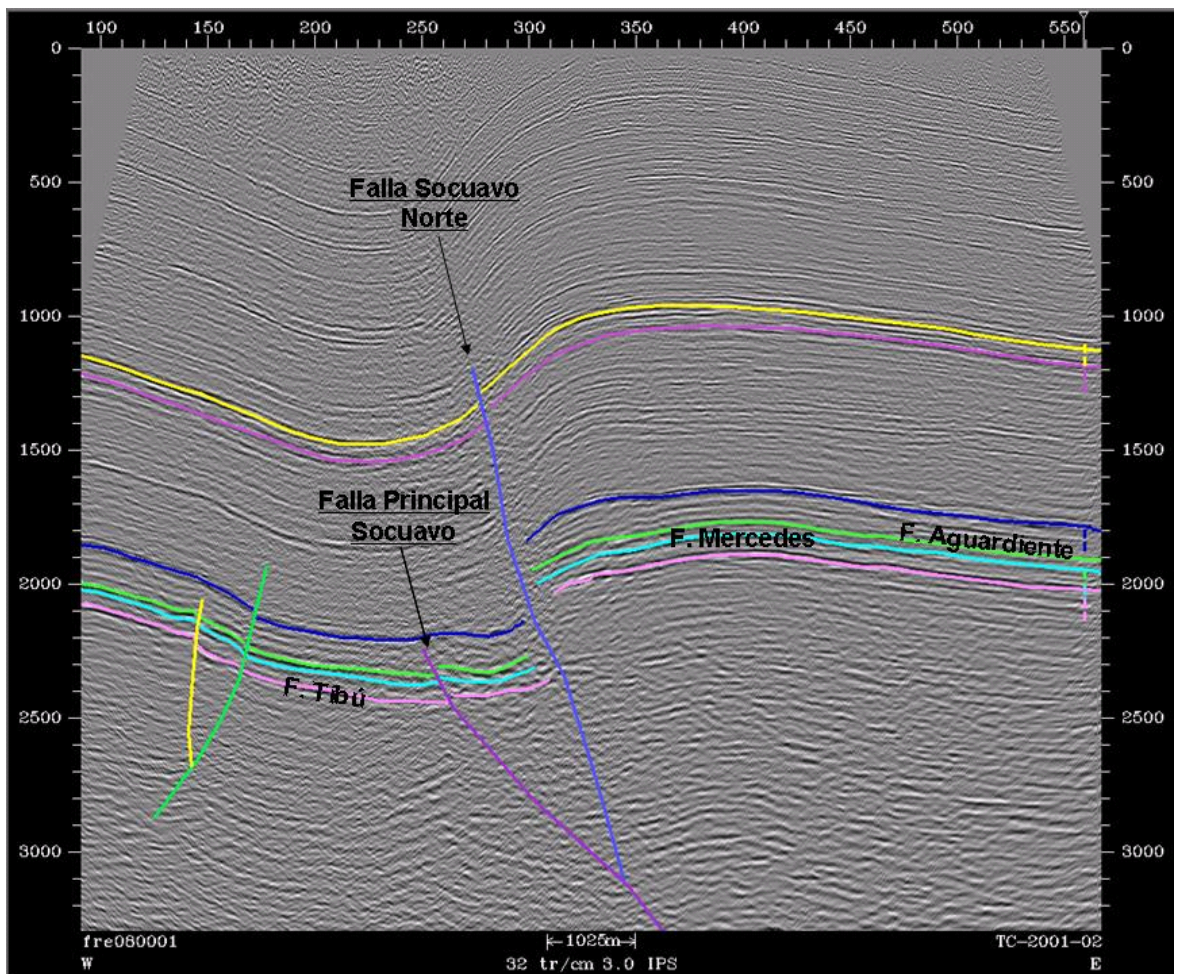


Figura 4.2. Línea TC-2001-02, Sector Norte del Anticlinal de Socuavo. Se observan las fallas, Principal de Socuavó y Socuavó Norte, ésta última produce un salto en la sección Cretácea, disminuyendo hacia el Terciario y transformándose en un pliegue mas cerrado de buzamientos altos en su flanco oeste.

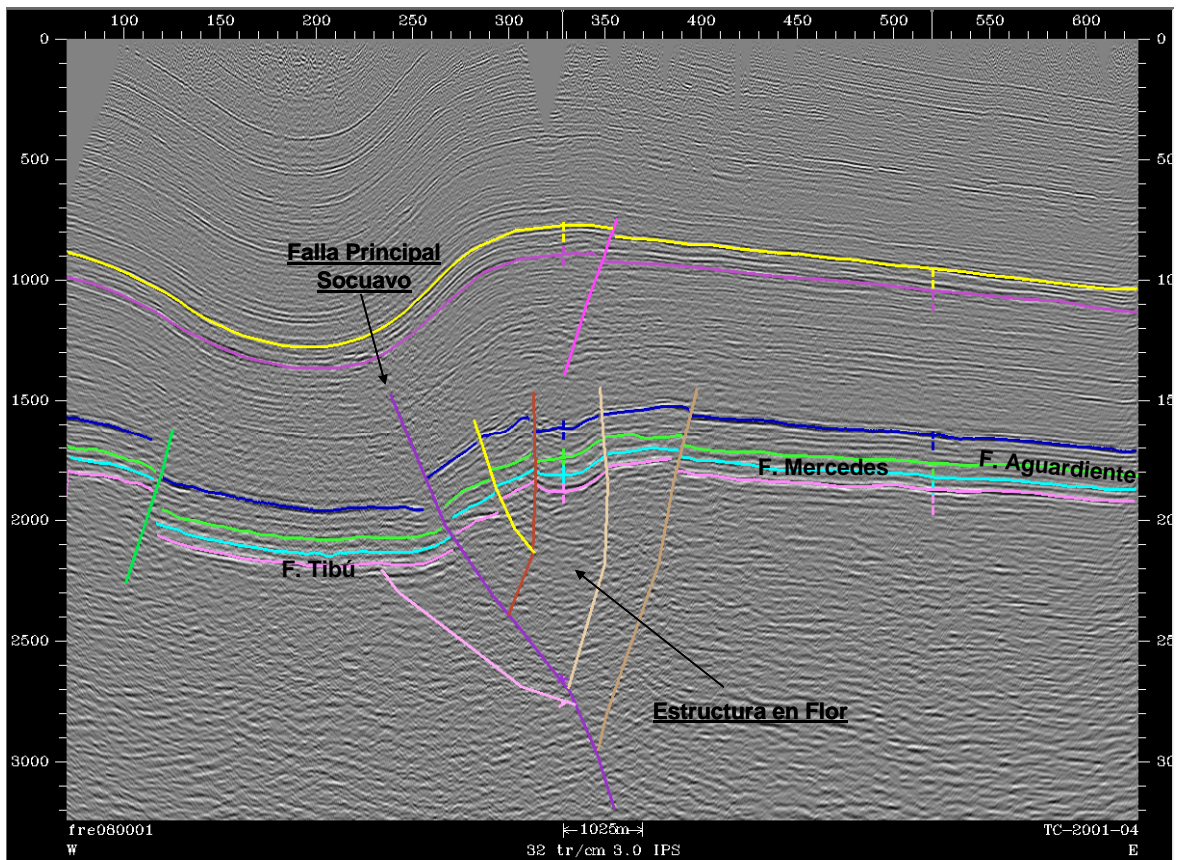


Figura 4.3. Línea TC-2001-04, Estructura en Flor en el Anticlinal de Socuavo. Se observa uno de los rasgos que evidencian el estilo estructural de Wreching convergente que se propone para el campo.

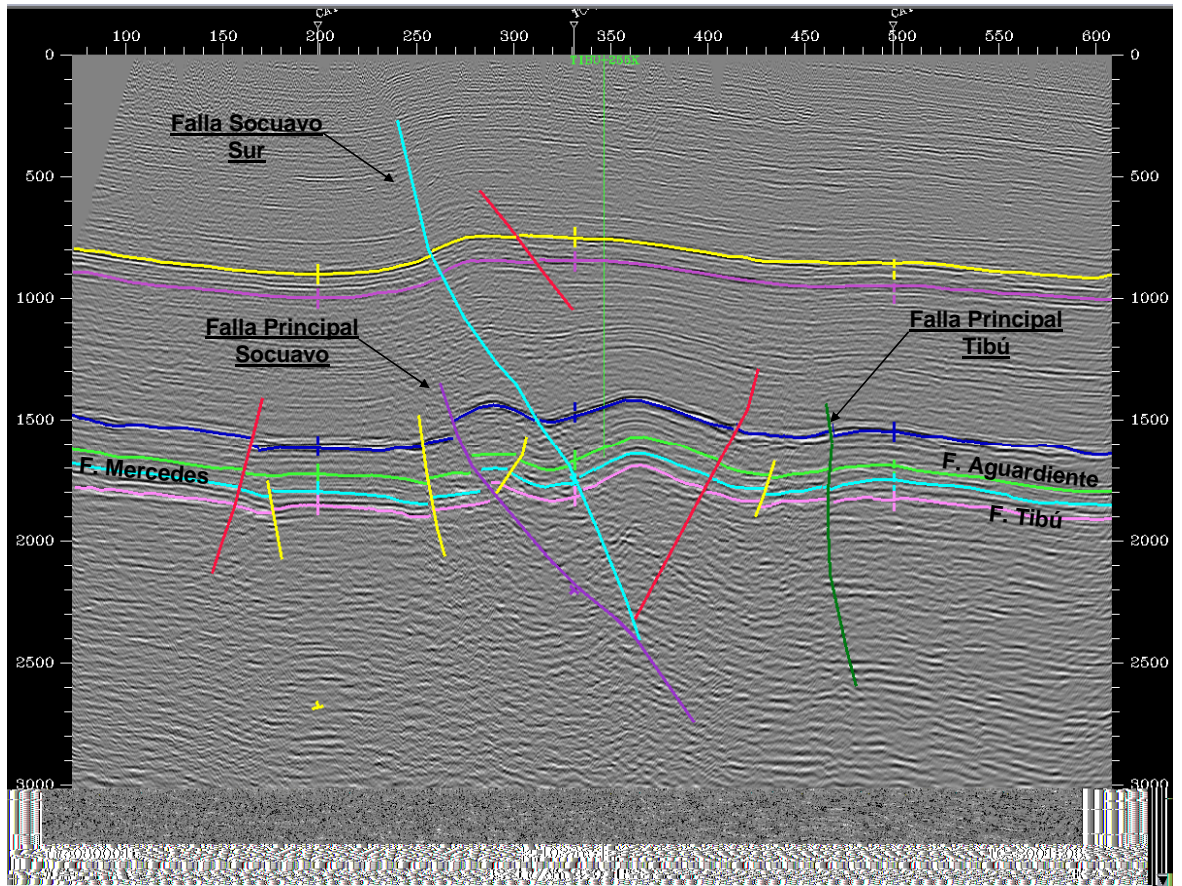


Figura 4.4. Línea TC-2001-06, Sector sur del Anticlinal de Socuavo. Mostrando el sistema de fallas presente al sur del Anticlinal de Socuavo; al este de esta línea se observa la Falla Principal de Tibú, lo cual ocurre gracias al arreglo geométrico en Echelon que presentan estos Pliegues.

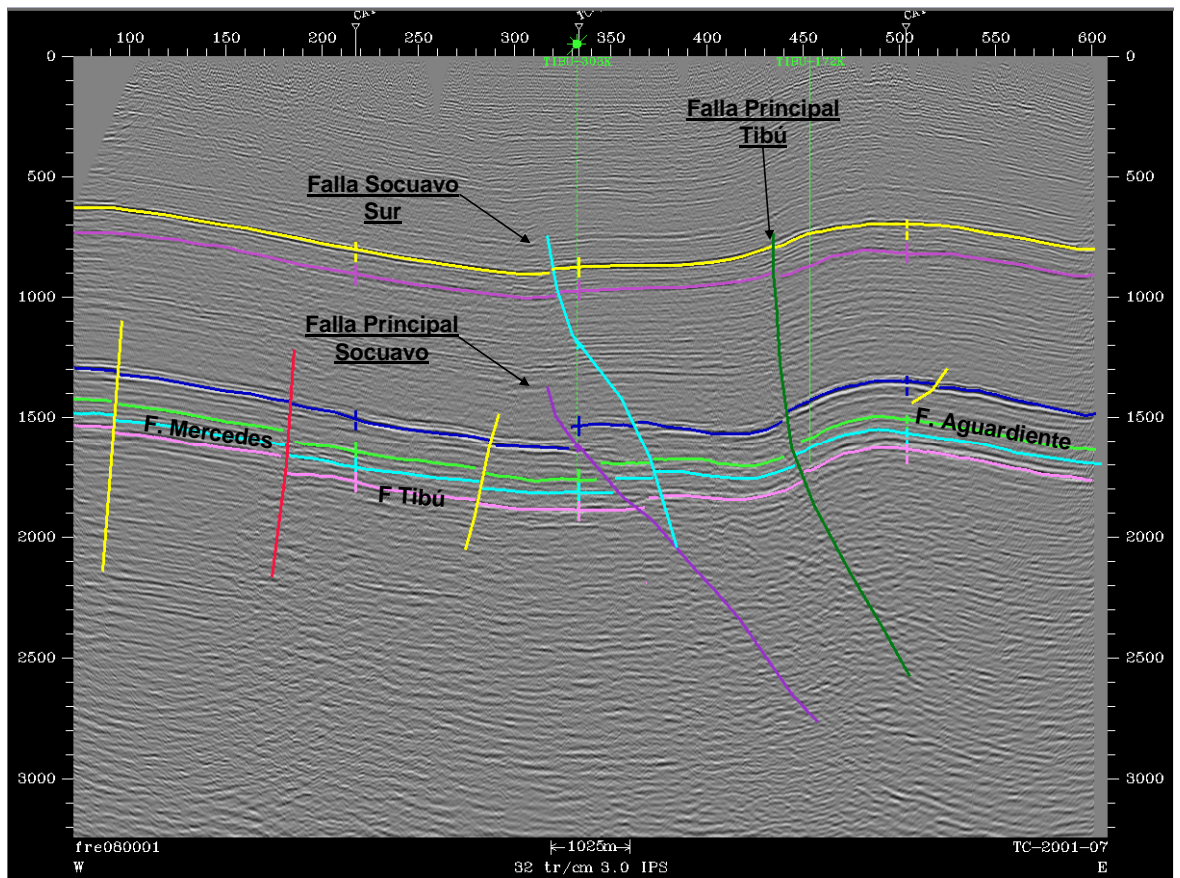


Figura 4.5. Línea TC-2001-07, Sector Sur del Anticlinal de Socuavo y Norte del Anticlinal de Tibú. Se muestran las dos estructuras que forman el Campo Tibú, y las Fallas principales que controlan cada una de estos Anticlinales.

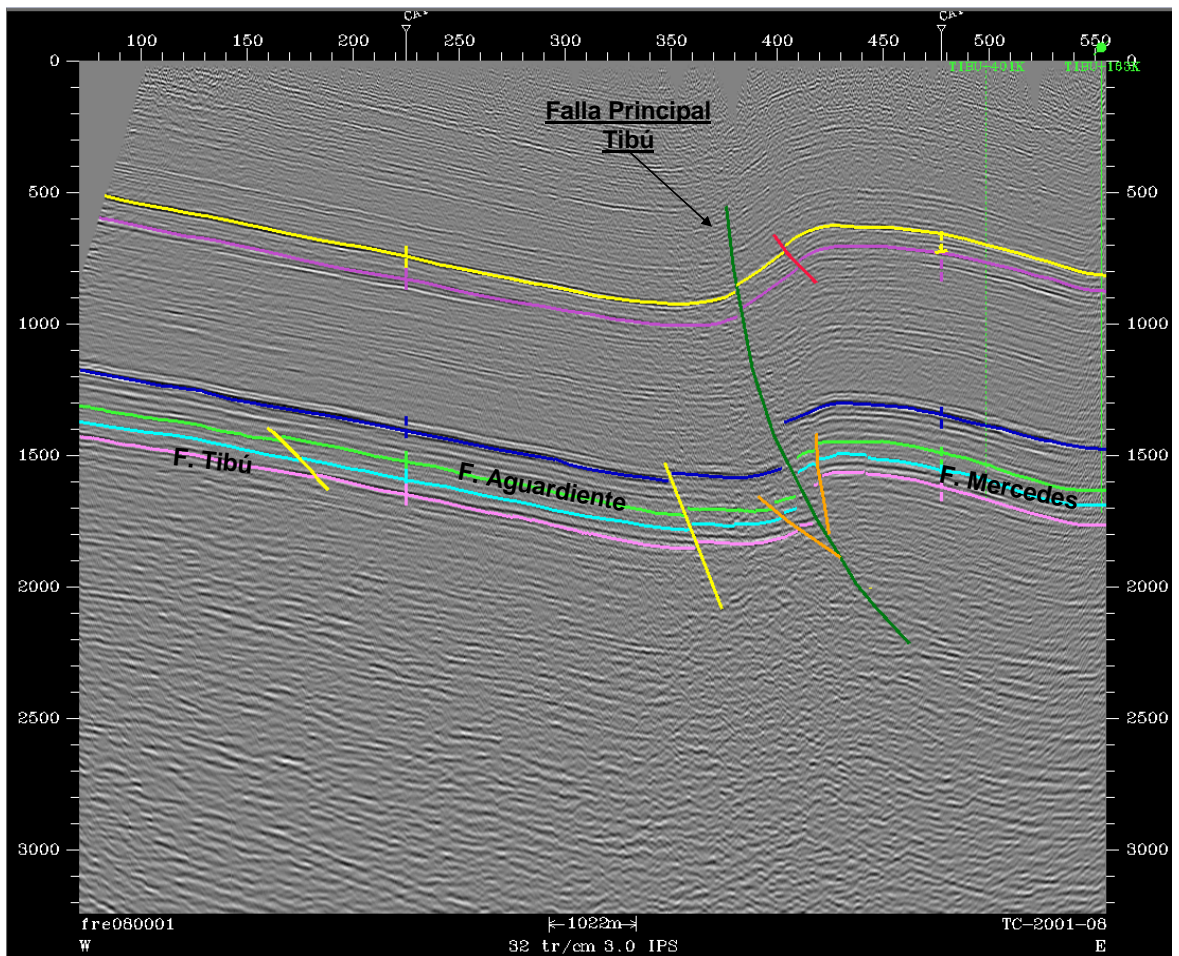


Figura 4.6. Línea TC-2001-08, Falla Principal de Tibú. Se aprecia la Falla Principal de Tibú, atravesando toda la sección Sedimentaria Cretácea y parte de la sección Terciaria; esta falla produce un salto en cretáceo el cual, se va perdiendo al convertirse en un pliegue cerrado con su flanco oeste empinado hacia el terciario.

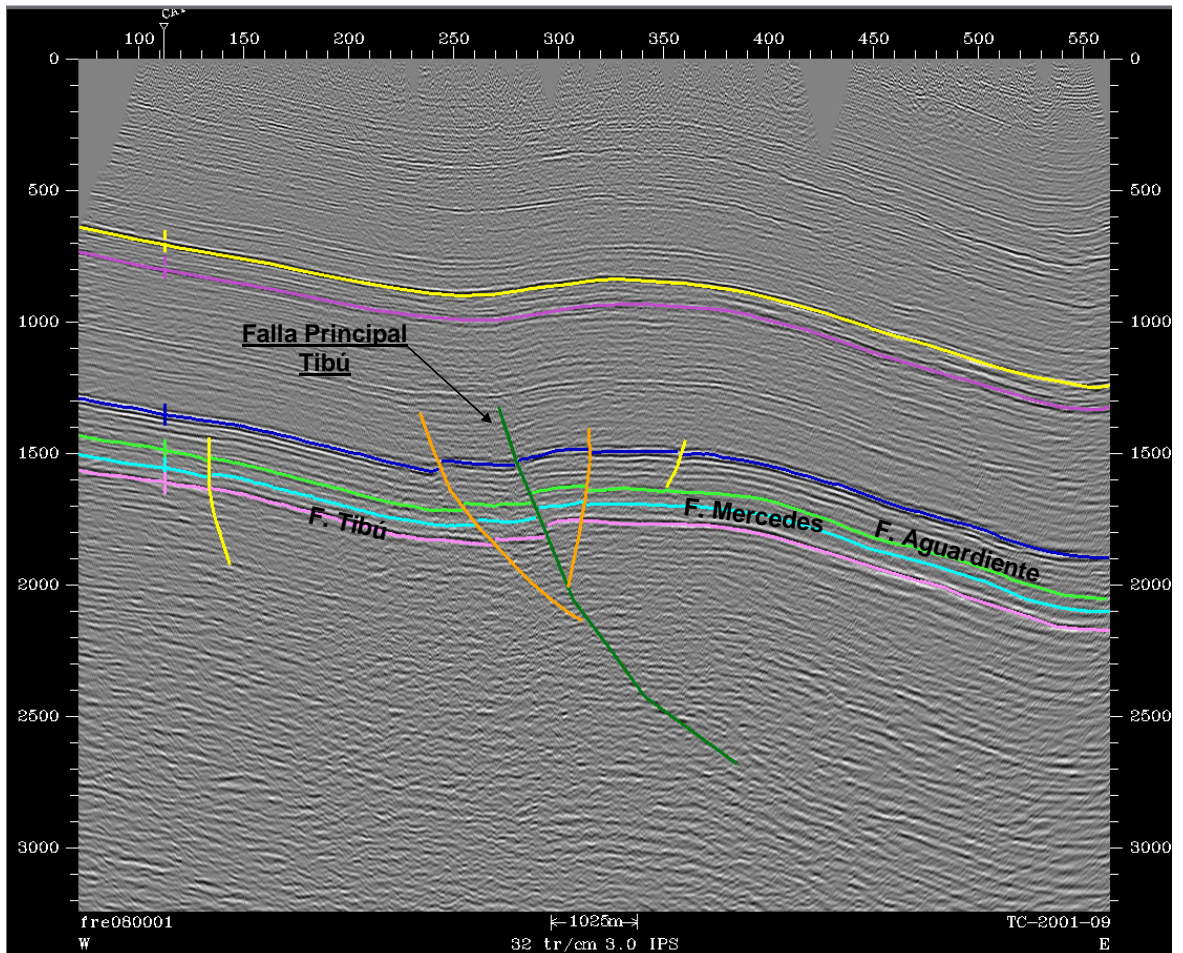


Figura 4.7. Línea TC-2001-09, Estructura en flor en el Anticlinal de Tibú. Se observa uno de los rasgos que evidencian el estilo estructural de Wreching convergente que se propone para el campo.

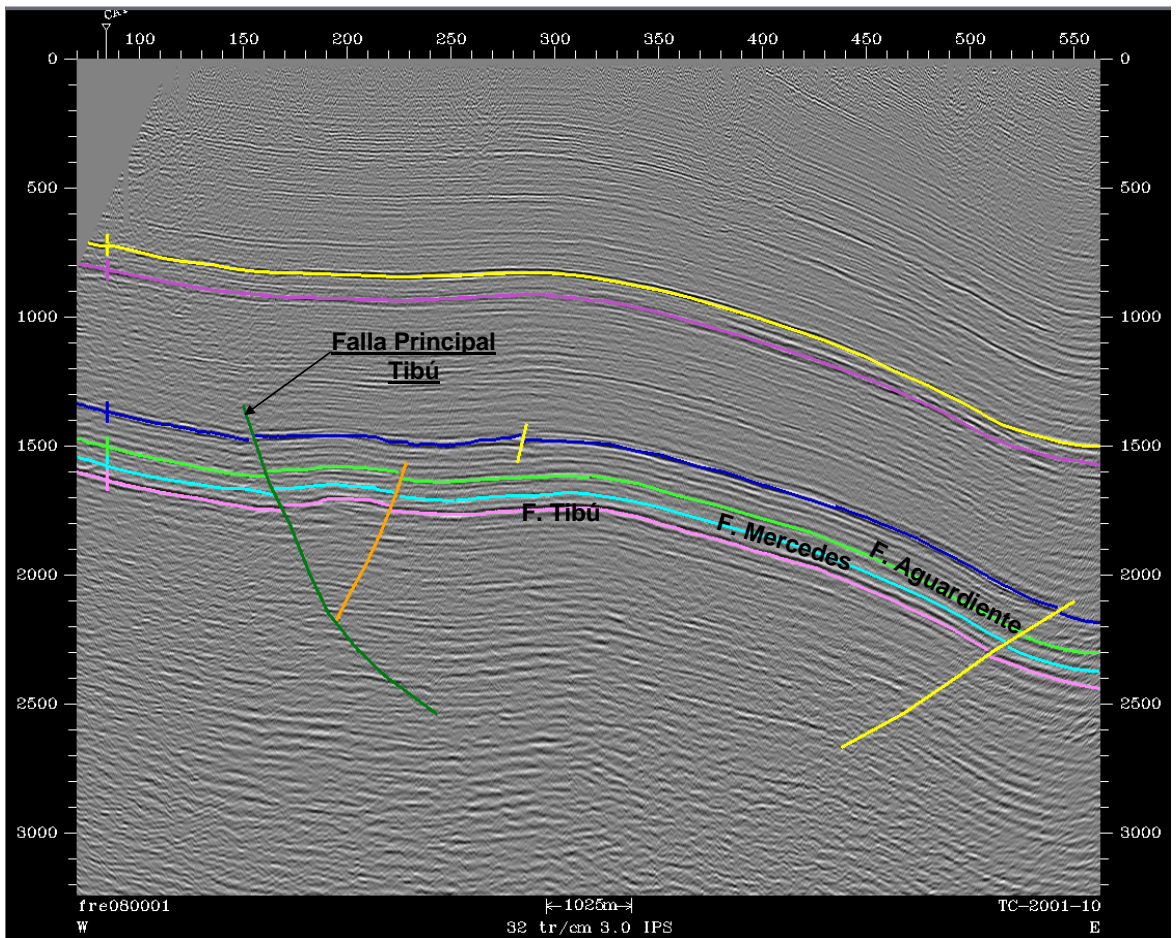


Figura 4.8. Línea TC-2001-10, Sector sur del Anticlinal de Tibú. Se aprecia el sistema de fallas existente al sur del Anticlinal de Tibú, el cual disminuye en densidad respecto a toda la estructura.

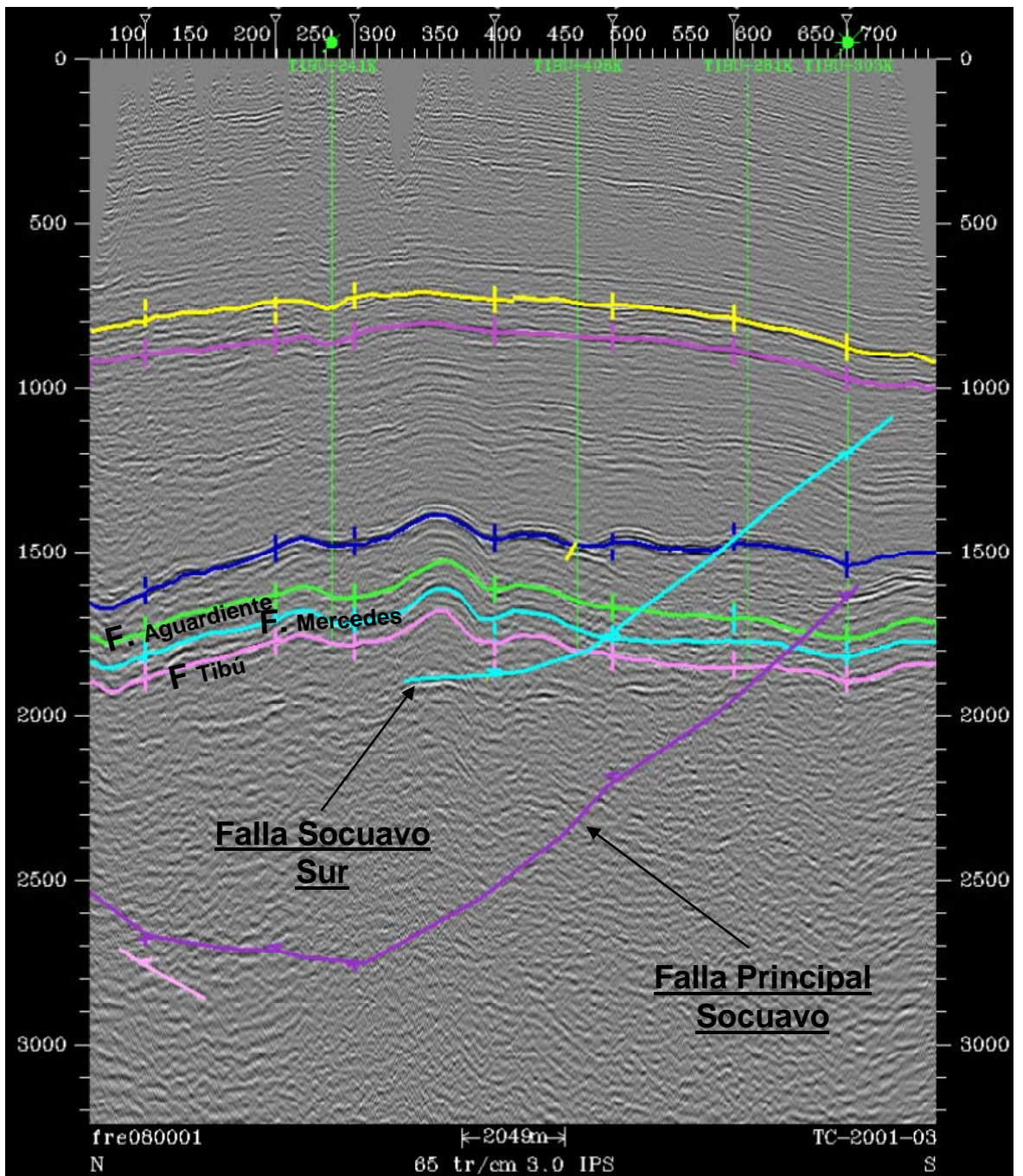


Figura 4.9. Sección de Rumbo, Línea TC-2001-3. Mostrando la forma de las rampas de las fallas, Principal de Socuavo y Socuavo Sur.

4.1.1 Estructuras

4.1.1.1 Anticlinales

4.1.1.1.1 Anticlinal de Socuavó

Se ubica al NW del Anticlinal de Tibú, extendiéndose desde el campo Tibú hasta el Río de Socuavo Norte. Aunque en superficie esta cubierto por aluvión y la Formación Necesidad, los sedimentos más antiguos que afloran son aquellos de la parte superior de la Formación Carbonera (Castillos y Ceballos 1990). La interpretación de las líneas sísmicas vistas en las **Figuras 4.2 y 4.3** en los sectores occidentales de las **Figuras 4.4 y 4.5** muestran las líneas paralelas al buzamiento que fueron interpretadas para el anticlinal de Socuavo, las cuales muestran una estructura asimétrica que presenta un flanco oriental amplio con buzamientos suaves no mayores a 10° según datos obtenidos de los registros Dipmeter, (**Anexo 13**), mientras tanto sobre el sector oeste de la cresta del anticlinal se observa una mayor complejidad estructural caracterizada principalmente por fallas de tipo inverso, las cuales desarrollan las trampas de tipo estructural que dominan el yacimiento, estas fallas se desarrollan a partir de una falla principal con vergencia oeste que controla la estructura en toda su extensión ver (**Anexos 14, 15, 16, 17, 18, 19 y 20**), la estructura en flor que se desarrolla de manera mas intensa hacia el norte del anticlinal, podría compartimentalizar la estructura, dependiendo de la acción que tengan esta fallas satélites como barreras de flujo dentro del yacimiento y formar en cada una de estas trampas acumulaciones de hidrocarburo con cierres independientes, dándole un carácter global bueno a la futura prospección del área.

Por otro lado la complejidad estructural de la zona desarrolla lugares donde la resolución sísmica es muy baja, lo cual según (Reiss 1980), puede obedecer a zonas muy fracturadas, lo cual se esperaría tener en esta área amarrando con los criterios mencionados en el (**Anexo 22**).

El anticlinal de Socuavo presenta doble cabeceo, como se observa en la **Figura 4.9**, y en

los (**Anexos 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19 y 20**), sobre los registros dipmeter interpretados y los mapas generados al tope de cada una de las formaciones.

4.1.1.1.2 Anticlinal de Tibú

Es la continuación al norte del Anticlinal de Sardinata y se encuentra 3 Km al oeste del Río tres Bocas, (Castillos y Ceballos 1990). En las **Figuras 4.6, 4.7 y 4.8** y hacia el oriente de las **Figuras 4.4 y 4.5** se observa las líneas de buzamiento interpretadas. Esta estructura es asimétrica con su flanco este amplio y suave, con características similares a las del anticlinal de Socuavo y un flanco oeste corto y empinado, siempre limitado al oeste por la falla principal de Tibú, la cual controla la estructura y desarrolla el cierre regional de esta.

El desarrollo de estructuras en flor en este anticlinal es menor y su principal mecanismo de deformación obedece a un pliegue por propagación de falla según (Exxon, 1993), en las **Figuras 4.6, 4.7 y 4.8** se observa que el pliegue acomoda el desplazamiento del cabalgamiento con plegamiento y deformación interna (Suppe y Medwedeff, 1984), lo cual ratifica lo propuesto por Exxon, (1993); la estructura verge hacia el oeste, sobre la falla principal. La complejidad estructural en este anticlinal es menor con respecto al Anticlinal de Socuavo, observado en la menor deformación que este presenta. Por otro lado presenta hacia el sur Back Thrust **Figura 4.8**, los cuales se desarrollan en dirección contraria a la dirección de transporte. Los datos obtenidos en el (**Anexo 13**), muestran un doble cabeceo, lo cual se ratifica en cada uno de los mapas generados al tope de las formaciones que hacen parte del grupo Uribante (**Anexos 14, 15, 16, 17, 18, 19 y 20**).

4.1.2 Fallas

4.1.2.1 Falla Principal de Socuavó

Se localiza al oeste del Anticlinal de Socuavo, desarrollando el cierre principal que este

presenta. Exhibe un rumbo N-NW y un buzamiento aparente de entre 40 y 50 grados hacia el este dependiendo del ángulo que forma con cada una de las líneas donde se observa, **Figuras 4.2, 4.3, 4.4, 4.5 y 4.9**. Esta Falla es de tipo inverso e involucra basamento, su vergencia es en sentido oeste y controla en profundidad toda la estructuración que se forman dentro del Anticlinal de Socuavo.

4.1.2.2 Falla Socuavo Norte

Presenta un rumbo paralelo a la falla principal; es de tipo inverso, vergencia oeste, ocurre al norte del anticlinal de Socuavo y atraviesa la sección hasta el terciario, **Figura 4.2**. Esta Falla desarrolla un salto considerable en la sección cretácea, el cual disminuye hacia las formaciones más jóvenes dentro del anticlinal debido al cambio en el comportamiento mecánico de estas pasando de rocas frágiles a dúctiles.

4.1.2.3 Falla Socuavo Sur

Esta falla se desarrolla al sur del Anticlinal de Socuavo **Figuras 4.4, 4.5 y 4.9** siguiendo el régimen estructural encontrado dentro del Campo; es de tipo Inverso, vergencia oeste e involucra la mayor parte de la sección sedimentaria.

4.1.2.4 Falla principal de Tibú

Se localiza al oeste del Anticlinal de Tibú, presenta un rumbo N-NW y un buzamiento que va entre los 40 y 50 grados hacia el este; **Figuras 4.4, 4.5, 4.6, 4.7 y 4.8** esta Falla es de tipo inverso e involucra basamento, su vergencia es en sentido oeste controlando en profundidad toda la estructuración que se forma dentro del Anticlinal de Tibú. Esta falla presenta un acortamiento hacia el sur, el cual se evidencia en la ocurrencia de esta cada vez mas profunda en esta dirección.

4.1.2.5 Fallas Satélites

Son las fallas que se forman controladas por las fallas principales en cada uno de los Anticlinales. Presentan vergencia este y son de tipo inverso, según Mantilla (2002) estas fallas son Back Thrust, pero hay que tener en cuenta el origen de los movimientos dentro del campo, lo cual sugiere, que son fallas formadas dentro de las estructuras en flor gracias al carácter transpresivo de la cuenca, y que estos Back Thrust pueden ser aquellas fallas menos ligadas a las principales, que se desarrollan generalmente en los extremos de los flancos de cada uno de los anticlinales en la sección cretácea.

4.2 MODELO ESTRUCTURAL DEL YACIMIENTO GRUPO URIBANTE, CAMPO TIBÚ

Las estructuras presentes en el área de estudio consisten en dos Anticlinales. Tibú y Socuavó los cuales presentan una dirección aproximada Norte-Sur expuestos en un arreglo geométrico en Echelon, el cual se observa más al sur desde el anticlinal de Sardinata. (Arias y Cardona, 2001). Por otro lado, según Alfonso y Mondragón (2001), concluyeron que las estructuras hoy presentes en la cuenca del Catatumbo son, en su mayoría, producto de una actividad tectónica desarrollada, al menos, desde finales del Cretáceo y comienzos del Terciario hasta el Plioceno.

Estos anticlinales son producto de una tectónica transpresiva, con su componente compresiva dominante y una componente de rumbo actuando de manera más insipiente dentro del campo, evidenciada por el desarrollo de estructuras en flor, controladas por fallas inversas las cuales involucran basamento y el arreglo geométrico en Echelon que presentan los anticlinales, estas evidencias proponen para el campo un estilo estructural de Wrenching convergente, (Lowell, 1987), el cual según Exxon, (1993), es el estilo dominante dentro de la Cuenca del Catatumbo.

Las estructuras de Socuavó y Tibú, han sido plegadas por la acción de las fallas principales que involucran basamento, causando saltos considerables dentro de las formaciones cretáceas; lo cual produce trampas estructurales al enfrentar formaciones sello como la formación Cogollo contra la formación Aguardiente, la cual por resultados

arrojados dentro de los Modelos Sedimentológico y Petrofísico en el presente estudio, propone ser la Formación con mejores características como roca reservorio dentro del Grupo Uribante. Estos saltos se pierden a medida que se asciende estratigráficamente, debido a la naturaleza dúctil de las formaciones Colón y Mito Juan, según Arias y Cardona (2001), que absorben todo este movimiento y lo convierten en un plegamiento más pronunciado dentro de las formaciones que las suprayacen.

Estos Anticlinales se caracterizan por ser asimétricos, con vergencia oeste, presentar flancos orientales alargados con buzamientos suaves no mayores a 10 grados y flancos occidentales cortos con buzamientos moderados no mayores a 30 grados, los cuales presentan un fallamiento más intenso y una poca definición sísmica en la sección cretáceo observado con mayor claridad en el Anticlinal de Socuavo.

El Anticlinal de Socuavo presenta mayor deformación y mayor desarrollo de estructuras en flor las cuales producen fallas inversas que podrían compartimentalizar el yacimiento en este sector dependiendo de la calidad de barreras de flujo que puedan llegar a formar las fallas involucradas.

El Anticlinal de Tibú presenta un fallamiento menos intenso, lo cual desarrolla reservorio más continuo, dependiendo solo de la calidad de trampa que pueda llegar a producir la falla principal de Tibú. Estas generalidades podrían ser un factor considerable en el mejoramiento de la prospección del reservorio.

5. MODELO PETROFÍSICO

Para la evaluación petrofísica se tuvo en cuenta la información disponible con la que cuenta cada pozo. Dependiendo de esta se escogió, la metodología que mas adecuada para la obtención de resultados confiables en la interpretación. El método utilizado en este estudio fue el RATHIO METHOD Schulmberger (1989). La información con la que se cuenta es la siguiente:

Los registros del campo Tibú son registros eléctricos corridos antes de 1960

1. El registro SP es la curva base para el cálculo en la mayoría de los pozos.
2. Los Registros resistivos LN y SN
3. Registros Gráficos compuestos para los pozos involucrados
4. Datos de corazones (Porosidad)

Para la interpretación petrofísica del Grupo Uribante se tomo como base el amarre roca-registro realizado con los pozos corazonados descritos para la Formación Aguardiente (Tibú 108K y Tibú 182K). Con el fin de tener una aproximación de los valores más limpios de arenas que serán tenidos en cuenta en los cálculos petrofísicos a realizar.

La utilización de estos tipos de registros se basa en:

- Curva del registro de potencial espontáneo (SP) corregida por línea base para calcular arcillosidad y espesor de arena neta. Las curvas se tomaron de un trabajo realizado por la empresa Halliburton en el año 2002
- Registro resistivo corto (SN), para el cálculo de la porosidad aparente.
- Registro resistivo largo (LN), para el cálculo de la saturación de agua.

5.1 AMARRE ROCA-REGISTRO

Este análisis es utilizado como primera aproximación para conocer los valores

representativos de SPclean o GRclean (SP “limpio” o GR “limpio”) a partir de los registros litológicos. Estos valores serán utilizados como dato de entrada en análisis de los registros de pozo dentro del modelo petrofísico realizado en el presente estudio para la Formación Aguardiente. Este proceso tiene en cuenta un control estrictamente sedimentológico basado en las descripciones macropetrográficas de los pozos analizados (pozos Tibú 108K y Tibú 182K). Para la Formación Tibú no se considero necesario realizar debido a que la litología es bastante monótona y los resultados obtenidos de los registros hubiesen sido muy parecidos para las rocas que componen esta Formación.

A continuación se presenta la metodología utilizada para el análisis petrofísico de los 10 pozos interpretados

1. Corrida del Registro Core Gamma Espectral. Este registro fue adquirido por la Litoteca Nacional del ICP durante el proyecto para los pozos Tibú 108K y Tibú 182K. La adquisición de estos registros a escala 1:100 se encuentra disponible en el **Anexo 20**. A través de este registro se logró realizar el amarre con el registro litológico de Potencial Espontáneo para los pozos anteriormente mencionados, este registro fue comparado con las columnas estratigráficas de cada uno de los pozos **Anexos 2 y 3**.

2. Determinación del desfase con el Registro Litológico GR o SP / Litología. Determinación del desfase con el Registro Litológico SP. El desfase que se presenta cuando las profundidades del corazón no son iguales a la profundidad del registro de pozo se corrigió interpolando la curva patrón del registro SP con la profundidad para determinada litología a escala 1:100 de la columna estratigráfica de cada pozo

3. Entrada de profundidades corregidas a la tabla dinámica en Excel. Una vez logrado el ajuste del desfase estos valores fueron consignados en la tabla de datos en formato Excel que posee cada pozo integrados con las facies.

4. Realización de histogramas en Excel. Se realizaron histogramas que muestran el rango de valores - número de datos por facies para cada registro litológico (SP) a partir de la tabla dinámica. En total se generaron 2 histogramas para el pozo Tibú 108-K y para el pozo Tibú 182K. (**Figuras 5.1 y 5.2**).

5. Interpretación de histogramas. A partir de los histogramas realizados se agrupan los valores más representativos integrados a las facies. Con esta asociación se definen 4 tipos de roca según las facies constituyentes así:

1. Roca reservorio
2. Roca potencialmente reservorio
3. Roca potencialmente sello
4. Roca Sello

Es importante destacar que los resultados en este análisis son basados en el comportamiento estadístico de los datos y su interpretación a partir de los histogramas tanto para el pozo Tibú 108K como para el pozo Tibú 182K (**Figuras 5.1 y 5.2**).

5.1.1 Resultado del Amarre Roca-Registro Pozos Tibú 108K y Tibú 182K

Los tipos de rocas reservorio (1) corresponden a las facies Abri, Agb, Ab, Abb, Ae y Abre las cuales presentan un tamaño de grano fino alto hasta medio bajo. Los valores de SP obtenidos fueron de -20 a -40 a partir de los Histogramas de los pozos Tibú 108K y 182K **Figuras 5.1 y 5.2**. Estas facies no se observaron impregnadas de aceite en la descripción macroscópica de los núcleos de roca. Los grados API del aceite reportados para estos pozos en la Formación Aguardiente es de 50 grados, posiblemente el aceite por ser tan liviano se perdió debido a que no se preservaron correctamente los núcleos.

Los tipos de rocas potencialmente reservorio (2) corresponden a las facies Ace, Alb, Ab, Pbb y Agbre las cuales presentan tamaños de grano fino a medio. Estas facies presentan valores de SP de -30 a -20 y pueden ser importantes para almacenar aceite ya que se encuentran estratigráficamente asociadas con las facies reservorio.

Los tipos de roca potencialmente sello (3) y roca sello (4) corresponden a las facies de areniscas lodosas y calizas en general, las cuales presentan tamaños de grano muy fino a fino. Estas facies presentan valores de SP de -20 a 0.

Las **Tablas 5.1 y 5.2** muestran los tipos de roca definidos a partir del amarre roca-registro así como las facies que la componen y los valores que presenta el registro analizado en sus correspondientes unidades.

Tabla 5.1 Resumen del Amarre Roca-Registro por facies a partir del Registro Potencial Espontáneo Corregido (SPC) Pozo Tibú 108-K, Formación Aguardiente.

Registro	Tipo de Roca	Facies	Valores registro (API)
Potencial Espontáneo Corregido (SPC)	1	Abrl , Agb ,Ab, Abb	-20 a -40
	2	Ace, Alb	-30 a -20
	3	Mb, Aglb, Agce, Aglbrl, Albb, Agbrl	-20 a 0
	4	Fb, Fbrl, Wlb, Pbb, Wb	-20 a 0

Tabla 5.2 Resumen del Amarre Roca-Registro por facies a partir del Registro de Potencial Espontáneo (SP) Pozo Tibú 182K, Formación Aguardiente.

Registro	Tipo de Roca	Facies	Valores registro (API)
Potencial Espontáneo (SP)	1	Abrl , Agb , Abb, Ae, Abre	-20 a -40
	2	Ab, Pbb, Agbre	-30 a -20
	3	Aglb, Wbb, Aglbrl, Albb, Agbrl, Albrl	-20 a 0
	4	Fb, Fbrl, Wlb, Wb, Mb, Mbb	-20 a 20

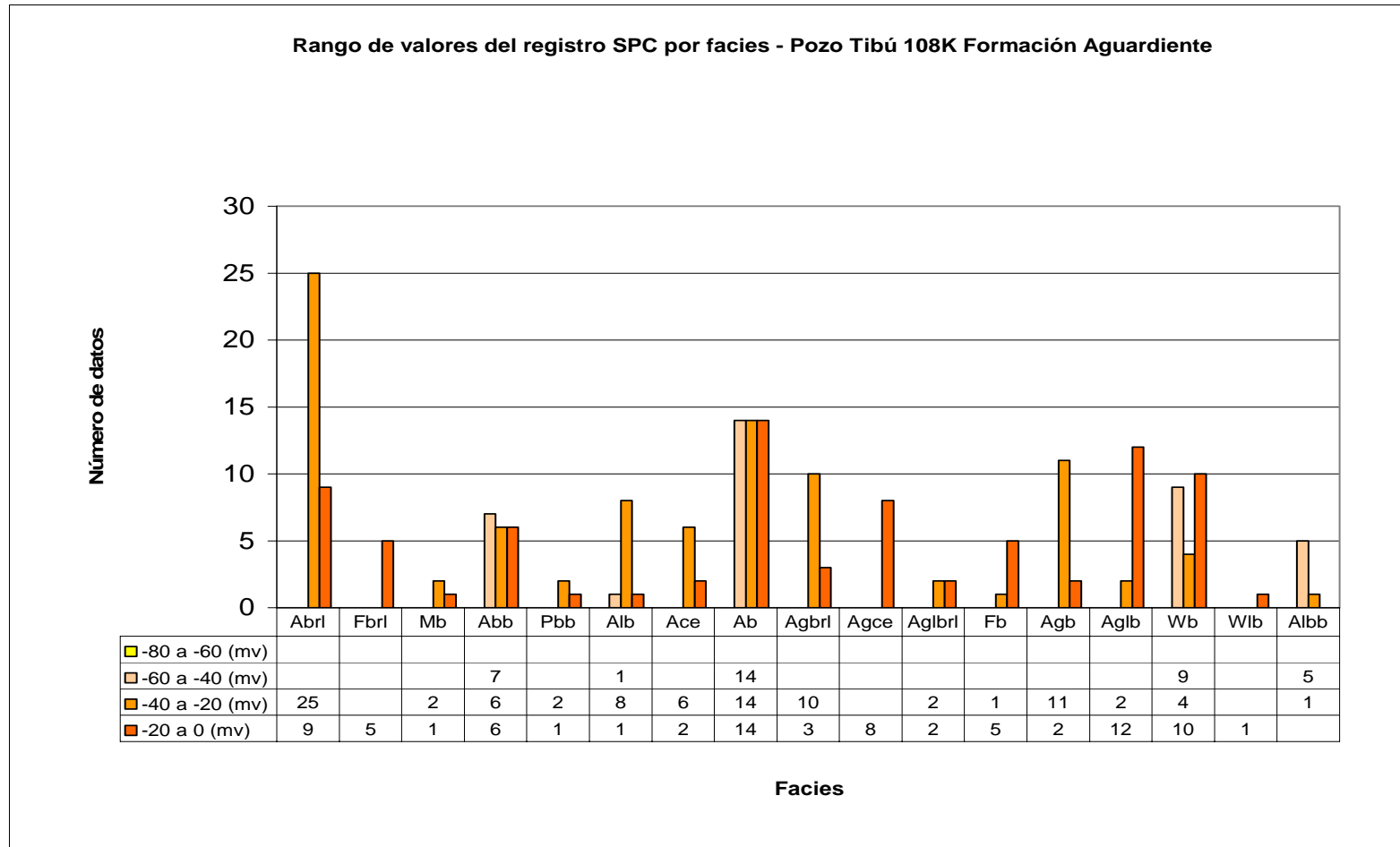


Figura 5.1. Rango de valores del registro Potencial Espontáneo (SPC) por facies – Pozo Tibú 108-K Formación Aguardiente. Los tonos naranja claro corresponden a intervalos arenosos “limpios” y los naranja a intervalos lodosos oscuros y Calizas.

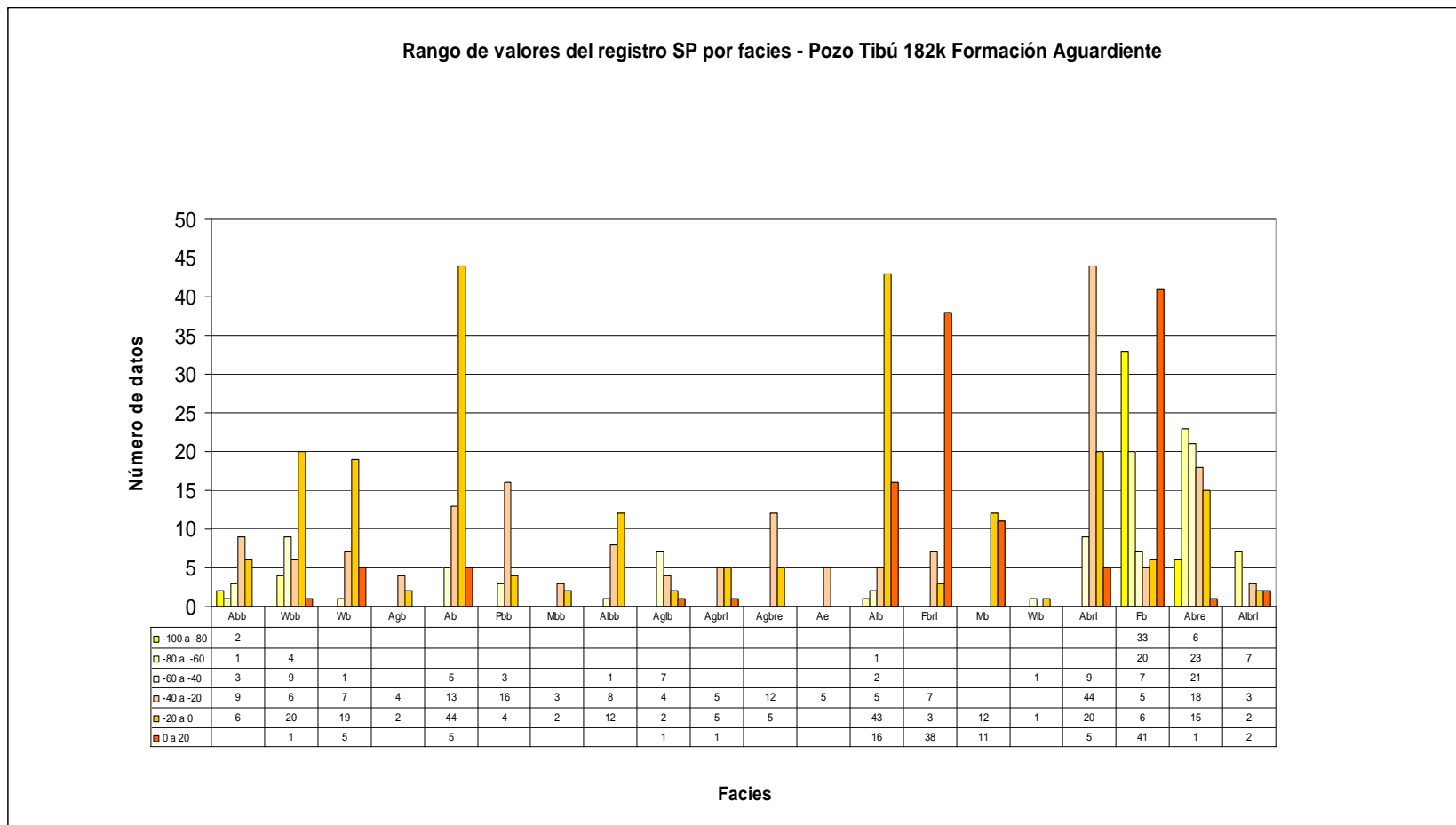


Figura 5.2. Rango de valores del registro de Potencial Espontáneo (SP) por facies – Pozo Tibú 182K Formación Aguardiente. Los tonos amarillos corresponden a intervalos arenosos “limpios” y los naranja a intervalos lodosos.

5.1.2 Información disponible

5.1.2.1 Datos de corazones

La información de datos para los corazones existentes del Grupo Uribante es escasa y solo dos pozos contienen información, el pozo Tibú 178K (Formación Tibú) y Tibú 182K (Formación Aguardiente). En el **Anexo 21** se presentan datos de porosidad y permeabilidad para estos pozos. Estos valores son un indicativo aproximado de los valores que toman las variables petrofísicas y sirven para validar el modelo

A partir de los datos de corazones de los pozos Tibú 178K y Tibú 182K se realizó una correlación de porosidad y permeabilidad para las Formaciones mencionadas anteriormente, con el objeto de extrapolar esta información para los demás pozos. El resultado de la correlación no funcionó ya que los datos no muestran una tendencia específica. Sin embargo, se intentó ajustar eliminando algunos datos que estuvieran fuera de tendencia y agrupándolos por tamaño de poro se lograron identificar tres tendencias. Esta prueba se pudo realizar gracias a que se contaba con el estudio de AMOCO (1998), a partir del cual se tomaron los datos del tamaño de poro. En la **Figura 5.3** se muestra la correlación de porosidad con permeabilidad para la Formación Aguardiente.

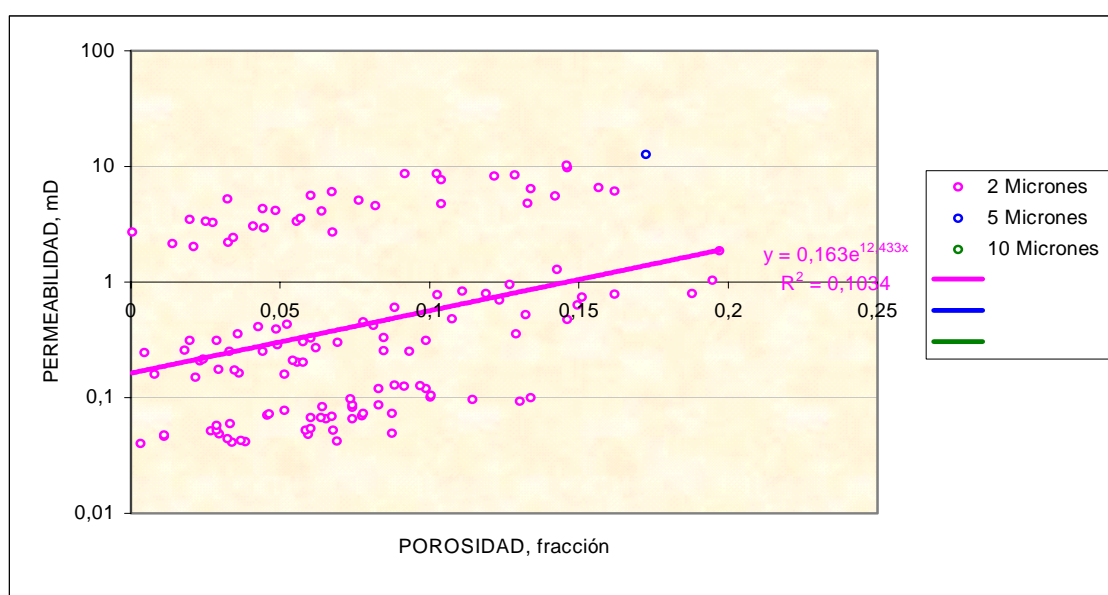


Figura 5.3. Correlación de datos del pozo Tibú 182K, Formación Aguardiente

El resultado de la correlación es aceptable pues esto se refleja en el valor R^2 , el cual es un indicativo de si el ajuste fue excelente, bueno, aceptable o malo. Se considera que el ajuste es excelente cuando $R^2 > 0.98$, bueno cuando R^2 está entre 0.9 y 0.98, aceptable cuando R^2 está entre 0.5 y 0.9, y malo cuando R^2 es menor a 0.5 según Duarte, A. (comunicación oral). Aunque los resultados obtenidos están dentro del rango permitido no se considero conveniente extrapolar esta correlación ya que estos datos se encuentran amarrados con la profundidad del pozo y a un mismo tamaño de poro le corresponden diferentes permeabilidades. La escala de resolución de este método es muy alta y al llevarla a la escala de registros para la correlación la resolución se pierde. Además las condiciones laterales de la roca pueden cambiar y las permeabilidades no serian confiables. Por tal motivo no fue posible calcular la permeabilidad en el modelo petrofísico. Sin embargo es importante resaltar que en los datos obtenidos de corazones, la permeabilidad en promedio para la Formación Tibú en el pozo Tibú 178K es aproximadamente 0.047md y 1,5md para la Formación Aguardiente en el pozo tibú 182K.

5.1.3 Registros Gráficos compuestos

Con el fin de obtener las propiedades de resistividad, temperatura y densidad del lodo, para el cálculo de la porosidad aparente según el registro resistivo corto (SN) se descargaron los gráficos compuestos de la base de datos EPIS (Banco de Información Petrolera de Colombia que está encargado de administrar la información técnica de Exploración y Producción de Hidrocarburos del país). Estos registros también contienen las pruebas iniciales de Formación las cuales son importantes para corroborar los intervalos con saturación de aceite.

5.1.4 Cálculos preliminares

A partir de la información de los encabezados de los gráficos compuestos de EPIS, se recopiló información con el objeto de determinar el valor de la resistividad del filtrado de lodo a 75 °F ($R_{mf_75°F}$), con el fin de obtener un dato de entrada para el cálculo de la porosidad aparente. La **Tabla 5.3** contiene un resumen de los datos de encabezados y los datos de R_{mf} calculados.

**Tabla 5.3 Características de lodo y filtrado de lodo para el cálculo de la porosidad aparente en los 10 pozos modelados,
Campo Tibú, Formación Aguardiente.**

Pozo	Rm_Tref	Tref, °F	Diado, lb/ft3	Diado, lb/gal	Rm_75°F	Rmf_75°F	Rmf Registro	TEMPERATURE °F	DEPTH	G.L., f.t.	R.T., f.t.
T-108K	3	90	85	11.36	3.55032408	2.54092875	2.54092875	222	8583 - 8722	125	136
T-108K	2.55	108	80	10.69	3.57910603	2.91686809	2.55	276	8722 - 8922	125	136
T-108K	1.8	101	81.5	10.89	2.37233704	1.80614329	1.8	284	8922 - 9095	125	136
T-169K	3.1	94	78	10.43	3.82	3.29393816	3.1	216	8611 - 8761	148	160
T-169K	3.1	93	77	10.29	3.78	3.35209209	3.1	222	8761 - 9112	148	160
T-169K	2.9	98	73	9.76	3.72	3.6641371	2.9	228	9112 - 9308	148	160
T-169K	3.6	82	77	10.29	3.91	3.47150256	3.47150256	226	9308 - 9561	148	160
T-169K	2.9	92	84	11.23	3.5	2.56668872	2.56668719	230	9561 - 9944	148	160
T-191K	3.8	91	89	11.9	4.54	2.99811364	2.99811364	206	5100 - 9317	144	155
T-241K	1.25	102	91	12.16	1.66	1.39507571	1.25	200	3331 - 9605	151	162
T-71K	3.8	75	92	12.3	3.8	2.31195641	2.31195641	230	4688-8634	164	174
T-71K	2.1	95	66	8.82	2.61363581	3.05487435	2.1	230	8634-9341	164	174
T-178K	1.8	98	91.5	12.23	2.30629815	1.37095033	1.37095033	205	4675 - 9033	125	136
T-178K	5	83	72	9.62	5.49	5.72554249	5	238	9033 - 9237	125	136
T-178K	3.7	98	72	9.62	4.74	4.89438018	3.7	256	9237 - 9427	125	136
T-182K	2.2	90	71	9.49	2.60357099	2.64762968	2.2	221	8289 - 8801	119	130
T-198K	2.5	89	91	12.16	2.92802984	1.79095688	1.79095688	205	2773 - 9091	146	134
T-198K	3.1	85	69	9.22	3.47911214	3.81809943	3.1	227	9091 -9093	146	134
T-201K	1.9	85	92	12.3	2.13235906	1.24592457	1.24592457	198	4595 - 8808	149	160
T-201K	1.84	90	90	12.03	2.1775321	1.33405758	1.33405758	192	8808 - 8907	149	160
T-201K	6.8	95	70.5	9.42	8.46320166	9.48300612	6.8	197	8907 - 9315	149	160
T-222K	2.3	110	76.5	10.23	3.28	2.91735471	2.3	220	8758 - 9608	138	149

5.2 INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA

La interpretación del modelo se hizo utilizando el Rathio Method Schlumberger (1989) debido a que el campo dispone de registros viejos adquiridos antes de 1960 y corridos en emulsión base aceite. El modelo fue corrido con el Software Petroworks de la casa Landmark Graphics Corp y se encuentra almacenado en el proyecto CATATUMBO REGIONAL con el interprete ICP.

5.2.1 Determinación del Gradiente Geotérmico para el campo

Este parámetro es un dato de entrada en el método de cálculo utilizado en la interpretación petrofísica.

La temperatura ambiente promedio fue tomada de la página web del IDEAM en la zona de la ciudad de Cúcuta la cual se encuentra relativamente cerca al campo Tibú. La temperatura ambiente promedio es de 30°C o 86°F, este fue el dato utilizado en superficie para el calculo del gradiente geotérmico. La Formula empleada para calcular el gradiente geotérmico (GGT) en °F/ft es la siguiente:

$$GGT = \frac{BHT - T_s}{TVD}$$

Donde:

BHT es la temperatura medida en fondo, °F

Ts es la temperatura medida en superficie, 86°F

TVD es la profundidad vertical verdadera a la que se midió BHT

El gradiente geotérmico calculado promedio fue de 1° °F/100ft, con este dato de entrada se calcula el primer parámetro utilizado por el Rathio Method para evaluar las propiedades petrofísicas de cada pozo.

5.2.2 Método de Calculo "RATHIO METHOD"

1. Temperatura (a cualquier profundidad):

$$T_z = T_s + GGT * Z$$

T_s : Temperatura de Superficie 86°F

GGT : Gradiente geotérmico, aprox. 1° F / 100 ft

Z : Profundidad TVDSS

2. Resistividad de filtrado de lodo a cualquier profundidad (Rmfz):

$$Rmfz [] = Rmf * \left(\frac{TRmf + 6.77}{TEM [] + 6.77} \right)$$

Rmf: Resistividad del filtrado

TRmf: Temperatura del filtrado 75°F

TEM []: Curva de Temperatura

3. Resistividad del filtrado a 75°F:

$$Rmfz75 = Rmfz [] * \frac{75 + 6.77}{TEM [] + 6.77}$$

4. Cálculo de constante K evaluada a la profundidad que se midió el SSP (potencial espontáneo estático):

$$K = 61 + 0.133 * TEM$$

5. Cálculo de la relación de resistividades equivalentes $Rmfe / Rwe$, RR

$$RR = 10^{\frac{-SSP}{K}}$$

RR es la relación entre la resistividad equivalente del filtrado de lodo y la resistividad equivalente del agua

SSP es el valor de potencial espontáneo estático medido en una zona de agua

6. Cálculo de la resistividad equivalente del filtrado de lodo $Rmfe$ a 75°F

Si $Rmf_z > 0.1$ entonces

$$Rmf_e = 0.85 * Rmf_z$$

de lo contrario

$$Rmf_e = \left(\frac{146 * Rmf_z - 5}{337 * Rmf_z + 77} \right)$$

7. Cálculo de la resistividad equivalente del agua, R_{we}

$$R_{w_e} = \frac{Rmf_e}{RR}$$

8. Cálculo de corrección de R_{w75} a temperatura de formación (Igual al R_{wz})

$$R_{w[z]} = R_{l1} * \left(\frac{75+6.77}{TEM[z]+6.77} \right)$$

9. Volumen de shale (V_{shale}) a partir de la Curva SP corregida:

$$V_{clay} = \frac{SP_{log} - SP_{clean}}{SP_{clay} - SP_{clean}}$$

Donde:

SP_{log} es el valor tomado del registro SP a una profundidad z .

SP_{clean} es el valor de SP definido para arenas limpias.

SP_{clay} es el valor de SP definido para arcillas.

10. Porosidad total

$$PHI_{RXO} = \left(\frac{(a * Rmf [])}{(SM [] * (Sxo)^n)} \right)^{(1/m)}$$

PHI_RXO= Porosidad total

Sxo= 0.8 (Saturación de Agua en zona lavada)

SN= Es el valor tomado del resistivo corto, realmente este valor es Rxo y es igual a SN

a= 1 (Coeficiente que depende de la litología)

n= 2 (Exponente de Saturación)

m= 1.8 (Exponente se Cementación)

11. Porosidad efectiva:

$$PHIE [] = PHI_{RXO} [] * (1 - Vshale)$$

12. Saturación de agua:

La saturación de agua se expresó por la ecuación de Archie.

$$Sw_{ARCH} [] = \sqrt{\frac{a * RW []}{(PHIE)^m * RT}}$$

RT: Registro de resistividad verdadera pero por ausencia de este se utiliza el registro LN

(Normal Largo).

5.2.3 Corrida del modelo y presentación de resultados

Cada una de las Formulas enunciadas anteriormente son cargadas en la Aplicación de Petroworks de Openworks, una vez cargada se corre el modelo y se comienza ajustar.

Los valores escogidos de Sp limpio para hallar el Volumen de Shale (VSHALE) se muestra en las **Tablas 5.4, 5.7, 5.10, 5.13, 5.16, 5.19, 5.22, 5.25, 5.28, y 5.31**. Fue necesario escoger dos valores de SP CLEAN ya que si solo se tomaba solo para las arenas se sobrestimaba en un alto porcentaje la Saturación de agua, este motivo se hizo necesario tomar un SP CLEAN para las calizas.

Los valores de resistividad de agua R_w corregidos a 75° y utilizados para hallar la saturación de agua por Archie (SW_ ARCH) se muestran en las **Tablas 5.5, 5.8, 5.11, 5.14, 5.17, 5.20, 5.23, 5.26, 5.29 y 5.32**.

La presentación de los resultados se hace en forma gráfica, como se puede ver en las Figuras 5.4 hasta 5.24 donde se muestra la interpretación por Formación de los 10 pozos modelados para el campo.

El formato de presentación consiste en un registro que en el track uno registra la curva de potencial espontáneo(SP y SPC ó SPSB), en el track dos las curvas de resistividad(SN y LN), en el track tres las curvas de porosidad Total (PHI_RXO) y Porosidad efectiva (PHIE) y los datos de porosidad de corazón (PHIE_CORE) si los tiene, en el track cuatro la curva de saturación de Agua SW_ARCH, en el track cinco la curva de VSHALE junto con la saturación aceite y Agua.

Los valores promedio de PHI_RXO y PHIE por Formación son presentados en las **Tablas 5.6, 5.9, 5.12, 5.15, 5.18, 5.21, 5.24, 5.27, 5.30 y 5.33** para todos los pozos

5.2.3.1 Resultados Pozo Tibú 108k

Tabla 5.4. Valores de SP Clean, tomados en el pozo Tibú 108K

FORMACIÓN	SP LIMPIO ARENA	SP LIMPIO CALIZA
AGUARDIENTE	-30	-70
MERCEDES	-30	-70

Tabla 5.5. Valores de Rw corregido a 75°F por Formación, pozo Tibú 108K

FORMACIÓN	Rw (ohm*m)	TEMP (°F)
AGUARDIENTE	1.21	184

Tabla 5.6. Valores de porosidad total y porosidad efectiva promedio por Formación, pozo Tibú 108K.

FORMACIÓN	PHI_RXO	PHIE
AGUARDIENTE	0.152	0.071

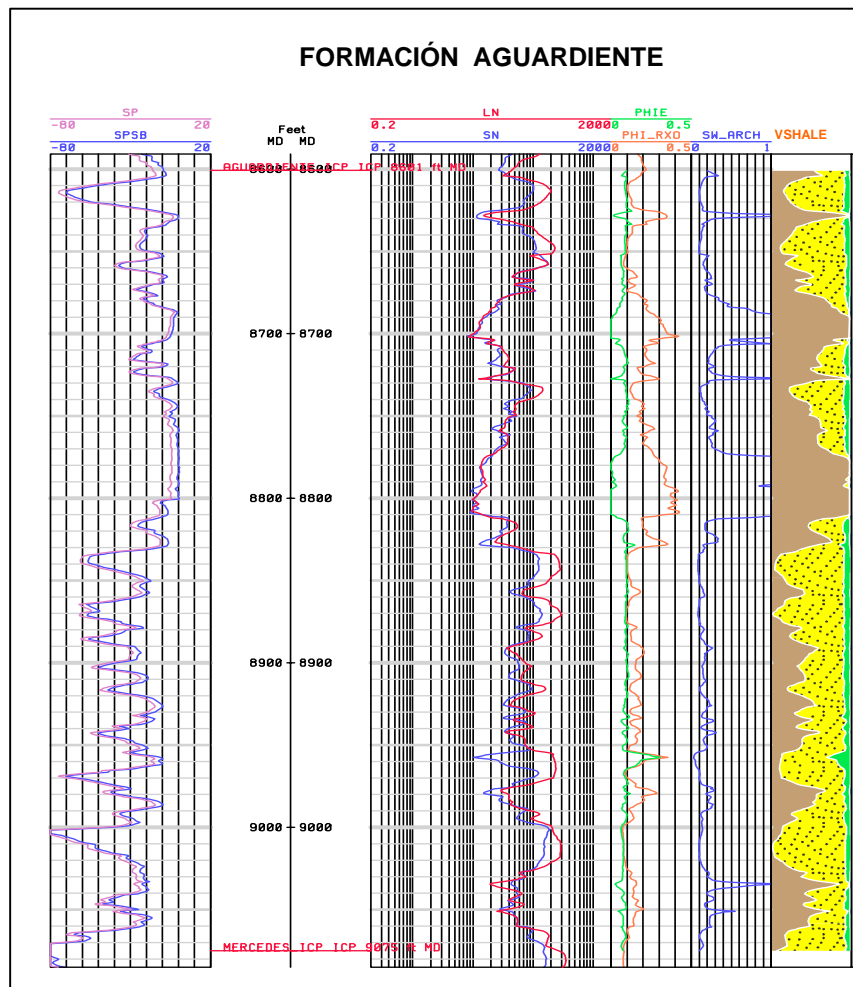


Figura 5.4. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 108k Formación Aguardiente

5.2.3.2 Resultados Pozo Tibú 169k

Tabla 5.7. Valores de SP Clean, tomados en el pozo Tibú 169K

FORMACIÓN	SP LIMPIO ARENA	SP LIMPIO CALIZA
AGUARDIENTE	-35	-70
MERCEDES	-35	-70
TIBU	-40	-80

Tabla 5.8. Valores de Rw corregido a 75°F por Formación pozo Tibú 169K

FORMACIÓN	Rw (ohm*m)	TEMP (°F)
AGUARDIENTE	0.53	193
MERCEDES	0.17	198
TIBU	0.18	207

Tabla 5.9. Valores de porosidad total y porosidad efectiva promedio por Formación, pozo Tibú 169K.

FORMACIÓN	PHI_RXO	PHIE
AGUARDIENTE	0.115	0.094
MERCEDES	0.086	0.079
TIBU	0.089	0.061

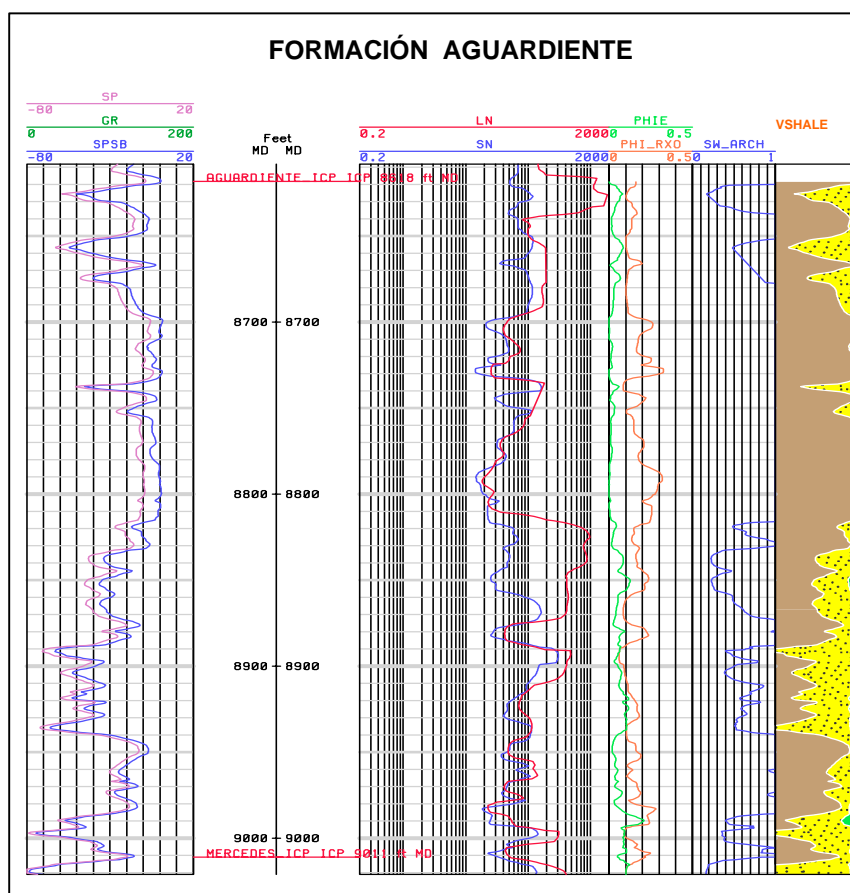


Figura 5.5. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 169k Formación Aguardiente.

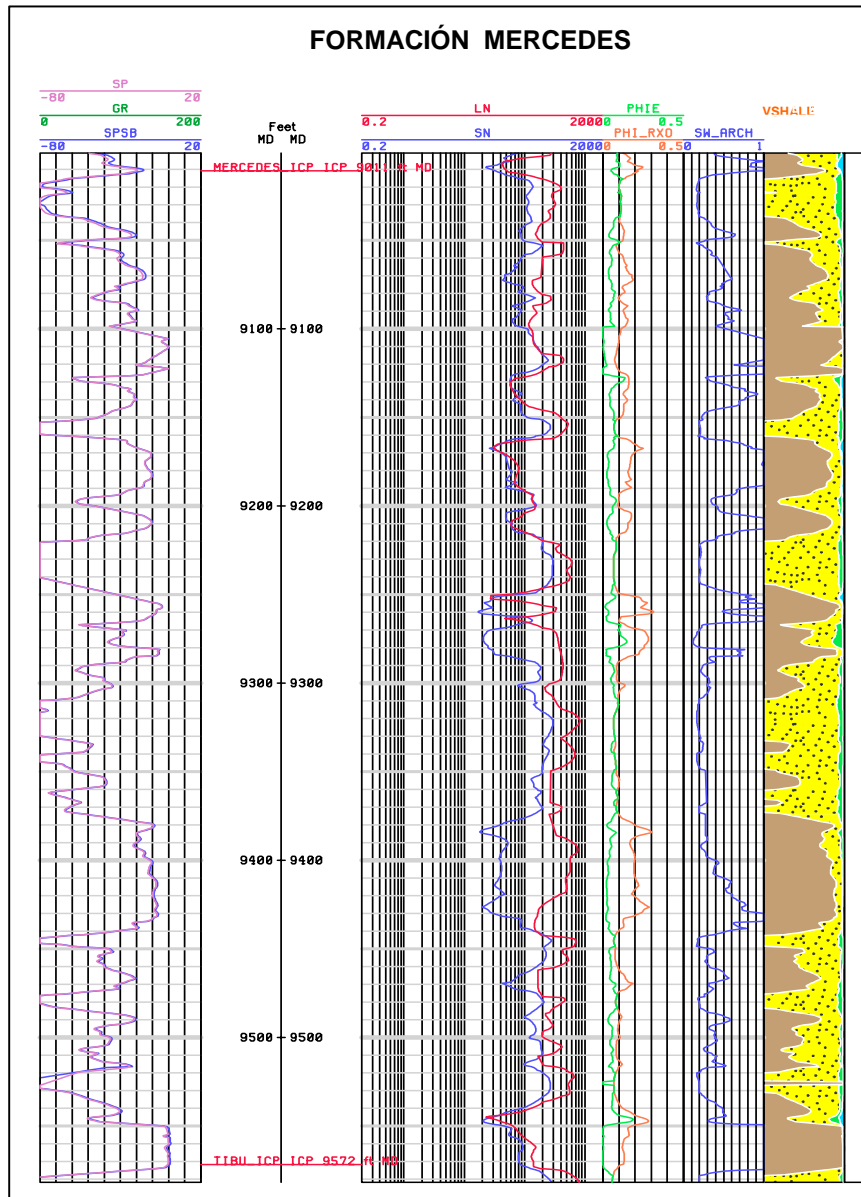


Figura 5.6. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 169k Formación Mercedes.

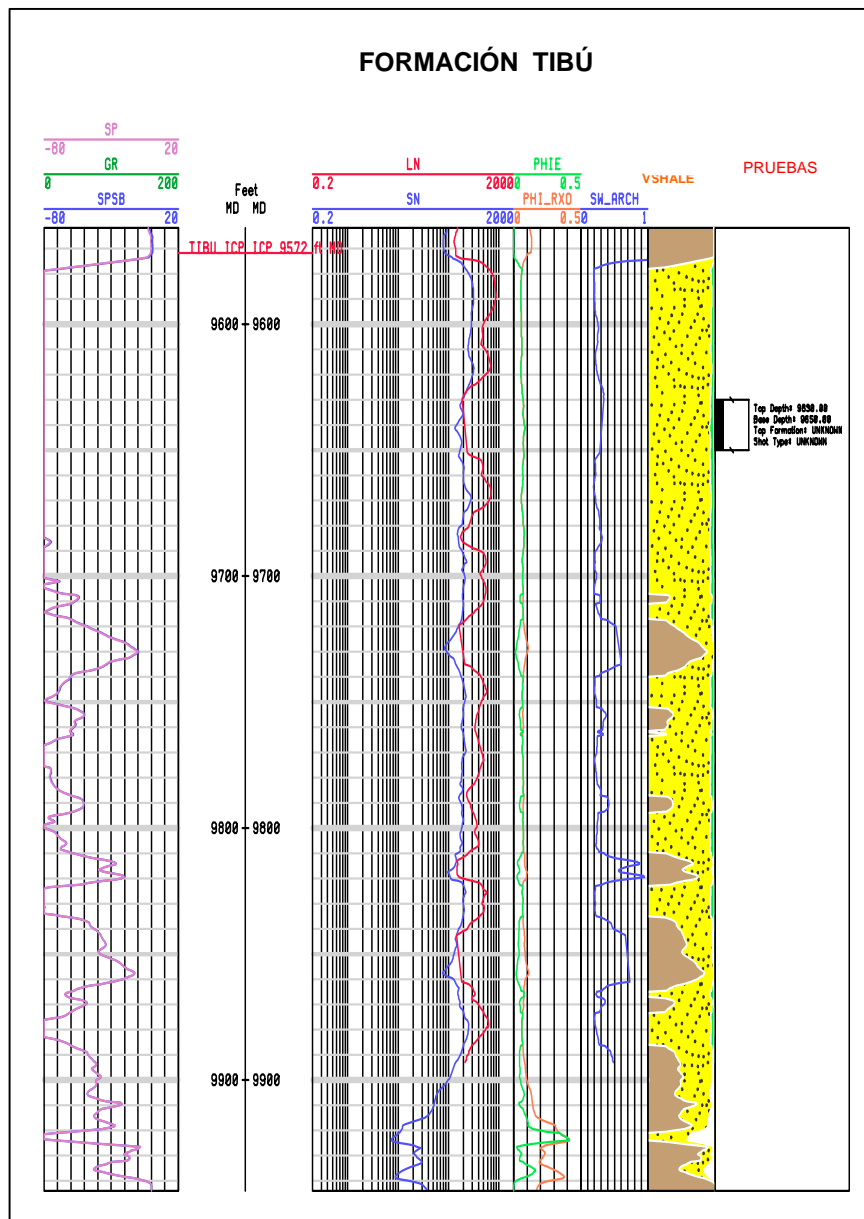


Figura 5.7. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 169k Formación Tibú.

5.2.3.3 Resultados Pozo Tibú 191k

Tabla 5.10. Valores de SP Clean, tomados en el pozo Tibú 191K

FORMACIÓN	SP LIMPIO
AGUARDIENTE	-35
MERCEDES	-40
TIBU	-40

Tabla 5.11. Valores de Rw corregido a 75°F por Formación, pozo Tibú 191K

FORMACIÓN	Rw (ohm*m)	TEMP (°F)
AGUARDIENTE	1.56	188
MERCEDES	0.43	197
TIBU	0.14	205

Tabla 5.12. Valores de porosidad total y porosidad efectiva promedio por Formación, pozo Tibú 191K.

FORMACIÓN	PHI_RXO	PHIE
AGUARDIENTE	0.166	0.147
MERCEDES	0.156	0.144
TIBÚ	0.150	0.195

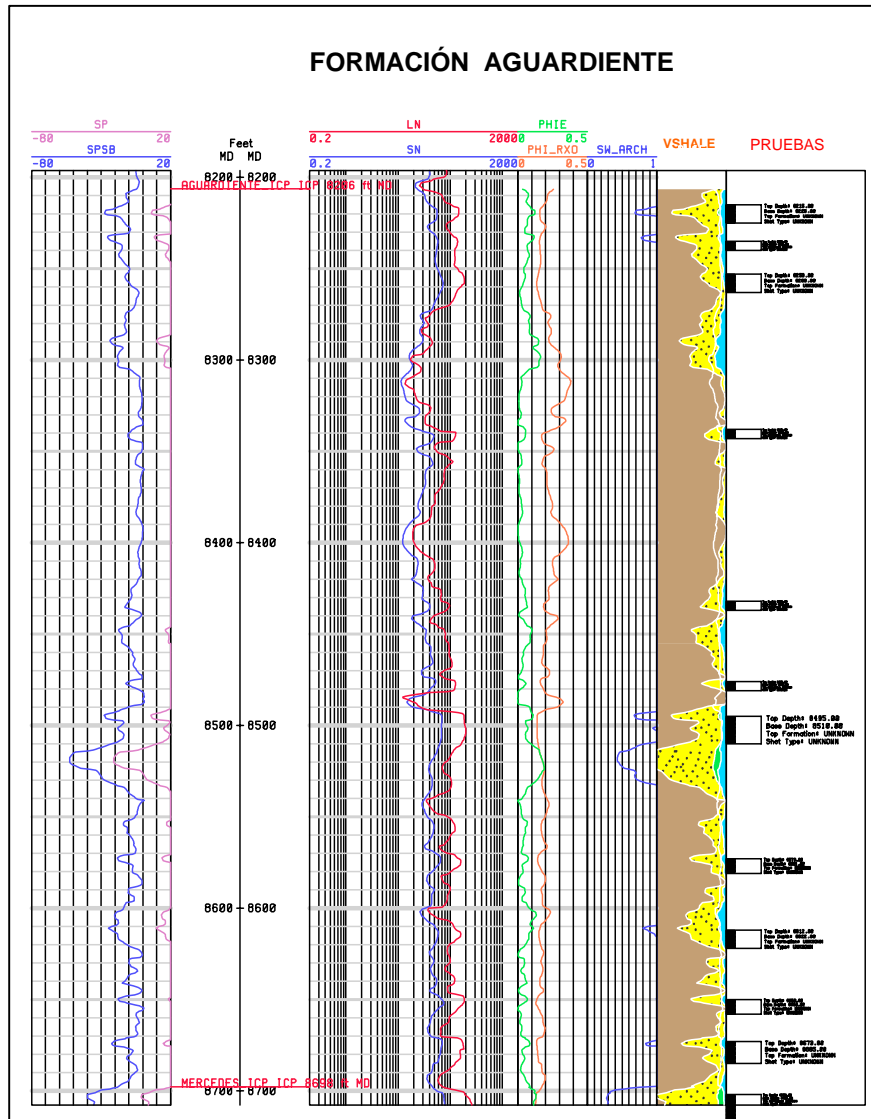


Figura 5.8. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 191k Formación Aguardiente.

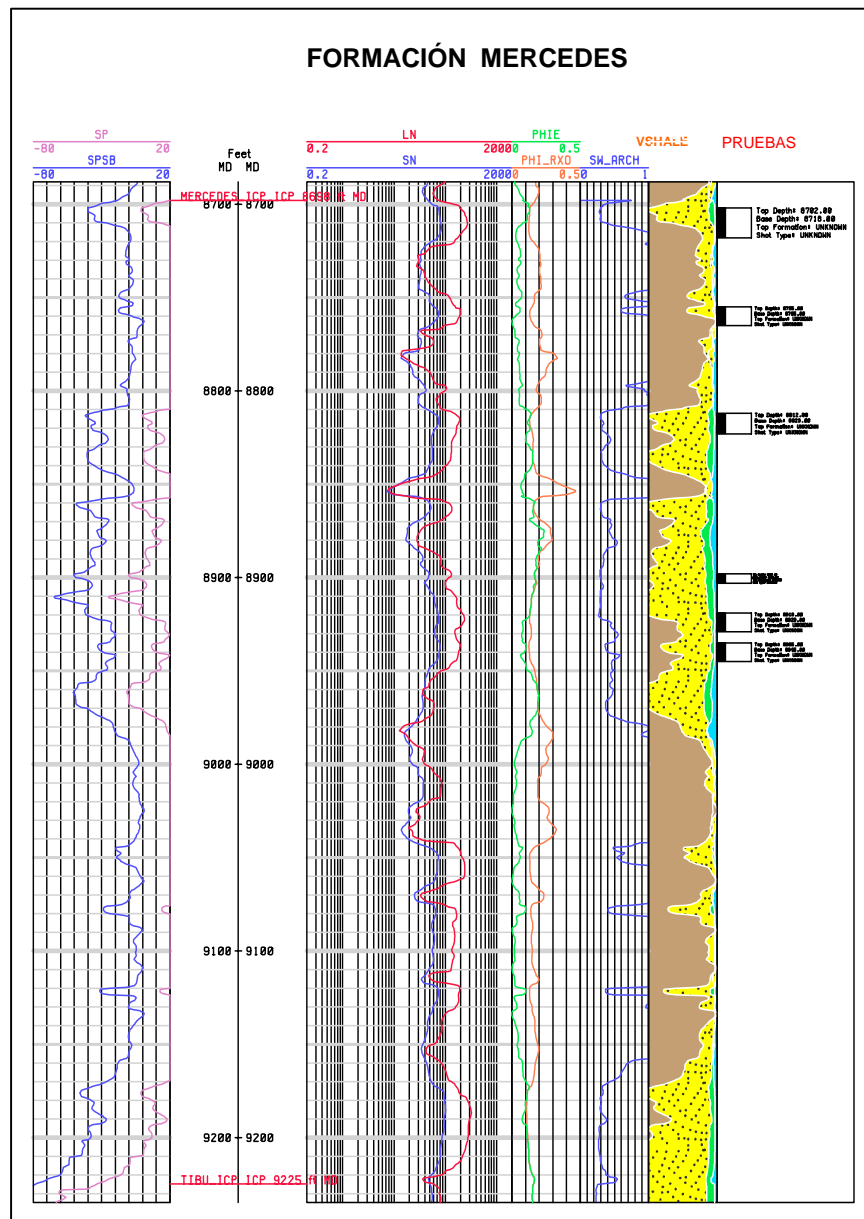


Figura 5.9. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 191k Formación Mercedes.

5.2.3.4 Resultados Pozo Tibú 241k

Tabla 5.13. Valores de SP Clean, tomados en el pozo Tibú 241K

FORMACIÓN	SP LIMPIO
AGUARDIENTE	-40
MERCEDES	-45

Tabla 5.14. Valores de Rw corregido a 75°F por Formación, pozo Tibú 241K

FORMACIÓN	Rw (ohm*m)	TEMP (°F)
AGUARDIENTE	0.28	188
MERCEDES	0.30	193

Tabla 5.15. Valores de porosidad total y porosidad efectiva promedio por Formación, pozo Tibú 241K.

FORMACIÓN	PHI_RXO	PHIE
AGUARDIENTE	0.098	0.089
MERCEDES	0.099	0.093

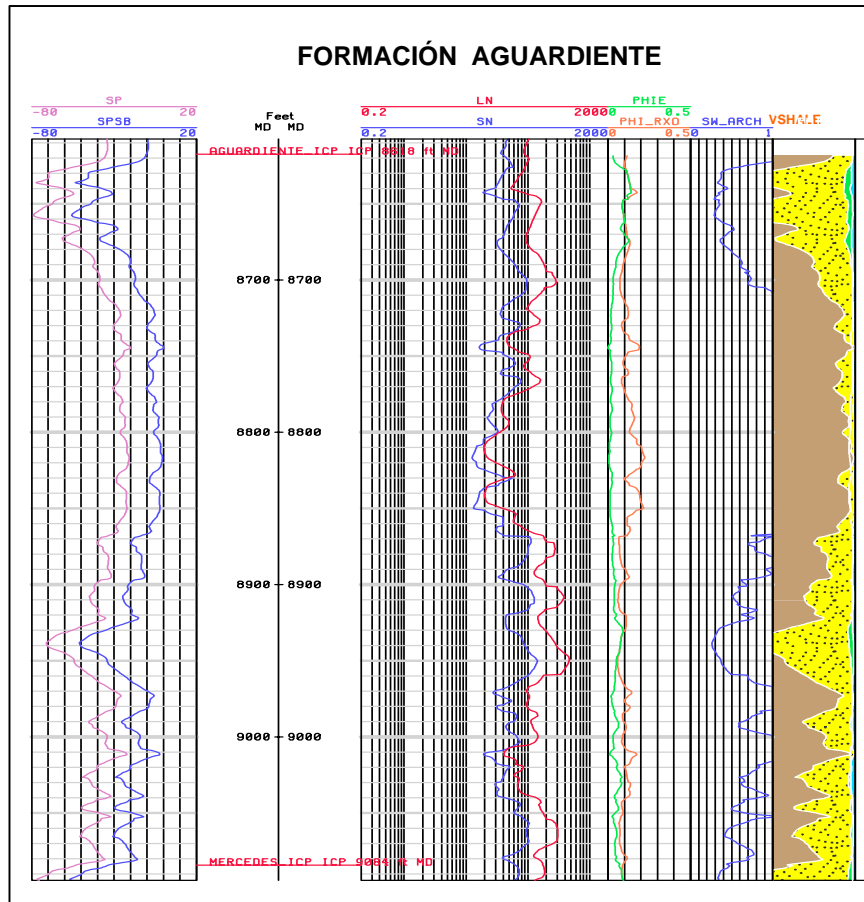


Figura 5.10. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 241k Formación Aguardiente.

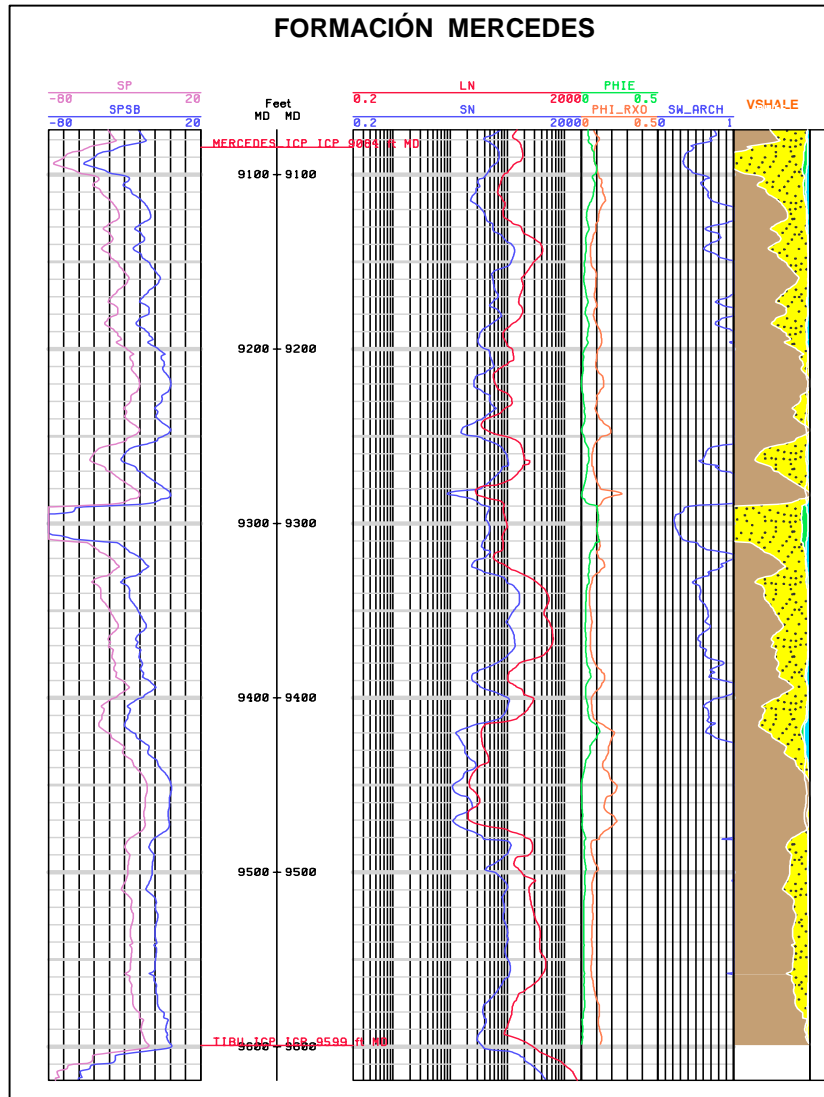


Figura 5.11. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 241k Formación Mercedes.

5.2.3.5 Resultados Pozo Tibú 71k

Tabla 5.16. Valores de SP Clean, tomados en el pozo Tibú 71K

FORMACIÓN	SP LIMPIO ARENA	SP LIMPIO CALIZA
AGUARDIENTE	-35	-70
MERCEDES	-35	-80

Tabla 5.17. Valores de Rw corregido a 75°F por Formación, pozo Tibú 71K

FORMACIÓN	Rw (ohm*m)	TEMP (°F)
AGUARDIENTE	0.32	215
MERCEDES	0.12	222

Tabla 5.18. Valores de porosidad total y porosidad efectiva promedio por Formación, pozo Tibú 71K.

FORMACIÓN	PHI_RXO	PHIE
AGUARDIENTE	0.164	0.156
MERCEDES	0.082	0.018
TIBÚ	0.107	0.041

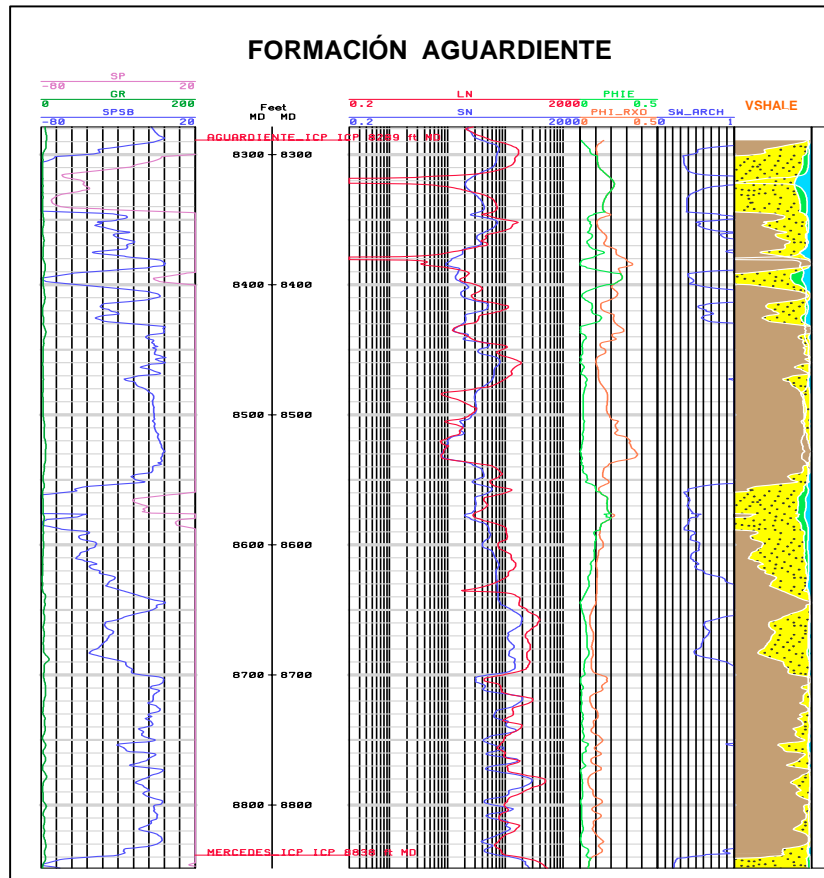


Figura 5.12. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 71k Formación Aguardiente.

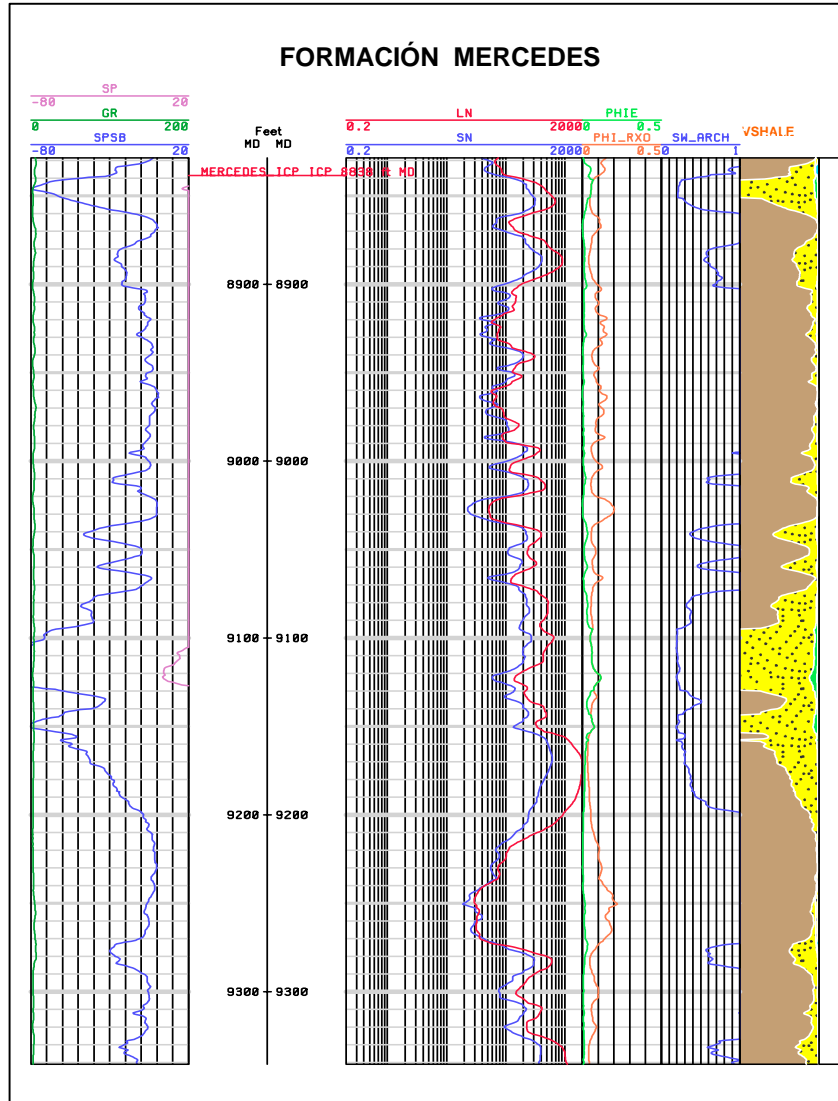


Figura 5.13. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 71k Formación Mercedes.

5.2.3.6 Resultados Pozo Tibú 178k

Tabla 5.19. Valores de SP Clean, tomados en el pozo Tibú 178K

FORMACIÓN	SP LIMPIO ARENA	SP LIMPIO CALIZA
AGUARDIENTE	-35	-70
MERCEDES	-35	-70
TIBU	-30	-65

Tabla 5.20. Valores de Rw corregido a 75°F por Formación, pozo Tibú 178K

FORMACIÓN	Rw (ohm*m)	TEMP (°F)
AGUARDIENTE	0.11	191
MERCEDES	0.32	199
TIBU	0.47	206

Tabla 5.21. Valores de porosidad total y porosidad efectiva promedio por Formación, pozo Tibú 178K.

FORMACIÓN	PHI_RXO	PHIE
AGUARDIENTE	0.185	0.169
MERCEDES	0.103	0.079
TIBÚ	0.125	0.117

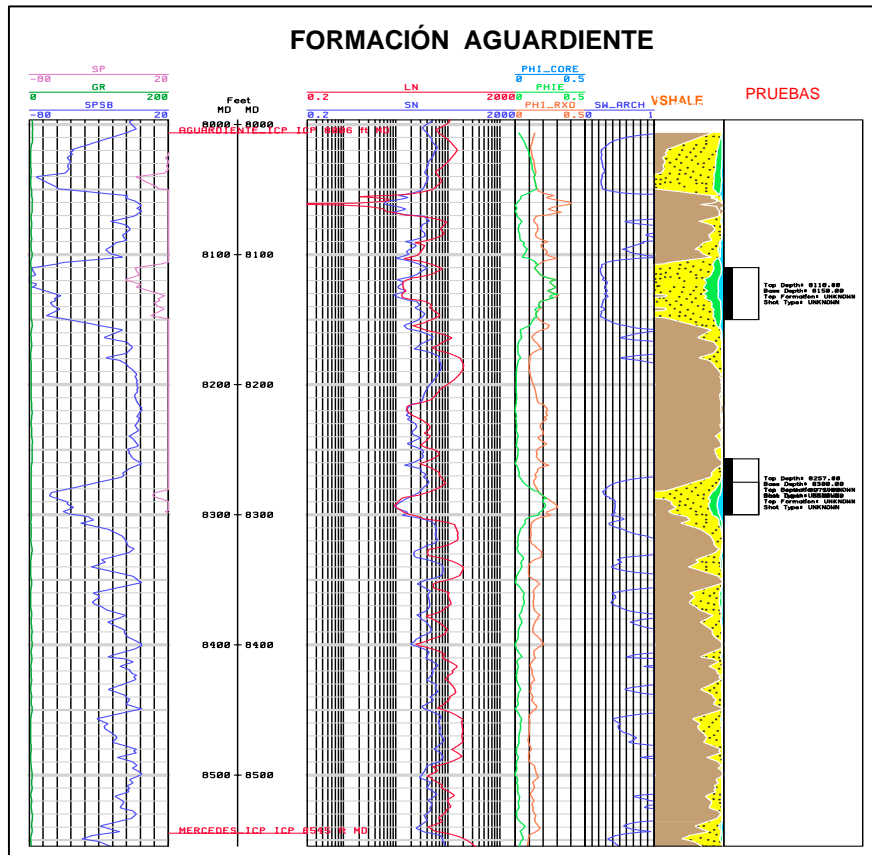


Figura 5.14. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 178k Formación Aguardiente.

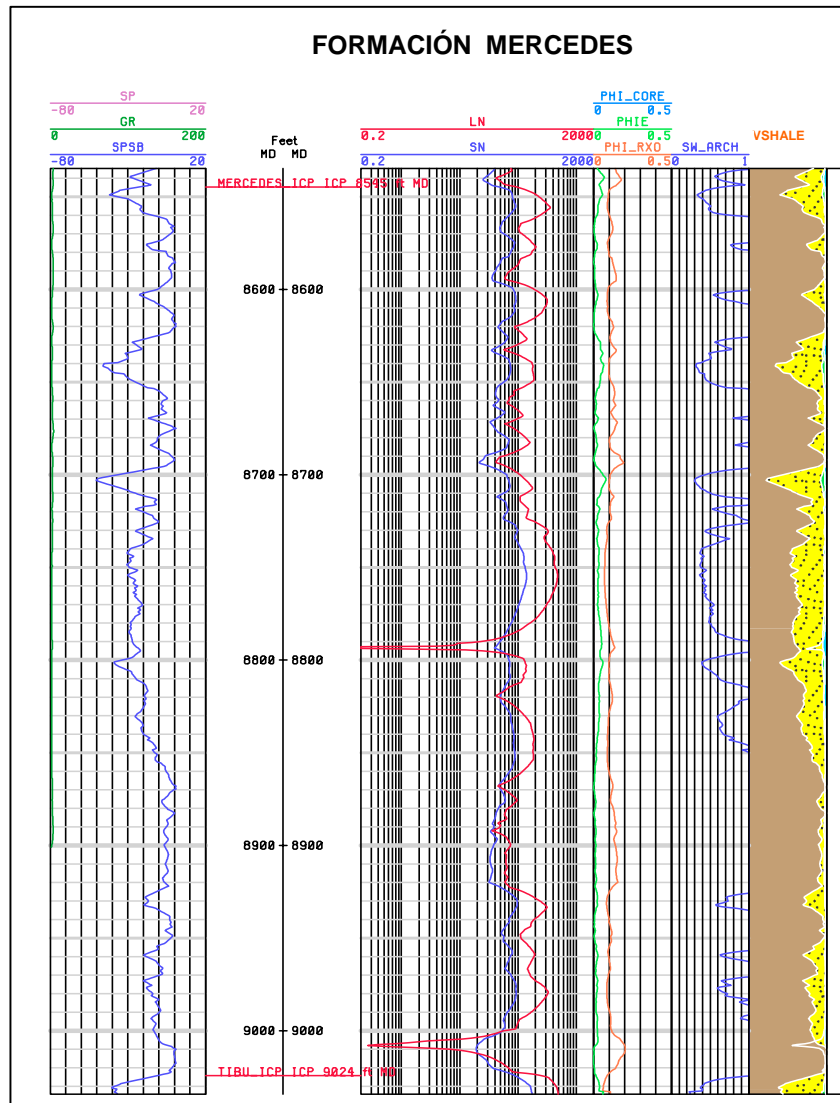


Figura 5.15. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 178k Formación Mercedes.

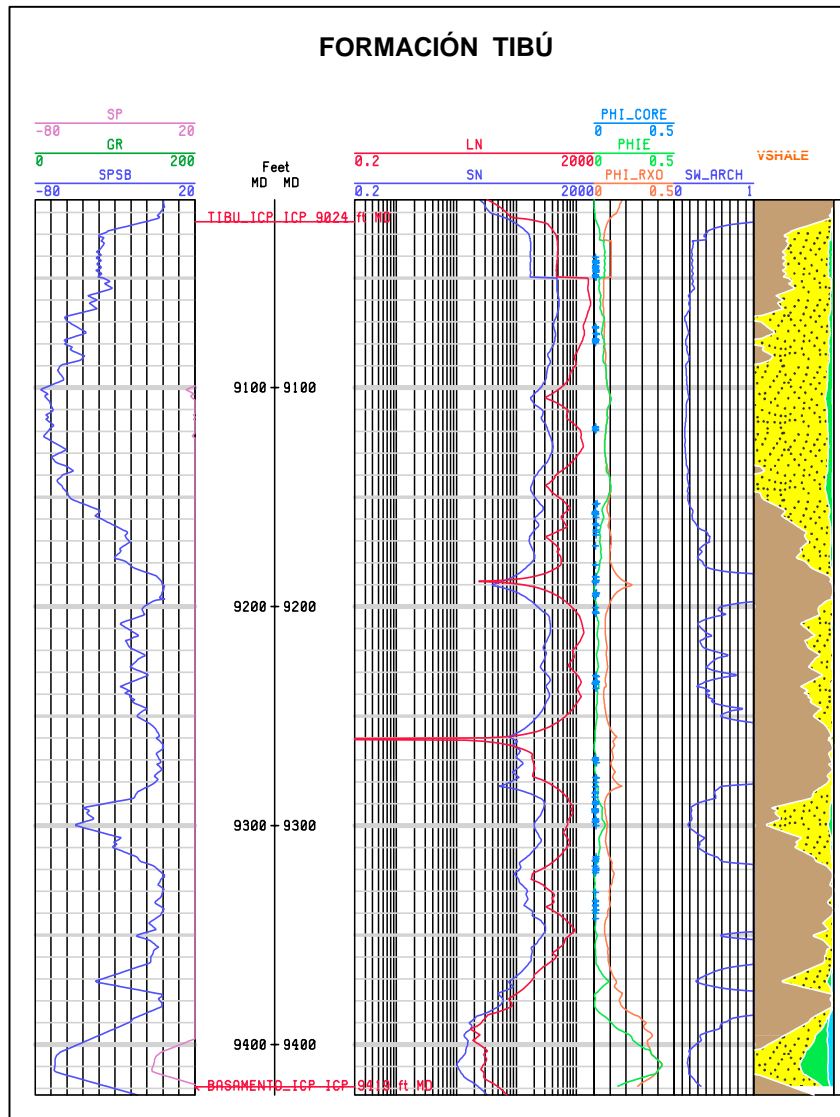


Figura 5.16. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 178k Formación Tibú.

5.2.3.7 Resultados Pozo Tibú 182k

Tabla 5.22. Valores de SP Clean, tomados en el pozo Tibú 182K

FORMACIÓN	SP LIMPIO ARENA	SP LIMPIO CALIZA
AGUARDIENTE	-30	-65

Tabla 5.23. Valores de R_w corregido a 75°F por Formación, pozo Tibú 182K

FORMACIÓN	R_w (ohm*m)	TEMP (°F)
AGUARDIENTE	0.42	217

Tabla 5.24. Valores de porosidad total y porosidad efectiva promedio por Formación, pozo Tibú 182K.

FORMACIÓN	PHI_RXO	PHIE
AGUARDIENTE	0.101	0.091

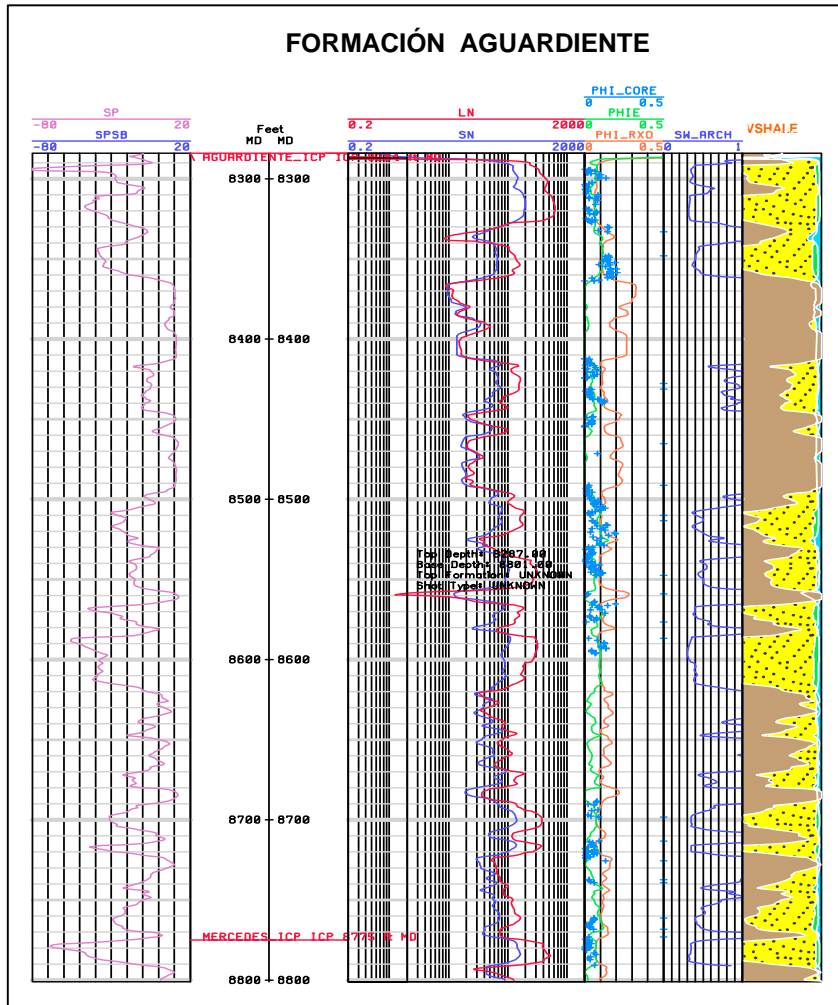


Figura 5.17. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 182k Formación Aguardiente.

5.2.3.8 Resultados Pozo Tibú 198k

Tabla 5.25. Valores de SP Clean, tomados en el pozo Tibú 198K

FORMACIÓN	SP LIMPIO ARENA	SP LIMPIO CALIZA
AGUARDIENTE	-35	-65
MERCEDAS	-35	-65

Tabla 5.26. Valores de Rw corregido a 75°F por Formación, pozo Tibú 198K

FORMACIÓN	Rw (ohm*m)	TEMP (°F)
AGUARDIENTE	0.61	203
MERCEDES	0.86	208

Tabla 5.27. Valores de porosidad total y porosidad efectiva promedio por Formación, pozo Tibú 198K.

FORMACIÓN	PHI_RXO	PHIE
AGUARDIENTE	0.113	0.098
MERCEDES	0.066	0.058

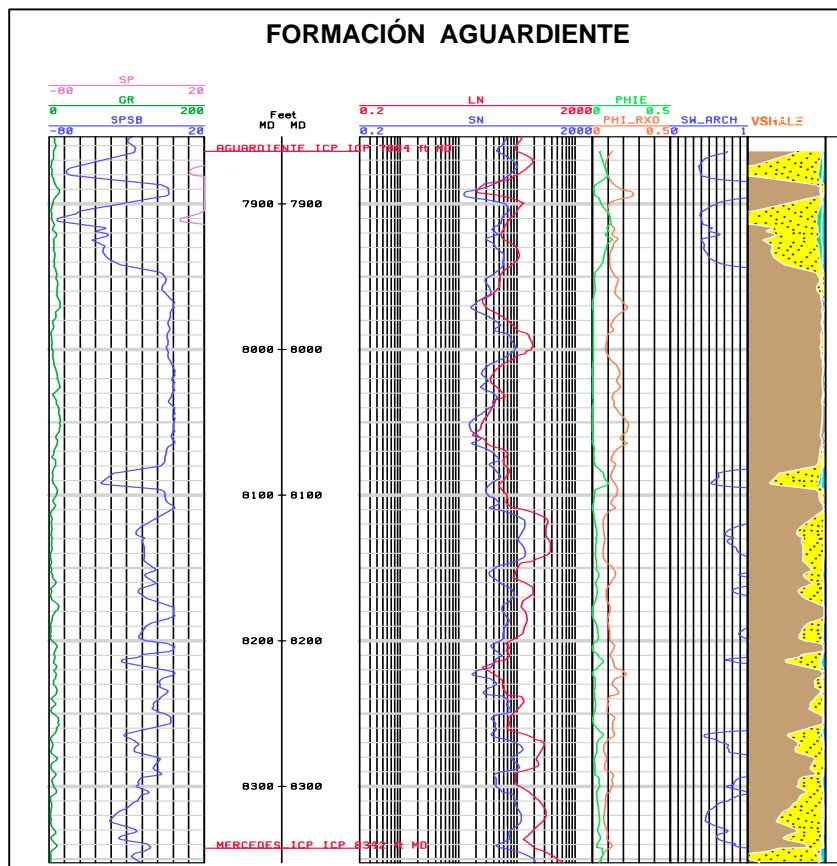


Figura 5.18. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 198k Formación Aguardiente.

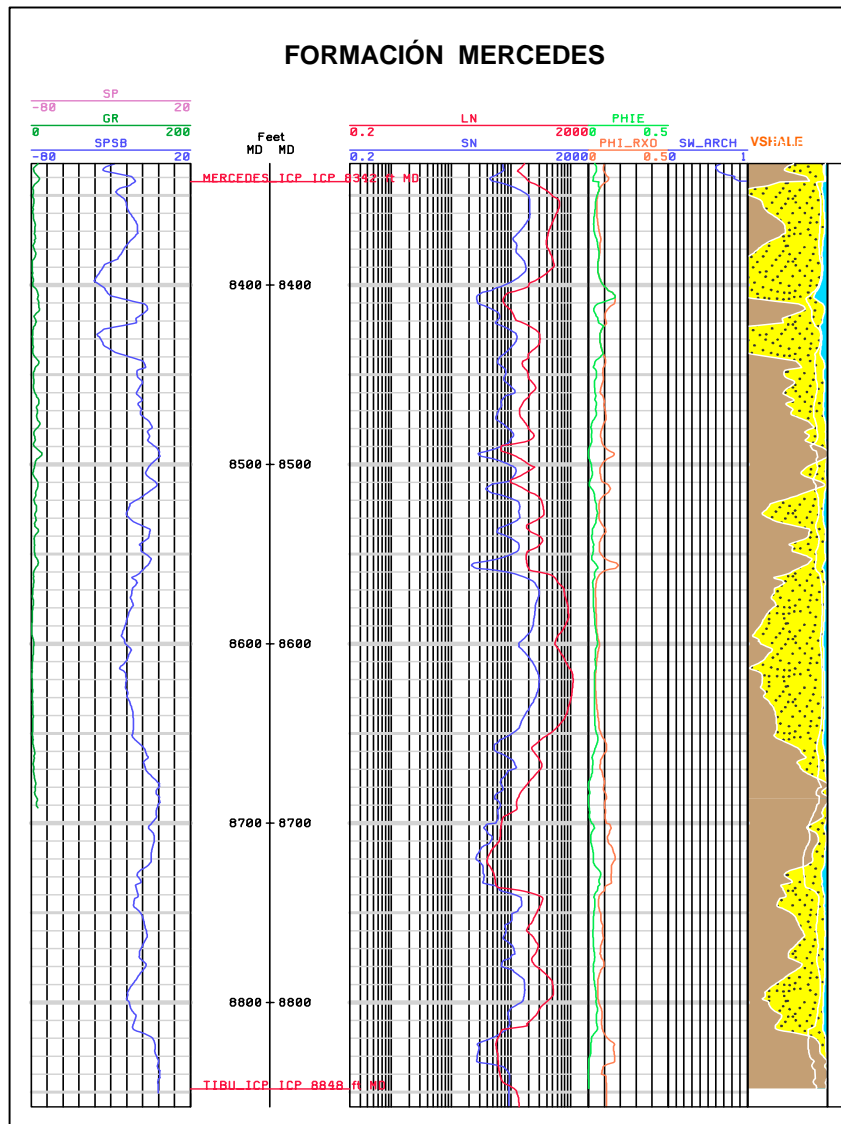


Figura 5.19. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 198k Formación Mercedes.

5.2.3.9 Resultados Pozo Tibú 201k

Tabla 5.28. Valores de SP Clean, tomados en el pozo Tibú 201K

FORMACIÓN	SP LIMPIO ARENA	SP LIMPIO CALIZA
AGUARDIENTE	-25	-70
MERCEDES	-25	-70
TIBU	-35	-70

Tabla 5.29. Valores de Rw corregido a 75°F por Formación, pozo Tibú 201K

FORMACIÓN	Rw (ohm*m)	TEMP (°F)
AGUARDIENTE	0.11	186
MERCEDES	0.10	192
TIBU	1.07	196

Tabla 5.30. Valores de porosidad total y porosidad efectiva promedio por Formación, pozo Tibú 201K.

FORMACIÓN	PHI_RXO	PHIE
AGUARDIENTE	0.092	0.081
MERCEDES	0.112	0.092
TIBÚ	0.158	0.087

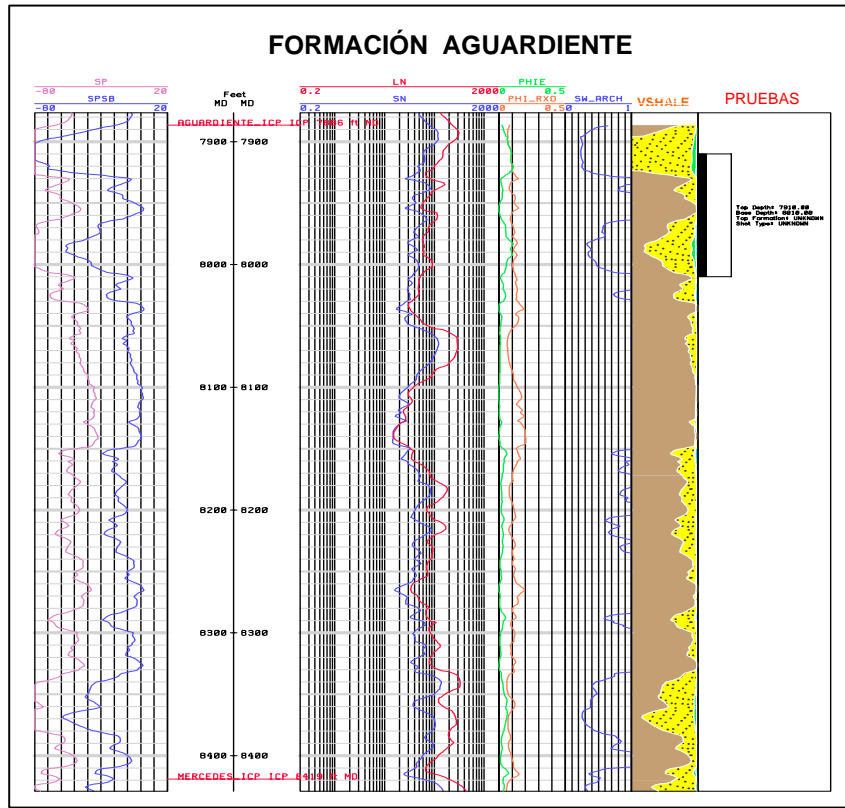


Figura 5.20. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 201k Formación Aguardiente.

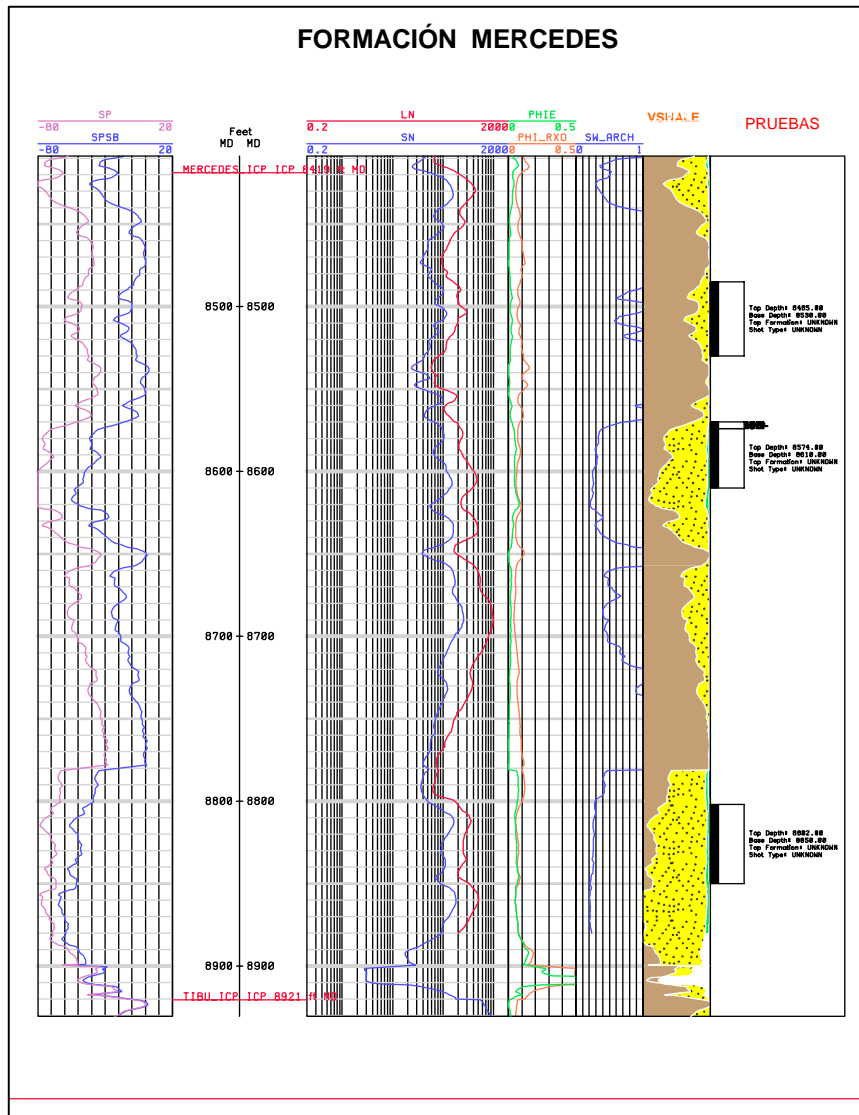


Figura 5.21. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 201k Formación Mercedes.

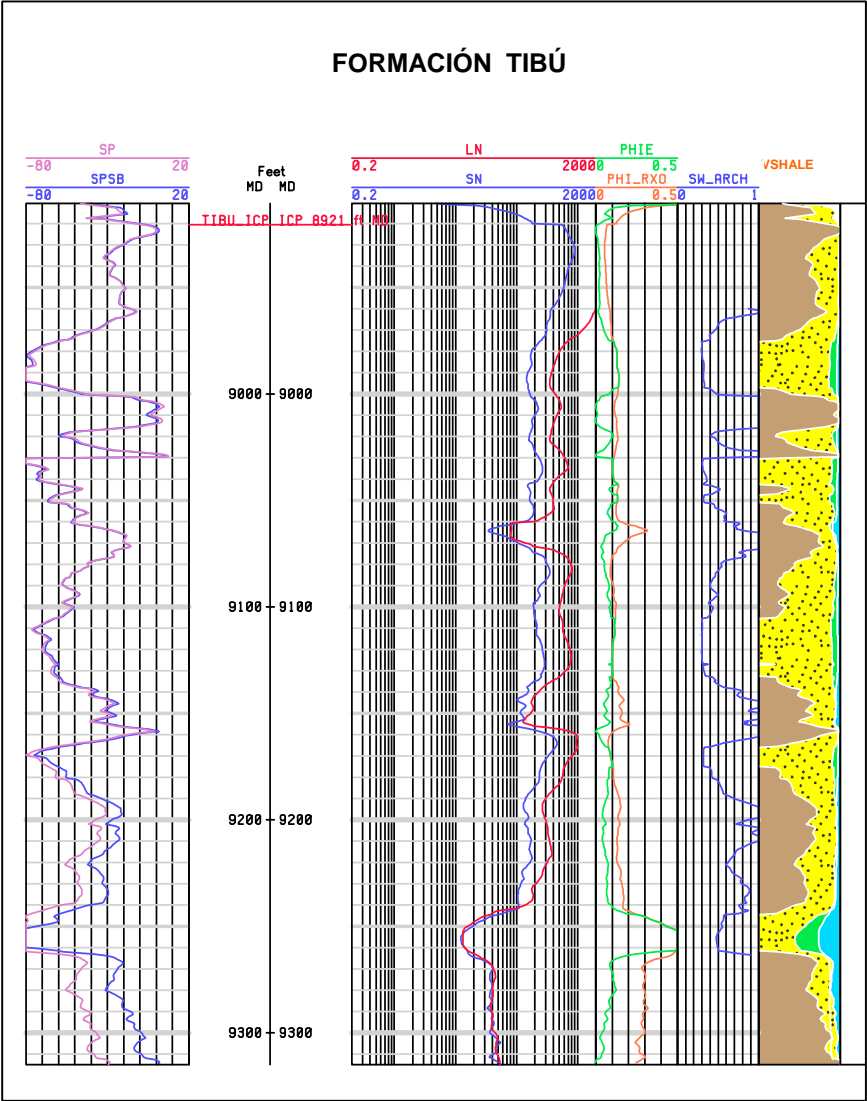


Figura 5.22. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 201k Formación Tibú.

5.2.3.10 Resultados Pozo Tibú 222k

Tabla 5.31. Valores de SP Clean, tomados en el pozo Tibú 222K

FORMACIÓN	VSHALE
AGUARDIENTE	-35
MERCEDES	-60

Tabla 5.32. Valores de Rw corregido a 75°F por Formación, pozo Tibú 222K

FORMACIÓN	Rw (ohm*m)	TEMP (°F)
AGUARDIENTE	0.15	226
MERCEDES	0.30	229

Tabla 5.33. Valores de porosidad total y porosidad efectiva promedio por Formación, pozo Tibú 222K.

FORMACIÓN	PHI_RXO	PHIE
AGUARDIENTE	0.087	0.081
MERCEDES	0.070	0.037

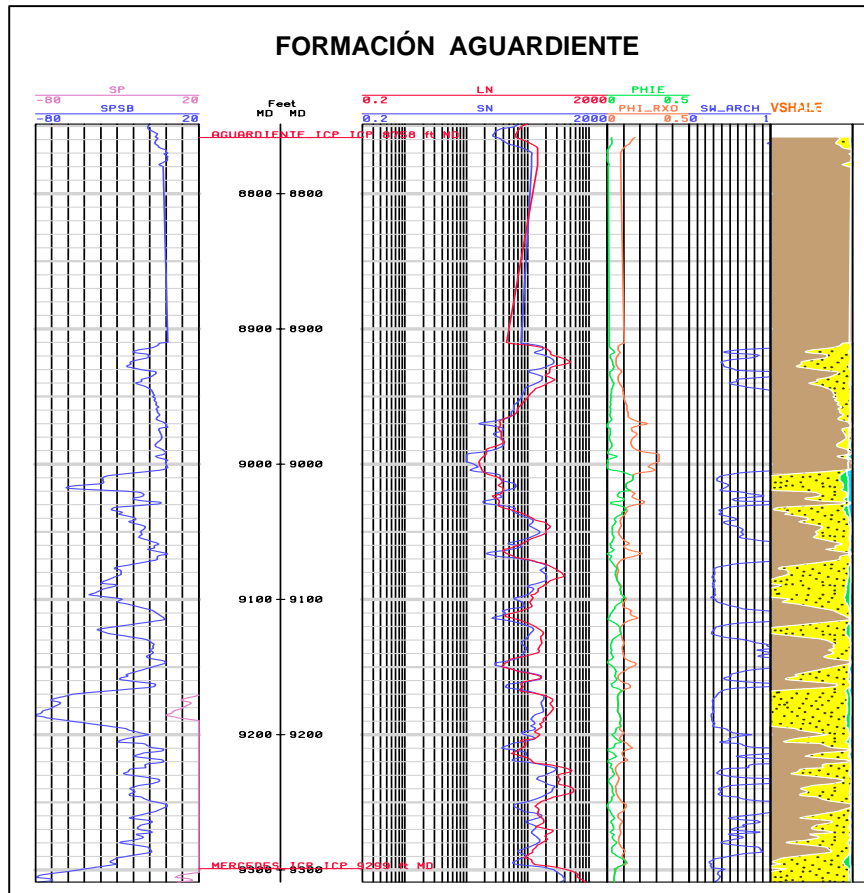


Figura 5.23. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 222k Formación Aguardiente.

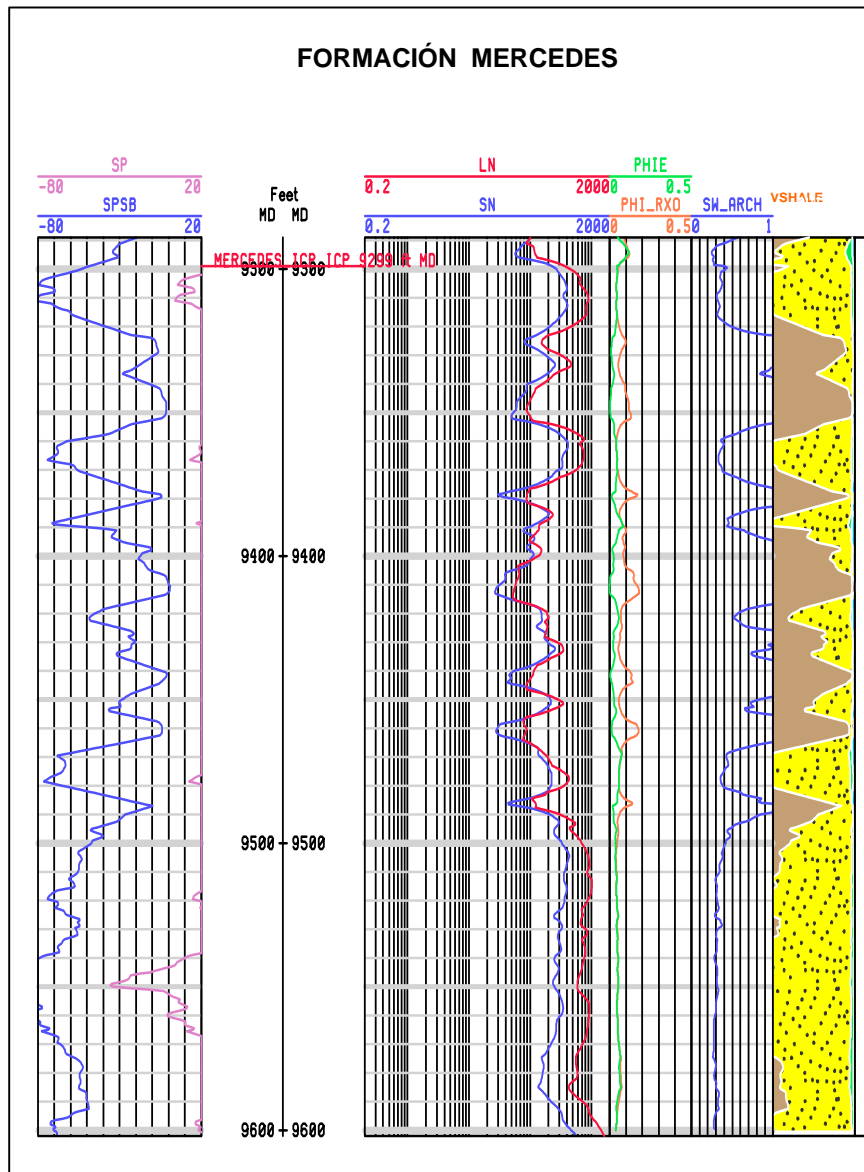


Figura 5.24. Resultados Petrofísica, Pozo Tibú 222k Formación Mercedes.

5.3 ANÁLISIS GENERAL DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS PARA EL GRUPO URIBANTE

5.3.1 Formación Tibú

La evaluación petrofísica fue hecha en tres pozos y evidencia un sector con buenas propiedades de roca. Este sector se localiza en la parte superior de la Formación Tibú con un espesor de 150 pies en promedio, presentando volúmenes de *shale* muy bajos (entre 5-10%), porosidad aparente alrededor de 7 al 10% y efectivas de 8.5%. Las saturaciones de agua registran un rango entre el 20% y 30%. Este intervalo está compuesto por calizas. En el pozo Tibú 178K **figura 5.16** las porosidades efectivas (PHIE) y las porosidades medidas en corazón (PHIE_CORE) muestran similitud en las partes basales pero en el intervalo de interés los datos obtenidos por el RATHIO METHOD (Schlumberger, 1989) sobrestima los valores de porosidad.

5.3.2 Formación Mercedes

La evaluación petrofísica fue hecha en 8 pozos y evidencia que esta Formación presenta volúmenes de *shale* muy altos (entre 60% y 80%) en promedio, en la mayoría de los pozos la porosidad aparente esta alrededor de 9 al 12% efectivas de 8% de los intervalos posiblemente reservorio. Las saturaciones de agua registran un rango entre el 30% y 50%.

5.3.2 Formación Aguardiente

La evaluación petrofísica fue hecha en 10 pozos y evidencia dos sectores con buenas propiedades de roca. Estos sectores se localizan en la parte superior y en la parte media inferior de la Formación Aguardiente, presentando volúmenes de *shale* (entre 10-30%), porosidad aparente alrededor de 11 al 18% y efectivas de 10% en promedio de los intervalos potencialmente reservorios. Las saturaciones de agua registran un rango entre

el 40 y 50%. Estos intervalos están compuestos por calizas intercaladas de arenas. En el pozo Tibú 182K **figura 5.17** las porosidades efectivas (PHIE) y las porosidades medidas en corazón (PHIE_CORE) muestran gran similitud a lo largo de toda la Formación sirviendo así como un parámetro para validar el modelo.

6. CONCLUSIONES

- ❖ En la descripción macropetrográfica de los núcleos de roca de la Formación Aguardiente de los pozos Tibú 182K y Tibú 108K, se observó una porosidad secundaria por disolución de conchas y pellets. Esta porosidad puede constituir un intervalo potencialmente reservorio a partir de la observación hecha en la descripción.
- ❖ El ambiente deposicional propuesto para la Formación Tibú es de tipo marino de plataforma interna con deposición neta de Carbonatos, con facies que migran repetidamente de menor a mayor energía con una continua somerización.
- ❖ El ambiente deposicional planteado para la Formación Aguardiente es de plataforma abierta mixta, puesto que hay presencia de Carbonatos y siliciclasticos. El ambiente fue dividido a su vez en dos subambientes hacia la parte basal le fue asignado una plataforma externa y hacia la parte media y superior un subambiente de plataforma interna con desarrollo de depósitos de barras submareales ubicadas muy cerca de la línea de costa.
- ❖ Estructuralmente el campo Tibú comprende dos estructuras anticlinales, con doble cabeceo en dirección aproximada Norte-Sur, con arreglo geométrico en echelon y una estructuración en flor asociado al estilo de Wrenching convergente dominante en el área.
- ❖ Los anticlinales de Tibú y Socuavó presentan cierres estructurales contra cada una de las fallas principales de Tibú y Socuavó. Estas Fallas forman anticlinales asimétricos con flancos orientales suaves y alargados, y los flancos Orientales cortos y empinados, los cuales soportan la mayor parte del fallamiento que genera dentro del Yacimiento.
- ❖ El fallamiento que domina el campo obedece a fallas inversa, que generan saltos considerables en la secuencia Cretácea. Estos se transforman en pliegues cada

vez más cerrados hacia el terciario gracias a la condición mecánica de roca no competentes de las Formaciones Colon y Mito Juan.

- ❖ El amarre roca registro hecho en la Formación Aguardiente permitió obtener valores cuantitativos aproximados del registro de potencial espontáneo (SP) para cada tipo de roca y en especial permitió diferenciar las arenas de las calizas gracias a que estas generalmente presentan valores mas altos de SP.
- ❖ Los valores mas altos de porosidades 12% de la Formación Aguardiente se encuentran en los depósitos de barras submareales. Las cuales a su vez se encuentran con porosidades secundarias causadas por disolución.
- ❖ Las porosidades efectivas promedio obtenidas para las Formaciones Tibú, Mercedes y Aguardiente dieron como resultado valores de 8.5%, 8% y 10% respectivamente determinados a partir de la interpretación cuantitativa de registros.

RECOMENDACIONES

- ❖ Realizar un una estudio detallado con estratigrafía de secuencias el cual permita obtener topes cronoestratigraficos en el Área.
- ❖ Desarrollar un Modelo de fracturas para el Campo Tibú, el cual permita tener los datos reales sobre el aporte del fracturamiento a la producción de este Campo.
- ❖ Realizar pruebas de básicos a los pozos corazonados que se encuentran en el área.
- ❖ Refinar el modelo petrofisico del Grupo Uribante, buscando obtener mapas de isoporosidades, isopermeabilidades y espesores netos.

7. BIBLIOGRAFÍA

- Estudio Sedimentológico y de Fracturas pozos Sardinata 3K y Sardinata 4K. Informe final. Piedecuesta, Enero del 2000. Ecopetrol ICP. Alberto Ortiz Fernández, Geol., Msc. Tomo 1, 78 páginas.
- Alfonso C.A. & Mondragón J.C. (2001). Evaluación Regional del Catatumbo Fase 1. Gerencia de Prospección de Hidrocarburos. Reporte Interno ECOPETROL.
- AMOCO (1998). Las Ventanas Association Contract. Catatumbo Basin, Colombia. Final Report. P. 359
- ALVAREZ BASTOS, M. Recognition Of Ancient Shoreface Deposits. Facies, Faces Sucessions, And Associations. An Example From The Cretaceous Gallup Clastic Wedge, New México. Boletín de Geología, Vol. 25, N° 40, Enero-Junio de 2003. 126 páginas.
- ARCHIE, G.E. (1942). The Electric Resistivity Log as an aid in determining some reservoir characteristics. Journal of Petroleum Technology. Vol 5, No.1.
- ARIAS, J.A. y CARDONA, L.F. (2001) Análisis del “Tren” Estructural Socuavó-Tibú-Sardinata en la Cuenca del Catatumbo. Tesis de Grado. Universidad de Caldas – ECOPETROL S.A . 137 pp.
- CORE Laboratories (1998) Geochemical evaluation of source rocks, crudeoils, oil seeps, and gas samples from the Catatumbo Basin, Colombia. Final report, 100p.
- CROSS, T.A. et al. (1993) Applications of High Resolution Sequence Stratigraphy to Reservoir Analysis, En: ESCHAR, D.R y DOLIGEZ, B. Subsurface Reservoir Characterization from outcrop observations, Proceedings of the 7th Exploration and Production Research Conference; Paris, Teichnip, p. 11-33.
- Dunham (1962), Classification of carbonate rocks according to depositional texture. AAPG Memoir 1 p103-121.

- ECOPETROL-ICP (1991) Evaluación de la Cuenca del Catatumbo. Ecopetrol-ICP Reporte interno División de Exploración y Explotación. 9 Volúmenes. ISN 20837
- EXXON, 1993. Regional Petroleum Geology of the Catatumbo Basin, Colombia. Vol 1. 127 p. Informe Interno.
- FOLK, R.L. (1974). Petrology of Sedimentary Rocks. Hemphill Publishing Co. Texas. p. 182
- HAMBLIN, A.P and WALKER R.G. (1979). Storm dominated shelf deposits facies models: Facies Models Shallow Marine Sands, in Walker, R.G eds: Facies Models, Geological Association of Canada, p.75-89.
- JAMES N. P. (1979). Shallowing Upward Sequences in Carbonates, in Walker, R.G eds: Facies Models, Geological Association of Canada, p.109-119.
- LOWELL, J. (1985). Structural styles in petroleum exploration; OGCI, Tulsa, Oklahoma, p 1-10, 45-51, 67-80, 102-103.
- MEZA GALVIS, N.S. Petrophysics Project Report. Petrophysical Characterization of Uribante Group, Tibú 178K-Tibú 182K, Tibú Field, Catatumbo Basin, Colombia. Vol. 2: Apendice A-E. Reort No: S98-G-08. July 1998. AMOCO- ECOPETROL.
- MONDRAGÓN, J.C. et al. (2002) Proyecto de Evaluación Regional de la Cuenca del Catatumbo. ECOPETROL- AEX. Reporte interno. pp. 19-49
- NOTESTEIN, F. et al. (1944) Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia, South America. Geological Society of America Bulletin. Vol 55, No. 10. pp. 1165-1216.
- PEMBERTON, S.G (1992) Applications of Ichnology to Petroleum Exploration. A Core Workshop. SEPM Core Workshop No. 17. Calgary. 423 pp.
- PINDELL, J. L.; HIGGS, R., and DEWEY, J. F., 1998a. Cenozoic Paleogeographic Reconstruction, Paleogeographic Evolution and Hydrocarbon Setting of Northern Margin of South America. En: Paleogeographic Evolution and Non-Eustasy, Northern South America, SEPM. Special Publication No 58. p. 45-85.

- RUGE, P. (1979). Evaluación geológica del Miembro Tibú, área Tibú-Socuavó. División de Exploración. ECOPETROL. Reporte interno. 50p.
- REISS, L. (1980). Reservoir engineering aspects of fractured formations; Gulf Publishing company, Paris; France, 98 pp.
- SÁNCHEZ, C. A. y MARTÍNEZ, N.J., (1991). Formatos de Descripción Litológica Pozo Tibú 178K. Piedecuesta, Santander. Febrero de 1991.
- SÁNCHEZ, C. A. y MARTÍNEZ, N.J., (1991). Petrografía e Interpretación Ambiental de la Formación Tibú, Grupo Uribante (Aptiano) en los Campos Río de Oro y tibú, Cuenca del Catatumbo, con Base en Núcleos de Perforación. Tesis de Grado. Universidad Nacional de Colombia- ECOPETROL ICP. p 10, 16-18.
- SCHLUMBERGER (1989). Log Interpretation Principles/Applications. Schlumberger Educational Services. Houston, Texas. pp. 8-6 a 8-12, 12-1 a 12-15.
- VAIL, P.R y MITCHUM, R.M. (1977) Seismic Stratigraphy and global changes of sea level. Stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences. AAPG Memoir 26 p. 117-135
- VILLAMIL, T. y PINDELL, J. (1998). Mesozoic Paleogeographic Evolution of Northern South America: Foundations for Sequence Stratigraphic Studies in Passive Margin Strata Deposited During Non-Glacial Times. Paleogeographic Evolution and Non-Glacial Eustasy, Northern South America, SEPM, Special Publication No. 58, p. 283 – 318.
- WALKER, R.G (1984). Facies Models. Geoscience Canada, Reprint Series 1. 317 pp.

8. ANEXOS