

**DEFINICIÓN DEL MODELO ESTÁTICO PARA LA FORMACIÓN BARCO EN EL ÁREA  
A, B y D, CAMPO TIBÚ, CUENCA DEL CATATUMBO, COLOMBIA.**

**MARIO ALEXANDER JAIMES BOHÓRQUEZ  
GERMÁN DARÍO OREJARENA ESCOBAR**

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

**DEFINICIÓN DEL MODELO ESTÁTICO PARA LA FORMACIÓN BARCO EN EL ÁREA  
A, B y D, CAMPO TIBÚ, CUENCA DEL CATATUMBO, COLOMBIA.**

**MARIO ALEXANDER JAIMES BOHÓRQUEZ  
GERMÁN DARÍO OREJARENA ESCOBAR**

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

**DIRECTORES**

**Geol. RICARDO MIER UMAÑA**  
Escuela de Geología UIS

**Ing. MSc. ANÍBAL ORDÓÑEZ R.**  
ECOPETROL - ICP

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

## DEDICATORIA

*A Dios por permitirme la vida en cada mañana, y así poder soñar y luchar por mí felicidad y la de los míos.*

*A mis padres Mario y Teresa que son la razón de mi existencia y a los cuales debo mi formación como persona.*

*A mis hermanos cuyo ejemplo ha sido mi guía por este largo camino.*

*A mis amigos quienes con su presencia me dan ánimo para seguir adelante con mi proyecto de vida.*

**.Mario Alexander**

*A Dios, es él quien ilumina mi vida y me brinda la fortaleza para seguir adelante*

*A mi madre María Eugenia, mujer de calidad, sin el amor que me brinda ella no hubiera sido posible cumplir esta meta.*

*A mi padre Libardo Enrique, responsable y bondadoso, por su ejemplo, responsabilidad, apoyo y confianza en mí y en especial por los sacrificios que hace por sus hijos.*

*A mi hermano mayor Libardo Enrique, por su constante apoyo en mi carrera y por todos sus consejos brindados día a día.*

*A mis hermanos Javier Leonardo y Victoria Eugenia, por su fé, colaboración, comprensión y cariño.*

*A mi novia Mónica, por su amor, apoyo, cariño y solidaridad en la etapa final de mi carrera universitaria.*

**Germán Darío**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus más sentidos agradecimientos a:

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.

Al Geólogo Edgar Pineda Martínez, Geólogo de yacimientos de Petrobras Colombia Ltd., por sus aportes valiosos al presente trabajo así como su constante asesoría en el proyecto.

Al Geólogo Ricardo Mier Umaña, docente de la carrera de Geología y director de este proyecto, por su constante asesoría, observaciones y sugerencias durante el desarrollo de la tesis.

Al Geólogo Miguel Danilo Molina, Codirector del proyecto por parte del ICP, por sus observaciones y continua colaboración durante las etapas de revisión del presente trabajo.

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

Al Geólogo Clemente Delgado Abril, Geólogo de Outsourcing del ICP, por la colaboración prestada en el manejo de la información y en el mapeo dentro del modelo estructural validado.

A los Ingenieros Anker Duarte Duarte, Luis Eduardo García Rodríguez y Germán Castillo Salamanca 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, por sus conocimientos enseñados en la carrera universitaria y por su preocupación de hacer de nosotros unos profesionales competentes.

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 .....	25
1. GENERALIDADES .....	28
1.1 OBJETIVOS .....	28
1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.....	28
1.3 CLIMA .....	29
1.4 BREVE HISTORIA DEL CAMPO .....	29
1.5 METODOLOGÍA .....	34
2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.....	36
2.1 ESTRATIGRAFÍA GENERAL .....	36
2.1.1 Basamento (Precretácico).....	37
2.1.2 Grupo Uribante (Aptiano-Cenomaniano?) .....	37
2.1.2.1 Formación Tibú (Aptiano) .....	39
2.1.2.2 Formación Mercedes (Aptiano) .....	39
2.1.2.3 Formación Aguardiente (Aptiano-Albiano) .....	40
2.1.3 Formación Cogollo (Albiano Sup.- Cenomaniano) .....	40
2.1.4 Formación La Luna (Turoniano-Coniaciano Y Santoniano?) .....	40
2.1.5 Formación Colón (Campaniano-Maastrichtiano) .....	41
2.1.6 Formación Mito Juan (Maastrichtiano).....	41
2.1.7 Formación Catatumbo (Maastrichtiano-Paleoceno?) .....	42
2.1.8 Formación Barco (Maastrichtiano-Paleoceno?).....	42
2.1.9 Formación Los Cuervos (Paleoceno Superior-Eoceno Inferior?).....	43
2.1.10 Formación Mirador (Eoceno Inferior?- Medio) .....	43
2.1.11 Formación Carbonera (Eoceno Sup.-Oligoceno Med.; Eoceno Med.- Oligoceno Inf.).....	43
2.1.12 Formación León (Oligoceno Sup.?- Mioceno; Oligoceno Medio A Superior). .....	44
2.1.13 Grupo Guayabo (Mioceno; Oligoceno Superior- Mioceno).....	44
2.1.14 Formación Necesidad (Plioceno?- Pleistoceno). .....	45

<b>2.2</b>	<b>MARCO TECTÓNICO</b> .....	<b>45</b>
2.2.1	Estadio Extensional. ....	46
2.2.2.	Fase de Margen Pasiva.....	47
2.2.3	Estadio Transicional Margen Pasivo-Activo.....	49
2.2.4	Fase Cuenca <i>Foreland</i> o Antepaís. ....	49
<b>2.3</b>	<b>GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO</b> .....	<b>51</b>
2.3.1	Roca Generadora.....	51
2.3.2	Roca Reservorio.....	52
2.3.3	Roca Sello.....	53
2.3.4	Trampas.....	53
2.3.5	Geoquímica.....	54
<b>3.</b>	<b>MODELO ESTRATIGRÁFICO</b> .....	<b>56</b>
<b>3.1</b>	<b>METODOLOGÍA</b> .....	<b>57</b>
3.1.1	Localización y distribución de los pozos corazonados analizados.....	58
<b>3.2</b>	<b>DESCRIPCIÓN DE FACIES</b> .....	<b>61</b>
3.2.1	Facies Arenita bioturbada (Ab).....	65
3.2.2	Facies Arenita bioturbada con relictos de estratificación (Abre).....	67
3.2.3	Facies Arenita bioturbada con relictos de laminación (Abri).....	70
3.2.4	Facies Arenita con clastos (Ac).....	73
3.2.5	Facies Arenita con deformación penecontemporánea (Adp).....	76
3.2.6	Facies Arenita con estratificación cruzada (Ae).....	76
3.2.7	Facies Limolita-Arcillolita bioturbada (Fb).....	77
3.2.8	Facies Limolita-Arcillolita bioturbada con relictos de laminación (Fbri) .	78
3.2.9	Facies Limolita-Arcillolita carbonosa (Fc).....	79
3.2.10	Facies Limolita-Arcillolita de paleosuelos (Fp).....	80
3.2.11	Facies Limolita-Arcillolita con restos carbonosos (Frc).....	81
<b>3.3</b>	<b>RELACIÓN ESTRATIGRÁFICA ENTRE LAS FACIES</b> .....	<b>82</b>
3.3.1	Facies Arenita bioturbada (Ab).....	83
3.3.2	Facies Arenita bioturbada con relictos de estratificación (Abre).....	83
3.3.3	Facies Arenita bioturbada con relictos de laminación (Abri).....	84
3.3.4	Facies Arenita con clastos (Ac).....	84
3.3.5	Facies Arenita con deformación penecontemporánea (Adp).....	84

3.3.6	Facies Arenita con estratificación cruzada (Ae).....	84
3.3.7	Facies Limolita-Arcillolita bioturbada (Fb).....	84
3.3.8	Facies Limolita-Arcillolita bioturbada con relictos de laminación (Fbrl) .	85
3.3.9	Facies Limolita-Arcillolita carbonosa (Fc) .....	85
3.3.10	Facies Limolita-Arcillolita de paleosuelos (Fp) .....	85
3.3.11	Facies Limolita-Arcillolita con restos carbonosos (Frc) .....	86
3.4	INTERPRETACIÓN DE AMBIENTE DEPOSITACIONAL.....	86
3.4.1	Tipos de Depósito .....	88
3.4.1.1	Canal distributivo (Cd) .....	93
3.4.1.2	Barra de desembocadura (Bd).....	96
3.4.1.2.1	Evolución de una barra de desembocadura .....	99
3.4.1.3	Barra proximal (Bp).....	100
3.4.1.4	Relleno de bahía interdistributaria (Rbi) .....	102
3.4.1.5	Bahía interdistributaria (Bi).....	105
3.4.1.6	Paleosuelo (P).....	108
3.4.1.7	Albúfera (A).....	110
3.5	RESISTENCIA E IMPREGNACIÓN .....	113
3.5.1	Resistencia .....	113
3.5.1.1	Grado de Resistencia en el pozo Tibú 408-K (Formación Barco) ....	114
3.5.1.2	Grado de Resistencia en el pozo Tibú-500 (Formación Barco).....	115
3.5.2	Impregnación .....	116
3.5.2.1	Impregnación en el pozo Tibú 408-K .....	116
3.5.2.1.1	Impregnación por facies .....	117
3.5.2.1.2	Impregnación por tipo de depósito .....	118
3.5.2.2	Impregnación en el pozo Tibú-500 (Formación Barco) .....	120
3.5.2.2.1	Impregnación por facies .....	120
3.5.2.2.2	Impregnación por tipo de depósito .....	123
3.6	ESTRATIGRAFÍA DE SECUENCIAS.....	124
3.6.1	Ciclos Estratigráficos – Formación Barco .....	125
3.6.1.1	Ciclo I .....	129
3.6.1.2	Ciclo II .....	131
3.6.1.3	Ciclo III .....	132
3.6.1.4	Ciclo IV .....	133

<b>4. MODELO ESTRUCTURAL .....</b>	<b>134</b>
<b>4.1 ANTECEDENTES.....</b>	<b>134</b>
<b>4.2 MODELOS ESTRUCTURALES PROPUESTOS PARA EL CAMPO TIBÚ .....</b>	<b>135</b>
<b>4.3 CARACTERIZACIÓN SÍSMICA.....</b>	<b>136</b>
<b>4.3.1 AMARRE TIEMPO-PROFUNDIDAD.....</b>	<b>136</b>
<b>4.3.2 Caracterización Sísmica de la Formación Barco .....</b>	<b>137</b>
<b>4.4 INTERPRETACIÓN SÍSMICA.....</b>	<b>138</b>
<b>4.4.1 Identificación de elementos estructurales .....</b>	<b>139</b>
<b>4.4.1.1 Pliegues .....</b>	<b>139</b>
<b>4.4.1.2 Fallas .....</b>	<b>145</b>
<b>4.4.1.2.1 Falla de Socuavó.....</b>	<b>146</b>
<b>4.4.1.2.2 Falla de Tibú .....</b>	<b>147</b>
<b>4.4.2 Modelo Estructural del Anticlinal de Socuavó.....</b>	<b>148</b>
<b>4.5 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL DEL YACIMIENTO .....</b>	<b>149</b>
<b>5. MODELO PETROFÍSICO.....</b>	<b>151</b>
<b>5.1 METODOLOGÍA .....</b>	<b>151</b>
<b>5.1.1 Amarre Roca-Registro .....</b>	<b>153</b>
<b>5.1.1.1 Resultado del Amarre Roca-Registro Pozo Tibú 408-K (Área A).....</b>	<b>155</b>
<b>5.1.1.2 Resultado del Amarre Roca-Registro Pozo Tibú-500 (Área D) .....</b>	<b>161</b>
<b>5.1.2 Información disponible.....</b>	<b>167</b>
<b>5.1.2.1 Datos de Corazones .....</b>	<b>167</b>
<b>5.1.2.2 Localización de pozos modelados en la interpretación petrofísica... 173</b>	<b>173</b>
<b>5.1.2.3 Encabezados de registros y pruebas iniciales .....</b>	<b>176</b>
<b>5.1.3 Cálculos preliminares .....</b>	<b>178</b>
<b>5.2 MONTAJE DEL PROYECTO EN EL SOFTWARE DE INTERPRETACIÓN     PETROFÍSICA .....</b>	<b>180</b>
<b>5.2.1 Carga de Curvas .....</b>	<b>181</b>
<b>5.2.2 Determinación del Gradiente Geotérmico para las áreas .....</b>	<b>181</b>
<b>5.2.3 Procedimiento de cálculo de parámetros petrofísicos en el software de         interpretación .....</b>	<b>183</b>
<b>5.2.4 Método de Cálculo “RATHIO METHOD” .....</b>	<b>184</b>
<b>5.3 CORRIDA Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS .....</b>	<b>192</b>

<b>5.4 MAPEO DE PROPIEDADES.....</b>	<b>194</b>
<b>5.4.1 Análisis de Resultados .....</b>	<b>194</b>
<b>5.4.1.1 Mapeo de propiedades para el Área A (Piloto de inyección) .....</b>	<b>195</b>
<b>5.4.1.1.1 Espesor Neto. ....</b>	<b>195</b>
<b>5.4.1.1.2 Porosidad. ....</b>	<b>198</b>
<b>5.4.1.1.3 Permeabilidad .....</b>	<b>201</b>
<b>5.4.1.2 Mapeo de Propiedades para el Área B .....</b>	<b>204</b>
<b>5.4.1.2.1 Espesor Neto. ....</b>	<b>204</b>
<b>5.4.1.2.2 Porosidad.....</b>	<b>209</b>
<b>5.4.1.2.3 Permeabilidad.....</b>	<b>214</b>
<b>5.4.1.2.4 Saturación de Agua .....</b>	<b>219</b>
<b>6. CONCLUSIONES .....</b>	<b>223</b>
<b>7. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>226</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>228</b>

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1.1 Características de Yacimientos – Campo Tibú.....	33
Tabla 2.1 Síntesis del Modelo Tectonoestratigráfico de la Cuenca del Catatumbo.....	46
Tabla 2.2 Valores promedio de Reflectancia de Vitrinita.....	55
Tabla 3.1 Espesor de intervalos corazonados analizados en pies para el pozo Tibú 408-K, Formación Barco.....	60
Tabla 3.2 Espesor de intervalos corazonados analizados en pies para el pozo Tibú-500, Formación Barco.....	60
Tabla 3.3 Representatividad del depósito de canal distributivo en los intervalos corazonados descritos.....	95
Tabla 3.4 Representatividad del depósito de barra de desembocadura en los intervalos corazonados descritos.....	97
Tabla 3.5 Representatividad del depósito de barras proximales en los intervalos corazonados descritos.....	102
Tabla 3.6 Representatividad del depósito de relleno de bahía interdistributaria en los intervalos corazonados descritos.....	105
Tabla 3.7 Representatividad del depósito de bahía interdistributaria en los intervalos corazonados descritos.....	108
Tabla 3.8 Representatividad del depósito de paleosuelo en los intervalos corazonados descritos.....	110
Tabla 3.9 Representatividad del depósito de albúfera en los intervalos corazonados descritos.....	112
Tabla 3.10 Distribución de la impregnación en las facies corazonadas del pozo Tibú 408-K - Formación Barco.....	117
Tabla 3.11 Distribución de la impregnación en las facies corazonadas del pozo Tibú-500 - Formación Barco.....	121
Tabla 3.12 Comparación de los valores de Impregnación de los intervalos corazonados de los pozos Tibú 408-K y Tibú-500 - Formación Barco.....	124
Tabla 4.1 Caracterización sísmica de la Formación Barco.....	137
Tabla 4.2 Líneas sísmicas interpretadas en el presente estudio –	

Anticlinal de Socuavó.....	138
Tabla 5.1 Resumen del Amarre Roca-Registro por facies a partir del Registro Gamma Ray (GR) Pozo Tibú 408-K, Formación Barco.....	155
Tabla 5.2 Resumen del Amarre Roca-Registro por facies a partir del Registro de Potencial Espontáneo (SP) Pozo Tibú 408-K, Formación Barco.....	155
Tabla 5.3 Resumen del Amarre Roca-Registro por depósitos a partir del Registro Gamma Ray (GR) Pozo Tibú 408-K, Formación Barco.....	158
Tabla 5.4 Resumen del Amarre Roca-Registro por depósitos a partir del Registro de Potencial Espontáneo (SP) Pozo Tibú 408-K, Formación Barco.....	158
Tabla 5.5 Resumen del Amarre Roca-Registro por facies a partir del Registro Gamma Ray (GR) Pozo Tibú-500, Formación Barco.....	161
Tabla 5.6 Resumen del Amarre Roca-Registro por facies a partir del Registro de Potencial Espontáneo (SP) Pozo Tibú-500, Formación Barco.....	161
Tabla 5.7 Resumen del Amarre Roca-Registro por depósitos a partir del Registro Gamma Ray (GR) Pozo Tibú 408-K, Formación Barco.....	164
Tabla 5.8 Resumen del Amarre Roca-Registro por depósitos a partir del Registro de Potencial Espontáneo (SP) Pozo Tibú 408-K, Formación Barco.....	164
Tabla 5.9 Datos de corazones para el pozo Tibú 025 (Área B)- Formación Barco.....	167
Tabla 5.10 Datos de corazones para el pozo Tibú 028-K (Área B)- Formación Barco.....	168
Tabla 5.11 Datos de corazones para el pozo Tibú 189 (Área B)- Formación Barco.....	168
Tabla 5.12 Datos de corazones para el pozo Tibú 192 (Área B)- Formación Barco.....	169
Tabla 5.13 Datos de corazones para el pozo Tibú 196 (Área B)- Formación Barco.....	169
Tabla 5.14 Datos de corazones para el pozo Tibú 199 (Área B)- Formación Barco.....	170

Tabla 5.15. Coordenadas de los pozos modelados en la interpretación petrofísica para la Formación Barco, Campo Tibú- Área A (Piloto de inyección).....	174
Tabla 5.16. Coordenadas de los pozos modelados en la interpretación petrofísica para la Formación Barco, Campo Tibú- Área B.....	175
Tabla 5.17. Coordenadas de los pozos modelados en la interpretación petrofísica para la Formación Barco, Campo Tibú- Área D.....	176
Tabla 5.18 Ejemplo de los datos tomados de pruebas iniciales de los registros gráficos compuestos de algunos pozos del Campo Tibú, Área B, Formación Barco.....	177
Tabla 5.19 Características de lodo y filtrado de lodo para el cálculo de la porosidad aparente en los pozos modelados del Área A, Campo Tibú, Formación Barco.....	178
Tabla 5.20 Características de lodo y filtrado de lodo para el cálculo de la porosidad aparente en los pozos modelados del Área B, Campo Tibú, Formación Barco.....	179
Tabla 5.21 Características de lodo y filtrado de lodo para el cálculo de la porosidad aparente en los pozos modelados del Área D, Campo Tibú, Formación Barco.....	180
Tabla 5.22 Resultados del cálculo de GGT para los pozos seleccionados en el Área B del Campo Tibú.....	183
Tabla 5.23. Parámetros generales para la corrida del modelo petrofísico.....	193

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1.1 Mapa de localización del Campo Tibú-Socuavó (Área A, B y D).....	30
Figura 1.2. Producción promedio diaria de gas, petróleo y agua; para el Campo Tibú, desde 1945 hasta 1999.....	33
Figura 2.1 Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Catatumbo.....	38
Figura 2.2 Localización tectónica del Bloque de Maracaibo en el Norte de Suramérica.....	48
Figura 2.3 Evolución de la Cuenca de Maracaibo.....	50
Figura 3.1 Metodología empleada para la descripción de núcleos de roca.....	58
Figura 3.2 Mapa de localización de los pozos corazonados Tibú 408-K y Tibú-500.....	59
Figura 3.3. Nomenclatura de Facies en el presente estudio – Ejemplo.....	61
Figura 3.4. Distribución de Ichnofacies Marinas comunes.....	62
Figura 3.5 Distribución de facies corazonadas en el Pozo Tibú 408-K Formación Barco.....	64
Figura 3.6 Distribución de facies corazonadas en el Pozo Tibú-500 Formación Barco.....	64
Figura 3.7 Facies Arenita bioturbada (Ab), Profundidad 4522'4"-4522'0", Pozo Tibú 408-K.....	65
Figura 3.8 Facies Arenita bioturbada (Ab), Profundidad 4511'6"-4511'1", Pozo Tibú 408-K.....	66
Figura 3.9 Facies Arenita bioturbada (Ab), Profundidad 4569'0"-4568'5", Pozo Tibú 408-K.....	66
Figura 3.10 Facies Arenita bioturbada (Ab), Profundidad 4645'0"-4644'7", Pozo Tibú 408-K.....	67
Figura 3.11 Facies Arenita bioturbada con relictos de estratificación (Abre), Profundidad 4636'5"-4636'2", Pozo Tibú 408-K.....	68
Figura 3.12 Facies Arenita bioturbada con relictos de estratificación (Abre), Profundidad 4530'6"-4530'2", Pozo Tibú 408- K.....	69
Figura 3.13 Facies Arenita bioturbada con relictos de estratificación (Abre),	

Profundidad 4539'11"-4539'2", Pozo Tibú 408-K.....	69
Figura 3.14 Facies Arenita bioturbada con relictos de laminación (Abrl), Profundidad 4590'0"-4589'7", Pozo Tibú 408-K.....	71
Figura 3.15 Facies Arenita bioturbada con relictos de laminación (Abrl), Profundidad 4579'3"-4578'10", Pozo Tibú 408-K.....	71
Figura 3.16 Facies Arenita bioturbada con relictos de laminación (Abrl), Profundidad 4563'4"-4562'9.5", Pozo Tibú 408-K.....	72
Figura 3.17 Facies Arenita bioturbada con relictos de laminación (Abrl), Profundidad 4645'6"-4645'0", Pozo Tibú 408-K.....	72
Figura 3.18 Facies Arenita con clastos (Ac), Profundidad 4642'6"-4641'7", Pozo Tibú 408-K.....	74
Figura 3.19 Facies Arenita con clastos (Ac), Profundidad 4643'2"-4642'11", Pozo Tibú 408-K.....	74
Figura 3.20 Facies Arenita con clastos (Ac), Profundidad 4574'5"-4573'10.5", Pozo Tibú 408-K.....	75
Figura 3.21 Facies Limolita-arcillolita bioturbada (Fb), Profundidad 4331'4"-4331'1", Pozo Tibú 408-K.....	78
Figura 3.22 Facies Limolita-arcillolita carbonosa (Fc), Profundidad 4311'9"-4311'5", Pozo Tibú 408-K.....	80
Figura 3.23 Facies Limolita-arcillolita de paleosuelos (Fp), Profundidad 4333'8"-4333'3", Pozo Tibú 408-K.....	81
Figura 3.24 Distribución de depósitos en el pozo Tibú 408-K – Formación Barco.....	90
Figura 3.25 Ocurrencia de las facies en los tipos de depósito del pozo Tibú 408-K - Formación Barco.....	90
Figura 3.26 Distribución de depósitos en el pozo Tibú-500 –Formación Barco.....	91
Figura 3.27 Ocurrencia de las facies en los tipos de depósito del pozo Tibú-500 - Formación Barco.....	91
Figura 3.28 Fotografía satelital del delta del río Mississippi que corresponde a un delta dominado por ríos.....	92
Figura 3.29 Fotografía satelital del delta del río Ganghes que corresponde a un delta dominado por mareas.....	93
Figura 3.30 Patrones del registro Core Gamma representativos para el depósito de canal distributario (Cd).....	94

Figura 3.31 Patrones del registro Core Gamma representativos para el depósito de barra de desembocadura (Bd).....	98
Figura 3.32 Patrones del registro Core Gamma representativos para el depósito de barra proximal (Bp).....	101
Figura 3.33 Eventos de ritmicidad que son relacionados con una influencia mareal.....	103
Figura 3.34 Patrones del registro Core Gamma representativos para el depósito de relleno de bahía interdistributaria (Rbi).....	104
Figura 3.35 Patrones del registro Core Gamma representativos para el depósito de bahía interdistributaria (Bi).....	107
Figura 3.36 Patrones del registro Core Gamma representativos para el depósito de paleosuelo (P).....	109
Figura 3.37 Patrones del registro Core Gamma representativos para el depósito de albufera (A).....	112
Figura 3.38 Resistencia de las facies corazonadas del Pozo Tibú 408-K – Formación Barco.....	114
Figura 3.39 Resistencia de las facies corazonadas del Pozo Tibú-500 – Formación Barco.....	115
Figura 3.40 Distribución de la Impregnación en el pozo Tibú 408-K – Formación Barco.....	116
Figura 3.41 Impregnación de facies en los intervalos corazonados del pozo Tibú 408-K - Formación Barco.....	117
Figura 3.42. Impregnación de depósitos en los intervalos corazonados del Pozo Tibú 408-K - Formación Barco.....	119
Figura 3.43. Impregnación estimada visualmente en el depósito de barra de desembocadura, Pozo Tibú 408-K - Formación Barco.....	120
Figura 3.44 Distribución de la Impregnación en el pozo Tibú-500 – Formación Barco .....	121
Figura 3.45 Impregnación de facies en los intervalos corazonados del pozo Tibú-500 - Formación Barco.....	122
Figura 3.46 Impregnación de depósitos en los intervalos corazonados del Pozo Tibú-500 - Formación Barco.....	123
Figura 3.47 Metodología utilizada de Estratigrafía de Secuencias en el presente estudio.....	126

Figura 3.48 Ciclos de la Formación Barco (1).....	127
Figura 3.49 Ciclos de la Formación Barco (2).....	128
Figura 3.50 Relación entre ciclos A/S y tipos de depósito para la Formación Barco.....	129
Figura 3.51 Registros tipo característicos del CICLO I.....	130
Figura 3.52 Registros tipo característicos del CICLO II.....	131
Figura 3.53 Registros tipo característicos del CICLO III.....	132
Figura 3.54 Registros tipo característicos del CICLO IV.....	133
Figura 4.1 Gráfico de profundidad vs. Tiempo a partir de la tabla tiempo-profundidad de los pozos Tibú-178K y Tibú-401K .....	137
Figura 4.2 Mapa base de líneas sísmicas Campo Tibú.....	139
Figura 4.3. Anticlinal de Socuavó.....	141
Figura 4.4 Falla Socuavó.....	142
Figura 4.5 Falla Tibú.....	143
Figura 4.6 Cabeceo del anticlinal de Socuavó.....	144
Figura 4.7 Modelo de Pliegue por flexión de Falla ( <i>Fault bend Fold</i> ).....	145
Figura 5.1 Rango de valores del registro Gamma Ray (GR) por facies – Pozo Tibú 408-K Formación Barco.....	156
Figura 5.2 Rango de valores del registro de Potencial Espontáneo (SP) por facies – Pozo Tibú 408-K Formación Barco.....	157
Figura 5.3 Rango de valores del registro Gamma Ray (GR) por depósitos – Pozo Tibú 408-K Formación Barco.....	159
Figura 5.4 Rango de valores del registro de Potencial Espontáneo (SP) por depósitos – Pozo Tibú 408-K Formación Barco.....	160
Figura 5.5 Rango de valores del registro Gamma Ray (GR) por facies – Pozo Tibú-500 Formación Barco.....	162
Figura 5.6 Rango de valores del registro de Potencial Espontáneo (SP) por facies – Pozo Tibú-500 Formación Barco .....	163
Figura 5.7 Rango de valores del registro Gamma Ray (GR) por depósitos – Pozo Tibú-500 Formación Barco.....	165
Figura 5.8 Rango de valores del registro de Potencial Espontáneo (SP) por depósitos – Pozo Tibú-500 Formación Barco.....	166
Figura 5.9. Correlación de datos de corazones Formación Barco	

(Campo Tibú- Área B).....	171
Figura 5.10. Correlación de datos de corazones, Ciclo I, Formación Barco (Campo Tibú- Área B).....	171
Figura 5.11. Correlación de datos de corazones, Ciclo II, Formación Barco (Área B).....	171
Figura 5.12. Correlación de datos de corazones, Ciclo III, Formación Barco (Área B).....	172
Figura 5.13. Correlación de datos de corazones Formación Barco (Campo Tibú- Área A).....	172
Figura 5.14. Correlación de datos de corazones Formación Barco (Campo Tibú- Área D).....	173
Figura 5.15. Pozos seleccionados para determinar el gradiente Geotérmico en el Área B del Campo Tibú.....	182
Figura 5.16. Gráfico de temperatura ambiente promedio por días.....	182
Figura 5.17. Procedimiento para estimar la porosidad a partir del Registro Neutrón en los pozos modelados del Campo Tibú.....	191
Figura 5.18. Gráfico de correlación de valores tomados a partir del Registro Neutrón de un pozo del Campo Tibú para modelar la porosidad aparente.....	191
Figura 5.19. Mapa de Espesor neto para el Ciclo I. Formación Barco. Campo Tibú- Area A (Piloto de inyección).....	196
Figura 5.20. Mapa de Espesor neto para el Ciclo II. Formación Barco. Campo Tibú- Area A (Piloto de inyección).....	196
Figura 5.21. Mapa de Espesor neto para el Ciclo III. Formación Barco. Campo Tibú- Area A (Piloto de inyección).....	197
Figura 5.22. Mapa de Espesor neto para el Ciclo IV. Formación Barco. Campo Tibú- Area A (Piloto de inyección).....	197
Figura 5.23. Mapa de Porosidad para el Ciclo I. Formación Barco. Campo Tibú- Area A (Piloto de inyección).....	199
Figura 5.24. Mapa de Porosidad para el Ciclo II. Formación Barco. Campo Tibú- Area A (Piloto de inyección).....	199
Figura 5.25. Mapa de Porosidad para el Ciclo III. Formación Barco. Campo Tibú- Area A (Piloto de inyección).....	200
Figura 5.26. Mapa de Porosidad para el Ciclo IV. Formación Barco.	

Campo Tibú- Area A (Piloto de inyección).....	200
Figura 5.27. Mapa de Permeabilidad para el Ciclo I. Formación Barco.	
Campo Tibú- Area A (Piloto de inyección).....	202
Figura 5.28. Mapa de Permeabilidad para el Ciclo II. Formación Barco.	
Campo Tibú- Area A (Piloto de inyección).....	202
Figura 5.29. Mapa de Permeabilidad para el Ciclo III. Formación Barco.	
Campo Tibú- Area A (Piloto de inyección).....	203
Figura 5.30. Mapa de Permeabilidad para el Ciclo IV. Formación Barco.	
Campo Tibú- Area A (Piloto de inyección).....	203
Figura 5.31. Mapa de Espesor neto para el Ciclo I. Formación Barco.	
Campo Tibú- Area B.....	205
Figura 5.32. Mapa de Espesor neto para el Ciclo II. Formación Barco.	
Campo Tibú- Area B.....	206
Figura 5.33. Mapa de Espesor neto para el Ciclo III. Formación Barco.	
Campo Tibú- Area B.....	207
Figura 5.34. Mapa de Espesor neto para el Ciclo IV Formación Barco.	
Campo Tibú- Area B.....	208
Figura 5.35. Mapa de Porosidad para el Ciclo I. Formación Barco.	
Campo Tibú- Area B.....	210
Figura 5.36. Mapa de Porosidad para el Ciclo II. Formación Barco.	
Campo Tibú- Area B.....	211
Figura 5.37. Mapa de Porosidad para el Ciclo III. Formación Barco.	
Campo Tibú- Area B.....	212
Figura 5.38. Mapa de Porosidad para el Ciclo IV. Formación Barco.	
Campo Tibú- Area B.....	213
Figura 5.39. Mapa de Permeabilidad para el Ciclo I. Formación Barco.	
Campo Tibú- Area B.....	215
Figura 5.40. Mapa de Permeabilidad para el Ciclo II. Formación Barco.	
Campo Tibú- Area B.....	216
Figura 5.41. Mapa de Permeabilidad para el Ciclo III. Formación Barco.	
Campo Tibú- Area B.....	217
Figura 5.42. Mapa de Permeabilidad para el Ciclo IV. Formación Barco.	
Campo Tibú- Area B.....	218

Figura 5.43. Mapa de Saturación de agua inicial para el Ciclo I. Formación Barco. Campo Tibú- Area B.....	220
Figura 5.44. Mapa de Saturación de agua inicial para el Ciclo II. Formación Barco. Campo Tibú- Area B.....	221
Figura 5.45. Mapa de Saturación de agua inicial para el Ciclo III. Formación Barco. Campo Tibú- Area B.....	222

## LISTA DE ANEXOS

Todos los anexos se encuentran en la carpeta del CD-ROM: "ANEXOS"

- Anexo 1. Columna Estratigráfica Escala 1:100 del Pozo Tibú 408-K– Formación Barco.....(Bolsillo)
- Anexo 2. Columna Estratigráfica Escala 1:100 del Pozo Tibú-500– Formación Barco.....(Bolsillo)
- Anexo 3. Resumen de características de las facies – relación estratigráfica entre las facies definidas en el presente estudio para la Formación Barco en el Campo Tibú a partir de la descripción de núcleos de roca.
- Anexo 4. Correlación Estratigráfica A-A' – CAMPO TIBÚ ÁREA A – Formación Barco.....(Bolsillo)
- Anexo 5. Correlación Estratigráfica B-B'– CAMPO TIBÚ ÁREA B – Formación Barco.....(Bolsillo)
- Anexo 6. Correlación Estructural C-C' – CAMPO TIBÚ.....(Bolsillo)
- Anexo 7. Correlación Estratigráfica D-D'– CAMPO TIBÚ ÁREA D – Formación Barco.....(Bolsillo)
- Anexo 8. Correlación Estructural E-E'– CAMPO TIBÚ..... (Bolsillo)
- Anexo 9. Tabla de datos de descripción macropetrográfica del Pozo Tibú 408-K – Formación Barco.....(Informe)
- Anexo 10. Tabla de datos de descripción macropetrográfica del Pozo Tibú-500 – Formación Barco.....(Informe)

Anexo 11. Registro “Core Gamma Espectral” e interpretación, Escala 1:100, Pozo Tibú 408-K Formación Barco (Cores 6, 7 y 9).....	(Bolsillo)
Anexo 12. Registro “Core Gamma Espectral” e interpretación, Escala 1:100, Pozo Tibú-500. Formación Barco.....	(Bolsillo)
Anexo 13. Topes de los ciclos estratigráficos en los pozos del área A, B y D del Campo Tibú – Formación Barco.....	(Informe)
Anexo 14. Mapa de contornos estructurales en tiempo doble al tope de la Formación Barco Escala 1:50000, IC=50 ms.....	(Bolsillo)
Anexo 15. Mapa de contornos estructurales en profundidad al tope de la Formación Barco Escala 1:50000, IC=100’ .....	(Bolsillo)
Anexo 16. Mapa isócoro de la Formación Barco CAMPO TIBÚ Escala 1:50000, IC=20’ .....	(Bolsillo)
Anexo 17. Interpretación de registros de <i>Dipmeter</i> – Modelo Estructural.....	(Informe)
Anexo 18. Resultados de la interpretación petrofísica realizada por pozo – Modelo petrofísico.....	(Informe)
Anexo 19. Resultados interpretación petrofísica Campo Tibú Area A (Piloto de inyección), Área B y Área D – Formación Barco.....	(Informe).

## RESUMEN

**TÍTULO:** DEFINICIÓN DEL MODELO ESTÁTICO PARA LA FORMACIÓN BARCO EN EL ÁREA A, B Y D, CAMPO TIBÚ, CUENCA DEL CATATUMBO, COLOMBIA.\*

**Autores:** Orejarena Escobar, Germán Darío; Jaimes Bohórquez, Mario Alexander\*\*

**Palabras Claves:** Caracterización de yacimiento, deltaico, Modelo, Formación Barco, Tibú.

El Campo Tibú se encuentra localizado en la Cuenca del Catatumbo, al noreste de Colombia, y es operado por Ecopetrol S.A., en el cual la Formación Barco es la principal roca reservorio en cuanto a producción se refiere. El modelo estático del yacimiento comprende tres fases principales: el modelo estructural, estratigráfico y petrofísico.

La trampa que da origen al yacimiento de la Formación Barco en el área de estudio, es una estructura anticlinal asimétrica con doble cabeceo (Anticlinal de Socuavó). El fallamiento está representado por dos fallas principales de tipo inverso con vergencias opuestas entre sí y que atraviesan la Formación Barco produciendo pequeños saltos de falla a lo largo de las Áreas A, B y D del Campo Tibú. En el modelo estratigráfico, se analizaron alrededor de 600 pies de núcleos de roca integrados con medidas de porosidad y permeabilidad de núcleo, junto con información de registros de pozo que permitieron la subdivisión del yacimiento en ciclos estratigráficos de tercer orden, mostraron que los mejores depósitos reservorio son de tipo barra de desembocadura y canal distributivo asociados a un ambiente deltaico dominado por ríos influenciado por mareas.

Las propiedades petrofísicas están cercanamente asociadas con variaciones sutiles en las facies que conforman los depósitos reservorio mostrando que dichas propiedades son estratigráficamente sensibles. Mediante la determinación de las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad y espesor neto) para cada ciclo estratigráfico definido, se observó que los Ciclos II y III presentan los mayores valores promedio en cuanto a calidad y homogeneidad se refiere; lo que puede permitir proyectos de desarrollo adicional y a la realización de trabajos de ingeniería de yacimientos para tales intervalos de la Formación Barco; con el objetivo de redireccionar las acciones futuras en el Campo Tibú.

---

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

\*\* Facultad de Ingenierías Físico – Químicas, Escuela de Geología. Directores Ricardo Mier U. (UIS) y Aníbal Ordóñez Rodríguez- Miguel Danilo Molina B. (ECOPETROL –ICP).

## ABSTRACT

**TITLE:** RESERVOIR STATIC CHARACTERIZATION MODEL DEFINITION FOR THE BARCO FORMATION IN THE A, B AND D AREA, TIBÚ FIELD, CATATUMBO BASIN, COLOMBIA.\*

**Authors:** Orejarena Escobar, Germán Darío; Jaimes Bohórquez, Mario Alexander\*\*

**Keywords:** Reservoir characterization, deltaic, model, Barco Formation, Tibú.

Tibú Field is located in the Catatumbo Basin, in northeastern Colombia, and is operated by Ecopetrol S.A., in which Barco Formation is the main reservoir rock as far as the production talks about. The reservoir static model includes three main phases: structural, stratigraphic and petrophysical model.

The trap that origins the reservoir of Barco Formation in the study area, is an asymmetric anticline structure with double plunging (Socuvó anticline). Faulting is represented by two major inverse faults with opposed verging to each other and that cross the Barco Formation producing small fault jumps throughout the A, B and D areas of the Tibú Field. In the stratigraphic model, it has been analysed about 600 feet of core integrated with core porosity and permeability measurements along with data of wireline well logs that allowed the reservoir subdivision in third order stratigraphic cycles, showed that the best reservoir deposits are distributary mouth bar and distributary channel associated to a fluvial dominated delta with tidal influence.

Petrophysical properties are closely associated with subtle variations in facies that conform the resevoir deposits showing that these properties are stratigraphically sensitive. By means of the determination of petrophysical properties (porosity, permeability and net thickness) for each defined stratigraphic cycle, it was observed that Cycles II and III present the greater mean values as far as quality and homogeneity talks about what can allow additional development projects and to the accomplishment of reservoir engineering works for such intervals of the Barco Formation; with the objective to redirect the future actions in the Tibú Field.

---

\* BSc. Degree thesis. Research modality. Technological cooperation agreement UIS-ICP 001/2003.

\*\* Faculty of Physical – Chemistry Engineering, School of Geology. Directors: Ricardo Mier U. (UIS) and Aníbal Ordóñez Rodríguez- Miguel Danilo Molina B. (ECOPETROL –ICP).

## INTRODUCCIÓN

La producción actual en el área del Catatumbo es notoriamente baja y se hace necesario implementar estudios que conduzcan al hallazgo de nuevas reservas recuperables de hidrocarburos y por lo tanto al aumento de la producción. La Formación Barco ha sido una de las más prolíficas productoras de petróleo en el área de la Concesión Barco, excepto en el Campo Río de Oro donde solo se presentaron manifestaciones de gas y aceite.

Por tales razones es necesario realizar estudios de caracterización de yacimiento que consisten en construir un modelo de yacimiento basado en sus características con respecto al flujo de fluidos en dicho yacimiento. Tal modelo de yacimiento incorpora todas las características del yacimiento que son pertinentes a su habilidad para almacenar hidrocarburos y también para producirlos. Los modelos de caracterización de yacimiento son utilizados para simular el comportamiento de los fluidos dentro del reservorio bajo diferentes “configuraciones o tipos” de circunstancias y para encontrar técnicas de producción óptimas que maximicen la producción.

Una primera aproximación es el Modelo Estático de Yacimiento, en este caso enfocado a la Formación Barco del Campo Tibú en las áreas A, B y D (Anticlinal de Socuavó). La realización de este estudio requiere un acercamiento complejo y multi-disciplinario que permita describir el yacimiento y para desarrollar un plan apropiado con el fin de utilizar más eficientemente este reservorio en cuanto a su manejo y operación, teniendo en cuenta que la Formación Barco es un yacimiento altamente complejo debido a su heterogeneidad y sus cambios de espesores (VPR, 2005). Un paso esencial para alcanzar esta meta es desarrollar un integrado modelo estratigráfico, estructural y petrofísico de esta unidad en el Campo Tibú. Dentro de estas tareas se destacan la descripción de núcleos de perforación del yacimiento, interpretación estratigráfica de los registros de pozo, realizar correlaciones estratigráficas y estructurales en el campo, identificar todas las fallas sísmicamente mapeables y en definir la estructura de horizontes

claves. Tales acercamientos conducirán a un mejor entendimiento de la compartimentalización de la producción del yacimiento y deben ayudar al Campo Tibú a optimizar y priorizar el desarrollo de proyectos de recobro secundario de petróleo.

El conocimiento actual de los ambientes de depósito en el área es relativamente superficial. En cuanto a la definición del modelo estratigráfico de yacimiento, la reconstrucción del ambiente sedimentario constituye una necesidad en la búsqueda de hidrocarburos así como en la determinación de la arquitectura estratigráfica de un yacimiento. En la geología de desarrollo, uno de los objetivos esenciales es la evaluación del potencial de hidrocarburos de una zona de interés. Para ello se requiere la determinación de la calidad, el espesor y la extensión lateral (el volumen) de las diferentes facies que presenta el tipo de roca que se pretende caracterizar, en este caso la roca reservorio correspondiente a la Formación Barco. Sólo la reconstrucción del ambiente sedimentario da una idea correcta de la evolución lateral de facies y por lo tanto de las propiedades petrofísicas de la roca almacén, permitiendo la predicción de la existencia, naturaleza, importancia y distribución de las barreras de permeabilidad. Esta información es de sumo valor para evaluar el potencial de producción de un yacimiento y ubicar los pozos productores e inyectores para obtener un mejor recobro del petróleo.

La reevaluación del modelo estructural en este trabajo es parte fundamental en la formulación del modelo estático de yacimiento, ya que sin este análisis no se pueden describir los diferentes comportamientos que tuvo el reservorio al reaccionar a los esfuerzos a los cuales ha sido sometido. La necesidad de conocer si una estructura ha reaccionado a los esfuerzos de manera dúctil o de manera frágil, proporciona información valiosa que permite interpretar la configuración de una trampa. Es indiscutible que los procesos tectónicos no afectan de la misma manera a todas las capas del subsuelo, y son estas diferencias las que permiten analizar si la Formación Barco en la zona de estudio es más propensa a plegarse o a fracturarse.

El modelamiento petrofísico es realizado teniendo en cuenta que la fuente de datos e información más importante para evaluar y caracterizar cualquier yacimiento petrolífero

son los registros de pozos, es fundamental que tanto el Geólogo como el Ingeniero de Petróleos estén familiarizados con los diversos tipos de registros, ya que pueden ser usados para definir zonas productoras, indicando profundidad y espesor, además distinguir la presencia entre aceite, gas o agua en el reservorio y definir características físicas de las rocas como litología, porosidad, permeabilidad, etc. Por esta razón es de gran importancia la interpretación de los registros como una de las herramientas más útiles y disponibles en la industria del petróleo.

Una de las herramientas importantes empleada para los análisis de Inyección-Producción es el conjunto de datos petrofísicos (porosidad, permeabilidad, espesor neto, saturación de agua). Cuando se tiene esta información completa para un campo, se pueden determinar fácilmente zonas barridas y no barridas mediante mapas de isopropiedades y, ayudados con la historia de inyección-producción, tomar decisiones importantes tales como cierre de arenas o pozos inyectoras, conversión de pozos productores a inyectoras o perforación de pozos infill, con el propósito de optimizar el sistema de recobro secundario y extraer la mayor cantidad de aceite en el menor tiempo posible.

El modelamiento petrofísico realizado contiene la metodología y los datos básicos por pozo para el cálculo de estas propiedades. El campo Tibú posee principalmente un mecanismo de producción natural originado por la expansión de gas en solución, por tanto, el petróleo total que se puede recuperar primariamente representa sólo el 15-20% del petróleo total del campo y es un factor que se debe tener en cuenta.

Finalmente, la aplicación de este modelo estático de yacimiento es aplicado a yacimientos que están siendo explotados desde hace varios años y los resultados del mismo tienen aplicación a programas de recuperación secundaria e ingeniería de yacimientos con el objetivo de aumentar el recobro final de hidrocarburos.

## **1. GENERALIDADES**

### **1.1 OBJETIVOS**

#### **General**

- Definir el Modelo Estático para la Formación Barco en las áreas A, B y D del Campo Tibú, Cuenca del Catatumbo, Colombia.

#### **Específicos**

- Realizar el modelo sedimentológico-estratigráfico para la Formación Barco en las áreas A, B y D del campo Tibú.
- Validar el modelo estructural para la Formación Barco en las áreas A, B y D del campo Tibú.
- Elaborar el modelo petrofísico para la Formación Barco en las áreas A, B y D del Campo Tibú.

### **1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA**

La Cuenca del Catatumbo está localizada hacia el nororiente del país, en el Departamento de Norte de Santander, cubriendo un área aproximada de 7350 km<sup>2</sup>. Se encuentra limitada hacia el occidente por la Serranía de Perijá, hacia el suroriente por la Cordillera Oriental de Colombia y los Andes de Mérida y hacia el oriente por el límite fronterizo con Venezuela. Geológicamente la cuenca del Catatumbo, forma la extensión más suroccidental de la Cuenca de Maracaibo, una de las provincias petrolíferas más prolíficas del mundo. Con un acumulado de reservas mayor a 550 MBPE y 11 campos de aceite y gas descubiertos en el área (entre estos el Campo Tibú), la cuenca de Catatumbo es una de las áreas más antiguas de producción de hidrocarburos en Colombia.

El Campo Tibú se encuentra a 80 km al noroeste de Cúcuta, departamento de Norte de

Santander, Colombia. Lo conforman dos anticlinales, el anticlinal de Tibú al sur y el anticlinal de Socuavó al Norte en un área de aproximadamente 30 km de largo por 10 km de ancho, enmarcados en la denominada Cuenca del Catatumbo. En profundidad se encuentran dos yacimientos independientes: Terciario y Cretáceo. El Campo Tibú cuenta con 510 pozos de los cuales 268 pozos fueron perforados en en la Formación Barco del Anticlinal de Socuavó (VPR, 2005).

La **Figura 1.1**, ilustra la localización del Campo Tibú en la Cuenca del Catatumbo así como las áreas A, B y D que corresponden al Anticlinal de Socuavó, que son las áreas de interés en el presente trabajo.

### **1.3 CLIMA**

El clima de la región es tropical húmedo, con periodo de lluvias entre Octubre y Diciembre, seguido por un periodo seco desde mediados de Diciembre a Marzo y con periodos menores de lluvias entre Abril y Mayo seguido de un periodo seco hasta Septiembre; presenta una precipitación anual entre 130 a 190 pulgadas.(Col. Soc. of Petr. Geol. And Geoph., 1959).

### **1.4 BREVE HISTORIA DEL CAMPO**

La exploración en la Cuenca del Catatumbo empieza el 16 de Enero de 1905, cuando el gobierno colombiano representado por el General Rafael Reyes firma un contrato con el General Virgilio Barco para exploración de petróleo y carbón en la Cuenca del Catatumbo, específicamente en el área de Petrólea, al SE del área de estudio, junto a los ríos San Miguel, San Miguelito y Caño Mito Juan.

En Septiembre de 1906 fueron recibidos los trabajos de penetración a la zona y una vez alcanzada esta meta, fue necesario construir de inmediato un pequeño alambique para refinar el petróleo que afloraba a la superficie. Años después el contratista adquirió

permiso para establecer una pequeña refinera en la ciudad de Cúcuta, la cual fue trasladada posteriormente a la localidad de Petrólea, labor que se realizó en el lomo de las mulas que cumplieron una silenciosa y dura lucha contra los escabrosos caminos de la época.

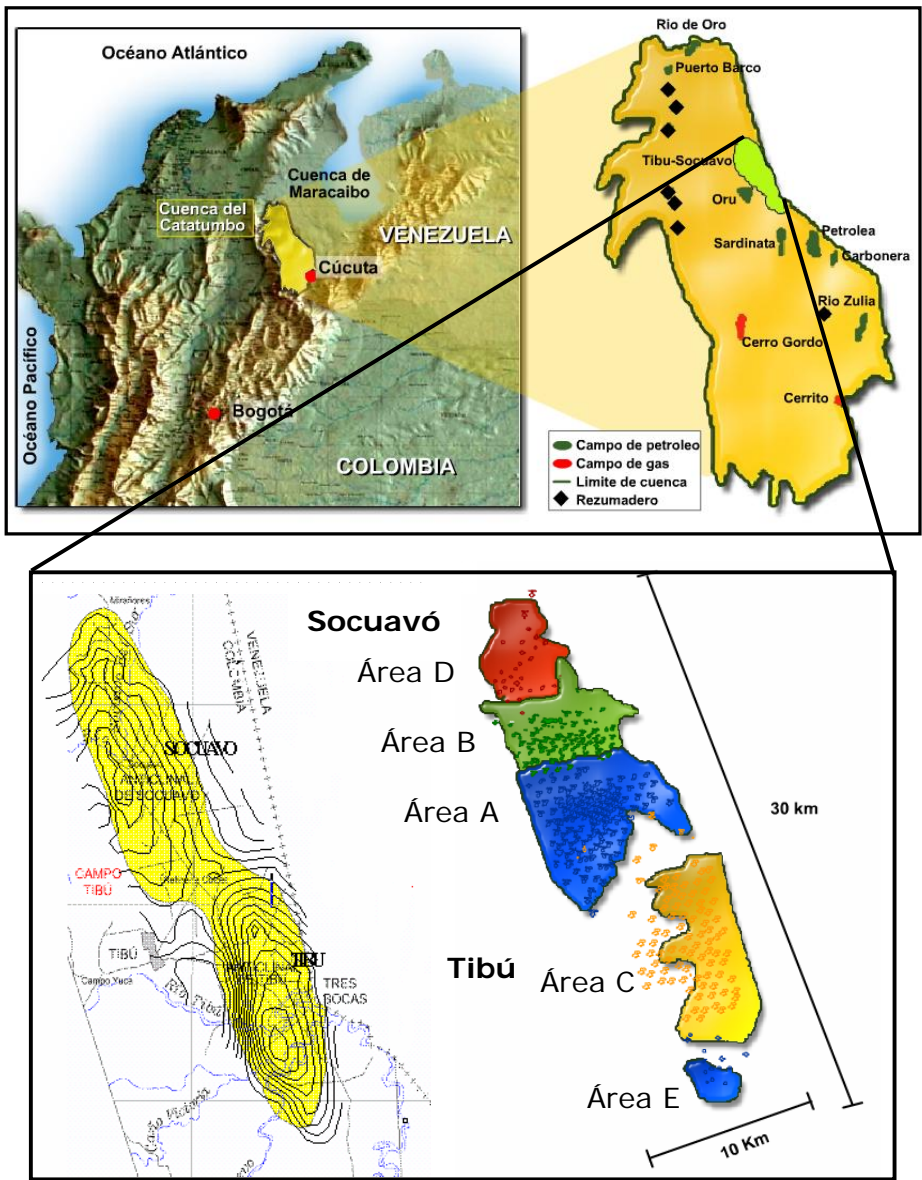


Figura 1.1 Mapa de localización del Campo Tibú-Socuavó (Área A, B y D). VPR (2005)

En 1917, el General Barco, con previo permiso del Gobierno Nacional, traspasó el contrato a la incipiente Compañía de Petróleos S.A., la cual se denominó posteriormente Compañía Colombiana de Petróleos, subsidiaria de la Colombian Petroleum Company, ya establecida en Colombia y representada en el país por el señor Henry H. Doherty.

Tres años después, en 1920, la Compañía Colombiana de Petróleos perforó el primer pozo en Las orillas del Río de Oro, cuyas aguas riegan suelo de Colombia y Venezuela, pozo que se denominó Oro No.1 y que fue necesario taponar y abandonar a sólo 900 pies de profundidad por su baja producción.

La primera fase del intento exploratorio en la Concesión Barco consistió de reconocimiento geológico de superficie llevado a cabo por varios geólogos. La clasificación estratigráfica preliminar de las unidades en el área fue preparada por H. D. Hedberg y otros. Este trabajo inicial de campo resultó en mapas geológicos detallados del Anticlinal de Petrólea y el de Río de Oro – área Puerto Barco. La exploración geológica de superficie fue esencialmente completada a finales de 1941. Las primeras fotografías aéreas de la Concesión Barco, obtenidas en 1937, sólo proporcionaban escasa información geológica. Más tarde una interpretación geológica fue conducida por Geophoto Service Inc. en 1958-1959 (Bouman y Gibson, 1964). Un estudio sísmico llevado a cabo por Petry Geophysical Co. comenzó en 1939 y la primera fase fue completada en 1941. Estudios posteriores fueron conducidos por Petra Geophysical Co. en 1952-1963 y 1959 en la Concesión Barco. Un total de 750 km de líneas fueron disparados en y adyacente a la Concesión Barco (Bouman y Gibson, 1964).

COLPET descubrió el campo Petrólea en 1933, el campo Carbonera en 1938, el campo Tibú en 1940, el campo Sardinata en 1951 y los campos Yuca y Orú en 1958. La exploración continuó sobre el lado de Venezuela y se hicieron nuevos descubrimientos, campo Los Manueles en 1927, campo Tarra West en 1947 y El Rosario en 1959. Desde el descubrimiento del campo Río Zulia por Chevron en 1962, sólo dos descubrimientos adicionales han sido hechos: campo de gas Cerrito de Amoco en 1980 y campo Cerro Gordo de Texaco en 1987, hoy considerados como campos descubiertos no desarrollados (Exxon, 1994). La primera producción comercial en la Concesión fue derivada del Anticlinal de Petrólea (Bouman y Gibson, 1964).

Datos cercanos al medio millón de barriles de aceite y 700 billones de pies cúbicos de gas han sido descubiertos en once campos. Aproximadamente el 70% de los hidrocarburos de la Cuenca del Catatumbo fueron descubiertos entre 1920 y 1950, y el 97% de las reservas fueron descubiertas antes de 1962. Aunque se adquirió información sísmica sobre porciones del terreno a principios de 1939, en su mayoría, la primera exploración fue basada en mapeo detallado de superficie (Exxon, 1994).

El campo Tibú, descubierto por COLPET el 1 de Junio de 1940 y actualmente productor (**Figura 1.2**), está formado por dos anticlinales con dirección NNW - SSE (Socuavó y Tibú). El tipo de hidrocarburo es asfáltico – parafínico (pesado – liviano) y su gravedad API es 17,6° – 56,5°.

El primer pozo perforado fue el pozo Tres Bocas (Tibú-1), donde se encontraron manchas de petróleo en la Formación Carbonera; en Septiembre de 1940 se perforó el pozo Tres Bocas – A, en el que también se encontraron manchas de petróleo en la Formación Carbonera, luego en los pozos Socuavó 2 y Socuavó 3 se encontraron manchas de petróleo en la misma formación, por lo que se sugirió probar y corazonar la Formación Carbonera iniciando con cuatro pozos en 1954, que produjeron un promedio de 15 Bls/día/pozo (BDP, 2000).

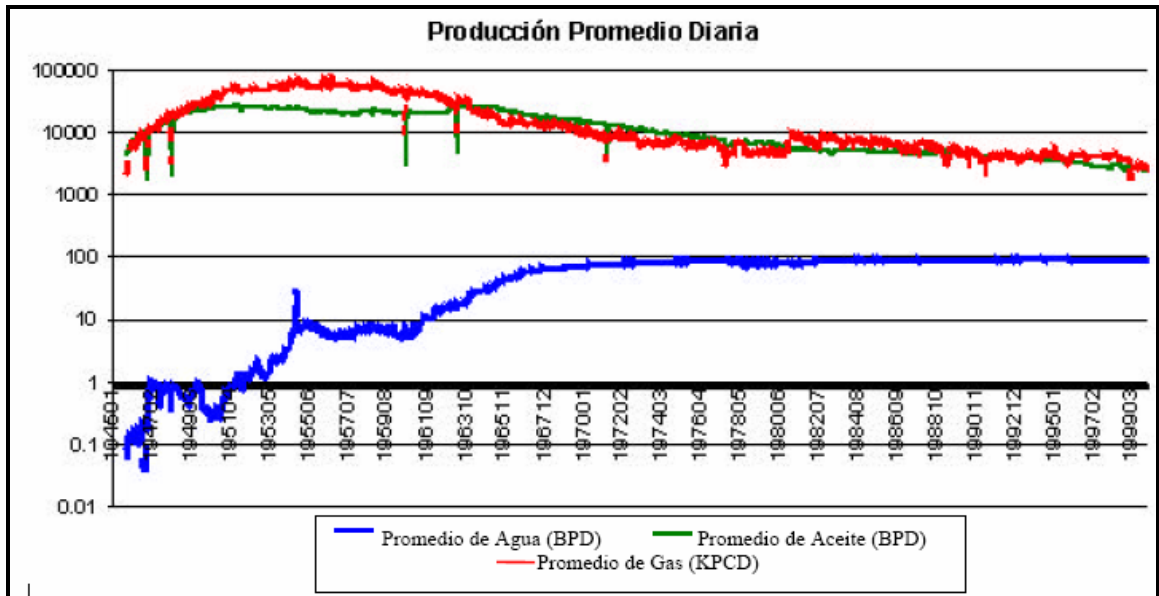


Figura 1.2. Producción promedio diaria de gas, petróleo y agua; para el Campo Tibú, desde 1945 hasta 1999. (Tomada de la BDP, 2000 en Arias y Cardona, 2001).

Las características de yacimientos reportadas por la Vicepresidencia de Producción de ECOPETROL para el Campo Tibú se resumen en la **Tabla 1.1**.

**Tabla 1.1 Características de Yacimientos – Campo Tibú.** Tomado de VPR (2005)

Característica	Yac. Del Terciario	Yac. Del Cretáceo
Porosidad Promedio	15%	8%-6%*
Permeabilidad Promedio	100 md	Fracturas
Sw Promedio	30%	40-50%
Profundidad Promedio	4500 pies	8990
Espesor promedio total	70 pies	120 pies*
Contacto agua-aceite	4553 pies	9216 pies
Hidrocarburo	Parafínico	Parafínico
Gravedad API	27-35	42-52
Mecanismo de producción	Gas en solución	Condensación
Presión original	2210 psig	4200 psig
Presión burbuja	1950psig	4150 psig
Geometría pozos	Todos verticales	Todos verticales

## 1.5 METODOLOGÍA

Inicialmente se realizó la recopilación, análisis y control de calidad de la información disponible que sobre las áreas A, B y D del campo Tibú existe, como lo son artículos, informes generales, informes internos, proyectos sobre la zona, mapas, en general la bibliografía existente en el Centro de Información Técnica (C.I.T) del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) de ECOPETROL S.A. y de la base de datos del Banco de información petrolera en EPIS.

El siguiente paso fue realizar un control de calidad a cada uno de los registros con que contaba cada pozo en el campo utilizando las aplicaciones de manejo de información de pozo como lo son el *Well Data Manager* y el *Well List Manager* de la base de datos de *OpenWorks* de la casa Landmark Graphics Corporation, propiedad del ICP. La información de los registros de pozo está asociada al proyecto geológico TIBU; consecutivamente se realizó el control de calidad de la información sísmica existente en la base de datos asociada al proyecto sísmico Tibu\_2d, utilizando la aplicación *Seisworks*.

Posteriormente para la elaboración del modelo estratigráfico se realizó la descripción macroscópica de núcleos de perforación en la Litoteca Nacional Bernardo Taborda Arango del ICP. Para esto fueron escogidos los corazones de los pozos Tibú 408-K y Tibú-500. Estos pozos fueron escogidos de acuerdo a la disponibilidad de los corazones y espesor corazonado en primera instancia, destacando que el pozo Tibú 408-K fue escogido debido a que este pozo es el que presenta la sección más completa de la Formación Barco en el área de estudio y el pozo Tibú-500 para tener una idea del comportamiento litológico de la Formación Barco hacia el norte del área (Área D) y su relación con el pozo Tibú 408-K. Los corazones fueron descritos con base en el formato del ICP y simultáneamente se hizo el análisis de los registros de pozo de los 268 pozos perforados en la Formación Barco del área de estudio, marcando los topes intraformacionales dentro de un marco de Estratigrafía de Secuencias para esta unidad y realizando correlaciones estratigráficas y estructurales. La interpretación de los registros fue realizada utilizando la aplicación *Stratworks* de la casa Landmark Graphics Corporation.

Seguidamente se determinaron facies según Walker (1984) y se relacionaron entre sí, integrando esta información con la de registros eléctricos se interpretó el ambiente de depósito y se aplicó la Estratigrafía de Secuencias según Cross et al. (1993).

Para la revalidación del modelo estructural en las áreas A, B y D del Campo Tibú se tiene como base la interpretación de las líneas sísmicas de las campañas de 1978 y 2001. En esta interpretación se tuvo como objetivo fundamental la identificación de los principales rasgos estructurales vistos en el área de estudio tales como pliegues y fallas. Con este fin, se identificaron los horizontes de las principales formaciones mediante una previa caracterización y calibración sísmica.

Posteriormente la generación de mapas en tiempo y profundidad en las aplicaciones *Seisworks* y *Z-MAP Plus* respectivamente, se obtuvieron como resultado de la identificación del horizonte sísmico de la Formación Barco, del tope de la Formación en los pozos y de la interpretación del fallamiento en esta. Paralelamente se generaron secciones transversales, cuyo objetivo al igual que los mapas anteriormente mencionados, es el de sustentar el modelo estructural propuesto en este trabajo. Así mismo, se realizó la interpretación de registros Dipmeter (Anexo 17), utilizada en este estudio como una herramienta para constatar la estructura observada en el análisis sísmico y en los mapas generados del área de estudio.

Finalmente, dentro del modelo petrofísico para la Formación Barco, se realizó la interpretación petrofísica de 113 pozos del área de estudio utilizando la aplicación PRIZM de la suite GEOGRAPHIX de la casa Landmark Graphics Corporation y un mapeo de propiedades petrofísicas como Porosidad, Permeabilidad y Espesor Neto en la base de datos Schlumberger *Oilfield Manager* (OFM) 2004 para el Área A (Piloto de inyección) y el Área B. La información de registros de pozo estaba cargada en el *Backup* de Geographix realizado por la empresa Halliburton para ECOPETROL en años anteriores.

## 2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

La subcuenca del Catatumbo constituye el extremo SW de la Cuenca de Maracaibo, la primera fue separada de la megacuenca por los movimientos diastróficos de la Orogenia Andina, que conllevaron el levantamiento definitivo de la Serranía de Perijá y los Andes de Mérida (Sánchez y Martínez, 1991).

Según los autores mencionados, la cuenca del Catatumbo es continental de tipo relleno interior fracturado, cuya sedimentación se inició a finales del Cretácico Inferior sobre un basamento ígneo-metamórfico, con facies predominantemente marinas en el Cretáceo y mas continentales a transicionales en el Paleogeno - Neogeno.

### 2.1 ESTRATIGRAFÍA GENERAL

El registro sedimentario de la cuenca del Catatumbo sobrepasa los 15,000 pies de espesor e involucra rocas con un amplio rango de edad desde el Jurásico hasta Reciente. La **Figura 2.1** presenta la columna estratigráfica generalizada para la Cuenca del Catatumbo.

El marco estratigráfico en el área de Tibú se inicia como un evento transgresivo durante el Neocomiano, representado por el Grupo Uribante y seguido por un periodo de máxima inundación durante el Turoniano correspondiente a la sedimentación de *shales* y calizas de las formaciones Capacho y La Luna. Luego de un período de somerización paulatina se da inicio a un ciclo regresivo durante el Paleoceno que permite la acumulación de sedimentos en un ambiente de aguas marinas someras, de dominio de deltas con influencia marina local y desarrollo amplio de llanuras de inundación con las formaciones Catatumbo y Barco. A finales del Paleoceno y hasta finales del Eoceno medio, se presenta un marcado dominio de facies continentales caracterizado por sedimentos fluvio-deltáicos de las formaciones Los Cuervos y Mirador que enmarcan la finalización del ciclo

regresivo. Durante el Oligoceno y Mioceno se da inicio a un nuevo evento de carácter transgresivo representado por depósitos marginales marinos y *shales* marinos de las formaciones Carbonera y León. Finalmente y tras una fuerte actividad tectónica la sección es cubierta por depósitos continentales durante el Plio-Pleistoceno. La formación León se ha convertido por sus características litológicas en el sello regional para la cuenca. La suprayacen las formaciones Guayabo y Necesidad.

Notestein *et al.* (1944) establecen en su trabajo exploratorio a escala regional por primera vez la nomenclatura estratigráfica para la Cuenca del Catatumbo; posteriormente y hasta el presente no se han encontrado mayores modificaciones a tal nomenclatura.

A continuación se realizará una descripción generalizada de las unidades estratigráficas reportadas para la cuenca del Catatumbo.

#### **2.1.1 Basamento (Precretácico)**

El basamento en la cuenca del Catatumbo consiste de rocas ígneas y metamórficas, afines a las presentes en el Macizo de Santander, la Sierra 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 Proterozoico al Jurásico.

#### **2.1.2 Grupo Uribante (Aptiano-Cenomaniano?)**

El término Grupo 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) quienes lo subdividen en tres unidades; los miembros cartografiados, Tibú, Mercedes y Aguardiente. Sutton (1946 en Castillo y Ceballos, 1990) eleva el rango del Miembro Aguardiente a Formación. En 1967 Richards nombra a las unidades tibú y Mercedes como Formaciones.

El Grupo Uribante presenta un espesor que varía entre los 1.300 y 1.800 pies de espesor y está caracterizado por su baja permeabilidad y porosidad (5% promedio). La producción

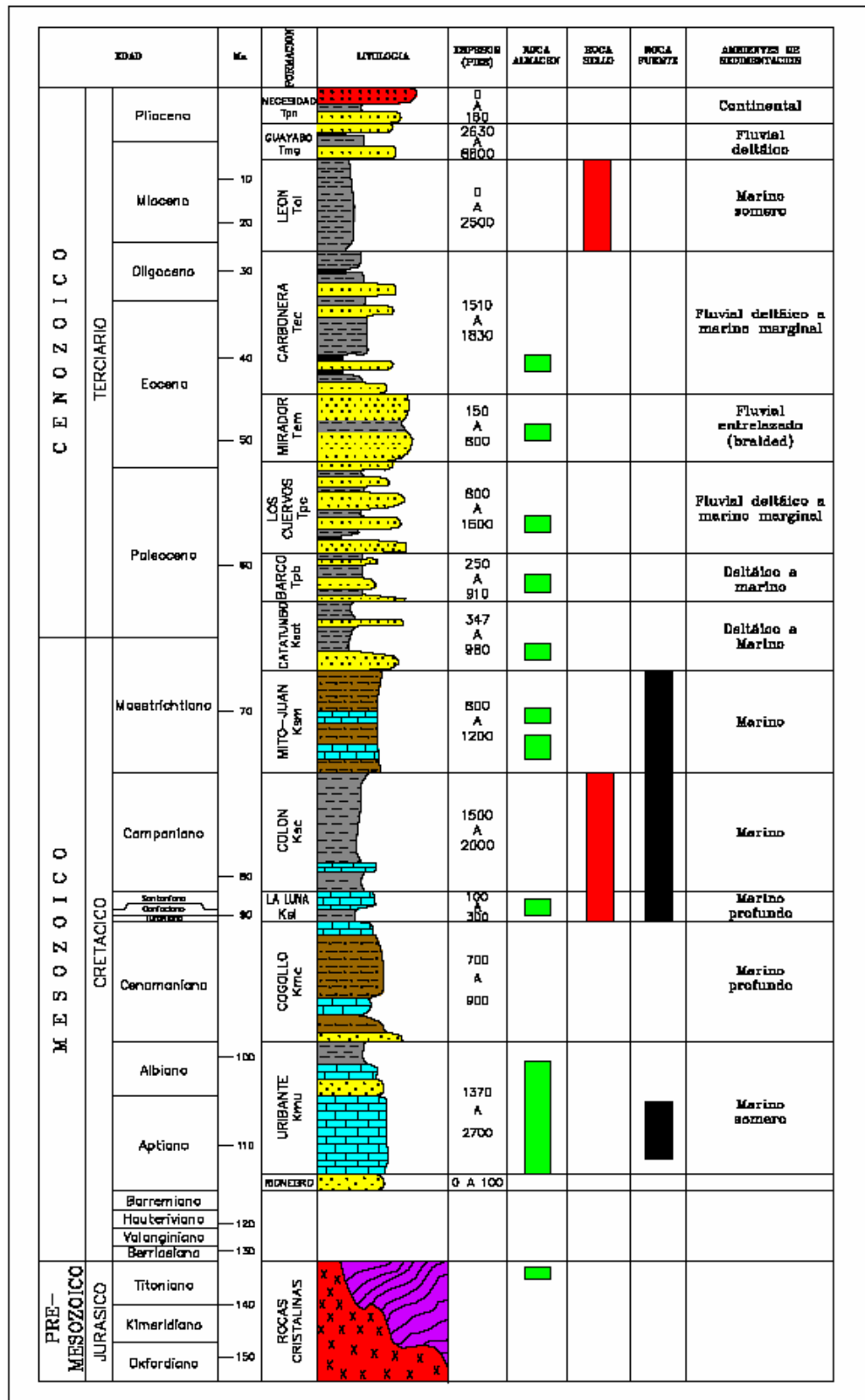


Figura 2.1. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Catatumbo. (Modificado de Exxon, 1994 en Arias y Cardona, 2001).

en esta unidad depende exclusivamente del fracturamiento e involucra a todas las formaciones que conforman el Grupo como se ha comprobado en los campos del área.

#### **2.1.2.1 Formación Tibú (Aptiano)**

La sección tipo de la Formación Tibú está localizada en Colombia en la cabecera del Río Tibú. Según Notestein *et al.* (1944), litológicamente está constituida por lodolitas de color gris oscuro, negro y marrón con laminación plano paralela, fisibles, con abundantes restos de conchas y de peces; intercalada con pequeños niveles de calizas lumaquéllicas en bancos de 30 cm. con estratificación ondulosa y cuarzoarenitas grises, calcáreas, con abundantes fósiles, bioturbadas en bancos gruesos macizos. El espesor medido por el ICP (1998) en La Don Juana fue de 83 m. (272 pies) y en Sardinata de 13 m. (42 pies). Descansa inconforme sobre el basamento y su contacto superior es concordante con la Formación Mercedes (Richards, 1968). El ambiente de sedimentación ha sido interpretado como de origen marino poco profundo (Ruge, 1979). En cuanto a producción, la Formación Tibú es productora en el Anticlinal Tibú (Getty, 1982)

#### **2.1.2.2 Formación Mercedes (Aptiano)**

La sección tipo de esta unidad se encuentra localizada en el Valle de Las Mercedes en la Concesión Barco. Según Notestein *et al.* (1944), litológicamente está constituida por 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 abundantes foraminíferos planctónicos (Exxon, 1994). El espesor varía entre 149 y 201 m. Su contacto inferior es concordante y neto con la Formación Tibú; el contacto superior es transicional con la Formación Aguardiente (Richards, 1968). El ambiente de sedimentación es marino (Julivert, 1968; Bernal *et al.* 1987). La formación Mercedes es productora en el Campo Tibú.

### **2.1.2.3 Formación Aguardiente (Aptiano-Albiano)**

El nombre proviene del filo del Aguardiente en la Concesión Barco. A escala regional según Notestein *et al.* (1944), 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). Su espesor varía entre 148 y 275 m con tendencia de engrosamiento hacia el sur. De acuerdo con Notestein *ibid.* la base de la Formación Aguardiente es transicional aunque Sutton (1946) indica que puede ser discordante; el contacto superior con la Formación Capacho es concordante y parcialmente gradacional (Julivert, 1968; Bouman y Gibson, 1964). El ambiente depositacional de esta unidad es marino (Bouman y Gibson, *op. cit.*). La Formación Aguardiente produce en el Campo Tibú principalmente por fracturamiento (Getty, 1982).

### **2.1.3 Formación Capacho (Albiano Sup.- Cenomaniano)**

La sección tipo está localizada en el Río Cogollo (Venezuela). Litológicamente está constituida por lodolitas grises oscuras a negras, con impresiones de bivalvos y restos de peces; intercaladas con lodolitas arenosas grises a marrones, calcáreas, bioturbadas, calizas lumaquéllicas (*wackestone* y *packstone* de bivalvos) grises, onduladas y calizas micríticas. El espesor de la formación es de 175 a 435 m. Sus contactos superior e inferior son concordantes. Según Getty (1982), y Richards (1968) la Formación Capacho infrayace en forma concordante a la Formación La Luna. No obstante, de acuerdo con los trabajos de la Robertson Research (1985) e ICP (1998), este contacto es discordante. El ambiente de depósito ha sido interpretado como marino somero (Julivert, *op. cit.*). La Formación Capacho es productora en el Campo Petrólea. Dicha producción es controlada por fracturas (Getty, 1982)

### **2.1.4 Formación La Luna (Turoniano-Coniaciano - Santoniano?)**

La sección tipo está localizada en la Quebrada La Luna (Venezuela). Consiste de calizas delgadas grises oscuras intercaladas con *shales*. Hacia la parte inferior presenta

*mudstone* gris oscuro que ocasionalmente se presenta como lentes o concreciones intercalado con lodolitas calcáreas grises oscuras, laminadas, en capas con estratificación plano paralela a ondulosa, ricas en materia orgánica (ICP, 1998). El espesor varía de 100 a 120 m (328' a 394'). Según Getty (1982), la Formación La Luna infrayace en forma concordante a la Formación Colón definido por una capa glauconítica. No obstante, el trabajo de Sorzano y Navarrete, en Exxon (1994), determina la presencia de un hiato estratigráfico entre las formaciones La Luna y Colón (ausencia del piso Campaniano), lo cual es sustentado por la existencia de una superficie de erosión cerca al límite estratigráfico entre estas dos formaciones. El ambiente de sedimentación es marino de agua profunda en condiciones euxínicas (Bouman y Gibson, 1964). La Formación La Luna es productora en el campo Petrólea (Getty, 1982).

#### **2.1.5 Formación Colón (Campaniano-Maastrichtiano)**

La localidad tipo es el Anticlinal de Colón en Venezuela. Está compuesta por lodolitas fisibles, grises a grises oscuras, ligeramente calcáreas (Kehrer, 1937). Hacia la base se presenta una arenisca glauconítica que contiene foraminíferos retrabajados y restos de peces (Miembro Tres Esquinas). El espesor de la Formación varía entre 215 y 460 m (705' a 1509'). Su contacto inferior es concordante y el superior se asume que es gradacional (Bouman y Gibson, 1964). El ambiente de depósito ha sido interpretado como marino somero-nerítico superior (Bioss, 1988) y por Bernal *et al.* (1987), como de pantanos cercanos a la línea de costa con salinidad alta o moderada. No se reporta producción para esta formación.

#### **2.1.6 Formación Mito Juan (Maastrichtiano)**

La localidad tipo está ubicada en la Quebrada Mito Juan en el Domo Norte de Petrólea. Según Notestein *et al.* (1944), La unidad consiste principalmente de lodolitas fisibles grises-verdosas, lodolitas limolíticas, limolitas y calizas que llegan a ser más frecuentes hacia la parte superior. El espesor de la Formación varía entre 275 y 420 m (902' a 1378'). El contacto inferior es gradacional y su contacto con la suprayacente Formación Catatumbo es gradacional aunque difícil de precisar debido a las similitudes en la

litología (Getty, 1982) Existe producción de la Formación Mito Juan, en el campo Río de Oro, a partir de horizontes calcáreos y limolíticos ubicados hacia la parte superior.

### **2.1.7 Formación Catatumbo (Maastrichtiano-Paleoceno?)**

La sección tipo se encuentra localizada en el Río Catatumbo y el pozo Río de Oro-3 (Notestein et al., 1944) 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 contacto inferior de la unidad con la Formación Mito Juan es gradacional y con la suprayacente Formación Barco es concordante y gradacional (Bouman y Gibson, 1964). Se ha reportado producción a partir de la Formación Catatumbo en los campos Río de Oro, Tibú-Socuavó y Sardinata. Adicionalmente, se han reportado producciones marginales en el Campo Yuca y en el monoclinal de Orú. El ambiente de depósito es de pantano costero a albufera (Bouman y Gibson, *op cit*, Castro, 1981)

### **2.1.8 Formación Barco (Maastrichtiano-Paleoceno?)**

La sección tipo está localizada en el flanco oriental del Anticlinal de Petrólea (Notestein *op. cit*). Consiste de areniscas de grano fino a medio intercaladas con arcillolitas. Estas areniscas presentan por lo general, un contenido de arcillas menor que las areniscas de la Formación Catatumbo. Algunos horizontes delgados de carbón se presentan principalmente hacia el tope. El contacto con la suprayacente Formación Los Cuervos es gradacional (Getty, 1982). El espesor varía entre 150 y 278 m (492' a 912'). Según De Porta (1974) sus contactos inferior y superior son concordantes. El ambiente de depósito es de tipo albufera y estuarino según Bouman y Gibson (*op. cit*); y de tipo fluvial de agua salobre según Ponce (1978). A excepción del campo Río Zulia, la Formación Barco es el almacenador dominante en los campos del Catatumbo. Específicamente, la Formación Barco es productora en el campo Río de Oro y Sardinata (Notestein *et al.* 1944) y en los campos de Petrólea y Tibú-Socuavó (Getty, 1982).

### **2.1.9 Formación Los Cuervos (Paleoceno Superior-Eoceno Inferior?)**

La sección tipo se encuentra localizada en la Quebrada Los Cuervos afluente del Río Catatumbo (Notestein, *op. cit.*). Consiste en general de *shales* con capas de areniscas delgadas, limolitas y mantos de carbón. Su espesor es variable entre 245 y 490 m (804' a 1607') con aumento hacia el norte. Su contacto inferior con la Formación Barco se considera conforme y transicional, por otra parte, según los estudios adelantados por (Getty, 1982 y Robertson Research, 1985), la Formación Los Cuervos infrayace en forma concordante a la Formación Mirador. El ICP (1998), define el contacto entre estas dos unidades como neto pero localmente discordante. El ambiente de depósito de la Formación Los Cuervos se ha interpretado como de albufera (Bouman y Gibson, 1964). En cuanto a producción, es roca almacenadora en el campo Río Zulia (Exxon, 1994) y en el campo Carbonera (Notestein, et al. 1944).

### **2.1.10 Formación Mirador (Eoceno Inferior?- Medio)**

El nombre proviene del Cerro Mirador, en la parte alta del Río Lora en Venezuela. Está constituida por 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. El espesor es variable entre 160 y 400 m (525' a 1312'). Su contacto inferior es nítido y localmente discordante y el contacto con la suprayacente Formación Carbonera es concordante (Robertson Research, 1985). La Formación Mirador es el segundo almacenador en importancia en la cuenca, produce en el campo Río Zulia y en los campos venezolanos Los Manueles y Las Cruces (Getty, 1982).

### **2.1.11 Formación Carbonera (Eoceno Sup.-Oligoceno Med.; Eoceno Med.-Oligoceno Inf.)**

El nombre de la Formación se debe a la quebrada del mismo nombre, afluente del Río

Zulia en el flanco este del Anticlinal de Petrólea. Según Notestein *et al.* (1944), Consiste de una secuencia gruesa de intercalaciones de arcillas, *shales* grises, limolitas, areniscas grano fino a grueso en delgadas capas intercaladas con areniscas y mantos 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 1.300 y los 1.900 pies en el área de Catatumbo. Los contactos con las Formaciones Mirador y León son concordantes; sin embargo Galvis (1989) propone contacto discordante entre la Formación Carbonera y la Formación León. El ambiente de depósito es de pantano costero a albúfera con inversión marina local (Notestein *et al.*, 1944; Bouman y Gibson, 1964). La Formación Carbonera reporta un intervalo productor en el campo Tibú. De igual forma, es productor en los campos venezolanos de Los Manueles y Las Cruces.

#### **2.1.12 Formación León (Oligoceno Sup.?- Mioceno; Oligoceno Medio A Superior).**

La sección tipo proviene de la Quebrada León, afluente del Río Zulia en el flanco este del Anticlinal de Petrólea. Constituida por *shales* grises con delgadas capas de limolitas y localmente lentes de arenisca según Notestein *et al.* (1944). El espesor en la cuenca varía entre 1.200 hacia el occidente a 1.400 pies hacia el oriente. Los contactos inferior y superior de la formación son concordantes, Getty (1982). En cuanto a la producción, no hay producción asociada a este intervalo. Por sus características litológicas la Formación León es considerado como un sello regional en la cuenca.

#### **2.1.13 Grupo Guayabo (Mioceno; Oligoceno Superior- Mioceno).**

El Grupo fue descubierto por Geólogos de la Caribbean Petroleum Company. En Colombia la sección de referencia está localizada en la Quebrada León (Van der Hammen, 1958). Notestein (*op. cit*) emplearon el nombre de Grupo Guayabo sin especificar su subdivisión en formaciones. El Grupo Guayabo consiste de *shales* arenosos grises, limolitas, los cuales representan la depositación de sedimentos asociados a un plano aluvial y un complejo deltaico de baja energía (Van Houten y

James, 1984 en Exxon, 1994). El espesor de la unidad se incrementa rápidamente de norte a sur y también de oeste a este. Se han reportado 1.500 pies en el sector de los pozos Veta-La Raya, 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 inferior de la Formación Guayabo es concordante con la Formación León, y se evidencia discordancia angular con la Formación Necesidad. No hay producción asociada al Grupo Guayabo.

#### **2.1.14 Formación Necesidad (Plioceno?- Pleistoceno).**

El nombre se deriva de la playa Necesidad del Río de Oro, afluente del Río Catatumbo. Según Notestein *et al.* (1944), Está constituida por arenas, gravas y arcillas que representan depósitos fluviales y de abanicos aluviales. El espesor observable en la playa Necesidad es 50 m (164'). Los contactos superior e inferior de la formación son discordantes y su ambiente de sedimentación es de tipo continental.

## **2.2 MARCO TECTÓNICO**

Tectónicamente la cuenca de Catatumbo se localiza en el centro del denominado “Bloque Tectónico de Maracaibo” (Lugo and Mann, 1995), una cuña tectónica que está “*escapando*” activamente hacia el norte por la acción conjugada entre los sistemas de fallas de desplazamiento lateral y de escala regional, que incluye el sistema sinetral de Santa Marta-Bucaramanga, al oeste y el sistema dextral de Boconó, al sur y este (Figura 2.2). Se estimó un desplazamiento sinetral de 110 km (Campbell, 1965) en Mondragón *et al.* (2002) sobre el sistema de fallas de Bucaramanga–Santa Marta y de 150 km en la falla Boconó de desplazamiento dextral en los Andes de Mérida.

La Cuenca del Catatumbo posee una columna estratigráfica 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 (**Tabla 2.1**): 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 en Arias y Cardona , 2001).

**Tabla 2.1 Síntesis del Modelo Tectonoestratigráfico de la Cuenca del Catatumbo.** Modificado de Alfonso y Mondragón (2001).

<b>EVENTO TECTÓNICO</b>	<b>TIEMPO</b>	<b>REGISTRO SEDIMENTARIO ASOCIADO</b>
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 y 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 Rio Negro
ESTADIO DE TECTÓNICA EXTENSIONAL RIFT	Cretáceo Temprano (?) Jurásico Triásico -	Representada en zonas aledañas a la cuenca del Catatumbo por las formaciones Girón, La Quinta y equivalentes.

A continuación se describen brevemente estas fases principales de evolución con particular énfasis en la Cuenca del Catatumbo sobre la compilación de datos geológicos de estudios previos y de diferentes fuentes.

### **2.2.1 Estadio Extensional.**

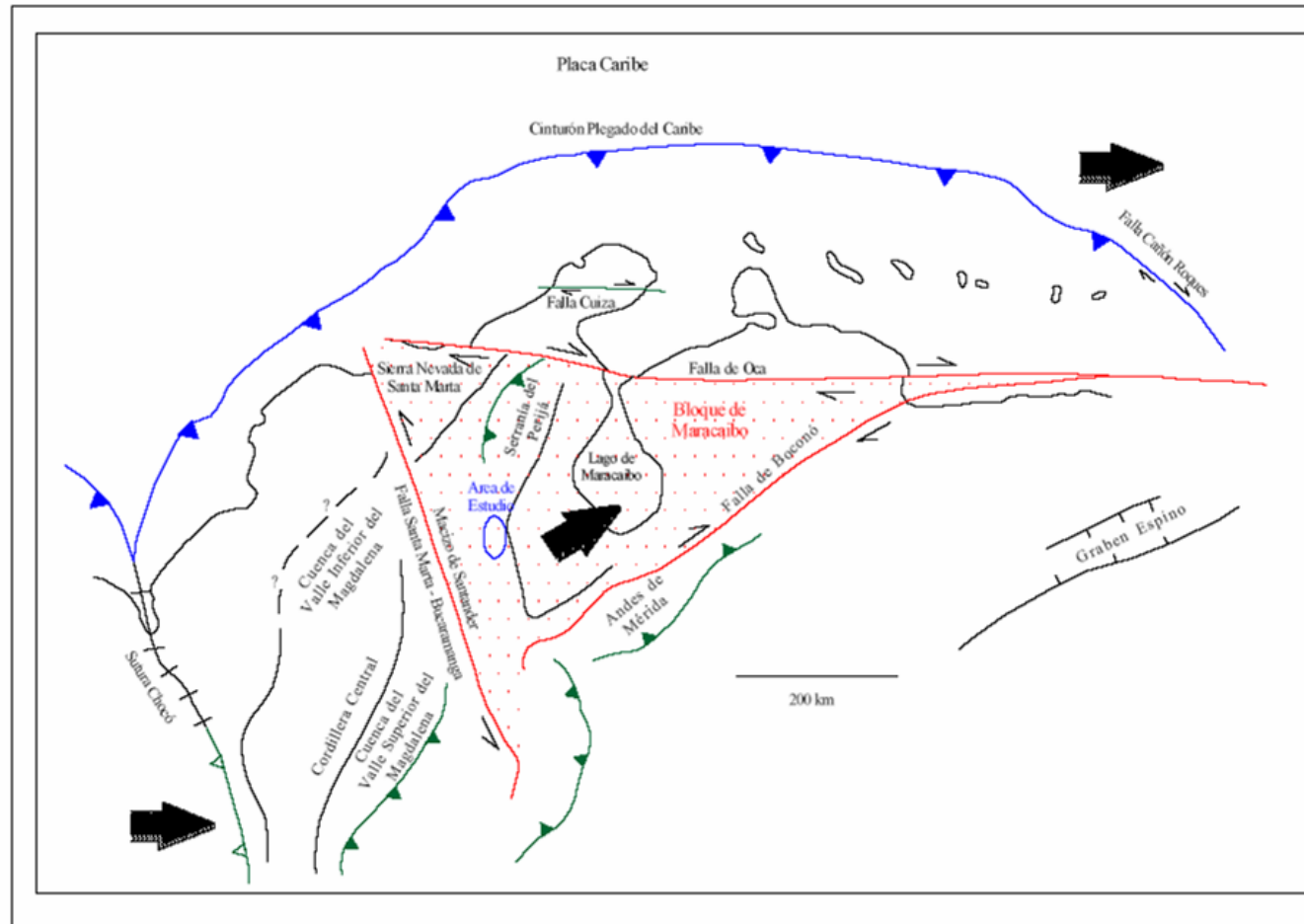
Durante el Triásico - Jurásico ocurrió una fuerte expansión (rifting) derivada de la

separación de Norte y Suramérica y la apertura del Proto - Caribe. 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 Cretácico Temprano de sedimentos sintectónicos principalmente arenas 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, 1994; Pindell et al., 1998; Villamil y 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 y 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 un margen pasivo; 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



**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).

transgresión marina en la amplia plataforma que se extendía desde el oriente de Venezuela hasta Perú. (Exxon, 1994; Pindell et al., 1998).

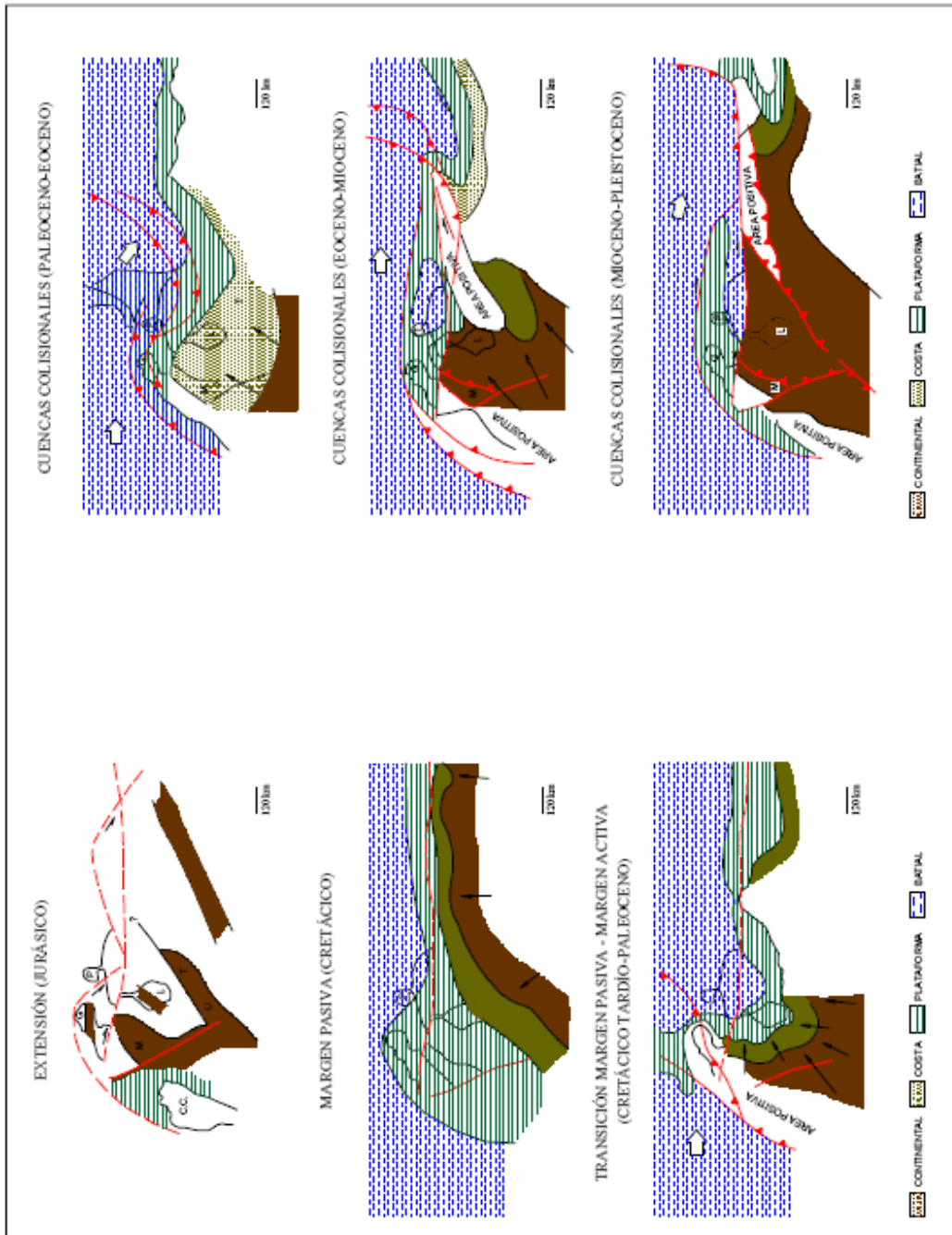
### **2.2.3 Estadio Transicional Margen Pasivo-Activo**

Una nueva fase de evolución tectónica es marcada por la colisión de la placa pacífica y la margen occidental de la placa de Suramérica durante finales del Cretáceo. Este evento, transformó la antigua margen pasiva en un activo cordón orogénico, generando un sistema *foreland* con su asociado *foredeep*, al oeste del área de Perijá y su correspondiente alto periférico (*peripheral forebulge*) en el área de Barinas (Parnaud et al.1995; Pindell et al., 1998). El cierre del margen pasivo durante finales del Cretáceo y comienzos del Paleoceno, fue progresivo de oeste a este, lo cual permitió la existencia del margen pasivo en el noreste, hasta el emplazamiento de las Napas de Lara en el norte de Maracaibo a finales del Paleoceno.

### **2.2.4 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 la margen pasiva persistió hasta el emplazamiento de las Napas de Lara en Venezuela al final del Paleoceno (**Figura 2.3**) (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. El Paleogeno-Neogeno 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, 1994; 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, 1994).



**Figura 2.3. 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. (Modificado de Parnaud et al. 1995 en Arias y Cardona, 2001)

## 2.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

Los estudios adelantados por Talukdar y Marcano (1994) y Amoco (1998) postulan la presencia de más de un sistema petrolífero en el área de la Cuenca del Catatumbo.

En el estudio más reciente realizado por Alfonso y Mondragón (2001), proponen la existencia de dos Sistemas Petrolíferos en el área de la cuenca del Catatumbo.

El primer sistema es denominado La Luna-Capacho/Terciario (!); en el cual el intervalo generador estaría representado por las formaciones La Luna/Capacho, y los reservorios estarían representados por las Formaciones terciarias de Barco-Mirador principalmente.

El segundo sistema es denominado Grupo Orocué (.), adicionalmente y de acuerdo a las evidencias geoquímicas debe considerarse la existencia de un sistema petrolífero hipotético en el Terciario. Este sistema petrolífero estaría restringido hacia el sector sur de la cuenca del Catatumbo y podría extenderse hacia el oriente, en Venezuela. Allí el intervalo generador estaría restringido a los *shales* orgánicos y horizontes carbonosos de las formaciones Paleocenas (Catatumbo, Barco y Los Cuervos). El reservorio estaría representado por los intervalos arenosos de estas mismas formaciones. Adicionalmente el reservorio podría incluir intervalos más recientes como la Formación Mirador, tal y como lo sugieren los estudios de aceites realizados por Exxon (1994) y CoreLab (1998).

### 2.3.1 Roca Generadora

Durante mucho tiempo se han considerado como rocas generadoras a las calizas y shales Cretácicos (Notestein et al, 1944; Bouman & Gibson, 1964, entre otros). Las razones que han llevado a está conclusión son las siguientes:

- Las rocas Cretácicas son de origen marino y aparentemente ricas en materia orgánica a juzgar por su color oscuro.
- La similitud litológica entre el Cretáceo de la región del Catatumbo y de la cuenca de Maracaibo, donde se ha determinado que las unidades Cretácicas son

generadoras de hidrocarburos especialmente la Formación La Luna. Adicionalmente, otros autores le dan especial importancia por su carácter altamente bituminoso y olor fuerte a petróleo.

- La baja porosidad y permeabilidad primarias determinadas en núcleos de rocas Cretácicas en aquellos intervalos estratigráficos productores han llevado a la conclusión que estas rocas han sido generadoras pues es improbable la migración de hidrocarburos sobre grandes distancias. Las acumulaciones de hidrocarburos posiblemente se formaron posteriormente al desarrollo de la porosidad secundaria por fracturamiento (Notestein, *op. cit.*; Bouman y Gibson, *op.cit.*).

### 2.3.2 Roca Reservorio

Con excepción de las formaciones Colón, León Shale, Necesidad y Grupo Guayabo, se han encontrado acumulaciones comerciales de hidrocarburos en toda la secuencia estratigráfica incluyendo el basamento Precretácico. Los reservorios Cretácicos predominantemente presentan porosidad y permeabilidad secundaria por fracturas y valores bajos de porosidad y permeabilidad primarias. En contraste, los reservorios terciarios, están caracterizados por presentar porosidad y permeabilidad primaria (Notestein *et al.*, 1944; Bouman & Gibson, 1964).

Mondragón et al. (2002) destacan que desde el punto de vista de yacimientos las rocas almacenadoras en la cuenca del Catatumbo se pueden clasificar en dos clases:

- 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)

- 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)

### **2.3.3 Roca Sello**

Los shales intraformacionales del Grupo Uribante parecen mostrar suficiente espesor para ser rocas sello de las Formaciones Tibú y Mercedes; los shales de la formación Cogollo (Formación Capacho) pueden ser la roca sello de la formación Aguardiente. La roca reservorio de la formación La Luna esta sellada por las formaciones Colón y Mito Juan.

Todos los reservorios Terciarios (Formaciones Catatumbo?, Barco, Los Cuervos, Mirador y Carbonera) presentan intercalaciones de shale intraformacional que les sirve de roca sello. El sello mas importante para las rocas del Terciario es la formación León Shale. La Formación Mirador es el reservorio que probablemente no tiene una suficiente cobertura de roca sello (shale), ya que en algunos lugares, la arena basal de la Formación Carbonera descansa en contacto neto con la formación Mirador (Hanifan y Hare, 1982).

### **2.3.4 Trampas**

La cuenca de Catatumbo, en general presenta asociada a yacimientos de hidrocarburos, estructuras anticlinales asimétricas con uno de sus flancos fallados; este tipo de trampas se podrían clasificar como de tipo estructural principalmente (anticlinal asociado a fallamiento) o de tipo combinado (estructural y estratigráfico). Las trampas de tipo estratigráfico han sido identificadas en los campos Orú y la Yuca, principalmente en las formaciones Barco y Catatumbo.

En cuanto al tiempo de acumulación se produjo después del periodo de plegamiento y fallamiento ocurrido a finales del Terciario.

Yurewicz et al. (1998) sugieren que las trampas de hidrocarburos ocurren en una serie de fallas de propagación *en echelon* y pliegues por propagación de falla los cuales se formaron en el Neogeno, asociados a fallamientos de rumbo.

### 2.3.5 Geoquímica

De varias unidades estratigráficas con potencial de generación, solo las Formaciones La Luna y Capacho pueden ser consideradas como rocas madre a escala regional (ICP-GOX., 2001). Además, las rocas Cretácicas (ej. intervalo Turoniano-Campaniano) alcanzaron al menos el final de la ventana de generación de aceite. Por lo tanto se asume que las Formaciones Capacho y La Luna expulsaron importantes volúmenes de hidrocarburos a lo largo de su historia geológica, parte de los cuales pueden estar representados por los crudos producidos en los intervalos productores Cretácicos y Terciarios.

La Formación La Luna es considerada como la principal roca fuente de hidrocarburos en el área con un porcentaje de COT que varía entre 3% y 9%; y un kerógeno predominante tipo II (Exxon, 1994); de acuerdo con estas propiedades cinéticas y con el tipo de kerógeno observado en la Formación La Luna se cree que los índices de hidrogeno originales pudieron variar entre 400 y 500 mgHC/gCOT.

La **Tabla 2.2** ilustra los valores promedio de reflectancia de la vitrinita ( $%R_o$ ) obtenidos en la campaña geoquímica adelantada por Exxon (1994).

A pesar de los altos grados de madurez termal que afectan la Formación Cogollo, la Formación presenta contenidos de COT mayores a 1% con una predominancia de kerógeno tipo II y III lo que concuerda con el carácter transgresivo de sus facies, de acuerdo a esto Llerena & Marcano (1997) proponen valores de índice de hidrogeno

menores de 200 (mgHc/gCOT).

**Tabla 2.2. Valores promedio de Reflectancia de Vitrinita.** Tomado de Exxon (1994).

FORMACIÓN	TIBÚ 91K	CARBONERA 5K	CERRO GORDO 3K	TIBÚ 178K	SOCUAVÓ 1	TIBÚ 408K	RIO DE ORO 14	SARDINATA NORTE 2
León	-	-	-	-	-	-	-	-
Carbonera	-	-	-	-	-	-	-	-
Mirador	-	-	-	-	-	-	-	-
Los Cuervos	-	-	0,52	-	-	-	-	-
Barco	-	-	0,55	-	-	0,51	0,5	0,52
Mito Juan	-	0,56	0,55	-	-	-	0,63	-
Colón	0,68	0,60	0,64	-	-	-	0,72	-
La Luna	-	-	0,85	1,01	1,21	-	1,05	1,15
Capacho	0,94	1,24	1,22	-	1,14	-	0,96	-
Aguardiente	1,14	1,59	1,42	-	-	-	1,04	1,37
Mercedes	-	1,58	1,48	-	-	-	1,13	1,78
Tibú	-	-	1,56	1,46	-	-	1,12	1,99

En estudios desarrollados para las Formaciones Tibú y Mercedes en los pozos Carbonera La Silla-4K, Petrolea-108 y Cerro Gordo-3 (CoreLab, 1998), indican que estas unidades tienen muy bajo contenido de materia orgánica (%COT<2%), ella está constituida en su mayoría por vitrinita e inertinita altamente oxidadas y además está sobremadura termalmente, descartando así la posibilidad de generar importantes volúmenes de petróleo a partir de estas facies.

Dentro de la secuencia Terciaria se han propuesto posibles rocas fuente de hidrocarburos relacionadas con los niveles de *shales* carbonosos y carbones de origen deltaico que hacen parte de las Formaciones Catatumbo, Barco, Los Cuervos y Carbonera (Tocco et al., 1997; Blaser y White, 1984; Talukdar et al., 1986; ICP, 1991 en Mondragón et al., 2002). En general las rocas Terciarias muestran bajos grados de madurez termal ubicándolas en su mayoría al comienzo de la ventana de generación de aceite.

### 3. MODELO ESTRATIGRÁFICO

La geometría del reservorio, la compartimentalización y los valores de porosidad y permeabilidad y sus distribuciones influyen en las eficiencias del flujo de fluido, barrido y recobro. Un entendimiento de los controles geológicos en estos atributos es benéfico para la caracterización de yacimiento, simulación de flujo de fluido, óptimo desarrollo del campo y recobro mejorado.

La geometría, continuidad, heterogeneidad y propiedades petrofísicas de un reservorio dependen de una variedad de fenómenos que incluyen el ambiente depositacional, las condiciones de acomodación durante el tiempo de acumulación del sedimento, historia tectónica, proveniencia y diagénesis. Los atributos más básicos (litológicos, petrofísicos, geométricos y continuidad del reservorio) de los estratos se originan durante la acumulación del sedimento. Los estudios sedimentológicos y estratigráficos intentan representar y predecir estas propiedades de la roca en un contexto de cuatro dimensiones (tiempo-espacio). Las excepciones a esto son las rocas que han sido extensivamente alteradas por diagénesis o fracturamiento (Ramón y Cross, 1997).

A excepción del trabajo de Reyes (1990) y el de Vargas y Durán (2002), no se encuentran estudios geológicos relacionados con la geometría del yacimiento, distribución de cuerpos arenosos ni subdivisión de la Formación Barco del Campo Tibú en unidades jerárquicamente menores.

No hay estudios para la Formación Barco del Campo Tibú que demuestren que las características físicas de las facies, ensamblaje de facies y sucesiones, varían con la posición estratigráfica. Hay relaciones directas entre cambios dinámicos en la relación A/S (acomodación/suministro de sedimento), el número y proporciones de elementos geomorfológicos preservados en los estratos, y el carácter y ensamblaje de facies preservadas. El registro estratigráfico producido de ambientes idénticos varía conforme

las condiciones A/S cambian y es un concepto que debe ser tenido en cuenta.

El modelo estratigráfico realizado se basa en la descripción y caracterización de facies de los pozos corazonados Tibú 408-K (Área A) y Tibú-500 (Área D) así como en el análisis de los registros de pozo para los pozos perforados en la Formación Barco de las áreas A, B y D del Campo Tibú dentro de un marco de Estratigrafía de Secuencias según Cross et al. (1993). Este modelo estratigráfico intenta contribuir a la geometría del yacimiento, diversidad de facies y propiedades petrofísicas por lo menos tanto como lo hacen los procesos geomorfológicos del ambiente en el cual los sedimentos se acumularon.

### 3.1 METODOLOGÍA

La metodología se inició recopilando la información relacionada a los pozos Tibú 408-K y Tibú-500 en el Centro de Información Técnica (C.I.T.) del I.C.P.

A continuación se procedió con la descripción sedimentológica y análisis facial en formatos borrador a escala 1:10 y posterior digitalización a escala 1:100, utilizando el *software Corel Draw*. Finalmente se realizó la asociación de facies, caracterización de ambientes y subambientes de depósito soportada con la información de registros de pozo litológicos y resistivos principalmente.

La clasificación de rocas terrígenas siguió los criterios de Folk (1974). La estratigrafía de secuencias se basó en la metodología del *Genetic Stratigraphy Research Group* (GSRG) de *Colorado School of Mines* en Cross et al. (1993).

Los corazones descritos se encuentran almacenados en la Litoteca Nacional “Bernardo Taborda Arango” del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), con un estado de preservación óptimo.

La **Figura 3.1** resume la metodología utilizada para la descripción de núcleos de roca realizada en los pozos Tibú 408-K y Tibú-500.

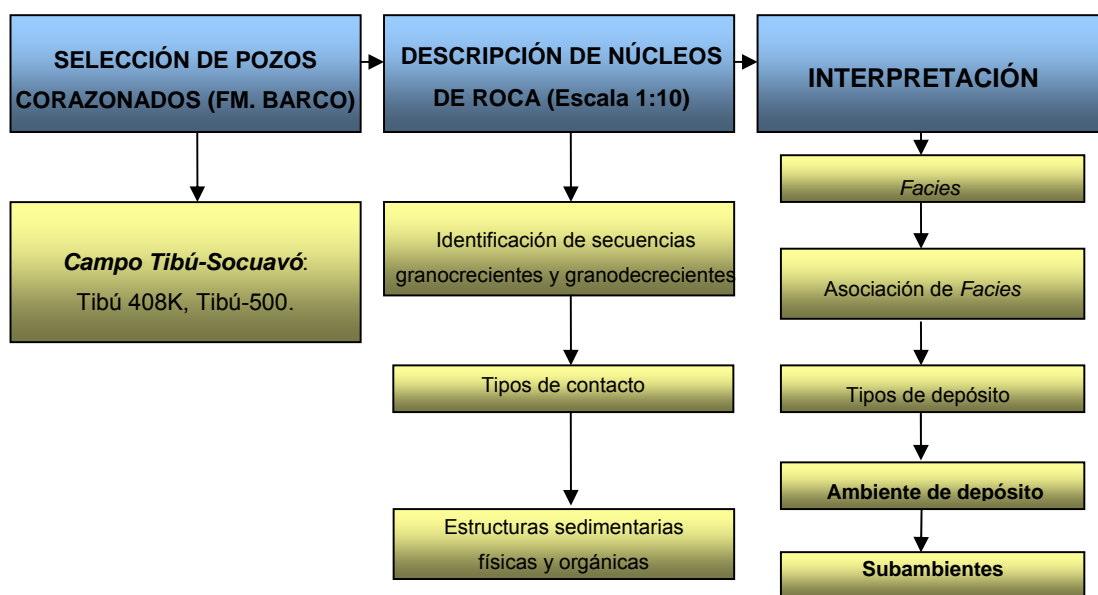


Figura 3.1. Metodología empleada para la descripción de núcleos de roca.

### 3.1.1 Localización y distribución de los pozos corazonados analizados

Los pozos Tibú-408K y Tibú-500 se encuentran localizados hacia el norte del municipio de Tibú en el Anticlinal de Socuavó, en las Coordenadas Gauss origen Bogotá N 1'454.025,00 E 1'147.300,00 y N 1'461.080,00, E 1'144.010,00 respectivamente. (Figura 3.2). Por otra parte, estos pozos se encuentran localizados en el área A y D respectivamente del Anticlinal de Socuavó que es la estructura conformada por las áreas A, B y D del campo Tibú. Estas áreas son clasificadas de acuerdo al comportamiento de producción y reservas, siendo el área A la que presenta el mejor comportamiento.

El intervalo corazonado de la Formación Barco en el pozo Tibú-408k corresponde a 427,67 pies distribuidos como lo muestra la **Tabla 3.1**. De la misma manera, el intervalo corazonado del pozo Tibu-500 corresponde a 147,50 pies distribuidos como se observa en la **Tabla 3.2**.

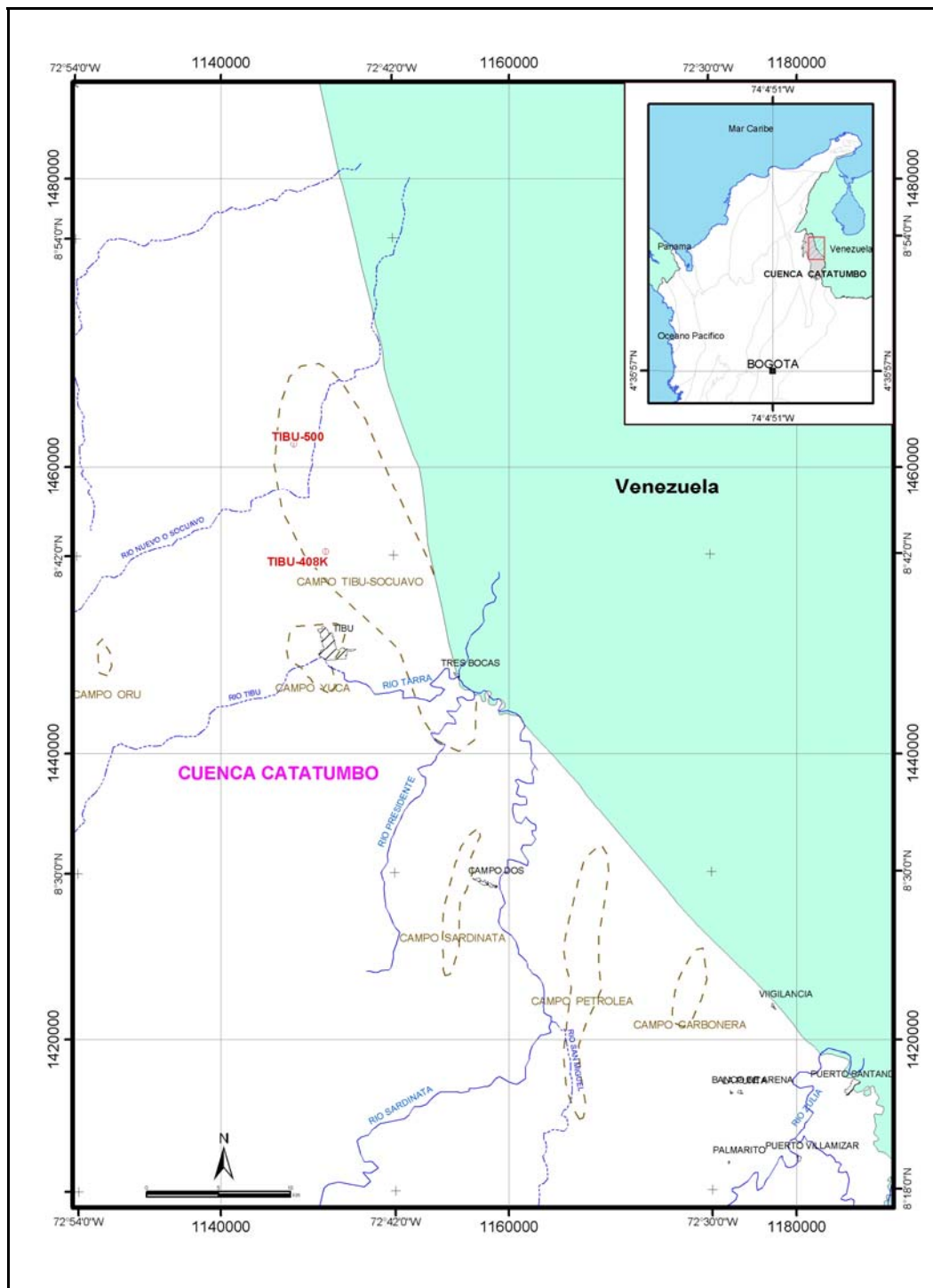


Figura 3.2. Mapa de localización de los pozos corazonados Tibú 408-K y Tibú-500.

**Tabla 3.1. Espesor de intervalos corazonados analizados en pies para el pozo Tibú 408-K, Formación Barco.**

Nº DE CORAZÓN (CORE)	ESPESOR TOTAL ANALIZADO (Pies)	TOPE(Pies)	BASE(Pies)
3	24	4174	4198
4	9,92	4206,17	4218
5	40,33	4218	4272,83
6	41,33	4279,58	4331,58
7	54	4328	4385,08
8	53,58	4385,08	4438,67
9	41,92	4439	4490,92
10	58,17	4490,92	4550,33
11	47,72	4550,5	4600,58
12	45,42	4600,58	4646
<b>Total en pies</b>	<b>427,67</b>		

**Tabla 3.2. Espesor de intervalos corazonados analizados en pies para el pozo Tibú-500**

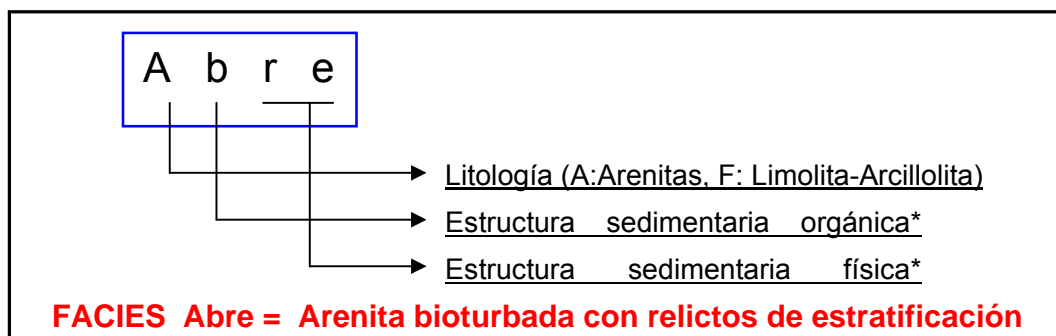
Nº DE CORAZÓN (Core)	ESPESOR TOTAL ANALIZADO (Pies)	TOPE	BASE
1	29,9	4520	4549,9
2	26,6	4555	4581,6
3	29	4585	4614
4	14	4615	4629
5	20	4676	4696
6	28	4820	4848
<b>Total en pies</b>	<b>147,50</b>		

En el **Anexo 1** y en el **Anexo 2** se encuentra el registro de descripción sedimentológica y estratigráfica de los núcleos de perforación de la Formación Barco a escala 1:100 para los pozos Tibú 408-K y Tibú-500 respectivamente.

### 3.2 DESCRIPCIÓN DE FACIES

Con base en la descripción de núcleos de roca realizada para los pozos Tibú 408-K y Tibú-500 en el intervalo corazonado de la Formación Barco, se describen 11 Facies sedimentarias las cuales fueron escogidas y nombradas de acuerdo a su régimen hidrodinámico y al tipo de procesos físicos / orgánicos evidenciados en la roca con el fin de dar una primera visión de las características del medio de depósito.

La nomenclatura utilizada para categorizar las facies presentes en la descripción sedimentológica y estratigráfica realizada en el presente trabajo se esquematiza por medio del ejemplo mostrado en la **Figura 3.3**:



**Figura 3.3 Nomenclatura de Facies en el presente estudio – Ejemplo.** (\*) El orden en la nomenclatura de las facies indica cual es el tipo de estructura que predomina en esta.

La primera letra corresponde al tipo de litología dominante en la roca, se utiliza la letra “A” para arenitas y la letra “F” que significa “Finos” que puede corresponder a una litología de Limolita - Arcillolita.

La letra “b” corresponde a la presencia de estructuras sedimentarias biogénicas presentes en la roca, que representan la actividad de vida de organismos que generalmente no son preservados. Tales organismos comúnmente son el componente dominante de la biomasa de muchos ambientes. La interacción de estos organismos con el sedimento se manifiesta en *fósiles traza* o *Ichnofósiles* y son una manifestación del comportamiento el cual puede ser modificado por el ambiente (Pemberton, 1992) (**Figura 3.4**).

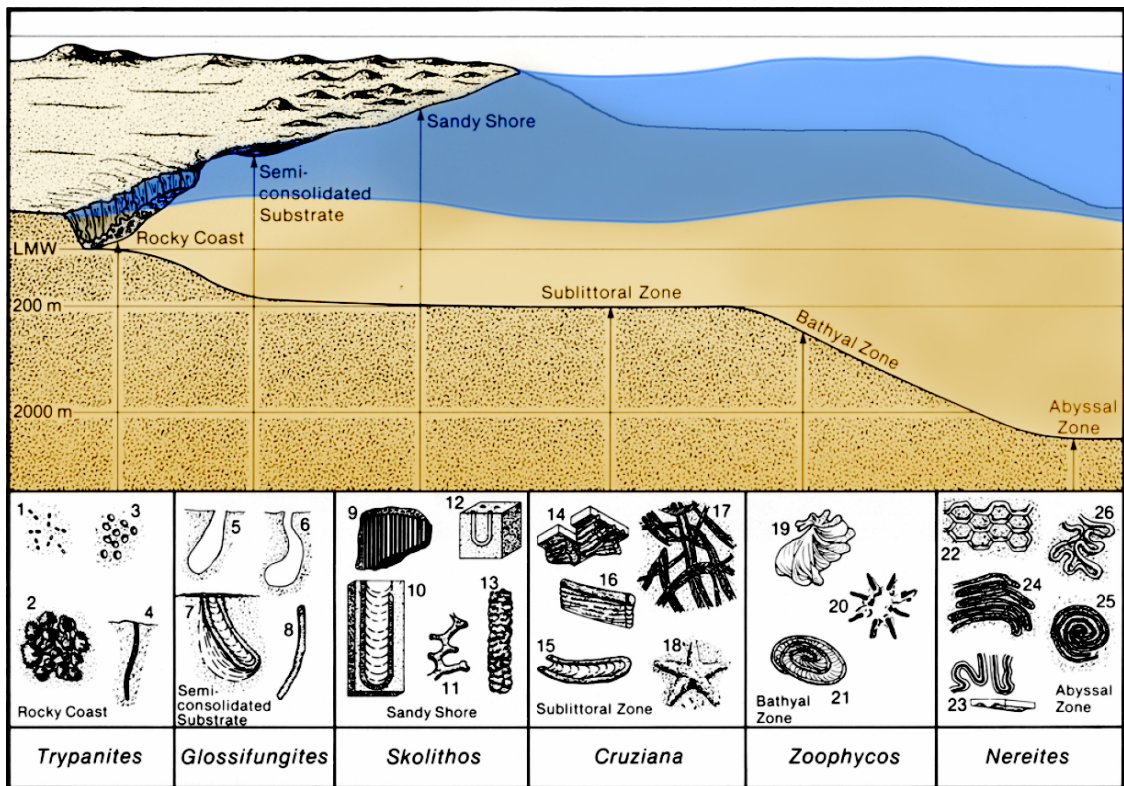


Figura 3.4. Distribución de Ichnofacies marinas comunes. Modificado de Pemberton (1992)

La tercera y cuarta letra hacen relación al grado de preservación de las estructuras sedimentarias físicas, relacionadas con la velocidad de la corriente y la sedimentación principalmente. Se utiliza la letra “r” para “relictos” y la letra que la acompaña es “e” si es estratificada o “l” si es laminada.

Las facies definidas en este trabajo a partir de la descripción de núcleos son las siguientes:

**Ab:** Arenita bioturbada

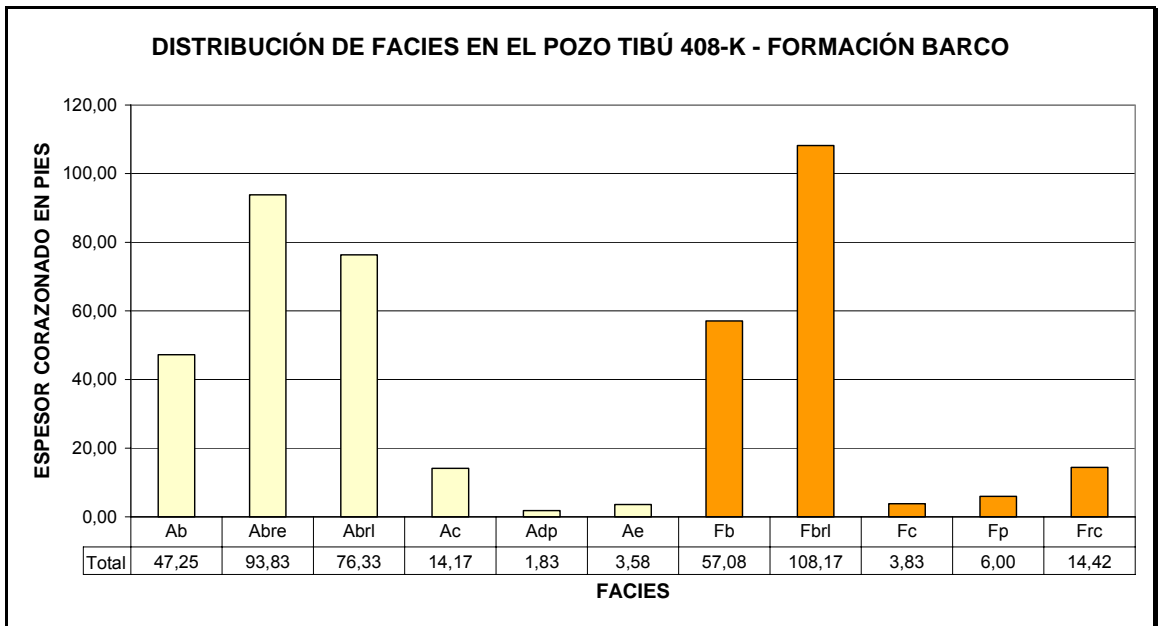
**Abre:** Arenita bioturbada con relictos de estratificación

**Abri:** Arenita bioturbada con relictos de laminación

- Ac:** Arenita con clastos
- Adp:** Arenita con deformación contemporánea
- Ae:** Arenita estratificada
- Fb:** Limolita-Arcillolita bioturbada
- Fbrl:** Limolita-Arcillolita bioturbada con relictos de laminación
- Fc:** Limolita-Arcillolita carbonosa
- Fp:** Limolita-Arcillolita de paleosuelos
- Frc:** Limolita-Arcillolita con restos carbonosos

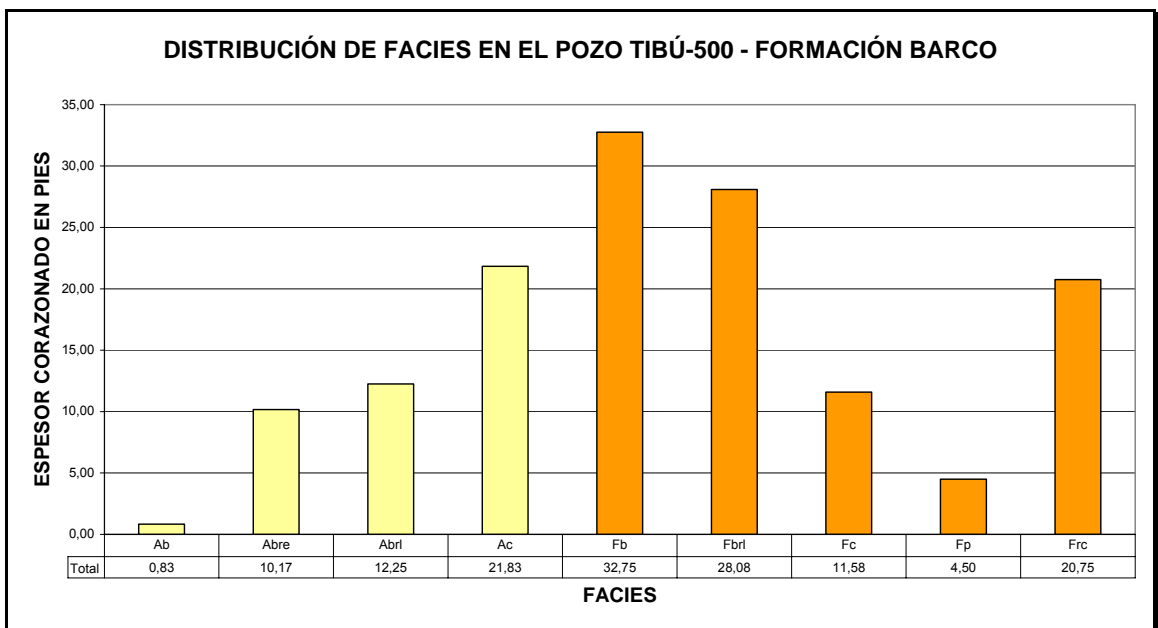
Las **Figuras 3.5** y **3.6** muestran la relación en pies corazonados por cada facies para los pozos Tibú-408K y Tibú-500 respectivamente. Las columnas estratigráficas a escala 1:100 de estos pozos se encuentran en los **Anexos 1** y **2** y revelan la relación estratigráfica de las facies presentes.

A continuación se presenta la descripción de cada facies existente la cual abarca: descripción de composición y textura de la roca, descripción de las estructuras sedimentarias existentes, intervalo neto en profundidad de la facies respecto a todo el intervalo corazonado; relación estratigráfica de la facies con las demás existentes y correlación de la facies con el tipo de depósito interpretado (**Sección 3.4** y **3.5**).



Posibles Facies reservorio
  Posibles Facies sello

**Figura 3.5. Distribución de facies corazonadas en el Pozo Tibú 408-K Formación Barco**



Posibles Facies reservorio
  Posibles Facies sello

**Figura 3.6. Distribución de Facies corazonadas en el Pozo Tibú-500 Formación Barco.**

### 3.2.1 Facies Arenita bioturbada (Ab)

Sublitoarenita (Folk, 1974) amarillenta a grisácea, de grano fino a medio, granos subredondeados a redondeados con buena selección. El cemento es principalmente silíceo aunque hay presencia de cemento siderítico en menor proporción. Por otra parte hay presencia esporádica de micas

En esta facies hay claras evidencias de bioturbación no diferenciada y de madrigueras de *Planolites* pertenecientes a la Ichnofacies *Cruziana*. La bioturbación no diferenciada se presenta en los grados 5-6 (Altamente bioturbado a Intensamente bioturbado) de acuerdo a Pemberton (1992), representando que la bioturbación ha dejado muy poco registro de estratificación o laminación.

Adicionalmente se observa la presencia de intraclastos limoarcillosos y siderita a manera de intraclastos alterados por procesos diagenéticos (**Figura 3.7**) que actúan inhibiendo la impregnación de hidrocarburo. También hay que resaltar la presencia de materia orgánica diseminada en la matriz a manera de *Preestilolitos* y *Estilolitos*.

Las **Figuras 3.7 a 3.10** presentan las principales características reconocibles en los núcleos de roca para esta facies.

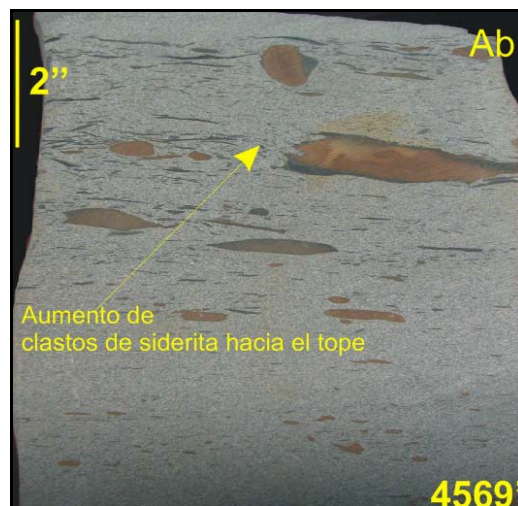


**Figura 3.7. Facies Arenita bioturbada (Ab), Profundidad 4522'4"-4522'0", Pozo Tibú 408-K.**  
Corresponde a una sublitoarenita amarillenta a grisácea.

En estas facies no se observan estructuras sedimentarias físicas, se presentan clastos de siderita alterados por procesos diagenéticos. El origen de estos clastos se explicará posteriormente en el apartado de la facies Arenita con clastos (Ac).



**Figura 3.8. Facies Arenita bioturbada (Ab), Profundidad 4511'6"-4511'1", Pozo Tibú 408-K.**  
Corresponde a una sublitoarenita amarillenta a grisácea. Presencia de siderita como clastos.



**Figura 3.9. Facies Arenita bioturbada (Ab), Profundidad 4569'0"-4568'5", Pozo Tibú 408-K.**  
Corresponde a una sublitoarenita gris medio. Se aprecia el aumento de clastos de siderita hacia el tope, algunos alterados levemente. Secuencia granocreciente.

La facies **Ab** representa el 11,07% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 408-K equivalente a 47,25 pies. Para el pozo Tibú-500, representa el 0,58% de los intervalos corazonados equivalente a 0,83 pies



**Figura 3.10. Facies Arenita bioturbada (Ab), Profundidad 4645'0"-4644'7", Pozo Tibú 408-K.** Corresponde a una sublitoarenita de grano fino amarillo pálido-gris claro. Se aprecian clastos de siderita alterados levemente. Secuencia granocreciente.

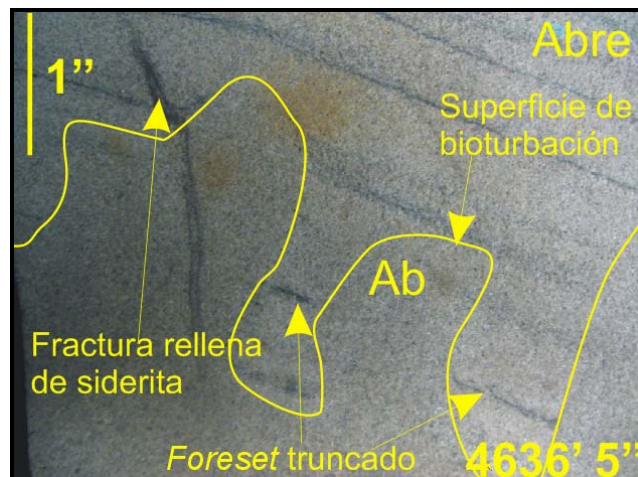
### 3.2.2 Facies Arenita bioturbada con relictos de estratificación (Abre)

Corresponde a una sublitoarenita a litoarenita feldespática (Folk, 1974) ocre pálido a grisácea, de grano medio a medio-fino, generalmente de granos subredondeados a veces subangulares, con buena-moderada selección. El cemento es silíceo y siderítico, en proporciones similares.

Esta facies presenta como estructuras sedimentarias físicas principalmente relictos de estratificación cruzada en artesa a pequeña y gran escala. En menor proporción se presenta estratificación planar, abundante laminación de materia orgánica en *Estilolitos* y *Pre-estilolitos*.

En esta facies hay evidencias de bioturbación no diferenciada y la presencia de Ichnofósiles *Paleophycus*, *Teichichnus* y *Planolites* de la Ichnofacies *Cruziana* y *Skolithos*

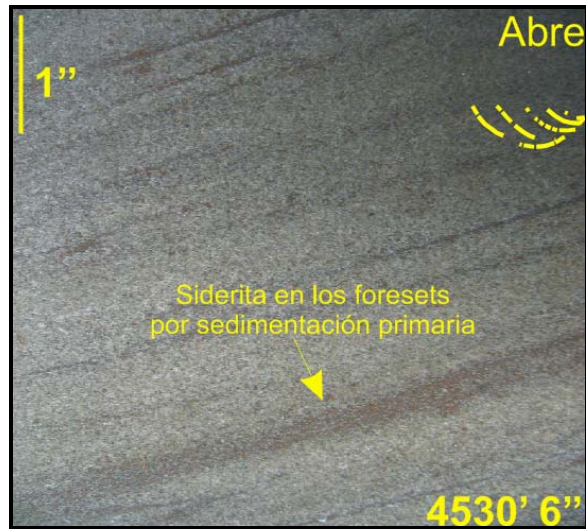
de la Ichnofacies *Skolithos*. También se presentan madrigueras de cangrejo. La bioturbación no diferenciada se presenta en los grados 2-3 y 4 (Ligeramente-moderadamente bioturbado a altamente bioturbado) de acuerdo a Pemberton *op cit*. Adicionalmente se presentan en algunos sectores del intervalo corazonado superficies de bioturbación que delimitan el contacto entre las facies **Abre** y **Ab**, como se aprecia en la **Figura 3.11**.



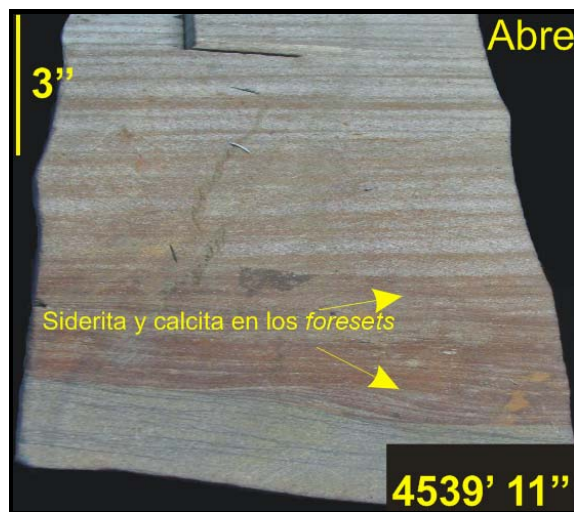
**Figura 3.11. Facies Arenita bioturbada con relictos de estratificación (Abre), Profundidad 4636'5"-4636'2", Pozo Tibú 408K.** Corresponde a una sublitoarenita de grano fino ocre pálido-gris claro.

Se presenta la siderita a manera de intraclastos alterados por procesos diagenéticos y por sedimentación primaria- re-depositación de la siderita en los *foresets* de la estratificación (**Figura 3.12 y 3.13**).

La facies **Abre** representa el 21,94% de los intervalos corazonados del pozo Tibú 408-K equivalente a 93,83 pies. Para el pozo Tibú-500, representa el 7,12% de los intervalos corazonados, equivalente a 10,17 pies.



**Figura 3.12. Facies Arenita bioturbada con relictos de estratificación (Abre), Profundidad 4530'6"-4530'2", Pozo Tibú 408-K.** Corresponde a una sublitoarenita de grano medio ocre. Se aprecia siderita en los *foresets* de la estratificación cruzada en artesa a gran escala.



**Figura 3.13. Facies Arenita bioturbada con relictos de estratificación (Abre), Profundidad 4539'11"-4539'2", Pozo Tibú 408-K.** Corresponde a una sublitoarenita gris claro. Se aprecia siderita en los *foresets* de la estratificación cruzada en artesa a pequeña escala.

### 3.2.3 Facies Arenita bioturbada con relictos de laminación (Abrl)

Corresponde a una sublitoarenita a litoarenita feldespática (Folk, 1974) grisácea-blanca de grano fino a muy fino, generalmente de granos subredondeados a subangulares, con moderada – mala selección. El cemento es principalmente silíceo y en menor proporción siderítico y calcáreo.

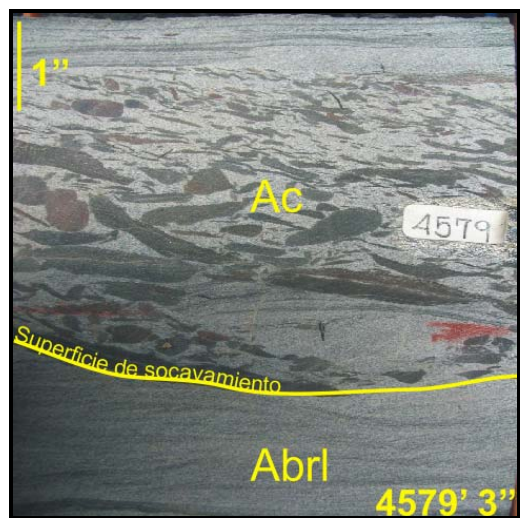
Esta facies presenta como estructuras sedimentarias físicas principalmente relictos de laminación lenticular, ondulosa, plano paralela, *flasser* y *wisply lamination*; así como ondulitas, ondulitas de corriente y *starved ripples* (ondulitas hambrientas). En menor proporción se presenta materia orgánica a manera de *Estilolitos* en laminillas discontinuas del orden de 1-2 milímetros.

La facies Abrl presenta superficies erosivas (**Figura 3.14**) y superficies de socavamiento que marcan el límite entre una facies y otra, como ocurre con la facies Arenita con clastos (Ac) (**Figura 3.15**).

En esta facies hay evidencias de bioturbación no diferenciada y la presencia de Ichnofósiles *Paleophycus*, de la Ichnofacies *Cruziana* y *Glossifungites* de la Ichnofacies *Glossifungites*. La bioturbación de acuerdo a Pemberton *op cit.* varía entre grado 2 a grado 4 (Moderadamente a altamente bioturbado), lo que hace posible identificar la laminación.



**Figura 3.14. Facies Arenita bioturbada con relictos de laminación (Abrl), Profundidad 4590'0"-4589'7", Pozo Tibú 408-K.** Corresponde a una sublitoarenita gris claro. Se aprecia de laminación plana discontinua y una superficie erosiva.



**Figura 3.15. Facies Arenita bioturbada con relictos de laminación (Abrl), Profundidad 4579'3"-4578'10", Pozo Tibú 408-K.** Corresponde a una sublitoarenita gris claro. Se aprecia una superficie de socavamiento que marca el contacto con la suprayacente facies Arenita con clastos (Ac).

La siderita hace presencia en ciertas ocasiones en forma paralela a la laminación propia

de la facies. Por otra parte, la siderita puede redepositarse como clastos que se presentan generalmente a la base de canales submareales que ocurren en esta facies (**Figura 3.16**). Adicionalmente se observa la presencia de siderita a manera de intraclastos alterados por procesos diagenéticos (**Figura 3.17**) e intraclastos limoarcillosos.



**Figura 3.16. Facies Arenita bioturbada con relictos de laminación (Abrl), Profundidad 4563'4"-4562'9.5", Pozo Tibú 408-K.** Corresponde a una sublitoarenita gris claro. Se aprecia una superficie de socavamiento inicial poco erosiva que puede pertenecer a un canal submareal.



**Figura 3.17. Facies Arenita bioturbada con relictos de laminación (Abrl), Profundidad 4645'6"-4645'0", Pozo Tibú 408-K.** Corresponde a una sublitoarenita gris claro. Se aprecia alteración diagenética de un intraclasto de siderita y pequeños intraclastos limoarcillosos.

En el pozo Tibú-408K esta facies representa el 17.9% del intervalo corazonado equivalente a 76.33 pies. Para el pozo Tibú-500 esta facies representa el 8.6% del intervalo corazonado equivalente a 12.25 pies.

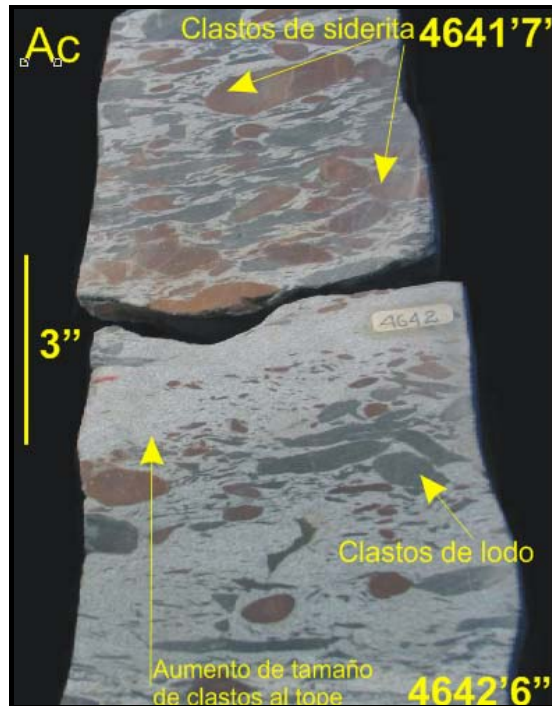
### **3.2.4 Facies Arenita con clastos (Ac)**

Corresponde a una sublitoarenita a litoarenita (Folk, 1974) amarillo pálido y ocasionalmente de color gris, granos subangulares a subredondeados y de moderada a mala selección. El tamaño de grano es en su mayoría fino. El cemento es generalmente síliceo y siderítico en proporciones similares, ocasionalmente es calcáreo (**Anexo 2**, Profundidad 4614') como ocurre para el pozo Tibú-500

Esta facies solamente presenta como estructuras sedimentarias físicas la ocurrencia de intraclastos (*Rip up clasts*) sideríticos y limo-arcillosos distribuidos caóticamente en la matriz de roca, producto de una redepositación como consecuencia de un arranque y posterior arrastre de material de capas limosideríticas o lodosas depositadas primariamente. Estos clastos generalmente son del orden de centímetros de longitud y espesor (**Figura 3.18**).

Por otra parte, hay presencia de superficies de socavamiento y superficies erosivas generalmente marcando el límite entre esta facies y otras (**Figura 3.19**). Análogamente como en la facies Arenita bioturbada con relictos de laminación (Abl), la siderita puede redepositarse como clastos que se presentan generalmente a la base de canales submareales que ocurren en esta facies presentando varias superficies de socavamiento debido a cambios o fluctuaciones en el mecanismo del flujo dando origen a estas superficies (**Figura 3.20**).

La bioturbación no diferenciada generalmente es muy baja, de grado 1 (Muy ligeramente a bioturbado) de acuerdo a Pemberton *op. cit.*, esto puede ser debido a un régimen hidrodinámico mayor en el que se encuentra esta facies.



**Figura 3.18. Facies Arenita con clastos (Ac), Profundidad 4642'6"-4641'7", Pozo Tibú 408-K.**  
 Corresponde a una litoarenita gris claro. Se aprecia un gran contenido de intraclastos limo-arcillosos y sideríticos de gran tamaño.



**Figura 3.19. Facies Arenita con clastos (Ac), Profundidad 4643'2"-4642'11", Pozo Tibú 408-K.**  
 Corresponde a una litoarenita gris claro. Se aprecia una superficie de socavamiento que marca el límite con la infrayacente facies Abre.

El origen de estos clastos se explica como el producto de la alta acumulación de materia orgánica continental principalmente en áreas interdistributarias que al descomponerse consume el oxígeno del medio creando condiciones anóxicas. Según Berner (1981), al acabarse el oxígeno, la materia orgánica comienza a alterarse por reducción bacteriana de sulfatos; si hay suficiente hierro disponible como minerales detríticos, todo el  $H_2S$  originado por la reducción de sulfatos es posteriormente precipitado como sulfuros de hierro y pirita. Si se agotan los sulfatos (Medio salobre) comienza la precipitación de siderita y formación de metano.



**Figura 3.20. Facies Arenita con clastos (Ac), Profundidad 4574'5"-4573'10.5", Pozo Tibú 408-K.** Corresponde a una litoarenita gris claro. Se aprecian varias superficies de socavamiento y clastos sideríticos y limo-arcillosos redepositados a la base de canales submareales.

En el pozo Tibú-408K esta facies representa el 3.32% del intervalo corazonado equivalente a 14.16 pies. Para el pozo Tibú-500 esta facies representa el 15.3% del intervalo corazonado equivalente a 21.83 pies.

### **3.2.5 Facies Arenita con deformación penecontemporánea (Adp)**

Corresponde a una sublitoarenita a subarcosa (Folk, 1974) grisácea de grano muy fino-fino, granos subredondeados a subangulares y moderada selección. El cemento es silíceo principalmente, y en menores proporciones siderítico.

Esta facies fue definida en mayor parte por la estructura física predominante en ella. La deformación penecontemporánea resulta generalmente por movimiento y desplazamiento de capas de sedimento depositadas principalmente por la acción de la gravedad, ó movimientos caóticos del sedimento, cambios en la subsidencia / cambios súbitos en el lecho marino durante la depositación, microfallamientos.,etc.

La bioturbación no diferenciada generalmente es muy baja, de grado 1 (Muy ligeramente a bioturbado) de acuerdo a Pemberton *op. cit.*

En el pozo Tibú-408k esta facies representa el 0.43% del intervalo corazonado equivalente a 1.83 pies. Para el pozo Tibú-500 esta facies no es visualizada en todo el intervalo corazonado correspondiente a la Formación Barco.

### **3.2.6 Facies Arenita con estratificación cruzada (Ae)**

Corresponde a una sublitoarenita (Folk, 1974) ocre pálido a grisácea, de grano medio a medio-fino, generalmente de granos subredondeados a veces subangulares, con buena-moderada selección. El cemento es silíceo y en menor proporción siderítico.

Esta facies presenta como estructuras sedimentarias físicas principalmente estratificación cruzada en artesa a pequeña y gran escala con *foresets* de 1 a 5 centímetros de espesor. En menor proporción se presentan intraclastos limo-arcillosos y laminación de materia orgánica en *Pre-estilolitos* y *Estilolitos*.

La bioturbación no diferenciada se presenta en los grados 1-2 (Muy ligeramente-ligeramente bioturbado) de acuerdo a Pemberton *op cit.*

La visualización de la facies **Ae** en el intervalo corazonado está sujeta a su bajo grado de bioturbación, por lo que es fácilmente confundible con la facies Arenita bioturbada con relictos de estratificación (Abre) cuando esta última tiene presente un grado similar de bioturbación.

En el pozo Tibú-408K esta facies representa el 0.84% del intervalo corazonado equivalente a 3.58 pies. En el pozo Tibú-500 esta facies no es deducida en todo el intervalo corazonado correspondiente a la Formación Barco.

### **3.2.7 Facies Limolita-Arcillolita bioturbada (Fb)**

Limolita arcillosa gris claro, gris medio, gris oscuro, negra; generalmente masiva. En el pozo Tibú-500 es algo fisil, se presenta abigarrada y con superficies de fricción.

En esta facies, microscópicamente se presentan nódulos tamaño arena fina, estructura radial y el núcleo alterado a caolinita según Escalante y Rojas (1990).

Las estructuras físicas que presenta esta facies son: relictos de laminación plano- paralela discontinua, laminación lenticular conectada con lentes gruesos principalmente, deformación penecontemporánea, laminación convoluta, fragmentos laminares de material leñoso (**Figura 3.21**), nódulos de siderita e intraclastos sideríticos (los dos últimos en el pozo Tibú 408-K).

En esta facies se evidencian estructuras sedimentarias orgánicas como *Restos de hojas*, (**Figura 3.21**) bioturbación no diferenciada, madrigueras no diferenciadas, presencia de ichnofósiles *Planolites* y *Conichnus* de la Ichnofacies *Cruziana* (ichnofosiles reconocidos en el Pozo Tibú 500).

La bioturbación según Pemberton (1992) es de grado 4 a 5 (Altamente a intensamente bioturbado).



**Figura 3.21. Facies Limolita-arcillolita bioturbada (Fb), Profundidad 4331'4"-4331'1", Pozo Tibú 408-K.** Corresponde a una limolita arcillosa gris claro. Se aprecian fragmentos leñosos y contenido de materia orgánica.

En el pozo Tibú-408K esta facies representa el 13.4% del intervalo corazonado equivalente a 57.08 pies. Para el pozo Tibú-500 esta facies representa el 22.9% del intervalo corazonado equivalente a 32.75 pies.

### **3.2.8 Facies Limolita-Arcillolita bioturbada con relictos de laminación (Fbri)**

Limolita arenosa a limolita arcillosa gris oscuro, gris medio, gris claro y esporádicamente negra; intercalada generalmente con arena muy fina grisácea-blanca relacionada a la facies **Abri** previamente descrita.

Las estructuras sedimentarias físicas presentes incluyen relictos de laminación lenticular conectada con lentes gruesos-delgados, ondulitas, laminación plano paralela discontinua, irregular, ondulitas hambrientas, laminación convoluta. Se presentan también calcos de carga, deformación penecontemporánea, intraclastos (*Rip up clasts*) sideríticos y nódulos de siderita.

En esta facies se evidencian estructuras sedimentarias orgánicas como bioturbación no diferenciada, madrigueras no diferenciadas, presencia de ichnofósiles *Planolites* de la Ichnofacies *Cruziana* y *Glossifungites* de la Ichnofacies *Glossifungites*.

La bioturbación según Pemberton *op. cit.* varía de grado 2 a 4 (Ligeramente a altamente bioturbado).

La siderita se hace presente en ocasiones paralela a la laminación a manera de bandas sideríticas.

En el pozo Tibú-408K esta facies representa el 25.36% del intervalo corazonado equivalente a 108.16 pies. Para el pozo Tibú-500 esta facies representa el 19.7% del intervalo corazonado equivalente a 28.1 pies.

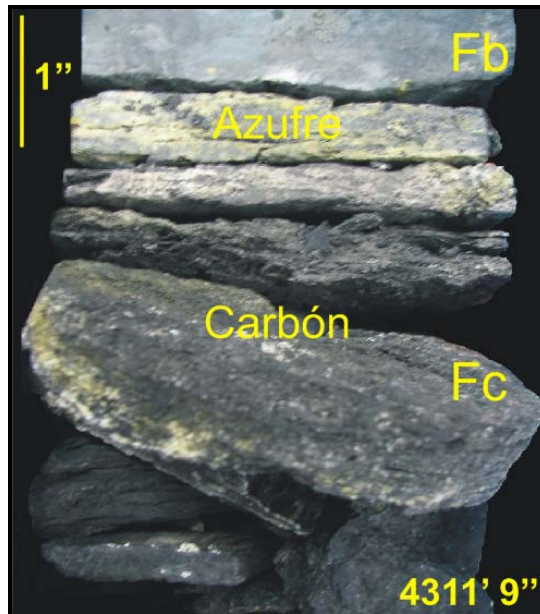
### **3.2.9 Facies Limolita-Arcillolita carbonosa (Fc)**

Está conformada por niveles de carbón (Figura 3.22) a shale carbonoso (este último presente en el pozo Tibú-500 donde es observable la fisilidad).

Se presentan nódulos de pirita-sulfuros relacionados. Como estructuras sedimentarias orgánicas carbón en algunas ocasiones puede visualizarse restos de hojas, fragmentos laminares de material leñoso y fragmentos leñosos dependiendo de los procesos de carbonificación y de diagénesis que haya sufrido la roca.

Esta facies se presenta de manera masiva o de manera físil, de ambas formas puede presentarse altas cantidades de azufre que dan un color amarillo verdoso a la roca como se observa en la **Figura 3.22**.

En el pozo Tibú-408K esta facies representa el 0.9% del intervalo corazonado equivalente a 3.83 pies. Para el pozo Tibú-500 esta facies representa el 8.1% del intervalo corazonado equivalente a 11.58 pies.



**Figura 3.22. Facies Limolita-arcillolita carbonosa (Fc), Profundidad 4311'9"-4311'5", Pozo Tibú 408-K.** Corresponde a carbón- shale carbonoso. Se aprecia un contenido de azufre que le da el carácter amarillo-verdoso a la roca.

### 3.2.10 Facies Limolita-Arcillolita de paleosuelos (Fp)

Limolita arcillosa gris claro, gris medio, gris oscuro, café rojizo; generalmente masiva y arcillosa.

Las estructuras sedimentarias físicas presentes son intraclastos de siderita. Se presentan altos niveles de oxidación, presentándose a manera de "parches" o moteamientos los óxidos/siderita (**Figura 3.23**) formados principalmente por exposición subaérea o por cambios geoquímicos en el ambiente dándose condiciones anóxicas propicias para la precipitación de sulfuros/carbonatos de hierro y la formación de nódulos de siderita.



**Figura 3.23. Facies Limolita-arcillolita de paleosuelos (Fp), Profundidad 4333'8"-4333'3", Pozo Tibú 408-K.** Corresponde a una limolita arcillosa gris medio-café rojizo. Se aprecia un abundante contenido de óxidos que le dan el carácter café-rojizo a la roca.

Esta facies puede presentar bioturbación no diferenciada de grado 2 (Ligeramente bioturbado) de acuerdo con Pemberton *op cit.* de manera esporádica.

Como ocurre en los paleosuelos, la conservación de raíces es frecuente evidenciando el desarrollo de una cobertura vegetal, que marca un depósito lo suficientemente alejado de las zonas de mayor transporte de sedimento en el ambiente de depositación.

En el pozo Tibú-408K esta facies representa el 1.40% del intervalo corazonado equivalente a 6 pies. Para el pozo Tibú-500 esta facies representa el 3.2% del intervalo corazonado equivalente a 4.5 pies.

### 3.2.11 Facies Limolita-Arcillolita con restos carbonosos (Frc)

Limolita arcillosa café oscuro, gris oscuro-negro; generalmente masiva y arcillosa.

Las estructuras sedimentarias presentes son orgánicas y corresponden a restos de hojas, raíces, fragmentos laminares de material leñoso y fragmentos leñosos; estos dos últimos

en abundancia. Se presenta cierta bioturbación no diferenciada que varía de grado 3-4 (Moderadamente a altamente bioturbado) de acuerdo a Pemberton *op cit.*

La formación de estos fragmentos es explicada por la acumulación de grandes cantidades de materia orgánica continental en áreas interdistributarias que al descomponerse consume el oxígeno del medio creando condiciones anóxicas.

En el pozo Tibú-408k esta facies representa el 3.38% del intervalo corazonado equivalente a 14.41 pies. Para el pozo Tibú-500 esta facies representa el 14.5% del intervalo corazonado equivalente a 20.75 pies.

### **3.3 RELACIÓN ESTRATIGRÁFICA ENTRE LAS FACIES**

Para el análisis de facies se realizó una relación estratigráfica de las facies individuales descritas en la sección anterior en asociaciones de facies, puesto que la asociación en la cual la facies ocurre, brinda más información sobre el ambiente de depósito. Posteriormente se determina la asociación o secuencia de facies y se interpreta el ambiente de depósito.

Un aspecto de suma importancia para tener en cuenta en las asociaciones de facies es que en una secuencia vertical la transición gradacional de una facies a otra implica que estas dos facies representan ambientes que una vez fueron lateralmente adyacentes.

A continuación serán descritas las relaciones estratigráficas de cada facies con las demás existentes y correlación de la facies con el tipo de depósito interpretado en virtud de las estructuras sedimentarias, litología y relación con las otras facies.

Los depósitos a los que se hace referencia en la asociación de facies serán explicados con más detalle en la **Sección 3.4.**

### 3.3.1 Facies Arenita bioturbada (Ab)

Esta facies se encuentra íntimamente relacionada con la facies **Abre** y **Ac**, cuando la facies **Ab** se encuentra en la parte media de una secuencia granocreciente como se puede observar en los **Anexos 1** y **2**. Tiene un menor grado de relación con las facies **Abri**, **Fbri** y **Fb**.

Se interpreta como facies que constituye depósitos progradantes como *Barras de desembocadura* y *Barras proximales*, y a depósitos acrecionales cuando conforma *Canales distributarios*; donde la acumulación de la arena se realizó por tracción principalmente. (Reineck y Singh, 1980)

La facies Arenita bioturbada (Ab) es un constituyente esencial del depósito de *Barras de desembocadura* y esporádicamente del depósito de *Barras proximales* como se puede apreciar en el **Anexo 1** y **2**.

### 3.3.2 Facies Arenita bioturbada con relictos de estratificación (Abre)

Esta facies se encuentra íntimamente relacionada con la facies **Ab** y **Abri**, donde la facies **Abre** se encuentra en las partes iniciales y finales de secuencias granocrecientes/granodecrecientes como se puede apreciar en los **Anexos 1** y **2**. Tiene un menor grado de relación con las facies **Abri**, **Fbri** y **Fb**.

Similarmente como en la facies Arenita bioturbada (Ab), la facies Arenita bioturbada con relictos de estratificación (**Abre**) se interpreta constituyendo los depósitos de *Barras de desembocadura*, *Canales distributarios*, *Barras proximales* y esporádicamente del depósito de *Relleno de bahía interdistributaria*. Corresponde a depósitos progradacionales y retrogradacionales donde la acumulación de la arena se realizó por tracción principalmente. (Reineck y Singh, 1980)

### 3.3.3 Facies Arenita bioturbada con relictos de laminación (Abri)

Esta facies se encuentra íntimamente relacionada con la facies **Abre**, **Ab** y **Fbri**. donde la facies **Abri** se encuentra generalmente suprayaciendo las facies **Abre** y **Ab** como se puede observar en el Anexo 1.

La facies Arenita bioturbada con relictos de laminación (**Abri**) es interpretada como constituyente de depósitos de *Barras proximales*, *Canales distributarios* y *Rellenos de bahía interdistributaria* principalmente.

### 3.3.4 Facies Arenita con clastos (Ac)

Esta facies se encuentra asociada principalmente a las facies **Abre**, **Abri** y **Ab**, y tiene una menor relación con la facies **Fb**. Es interpretada como constituyente de depósitos acrecionales de *canales distributarios*, y a depósitos progradantes en las *Barras proximales* y *de desembocadura*. (Ver **Anexos 1 y 2**)

### 3.3.5 Facies Arenita con deformación penecontemporánea (Adp)

Esta facies está asociada a las facies **Abri** y **Fbri**. Es interpretada dentro de los depósitos acrecionales de *Canales distributarios* y a las partes distales de las progradaciones en los *Rellenos de bahía interdistributaria*. (Ver **Anexos 1 y 2**)

### 3.3.6 Facies Arenita con estratificación cruzada (Ae)

La facies **Ae** se encuentra asociada a las facies **Abre** y **Ab**. Corresponde a depósitos acrecionales de *canales distributarios* principalmente y a depósitos progradantes en las *Barras proximales* y *de desembocadura*. (Ver **Anexos 1 y 2**)

### 3.3.7 Facies Limolita-Arcillolita bioturbada (Fb)

Esta facies se presenta asociada con facies como **Fbri** y **Abri** ; y en menor grado con las

facies **Ab**, **Abre**, **Frc**, **Fp** y **Fc**. Es interpretada dentro de un depósito agradacional donde la acumulación de limo y arcilla se realizó por suspensión, principalmente en depósitos de *Bahía interdistributaria* (Reineck y Singh, 1980) y a las partes distales de las progradaciones en los *Rellenos de bahía interdistributaria*. (Ver **Anexos 1 y 2**)

### **3.3.8 Facies Limolita-Arcillolita bioturbada con relictos de laminación (Fbri)**

Esta facies se encuentra asociada principalmente con las facies **Abri** y **Fb** y en menor grado con las facies **Abre** y **Ab**. Es interpretada como las partes distales de las progradaciones en los depósitos de *Relleno de bahía interdistributaria* (Pineda, E. *comunicación oral*) y a depósitos agradacionales en las *Bahías interdistributarias* principalmente. Ocasionalmente ocurre se manifiesta en los depósitos progradantes de *Barras proximales* así como en los depósitos acrecionales de *canales distributarios*. Al igual que la facies **Fb**, la facies **Fbri** es una pequeña transición entre depósitos de material más grueso como canales distributarios y barras de desembocadura a depósitos de material fino.

### **3.3.9 Facies Limolita-Arcillolita carbonosa (Fc)**

Esta facies se encuentra íntimamente relacionada con la facies **Fb**, **Frc** y **Fp**. Tiene un menor grado de relación con la facies **Abri**. Esta facies se maneja de manera independiente de las otras, debido a que es la única constituyente del depósito interpretado de *Albúfera* (**Anexos 1 y 2**), corresponde a un subambiente donde el aporte de materia orgánica ha sido relativamente alto.

### **3.3.10 Facies Limolita-Arcillolita de paleosuelos (Fp)**

Esta facies se encuentra relacionada con la facies **Fb** principalmente y en menor grado con la facies **Fbri**. Esta facies para los intervalos corazonados analizados es la única que constituye los depósitos interpretados como *Paleosuelos*, que representa un ambiente de depósito con propiedades únicas para la conservación de ciertas características de la

capa vegetal. (**Anexos 1 y 2**)

### **3.3.11 Facies Limolita-Arcillolita con restos carbonosos (Frc)**

Esta facies está asociada con las facies **Fb**, **Fc** y **Fbrl** principalmente. Es interpretada dentro de un depósito agradacional donde la acumulación de limo, arcilla y restos carbonosos se realizó por suspensión, principalmente en depósitos de *Bahía interdistributaria* (Reineck y Singh, 1980).

El **Anexo 3** presenta un resumen de estas relaciones, las características de cada facies y el ambiente de depósito asociado. La información suministrada en este capítulo puede ser corroborada con los registros de descripción sedimentológica y estratigráfica de los pozos Tibú 408-K y Tibú-500 disponibles en los **Anexos 1 y 2** respectivamente.

## **3.4 INTERPRETACIÓN DE AMBIENTE DEPOSITACIONAL**

La Formación Barco tradicionalmente se ha interpretado como un depósito esencialmente de carácter transicional. Notestein et al. (1944, En Reyes, 1990) señalan el carácter no marino de la Formación y destaca la ausencia de fósiles en estos sedimentos. Así mismo indica la discontinuidad de algunos niveles arenosos de acuerdo a lo observado en los pozos del Campo Tibú.

Los trabajos que se conocen en cuanto a la Estratigrafía y ambientes de depósito para la Formación Barco en el Campo Tibú son el de Escalante y Rojas (1990) en el marco del “Proyecto de Evaluación Regional de la Cuenca del Catatumbo” donde se presenta el análisis facial y ambientes de depósito de las Formaciones Catatumbo y Barco a partir de secciones estratigráficas levantadas en campo donde se tomaron direcciones de paleocorrientes, descripción de núcleos y descripción de secciones delgadas de la Formación ; y concluyen que el ambiente de depositación de la Formación Barco es asociado a un medio deltaico con dominio fluvial acumulado como producto del depósito de medios transicionales. En Reyes (1990), se presenta la Estratigrafía y ambientes de depósito para la Formación Barco en el área B del Campo Tibú donde se presenta este

análisis a partir de registros de pozo, y concluye un ambiente de depositación transicional de tipo deltaico y establece que los niveles de limolita, arcillolita y shale corresponden a depósitos de *Bahía interdistributaria* así como los niveles de areniscas a depósitos de *Canales distributarios*. Vargas y Durán (2002) en el proyecto de producción incremental para el piloto de inyección del área A del Campo Tibú presentan la reconstrucción geológica del ambiente depositacional, distribución de facies, arquitectura del reservorio, etc., y concluyen un ambiente depositacional de tipo deltaico dominado por mareas.

La interpretación ambiental de la Formación Barco que se hace en el presente estudio esta basada principalmente en las apreciaciones de los autores arriba mencionados y principalmente en los criterios establecidos para la descripción de corazones de los pozos Tibú 408-K y Tibú-500. Los principales criterios para dicha interpretación fueron la identificación de secuencias granocrecientes y granodecrecientes que junto con las facies y asociación de facies puedan relacionarse para establecer tipos de depósito dentro del ambiente sedimentario interpretado de la Formación Barco en el Campo Tibú-Socuavó de la Cuenca del Catatumbo (**Figura 3.1**).

Se interpreta que el ambiente en el cual se depositó la Formación Barco fué identificado como transicional de tipo **deltaico dominado por ríos con influencia de mareas**, con desarrollo de depósitos de *barras de desembocadura*, *barras proximales*, *canales distributarios*, *rellenos de bahía interdistributaria*, *bahías interdistributarias*, *albúferas* y *paleosuelos*.

Según Serra (1986), las arenas deltaicas constituyen generalmente buenas rocas reservorio: porosidades de hasta 35%, permeabilidades de hasta cientos de milidarcys en los depósitos de barras de desembocadura, en relación con la buena selección. Estas propiedades decrecen hacia el mar. En las arenas de los canales distributarios, la porosidad es menor debido a la selección, más pobre, aunque mantiene la buena permeabilidad en relación con los granos más gruesos. Debido a la secuencia general granocreciente, las características del reservorio (porosidad y permeabilidad) están mejor desarrolladas hacia el techo de cada depósito marino; por el contrario, en los depósitos fluviales se desarrollan mejor hacia la base de cada secuencia granocreciente. Estos

depósitos constituyen una multitud de reservorios de extensión lateral y vertical limitada. Tienen la ventaja de encontrarse en íntima vinculación con las rocas potencialmente generadoras.

La caracterización sedimentológica y estratigráfica realizada a partir de la descripción de núcleos de roca de los pozos Tibú 408-K y Tibú-500 (Ver **Anexos 1 y 2**) concuerda en gran parte con las apreciaciones de Serra (1986). En cuanto a la buena extensión lateral, esta característica que poseen los reservorios se puede apreciar en las correlaciones estratigráficas presentes en los **Anexos 4, 5 y 7**.

Serra (1986) también destaca que en este ambiente son comunes las fallas de crecimiento y abundantes las trampas tectónicas y estratigráficas.

#### **3.4.1 Tipos de Depósito**

Para los pozos Tibú 408-K y Tibú-500 se identificaron dentro del ambiente deltaico depósitos de tipo acrecional que corresponden a canales distributarios, depósitos de tipo agradacional que corresponden a bahías interdistributarias, paleosuelos y albúferas; depósitos progradantes que corresponden a barras proximales y barras de desembocadura; y depósitos que pueden pertenecer a la parte distal de las progradaciones o de agradación correspondientes a los rellenos de bahía interdistributaria. (Ver **Anexos 1 y 2**, correspondientes a los registros de descripción sedimentológica y estratigráfica Pozo Tibú 408-K y Tibú 500 respectivamente)

La forma en que estos depósitos se distribuyen en los pozos Tibú 408-K y Tibú-500 así como las facies que los conforman se presenta en las **Figuras 3.24 a 3.27**.

Los depósitos de barras de desembocadura, barras proximales, canales distributarios y los rellenos de bahía interdistributaria corresponden a la parte subacuosa de los depósitos *Topset* de un delta, representada por el ambiente del *Frente deltaico* (Reineck y Singh, 1980). En una delta activo progradante, el ambiente del *Frente deltaico* es el foco de depositación más activa (Coleman y Gagliano, 1965). Cada uno de los depósitos

anteriormente mencionados está dominado por un proceso de sedimentación diferente; por lo tanto, el espectro de estructuras sedimentarias en cada una de estas unidades de sedimentación es distinto.

En los depósitos *Topset* de un delta los límites verticales y laterales son ambos gradacionales y netos, por lo tanto, están caracterizados por su heterogeneidad y compleja relación de las unidades sedimentarias. (Reineck y Singh, *op. cit*)

Por otra parte, las albúferas, los paleosuelos y las bahías interdistributarias corresponden a depósitos *marginales* ubicados entre los depósitos del fondo y depósitos del subsuelo (Reineck y Singh, *op. cit.*); y corresponden a la Planicie deltaica superior (Coleman y Prior, 1980).

Estos depósitos son construidos de manera que los lóbulos del delta encierran embahiamientos estrechos entre cada uno de los lóbulos. Una característica destacable de estos depósitos es que carecen de corrientes de algún río o de actividad de corrientes mareales, y también están en buena parte protegidos de la acción de olas de mar abierto (Reineck y Singh, *op. cit*), lo cual nos indica que fueron depositados en condiciones más tranquilas que los depósitos del *Frente deltaico*.

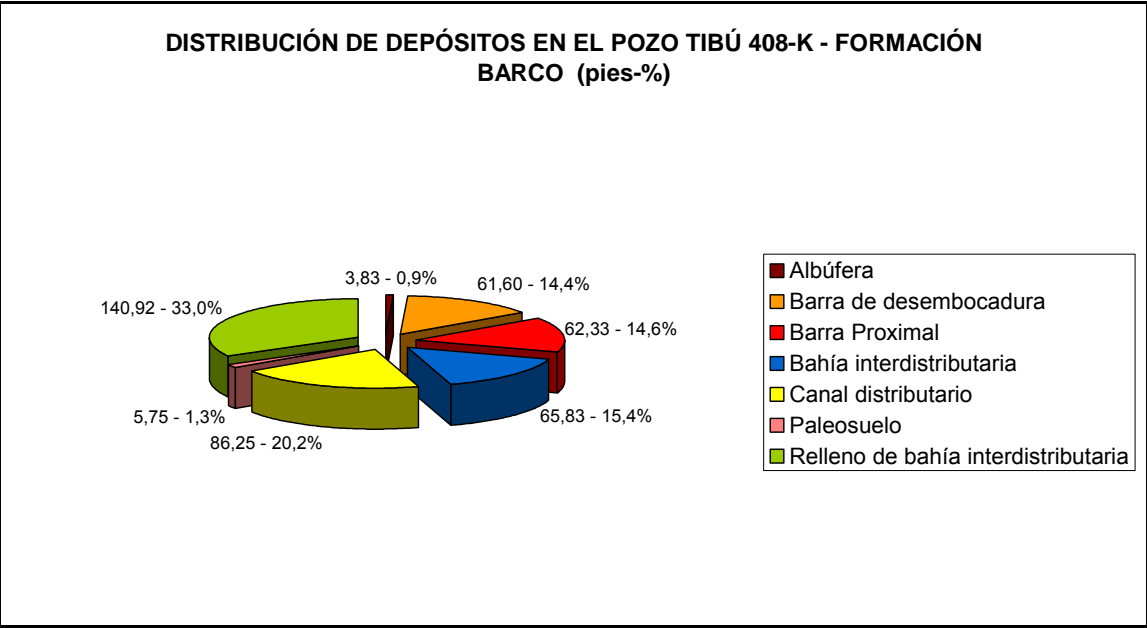


Figura 3.24. Distribución de depósitos en el pozo Tibú 408-K - Formación Barco.

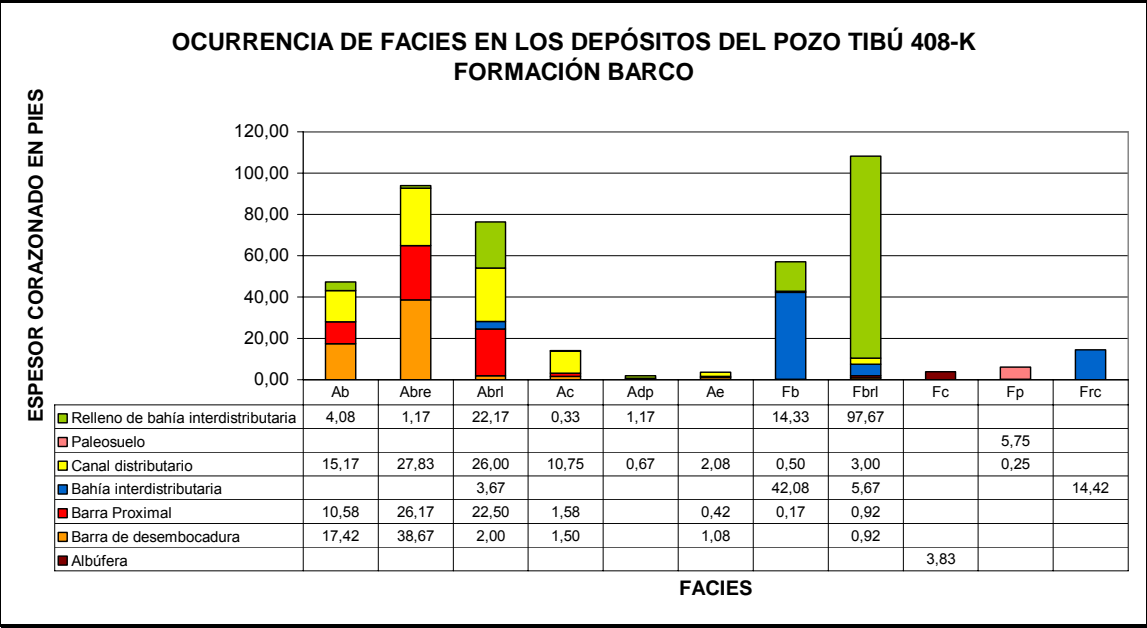


Figura 3.25. Ocurrencia de las facies en los tipos de depósito del pozo Tibú 408-K - Formación Barco.

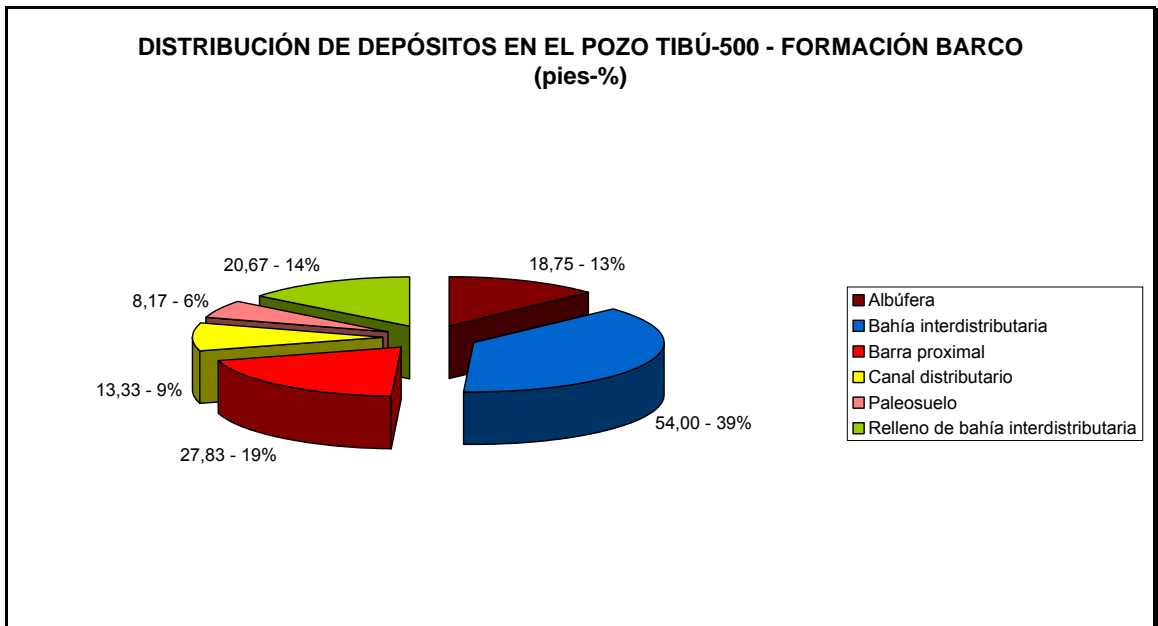


Figura 3.26. Distribución de depósitos en el pozo Tibú-500 - Formación Barco.

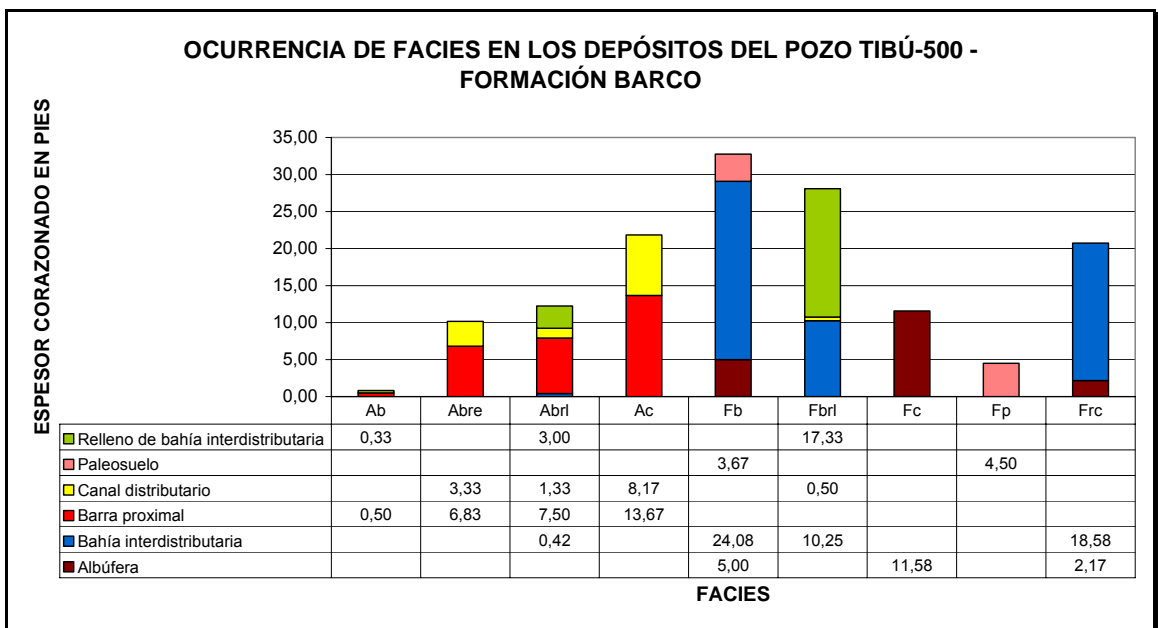


Figura 3.27. Ocurrencia de las facies en los tipos de depósito del pozo Tibú-500 - Formación Barco.

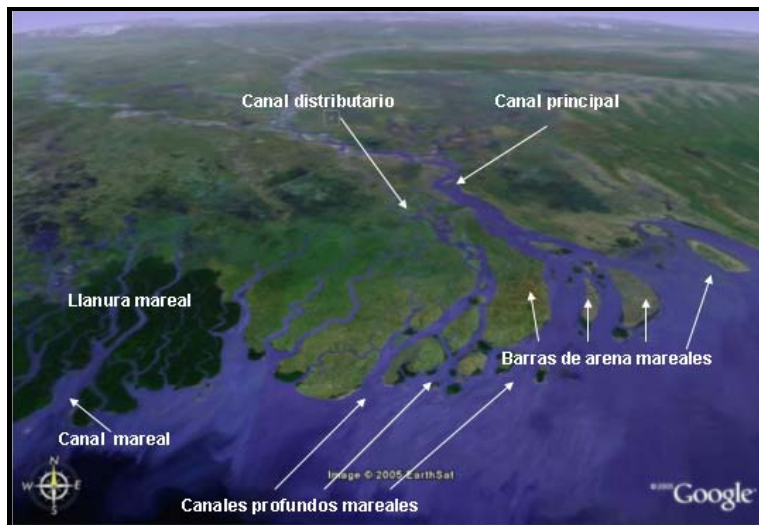
Las **Figuras 3.28 y 3.29** esquematizan de manera general la posición de los principales tipos de depósito que se encuentran en un delta dominado por ríos y en un delta dominado por mareas en ambientes sedimentarios modernos como es el caso del delta del río Mississippi (Estados Unidos) y del Río Ganghes (India) respectivamente.



**Figura 3.28. Fotografía satelital del delta del río Mississippi que corresponde a un delta dominado por ríos.** (Ambiente sedimentario moderno) Modificado de: <http://www.jpl.nasa.gov>

Para los pozos corazonados descritos en el presente trabajo de forma general en cuanto a la posición en el ambiente depositacional se tiene lo siguiente:

- Las barras de desembocadura, los canales distributarios, las barras proximales, y los depósitos interdistributarios son depósitos más comunes del pozo Tibú 408K. Estos depósitos indican una proximidad hacia el mar, lo que indicaría una posición dentro de la *Planicie deltaica inferior* o *Frente deltaico* (Coleman y Prior, 1980).
- Las albúferas, los paleosuelos, las barras proximales y los rellenos de bahía interdistributarias son depósitos mas frecuentes en el pozo Tibú-500, lo cual indica una distancia mayor con respecto al mar e indicaría una posición en la planicie deltaica superior principalmente.



**Figura 3.29. Fotografía satelital del delta del río Ganges que corresponde a un delta dominado por mareas.** (Ambiente sedimentario moderno) Modificado de: Google Earth (<http://earth.google.com>)

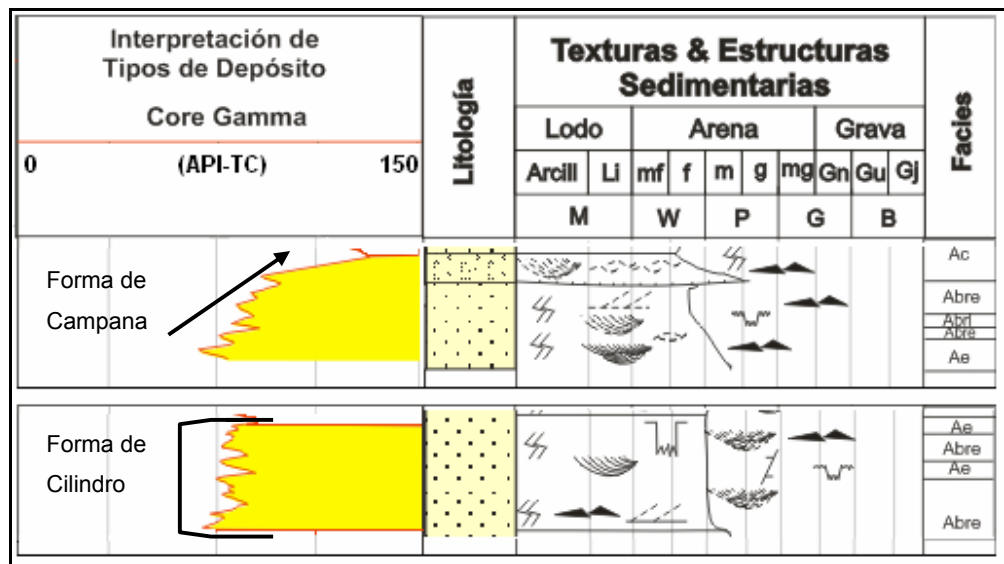
#### 3.4.1.1 Canal distributivo (Cd)

De acuerdo con Reineck y Singh (1980), un canal distributivo es una corriente natural que conduce una parte de la descarga de sedimento y agua de una corriente principal al mar. Este es actualmente una extensión del canal principal del río al mar. El canal distributivo se amplía, se vuelve más somero, se bifurca y por último pierde su configuración al moverse más y más hacia el mar. Las estructuras sedimentarias más comunes en los depósitos de canal distributivo son estratificación cruzada, ondulitas de corriente, estructuras de *scour and fill* y superficies erosivas. Los fragmentos de arcillas son incorporados dentro del sedimento. Otra característica es estratificación cruzada con *foresets* volcados

El depósito de canal distributivo en los pozos Tibú- 408K y Tibú-500 para la Formación Barco presentan las siguientes características (Ver **Figura 3.30**):

- Se caracteriza por conformar secuencias granodecrescentes hacia el tope. Los canales varían de tamaño de grano arena media a arena fina dependiendo del tipo de canal que sean, ya que pueden ser canales supramareales o submareales.

- La base de los canales en ocasiones esta marcada por una superficie de *scour*, pero en el caso de los canales submareales esta superficie por lo general no es definida. Esta superficie de *scour* no se observa necesariamente en cada depósito interpretado como un canal distributivo en los núcleos descritos.
- La energía en los cambios de flujo de paleocorrientes define si los canales tienen superficies de reactivación definidas o no.
- Los contactos superiores pueden ser abruptos indicando un rápido abandono del canal.
- Presentan hacia la base del canal clastos limo-arcillosos o sideríticos, producto del arranque de una superficie de sedimentación primaria y una posterior redepositación de este material. En ocasiones estos clastos muestran una tendencia granodecreciente hacia el tope y en la base una ligera imbricación con orientación a las paleocorrientes. La cantidad de clastos en los canales distributarios sideríticos y limo-arcillosos es propio de un delta dominado por ríos (N. Tyler, *comunicación oral*)
- La respuesta de este depósito al registro Core Gamma / Gamma Ray es por lo general en forma de campana aserrada y en algunas ocasiones tiene una forma con tendencia a ser un cilindro aserrado (Ver **Figura 3.30**).



**Figura 3.30. Patrones del registro Core Gamma representativos para el depósito de canal distributivo (Cd). Pozo Tibú 408-K, Profundidad 4646'- 4642' y 4637'- 4633'.**

- Representan el 20,2% del intervalo corazonado del pozo Tibú 408-K; equivalente a 86,25 pies de espesor y el 9% del intervalo corazonado para el pozo Tibú-500 equivalente a 13,33 pies de espesor.
- Poseen espesores continuos que alcanzan hasta los 13 pies de espesor para el caso del pozo Tibú 408-K y 3,5 pies en el pozo Tibú-500.

La **Tabla 3.3** resume las características de distribución de este tipo de depósito en los intervalos corazonados de los pozos anteriormente mencionados.

**Tabla 3.3 Representatividad del depósito de canal distributivo en los intervalos corazonados descritos.**

<b>REPRESENTATIVIDAD DEL DEPÓSITO EN LOS NÚCLEOS</b>	<b>POZO TIBÚ 408-K</b>	<b>POZO TIBÚ-500</b>
Porcentaje que ocupa en el intervalo corazonado (%)	<b>20,20</b>	9,00
Espesor(pies)	<b>86,25</b>	13,33
Máximo espesor continuo (pies)	<b>13,00</b>	3,50

Con respecto a las facies, todas las facies arenosas se hallan presentes en el registro sedimentológico de este elemento geomorfológico (canal distributivo), pero principalmente este se halla conformado por las facies arenita bioturbada con relictos de estratificación (**Abre**) arenita bioturbada (**Ab**) y arenita con clastos (**Ac**). Si el canal es supramareal las facies Abre, Ac, y Ab predominan; si el canal es submareal las facies Abri y Ab son las principales. Facies finas como Fbri y Fb son facies transicionales que ayudan a limitar un evento progradante.

La sucesión de facies muestra que sobrepuesto a los depósitos de canal distributivo se hallan los depósitos de tipo progradacional de barras proximales o de desembocadura y en ocasiones las partes distales de las progradaciones correspondientes a los rellenos de bahía interdistributaria. (Ver **Anexos 1 y 2**).

### 3.4.1.2 Barra de desembocadura (Bd)

Este tipo de depósitos constituye el depósito de mayor importancia en cuanto a calidad de impregnación (estimada visualmente) y espesor continuo para el pozo Tibú 408-K, por lo que se le prestará mayor atención en este aparte.

Según Reineck y Singh *op. cit.*, una barra de desembocadura es un banco arenoso formado cerca del límite hacia el mar del canal distributivo. La formación del banco de arena es el resultado directo de la disminución en la velocidad de la corriente y de la capacidad de transporte de la corriente conforme deja el canal. La tasa de sedimentación es excepcionalmente alta, probablemente más alta que en cualquier subambiente del delta. Los sedimentos están sujetos a un continuo retrabajamiento, es decir, por las corrientes y por las olas del mar. Los depósitos son, consecuentemente, contruidos de arena y limo. Laminaciones delgadas de restos de plantas están frecuentemente presentes. Los fragmentos leñosos exhiben pronunciados efectos de redondez.

La estructura sedimentaria más común es la estratificación cruzada en artesa. Las *Wave ripples* y ondulitas de corriente están presentes también y ocasionalmente se encuentran bien preservadas.

El depósito de barra de desembocadura en los pozos Tibú 408-K y Tibú-500 para la Formación Barco presenta las siguientes características (Ver **Figura 3.31**):

- Se caracterizan por conformar secuencias granocrecientes hacia el tope. pero en ocasiones la tendencia granulométrica se mantiene constante lo que puede dificultar el contacto entre dos depósitos de este tipo generando apilamientos de los mismos, proceso conocido como *Stacked mouth bars* (Barras de desembocadura apiladas).
- Las barras de desembocadura presentan generalmente estratificación cruzada en artesa a pequeña/gran escala. También en su estructura se destaca la el contenido de clastos sideríticos o limo-arcillosos en menor proporción que en los depósitos de canal distributivo. Estos clastos en ciertos intervalos presentan una

tendencia creciente hacia el tope de los depósitos.

- El predominio de la fracción arena sobre la fracción lodosa, indica un flujo hidrodinámico de mayor energía que para un canal; por ello; la preservación de estructuras físicas y orgánicas esta bastante sujeta a estas condiciones.
- La respuesta de este depósito al registro Core Gamma / Gamma Ray es por lo general en forma de cilindro/embudo aserrado presentando espesores continuos del orden de 27 pies aproximadamente como se puede apreciar en la Figura 30.
- Representan el 14,4% del intervalo corazonado del pozo Tibú 408-K; equivalente a 61,6 pies de espesor. Para el pozo Tibú-500 no se interpretó este tipo de depósito dentro de los intervalos corazonados analizados.
- Poseen espesores continuos que alcanzan hasta los 27\* pies de espesor para el caso del pozo Tibú 408-K.

Las facies que componen principalmente estos depósitos son las facies arenosas Arenita bioturbada con relictos de estratificación (Abre), Arenita bioturbada (Ab), arenita con clastos (Ac), y Arenita estratificada (Ae). En muy baja representatividad se encuentran las facies **Abri** y **Fbri**, las cuales indican el contacto entre una barra y otra, contacto donde se depositan sedimentos principalmente por suspensión.

La **Tabla 3.4** resume las características de distribución de este tipo de depósito en los intervalos corazonados de los pozos anteriormente mencionados.

**Tabla 3.4. Representatividad del depósito de barra de desembocadura en los intervalos corazonados descritos.**

<b>REPRESENTATIVIDAD DEL DEPÓSITO EN LOS NÚCLEOS</b>	<b>POZO TIBÚ 408-K</b>	<b>POZO TIBÚ-500</b>
Porcentaje que ocupa en el intervalo corazonado (%)	<b>14,4</b>	N/A
Espesor(pies)	<b>61,60</b>	N/A
Máximo espesor continuo (pies)	<b>27,00*</b>	N/A

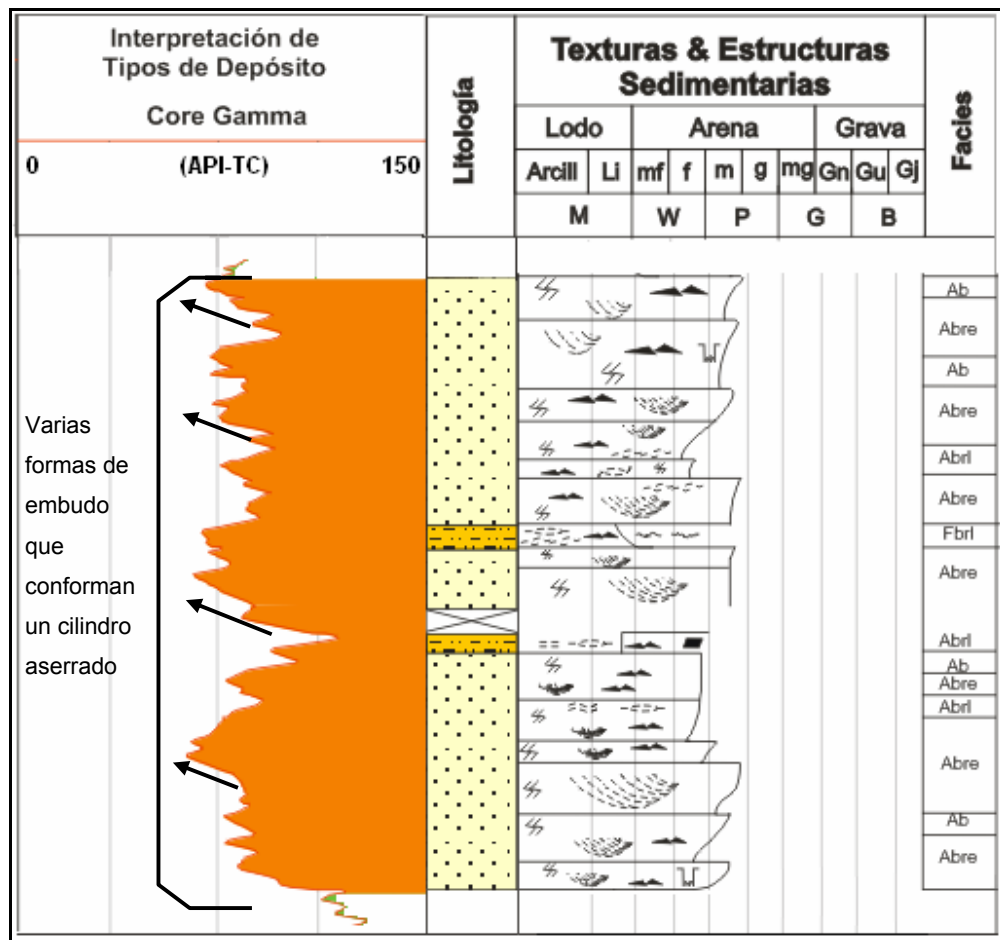


Figura 3.31. Patrones del registro Core Gamma representativos para el depósito de barra de desembocadura (Bd). Pozo Tibú 408-K, Profundidad 4412'-4385'.

La Formación Barco al ser interpretada en este estudio como un ambiente deltaico dominado por ríos influenciado por mareas con base en los criterios anteriormente definidos, se observa que en las barras de desembocadura se distribuye el sedimento de manera uniforme a manera de “abanico” en las terminaciones o bocas de canales distributarios (*river mouths*). Las barras de desembocadura presentan una dirección preferencialmente perpendicular a las paleocorrientes, es decir ortogonal a la orientación de los canales distributarios. (Ver **Figura 3.28**). En el caso de un delta dominado por mareas los cuerpos arenosos representados principalmente en *Tidal Sand bars* (barras de arena mareales); se disponen perpendicular a la línea de costa o de la misma manera, intentan

mantener una orientación similar a los canales distributarios. (Ver **Figura 3.29**)

La sucesión de facies muestra que sobrepuesto a los depósitos de barras de desembocadura se hallan los depósitos de tipo acrecional de canales distributarios y en ocasiones las partes distales de las progradaciones correspondientes a los rellenos de bahía interdistributaria. (Ver **Anexos 1 y 2**)

#### **3.4.1.2.1 Evolución de una barra de desembocadura**

Los canales que progradan dentro de aguas someras o aquellos que fluyen pueden ser dominados por fricción y se bifurcan repetidamente (Wright, 1977; Coleman y Prior, 1980; *en* Tye y Hickey ,2001). Por lo tanto, en un marco progradacional, los distributarios que se bifurcan rápidamente depositan numerosas barras de desembocadura que son propensas a mezclarse y formar un cuerpo ancho y paralelo al rumbo muchas veces más en ancho que en longitud (Fisk, 1955; Coleman y Prior, 1980 *en* Tye y Hickey ,2001)

Las bifurcaciones de los canales distributarios, sin embargo, segregan litofacies por la concentración de los sedimentos más gruesos en los ápices de la barra, buzamiento abajo del punto de bifurcación del distributario (Wright, 1977; van Heerden y Roberts, 1988, *en* Tye y Hickey ,2001)

El espesor y preservación de los depósitos de barras de desembocadura dentro de estratos deltaicos dependen de: (1) el suministro de sedimento, (2) la rata de progradación y (3) la rata de subsidencia. Estas variables controlan la depositación de las barras de desembocadura y su enterramiento, y la cantidad de retrabajamiento realizado por los canales distributarios así como el patrón estratigráfico de estacado. Estos factores también controlan la frecuencia de bifurcación para los canales distributarios. Esto es muy importante, debido a que en general, para cada bifurcación, nuevas barras de desembocadura son creadas en cada nueva boca. Por lo tanto, el cubrimiento lateral de la asociación de facies incrementa. Comúnmente, uno de los distributarios recientemente formados se vuelve dominante hidráulicamente, por cuanto el segundo es abandonado y lentamente rellenado, comúnmente por sedimento de grano fino (van Heerden, 1983 *en* Tye y Hickey, 2001). El abandono y relleno del canal subordinado lateralmente agrupa

dos barras de desembocadura, aunque a través de la depositación de sedimento de grano fino.

#### **3.4.1.3 Barra proximal (Bp)**

Corresponde a un tipo de depósito que se encuentra en la parte más cercana a los canales distributarios entre las bahías interdistributarias. Conforman depósitos progradantes generados principalmente por el desborde de un canal.

Los depósitos de barra proximal en los pozos Tibú- 408K y Tibú-500 para la Formación Barco presentan las siguientes características (Ver **Figura 3.32**):

- Se caracterizan por conformar secuencias granocrecientes hacia el tope pero en ocasiones la tendencia granulométrica se mantiene constante lo que puede complicar establecer el contacto entre dos depósitos de este tipo generando apilamientos de los mismos, proceso conocido como *Stacked proximal bars* (barras proximales apiladas).
- Las barras proximales presentan generalmente laminación *flaser* y ondulitas. También en su estructura se destaca la el contenido de clastos sideríticos o limo-arcillosos en menor proporción que en los depósitos de canal distributivo. Estos clastos en ciertos intervalos presentan una tendencia a orientación y se presentan elongados principalmente.
- El predominio de la fracción arena sobre la fracción lodosa, indica un flujo hidrodinámico de menor energía que para una barra de desembocadura y el tamaño de grano es mas fino que en el último depósito, donde la preservación de estructuras físicas como la laminación esta sujeta a estas condiciones.
- Estos depósitos se presentan por lo general de manera aislada, pero en el pozo Tibú-500 se presenta un intervalo de considerable espesor donde las barras proximales aparecen apiladas. (Ver **Anexo 2**)
- La respuesta de este depósito al registro Core Gamma / Gamma Ray es en forma cilíndrica o en forma de embudo (**Figura 3.32**), pero usualmente el espesor de

estos depósitos no es muy grande debido a que estas barras por lo general se encuentran rodeados de depósitos interdistributarios.

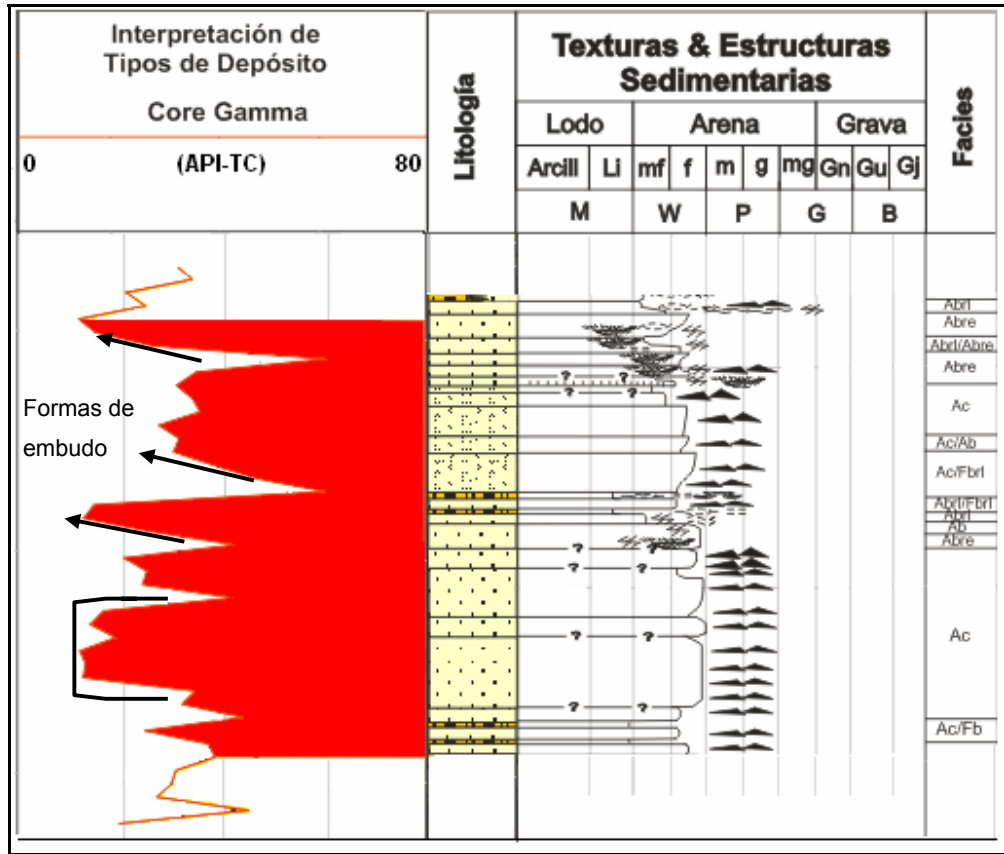


Figura 3.32. Patrones del registro Core Gamma representativos para el depósito de barra proximal. Pozo Tibú-500, Profundidad 4607'-4587''.

- Representan el 14,6% del intervalo corazonado del pozo Tibú 408-K; equivalente a 62,33 pies de espesor y el 19% del intervalo corazonado para el pozo Tibú-500 equivalente a 27,83 pies de espesor.
- Poseen espesores continuos que alcanzan hasta los 8 pies de espesor para el caso del pozo Tibú 408-K y 22 pies para el pozo Tibú-500.

La **Tabla 3.5** resume las características de distribución de este tipo de depósito en los intervalos corazonados de los pozos anteriormente mencionados.

**Tabla 3.5. Representatividad del depósito de barras proximal en los intervalos corazonados descritos.**

<b>REPRESENTATIVIDAD DEL DEPÓSITO EN LOS NÚCLEOS</b>	<b>POZO TIBÚ 408-K</b>	<b>POZO TIBÚ-500</b>
Porcentaje que ocupa en el intervalo corazonado (%)	<b>14,60</b>	<b>19,00</b>
Espesor(pies)	<b>62,33</b>	<b>27,83</b>
Máximo espesor continuo (pies)	8,00	<b>22,00</b>

Las facies que componen principalmente este tipo de depósito son las facies arenosas arenita bioturbada con relictos de laminación (Abrl), Arenita bioturbada (Ab), Arenita bioturbada con relictos de laminación (Abre), y Arenita con clastos (Ac), esta última facies para el caso del pozo Tibú-500.

La sucesión de facies muestra que sobrepuesto a los depósitos de barras proximales se hallan los depósitos de las partes distales de progradaciones correspondientes a rellenos de bahía interdistributaria y a los depósitos acrecionales de canales distributarios. (Ver **Anexos 1 y 2**)

#### **3.4.1.4 Relleno de bahía interdistributaria (Rbi)**

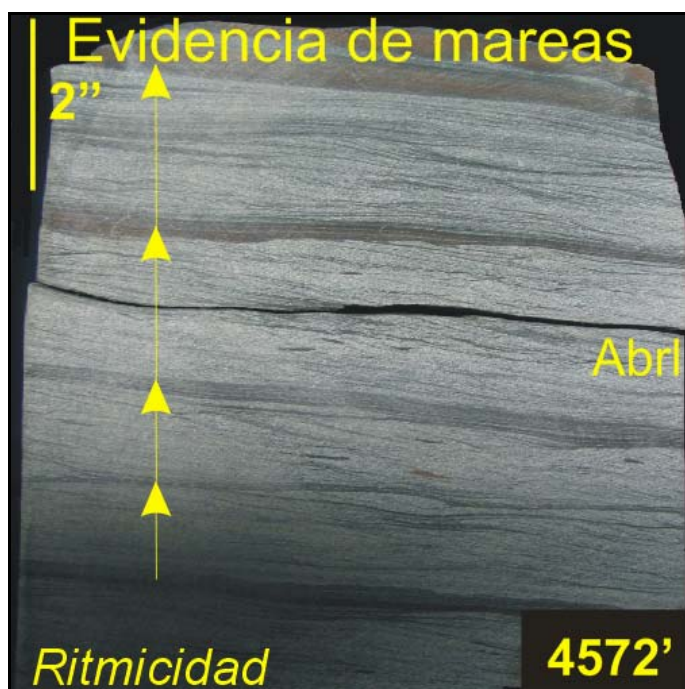
Los rellenos de bahía interdistributaria son depósitos que se forman por procesos de desbordamiento de los canales, cuyos sedimentos son movidos por tracción y por suspensión, para que luego posiblemente puedan ser retrabajados por procesos mareales.

Los rellenos de bahía interdistributaria en los pozos Tibú- 408K y Tibú-500 para la Formación Barco presentan las siguientes características:

- Se caracterizan por conformar secuencias granodecipientes hacia el tope pero en ocasiones la tendencia granulométrica es granocreciente.
- Los rellenos de bahía interdistributaria generalmente presentan algún tipo laminación y bioturbación. Esto se debe generalmente a que este tipo de depósitos

se encuentran ubicados en un lugar del delta que carece de cualquier corriente de un río pero aún se encuentran atrás del límite de inundación mareal efectiva y allí que los procesos mareales pueden actuar.

- Se presentan eventos de ritmicidad (*Rhythmites*) que tienen relación con una influencia mareal. Esto se manifiesta en los corazones del pozo Tibú 408-K y Tibú-500 para este tipo de depósitos y consiste de la alternancia de capas delgadas del orden de 3 a 4mm de limosiderítico con capas de arena muy fina (**Figura 3.33**). Las razones para tal repetición rítmica son cambios regulares en el transporte o producción de material principalmente que pueden ser de corta duración, cambios maréales o cambios estacionales causados por condiciones climáticas (Reineck y Singh, 1980). Los contactos entre las capas de arena y limo es neto.



**Figura 3.33.** Eventos de ritmicidad que son relacionados con una influencia mareal. Pozo Tibú 408-K, Profundidad 4572' – 4571'5"

- El predominio de la fracción limo sobre la fracción arena, indica un flujo hidrodinámico de menor energía que para los depósitos anteriormente mencionados. La preservación de estructuras físicas como la laminación esta sujeta a estas condiciones.
- En la curva granulométrica no hay una tendencia definida; solo hay pequeñas



**Tabla 3.6. Representatividad del depósito de relleno de bahía interdistributaria en los intervalos corazonados descritos.**

<b>REPRESENTATIVIDAD DEL DEPÓSITO EN LOS NÚCLEOS</b>	<b>POZO TIBÚ 408-K</b>	<b>POZO TIBÚ-500</b>
Porcentaje que ocupa en el intervalo corazonado (%)	<b>33,00%</b>	<b>14,00</b>
Espesor(pies)	<b>140,92</b>	<b>20,67</b>
Máximo espesor continuo (pies)	<b>17,00</b>	4,80

Las facies que componen principalmente estos depósitos son Limolita-arcillolita bioturbada con relictos de laminación (Fbrl), Arenita bioturbada con relictos de laminación (Abrl) y Limolita-arcillolita bioturbada (Fb). En menor proporción aparece las facies Arenita bioturbada (Ab).

La sucesión de facies muestra que sobrepuesto a los depósitos de relleno de bahía interdistributaria se hallan los depósitos de barras proximales y ocasionalmente depósitos agradacionales de bahía interdistributaria - depósitos acrecionales de canal distributivo (Ver **Anexos 1 y 2**).

#### **3.4.1.5 Bahía interdistributaria (Bi)**

De acuerdo con Reineck y Singh *op cit*, corresponde a depósitos de tipo marginal en un delta. Los depósitos de bahía interdistributaria están cercanamente asociados con depósitos *Topset* de un delta (*Frente deltaico*). Tales áreas son cuerpos de agua abiertos rodeados por diques o pantanos, pero abiertos o conectados a mar abierto por canales mareales, etc.

La depositación en tales bahías es principalmente por dos procesos: el sedimento de grano fino es depositado por suspensión debido a la ausencia de la actividad de olas, y el sedimento grueso traído por canales de *crevasse*. Localmente, como un resultado de la presencia de actividad de olas, la laminación lenticular es el tipo más abundante de laminación. Otros tipos de laminación que se pueden encontrar son laminación plano paralela mostrando las texturas como las diferencias de color en capas adyacentes. Localmente, las ondulitas de corriente y estructuras de scour son comunes. Ellas son

producidas por corrientes mareales o corrientes producidas por sobreflujo durante etapas de inundación. Los depósitos de conchas y bioturbación también son frecuentes.

Los depósitos de bahía interdistributaria en los pozos Tibú- 408K y Tibú-500 para la Formación Barco presentan las siguientes características (**Figura 3.35**):

- Corresponde a un depósito de tipo agradacional que se caracteriza por conformar secuencias granodecrescentes hacia el tope o secuencias continuas de material fino tipo limolita-arcillolita.
- Los depósitos de bahía interdistributaria generalmente presentan algún tipo laminación y bioturbación. En el pozo Tibú-500 las facies que caracterizan este tipo de depósito se presentan de aspecto masivo o abigarradas, careciendo de laminación principalmente.
- La bioturbación puede ser lo suficientemente alta como para destruir la laminación, pero en otros casos los paquetes son totalmente arcillosos masivos y la laminación no es reconocible.
- El predominio de la fracción arcilla sobre la fracción arena, indica un flujo hidrodinámico de muy baja energía para este tipo de depósito, siendo la sedimentación por suspensión el mecanismo de acumulación del sedimento. Otra característica de estos depósitos finos es la mejor conservación de las estructuras orgánicas como las madrigueras
- En la curva granulométrica la tendencia es muy clara: los limos-arcillas producen paquetes agradacionales. Solo se presentan pequeñas variaciones e intercalaciones entre paquetes de limolita y arena muy fina de manera esporádica.
- Presencia esporádica de fracturas.
- La respuesta de este depósito al Core Gamma / Gamma Ray da formas irregulares en la curva y presenta picos anormales. Sin embargo, estos picos no se deben a paquetes arenosos, sino a la presencia de fragmentos carbonosos y leñosos que hacen deflectar el registro Core Gamma hacia zonas de menor radiactividad (Ver Figura 3.36, parte inferior) e incluso en algunas ocasiones el registro Gamma Ray también presenta este comportamiento.
- Representan el 15,4% del intervalo corazonado del pozo Tibú 408-K; equivalente a

65,83 pies de espesor y el 39% del intervalo corazonado para el pozo Tibú-500 equivalente 54,00 pies de espesor.

- Poseen espesores continuos que alcanzan hasta los 15 pies de espesor para el caso del pozo Tibú 408-K y 9,00 pies para el pozo Tibú-500.

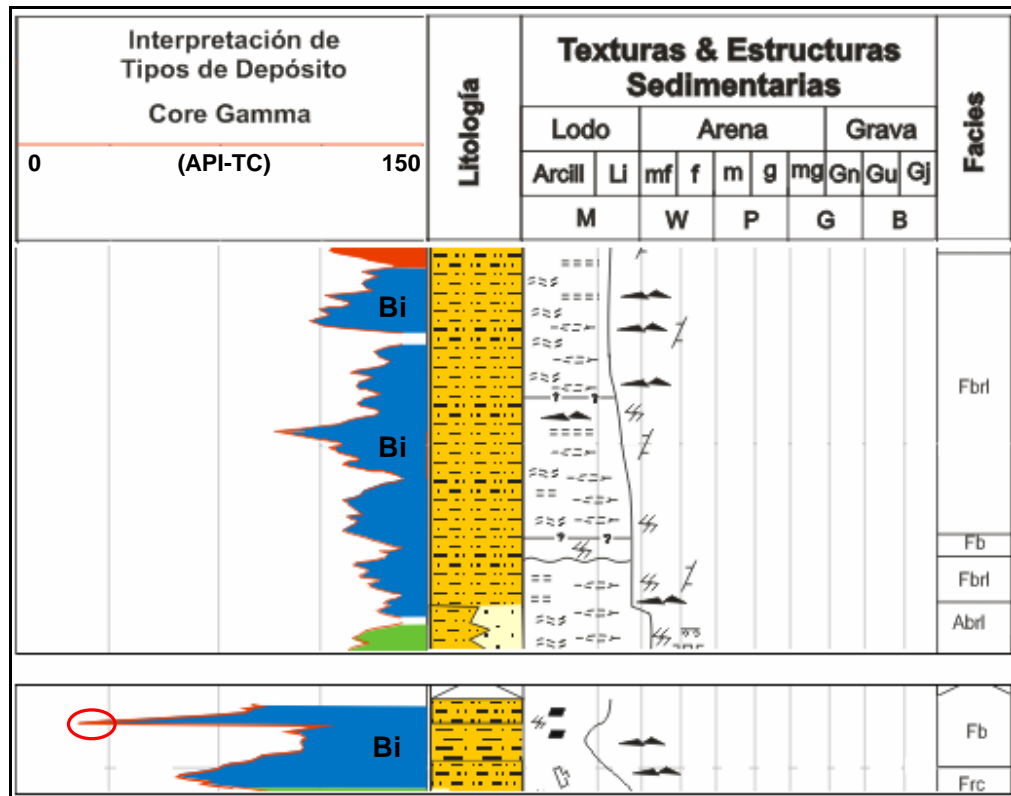


Figura 3.35. Patrones del registro Core Gamma representativos para el depósito de bahía interdistributaria (Bi). Pozo Tibú 408-K, Profundidad 4367'-4355' y 4220'-4216'.

La **Tabla 3.7** resume las características de distribución de este tipo de depósito en los intervalos corazonados de los pozos anteriormente mencionados.

**Tabla 3.7. Representatividad del depósito de bahía interdistributaria en los intervalos corazonados descritos.**

<b>REPRESENTATIVIDAD DEL DEPÓSITO EN LOS NÚCLEOS</b>	<b>POZO TIBÚ 408-K</b>	<b>POZO TIBÚ-500</b>
Porcentaje que ocupa en el intervalo corazonado (%)	15,40	<b>39,00</b>
Espesor(pies)	65,83	<b>54,00</b>
Máximo espesor continuo (pies)	15,00	9,00

Las facies que componen principalmente estos depósitos son Fb y Fbrl. La facies Abri aparece muy esporádicamente por la relación con la facies Fbrl y puede ser producto de un arrastre de sedimento de capas adyacentes.

La sucesión de facies muestra que sobrepuesto a los depósitos de bahía interdistributaria se hallan los depósitos de rellenos de bahía interdistributaria y ocasionalmente los depósitos acrecionales de canal distributivo. (Ver **Anexos 1 y 2**)

#### **3.4.1.6 Paleosuelo (P)**

Un depósito de paleosuelo es un depósito que se encuentra relacionado a depósitos de llanuras de inundación. Su origen se debe a que sedimentos arcillosos de bahías interdistributarias sufren formación de suelo y que dependiendo del clima diferentes tipos de perfil de suelo son desarrollados. Uno que opera en un clima húmedo-frío y el otro en un clima seco-caliente. Dependiendo del tipo de clima se presentan diferentes tipos de minerales en su composición (Reineck y Singh *op cit.*)

Los depósitos de paleosuelos en los pozos Tibú- 408K y Tibú-500 para la Formación Barco presentan las siguientes características (Ver **Figura 3.36 – Anexos 1 y 2**):

- Corresponde a un depósito de tipo agradacional que se caracteriza por conformar secuencias continuas de material fino tipo limolita-arcillolita. Las muestras de roca presentan tonalidades y café rojizos en muestra de roca.
- La roca es limo-arcillosa; con altos niveles de oxidación, la cual puede formarse



- Este depósito aparece esporádicamente en el pozo Tibú-408K, pero en el pozo Tibu-500 los paleosuelos son un poco más constantes y desarrollados.
- Representan el 1,3% del intervalo corazonado del pozo Tibú 408-K; equivalente a 5,75 pies de espesor y el 6% del intervalo corazonado para el pozo Tibú-500 equivalente 8,17 pies de espesor.
- Poseen espesores continuos que alcanzan hasta los 2,50 pies de espesor para el caso del pozo Tibú 408-K y 3,67 pies para el pozo Tibú-500.

La **Tabla 3.8** resume las características de distribución de este tipo de depósito en los intervalos corazonados de los pozos anteriormente mencionados.

**Tabla 3.8. Representatividad del depósito de paleosuelo en los intervalos corazonados descritos.**

<b>REPRESENTATIVIDAD DEL DEPÓSITO EN LOS NÚCLEOS</b>	<b>POZO TIBÚ 408-K</b>	<b>POZO TIBÚ-500</b>
Porcentaje que ocupa en el intervalo corazonado (%)	1,3	6,00
Espesor(pies)	5,75	8,17
Máximo espesor continuo (pies)	2,50	3,67

Este depósito se encuentra representado principalmente por las facies Limolita-arcillolita de paleosuelos (Fp) y Limolita bioturbada (Fb) en menor parte.

Este tipo de depósito no posee una posición estratigráfica definida, debido a que ocurren como eventos esporádicos o repentinos y de esta forma son leídos dentro del registro sedimentológico.

#### **3.4.1.7 Albufera (A)**

Los sedimentos de las albuferas están constituidos de capas lodosas; restos de hojas, raíces de plantas, algunas madrigueras y grietas de desecación. Este ambiente se encuentra relacionado con *lagoons* costeros y con depósitos de ciénagas donde es común la presencia de carbón debido a la buena preservación de materia orgánica.

Los depósitos de albufera en los pozos Tibú- 408K y Tibú-500 para la Formación Barco presentan las siguientes características (Ver **Figura 3.37**):

- Corresponde a un depósito de tipo agradacional que se caracteriza por conformar secuencias continuas de material fino tipo limolita-arcillolita. Las estructuras sedimentarias que se preservan son restos de hojas, fragmentos leñosos y fragmentos laminares de material leñoso.
- El carbón presenta brillo vítreo y generalmente está consolidado para el caso del pozo Tibú 408-K. En el pozo Tibú-500 se presenta físil hacia la base del intervalo corazonado que se analizó conformando un shale carbonoso.
- La albufera hace referencia a un depósito de condiciones de energía de sedimentación muy baja con poca o ninguna actividad de corrientes, lo cual hace que el sedimento se deposite en su totalidad por suspensión. Lo anterior permite que los procesos orgánicos jueguen un papel fundamental en la formación de la roca aportando residuos y componentes de la biomasa que fácilmente pueden conservarse y dar origen al carbón.
- La respuesta de este depósito al registro Core Gamma / Gamma Ray podría hacer pensar en un nivel de arenas limpias; sin embargo, el amarre con la roca, muestra es la presencia de niveles de carbón donde por algún motivo el registro tomado deflecta hacia zonas de muy baja radiactividad. Este concepto extrapolado a los registros de los demás pozos con registro Gamma Ray en el anticlinal de Socuavó hizo posible la delimitación de la Formación Barco para el área de estudio.
- Estos depósitos ayudan a marcar el tope de la Formación Barco con la suprayacente Formación Los Cuervos en los registros de pozo (Figura 36, parte superior), que soportado con el registro Gamma Ray y Densidad hace la identificación del contacto un poco más fácil.
- Se encuentran mejor desarrollados en el pozo Tibú-500 que en el pozo Tibú 408-K en una relación de 5:1 en pies aproximadamente.
- Representan el 0,90% del intervalo corazonado del pozo Tibú 408-K; equivalente a 3,83 pies de espesor y el 13,00% del intervalo corazonado para el pozo Tibú-500 equivalente 18,00 pies de espesor.

- Poseen espesores continuos que alcanzan hasta los 1,80 pies de espesor para el caso del pozo Tibú 408-K y 5,00 pies para el pozo Tibú-500.

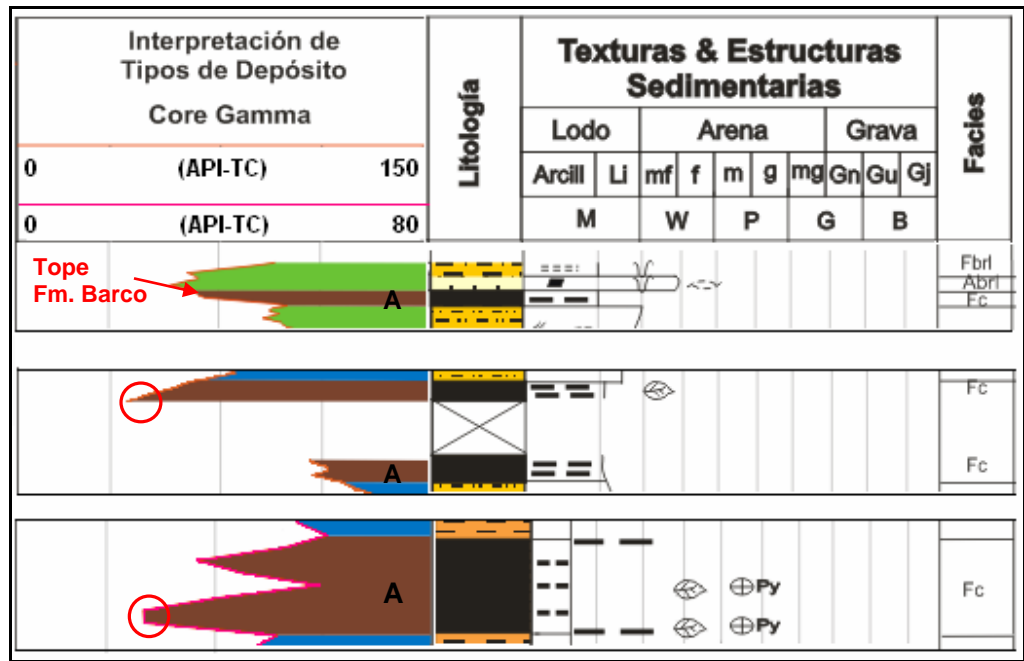


Figura 3.37. Patrones del registro Core Gamma representativos para el depósito de albúfera (A). Pozo Tibú 408-K Profundidad 4175'8" – 4175' (parte superior) 4272'9"-4271'8" (parte media), Pozo Tibú-500 Profundidad 4693'6"-4689'6" (parte inferior).

La **Tabla 3.9** resume las características de distribución de este tipo de depósito en los intervalos corazonados de los pozos anteriormente mencionados.

**Tabla 3.9. Representatividad del depósito de albúfera en los intervalos corazonados descritos.**

REPRESENTATIVIDAD DEL DEPÓSITO EN LOS NÚCLEOS	POZO TIBÚ 408-K	POZO TIBÚ-500
Porcentaje que ocupa en el intervalo corazonado (%)	0,90	13,00%
Espesor(pies)	3,83	<b>18,00</b>
Máximo espesor continuo (pies)	1,80	5,00

El depósito de albúfera esta compuesto por la facies Limolita-arcillolita carbonosa (Fc) y en el pozo Tibú-500 se encuentra esporádicamente relacionada con la facies Limolita-arcillolita con restos carbonosos (Frc) y Limolita-arcillolita bioturbada (Fb).

Este tipo de depósito no posee una posición estratigráfica definida, debido a que ocurren como eventos esporádicos o repentinos y de esta forma son leídos dentro del registro sedimentológico.

### 3.5 RESISTENCIA E IMPREGNACIÓN

Con base en la descripción de núcleos de roca de los pozos Tibú 408-K y Tibú-500 para la Formación Barco, en este aparte se estudiarán algunas características que se encuentran relacionadas con algunas propiedades petrofísicas básicas (porosidad y permeabilidad) de la roca, como son la resistencia e impregnación, datos que son un aporte valioso en el entendimiento de la producción de los intervalos estudiados. La resistencia de la roca da una medida de la tendencia a la disgregación de la roca-comportamiento mecánico generalizado y la impregnación es un parámetro cualitativo obtenido visualmente a partir de los núcleos de roca con el fin de estimar la impregnación de hidrocarburo en las facies y ambientes de depósito definidos previamente. Estos dos parámetros también se encuentran relacionados en los **Anexos 1 y 2**.

#### 3.5.1 Resistencia

Los criterios usados para esta clasificación es la resistencia del núcleo a romperse ante una presión determinada, siguiendo la clasificación de Compton (1985) tenemos:

**Suelto:** *Se utiliza cuando el intervalo corazonado consiste de arena.*

**Muy friable:** *La roca se desmenuza al contacto con las manos.*

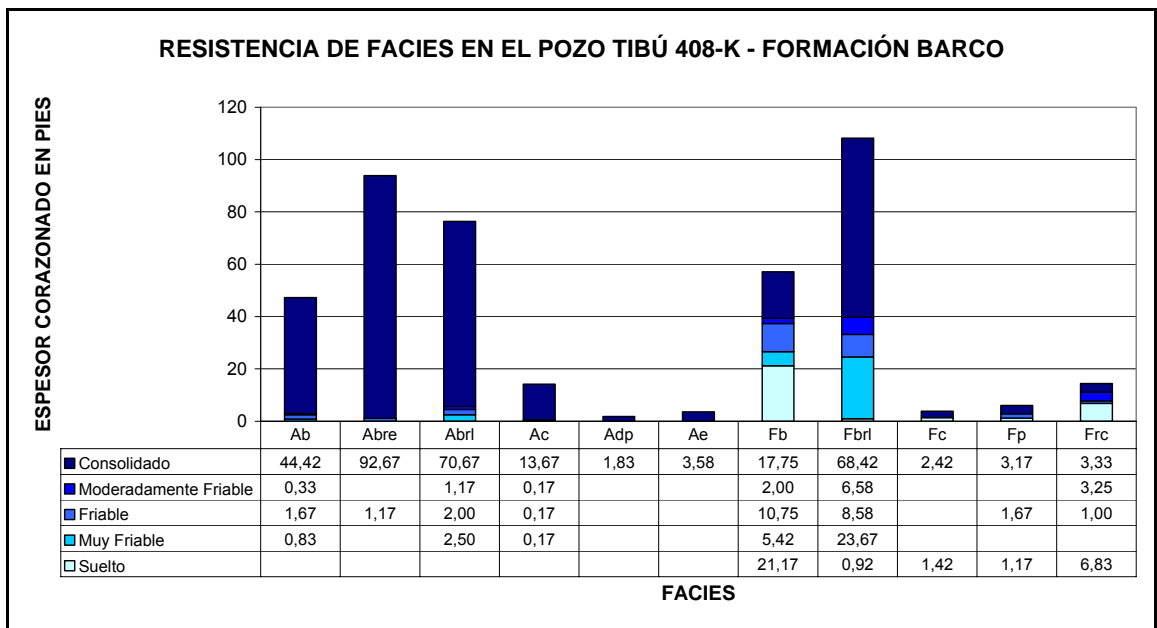
**Friable:** *La roca se rompe al ejecutar una moderada presión con las manos.*

**Moderadamente Friable:** *El intervalo corazonado soporta la presión de las manos, pero con presión mayor se disgrega.*

**Consolidado:** *La roca se rompe únicamente con el golpe de un martillo.*

En las **Figuras 3.38 y 3.39** se puede observar el estado de resistencia de las diferentes facies corazonadas de la Formación Barco para el pozo Tibú 408-K y Tibú-500 respectivamente.

### 3.5.1.1 Grado de Resistencia en el pozo Tibú 408-K (Formación Barco)



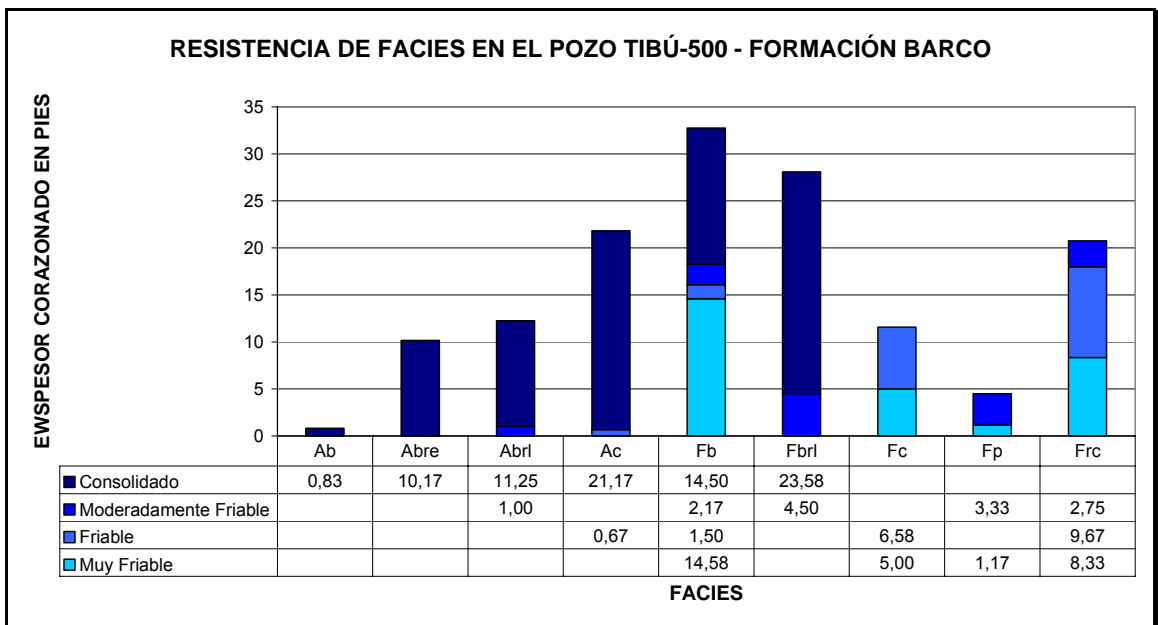
**Figura 3.38. Resistencia de las facies corazonadas del Pozo Tibú 408-K – Formación Barco**

En la **Figura 3.38** se observa que las mayores resistencias se presentan en las facies arenosas, que en su orden son: Arenita bioturbada con relictos de estratificación (Abre), Arenita bioturbada con relictos de laminación (Abrl), Arenita bioturbada (Ab), Arenita con clastos (Ac), Arenita con deformación penecontemporanea (Adp), Arenita estratificada (Ae). El contraste con las facies lodosas es algo notorio; aunque las facies limolita-arcillolita bioturbada (Fb) y limolita-arcillolita bioturbada con relictos de laminación (Fbrl), tienen su mayoría de intervalo corazonado un estado consolidado o poco friable.

La causa por la cual las facies lodosas tiene intervalos de material no consolidado es porque hay una relación directa entre cantidad de materia orgánica y friabilidad de la roca principalmente.

De los 237 pies de arenisca recuperados para el pozo Tibú-408K, hay un intervalo consolidado corazonado de 227,41 pies equivalente al 95.95%: Por otro lado el 4.05% equivalente a 9.59 pies, corresponde a intervalo corazonado de la fracción arena con algo de friabilidad. Este análisis nos confirma la alta consolidación de las areniscas en profundidad para la Formación Barco.

### 3.5.1.2 Grado de Resistencia en el pozo Tibú-500 (Formación Barco)



**Figura 3.39. Resistencia de las facies corazonadas del Pozo Tibú-500 – Formación Barco**

Como se puede apreciar en la **Figura 3.39**, análogamente como en el pozo anterior las facies arenosas en su mayoría están en un estado de resistencia consolidado, y las facies lodosas presentan varios grados de friabilidad, debido a la relación directa entre la cantidad de materia orgánica y la friabilidad de la roca.

De los 45.08 pies de arenisca recuperados para el pozo Tibú-500, hay un intervalo consolidado corazonado de 43.41 pies equivalente al 96.29%: Por otro lado el 3.71% equivalente tan solo a 1.67 pies, corresponde a intervalo corazonado de la fracción arena

con algo de friabilidad. En este pozo podemos también observar la alta consolidación de las areniscas en la Formación Barco.

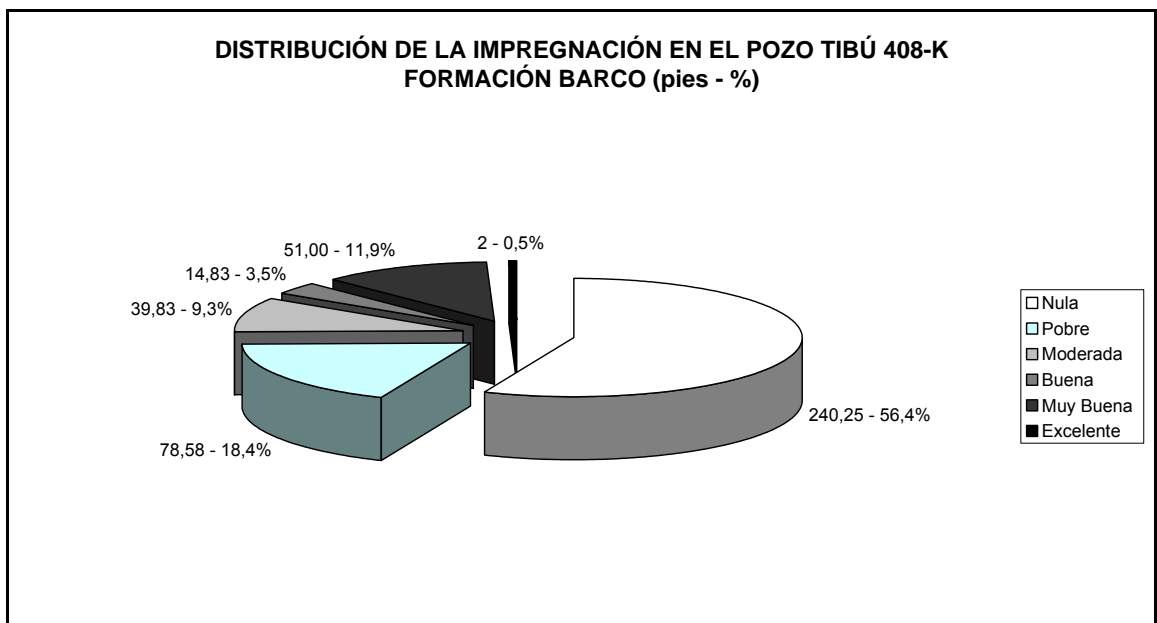
### 3.5.2 Impregnación

Los criterios para describir la impregnación de hidrocarburo en los núcleos de roca de los pozos Tibú 408-K y Tibú-500, son dentro de este análisis sedimentológico de hecho cualitativos, y tienen la intención de reflejar mediante un análisis enteramente visual una comparación entre los diferentes grados de impregnación de hidrocarburo mostrados.

Esta impregnación ha sido calificada de menor a mayor grado como: Nula, Pobre, Moderada, Buena, Muy buena y Excelente.

#### 3.5.2.1 Impregnación en el pozo Tibú 408-K

En la **Figura 3.40** se puede apreciar el estado de impregnación de los intervalos corazonados analizados de la Formación Barco en el pozo Tibú 408-K.



**Figura 3.40. Distribución de la Impregnación en el pozo Tibú 408-K - Formación Barco**

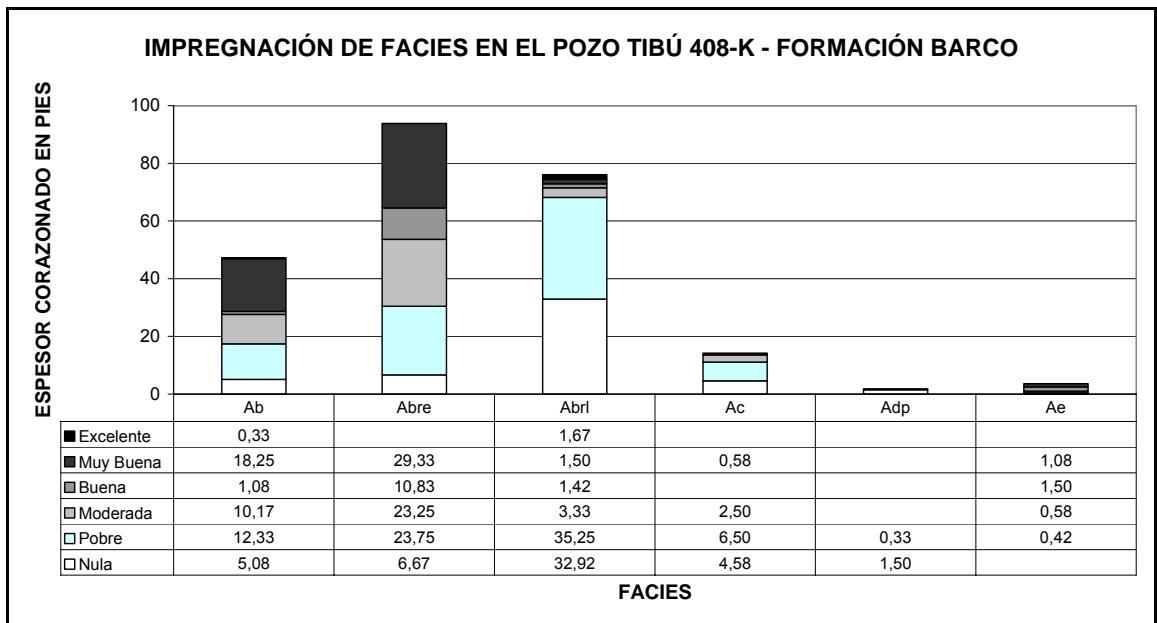
### 3.5.2.1.1 Impregnación por facies

En total el 43.6 % de todo el intervalo corazonado del pozo Tibú-408K para la Formación Barco presenta algún tipo de impregnación, esto corresponde a 186 pies impregnados de hidrocarburo distribuidos en la **Figura 3.40** y en la **Tabla 3.10**.

**Tabla 3.10. Distribución de la impregnación en las facies corazonadas del pozo Tibú 408-K - Formación Barco. (Unidades en pies).**

FACIES	1-Nula	2-Pobre	3-Moderada	4-Buena	5-Muy Buena	6-Excelente
Ab	5,08	12,33	10,17	1,08	18,25	0,33
Abre	6,67	23,75	23,25	10,83	29,33	
Abri	33,17	35,25	3,33	1,42	1,50	1,67
Ac	4,58	6,50	2,50		0,58	
Adp	1,50	0,33				
Ae		0,42	0,58	1,50	1,08	
<b>Total</b>	<b>51,00</b>	<b>78,58</b>	<b>39,83</b>	<b>14,83</b>	<b>50,75</b>	<b>2,00</b>

La **Figura 3.41** muestra el estado de impregnación de las facies arenosas para el pozo Tibú 408-K (Formación Barco).



**Figura 3.41. Impregnación de facies en los intervalos corazonados del pozo Tibú 408-K - Formación Barco**

Este porcentaje de 43.6% de impregnación se encuentra desglosado como sigue:

- Con impregnación pobre el 18,40%
- Con impregnación moderada el 9,34%
- Con impregnación buena el 3,49%
- Con impregnación muy buena el 11,88%
- Con impregnación excelente el 0,49%

Como se puede apreciar las condiciones de impregnación para el pozo Tibú-408K son muy altas y un análisis por facies desde el punto de vista de roca reservorio arroja lo siguiente:

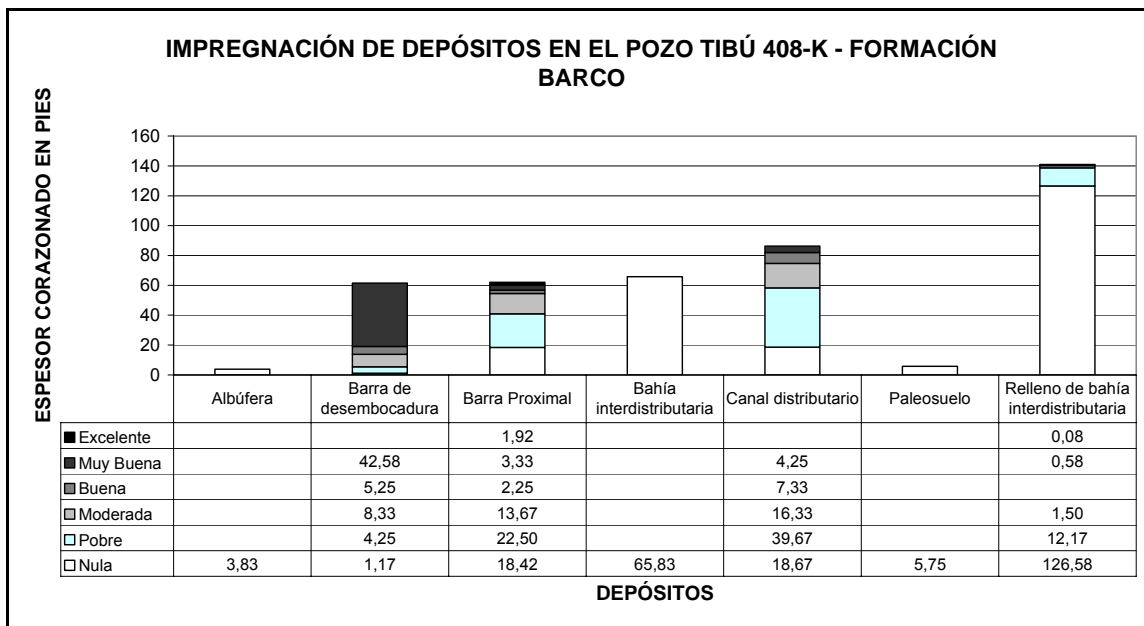
Las facies arenosas en este pozo indican un alto grado de consolidación e impregnación lo que las confirma como rocas con buenas propiedades para un reservorio en primera instancia.

En el pozo Tibú-408K la facies Arenita bioturbada (Ab) y la facies Arenita bioturbada con relictos de estratificación (Abre), son las facies con las mejores propiedades como posible reservorio; otra característica importante de estas facies es su continuidad durante amplios intervalos del registro corazonado. Por otra parte, además de presentar excelentes estados de impregnación fueron aquellas facies con el mayor grado de resistencia.

La facies Arenita con estratificación cruzada (Ae) presenta una impregnación muy buena y un grado de resistencia alto, pero una escasa representación en el intervalo corazonado.

#### **3.5.2.1.2 Impregnación por tipo de depósito**

El análisis de la impregnación por tipo de depósito guarda relación con la impregnación por facies y arroja los siguientes resultados (**Figura 3.42**):



**Figura 3.42. Impregnación de depósitos en los intervalos corazonados del Pozo Tibú-408K - Formación Barco.**

Como se puede apreciar, las barras de desembocadura, los canales distributarios y las barras proximales son los depósitos con las mejores impregnaciones. La única diferencia entre estos tipos de depósito es su continuidad, ya que los dos primeros son en espesor mayor que el último. La impregnación puede ser corroborada en la **Figura 3.43** correspondiente a los núcleos de roca que representan el depósito de barra de desembocadura en el pozo Tibú 408-K.

Los depósitos de relleno de bahía interdistributaria presentan esporádicamente impregnación, pero al igual que la bahía interdistributaria, los paleosuelos y la albúfera son depósitos con facies finas que por lo general actúan como posibles barreras de permeabilidad.



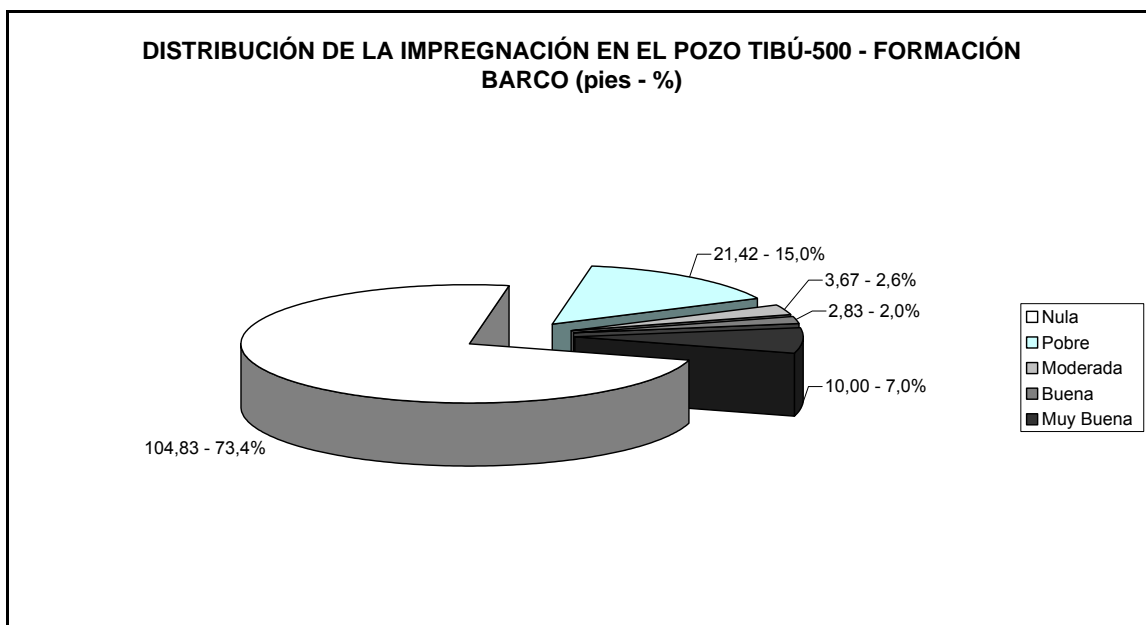
**Figura 3.43. Impregnación estimada visualmente en el depósito de barra de desembocadura, Pozo Tibú 408-K - Formación Barco. Los tonos café corresponden a intervalos impregnados de hidrocarburo.**

### **3.5.2.2 Impregnación en el pozo Tibú-500 (Formación Barco)**

En la **Figura 3.44** se puede apreciar el estado de impregnación de los intervalos corazonados analizados de la Formación Barco en el pozo Tibú-500.

#### **3.5.2.2.1 Impregnación por facies**

En total el 26.6 % de todo el intervalo corazonado de la Formación Barco del pozo Tibú-500 presenta algún tipo de impregnación, esto corresponde a 37.91 pies impregnados de hidrocarburo distribuidos en la **Figura 3.44** y en la **Tabla 3.11**.



**Figura 3.44. Distribución de la Impregnación en el pozo Tibú-500 - Formación Barco**

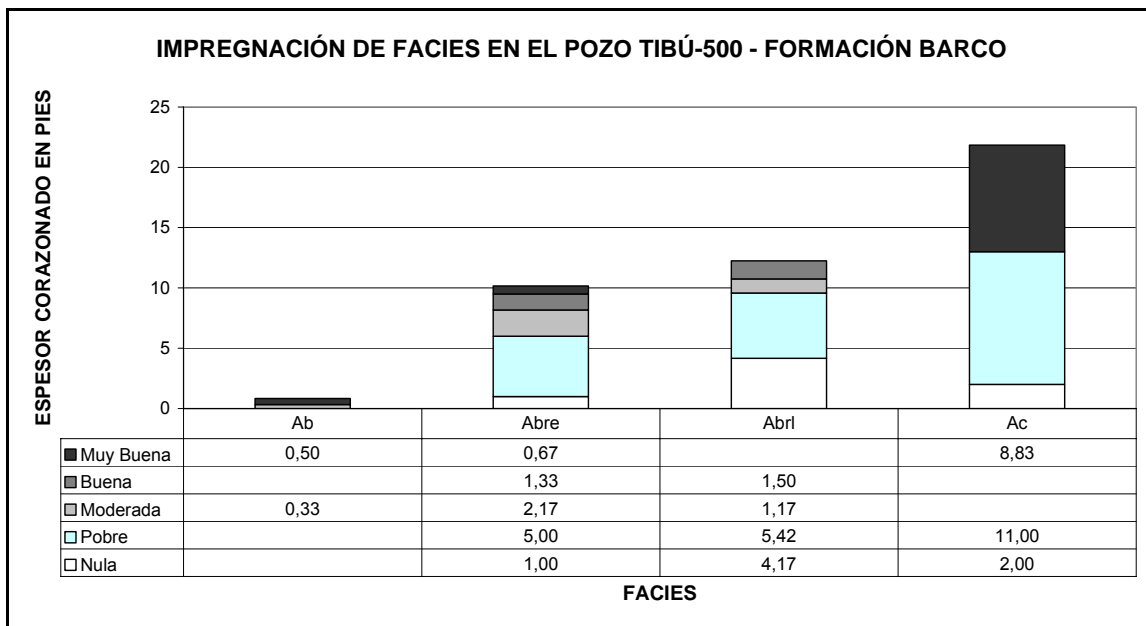
**Tabla 3.11. Distribución de la impregnación en las facies corazonadas del pozo Tibú-500 - Formación Barco. (Unidades en pies).**

FACIES	1-Nula	2-Pobre	3-Moderada	4-Buena	5-Muy Buena
Ab			0,33		0,50
Abre	1,00	5,00	2,17	1,33	0,67
Abrl	4,17	5,42	1,17	1,50	
Ac	2,00	11,00			8,83
<b>Total</b>	<b>7,17</b>	<b>21,42</b>	<b>3,67</b>	<b>2,83</b>	<b>10,00</b>

La **Figura 3.45** muestra el estado de impregnación de las facies arenosas para el pozo Tibú-500 (Formación Barco).

Este porcentaje de 26.6% de impregnación se encuentra desglosado como sigue:

- Con impregnación pobre el 15,03%
- Con impregnación moderada el 2,57%
- Con impregnación buena el 1,99%
- Con impregnación muy buena el 7,01%



**Figura 3.45. Impregnación de facies en los intervalos corazonados del pozo Tibú-500 - Formación Barco**

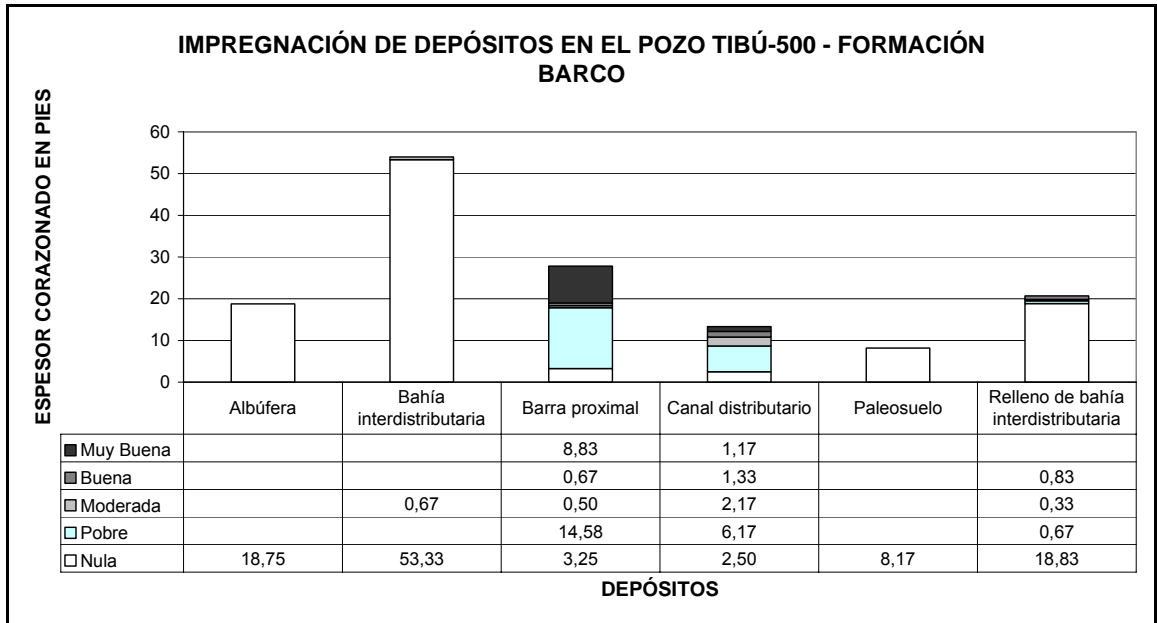
Como se puede apreciar las condiciones de impregnación para el pozo Tibú-500 son buenas, pero no tan satisfactorias como en el pozo Tibú 408-K y un análisis por facies desde el punto de vista de roca reservorio arroja lo siguiente:

Al igual que en el pozo Tibú-408-K las facies arenosas tienen un alto grado de consolidación e impregnación lo que las confirma como rocas con buenas propiedades para un reservorio.

En el pozo Tibú-500 la facies Arenita con clastos (Ac) presenta la mayor impregnación de hidrocarburo en el pozo; además es la facies con mayor continuidad vertical como se puede apreciar en el Anexo 2. La facies Arenita bioturbada con relictos de estratificación (Abre), la facies Arenita bioturbada con relictos de estratificación (Abre) y la facies Arenita bioturbada (Ab), son facies con buenas propiedades, pero tomándolas por separado representan menos que la (Ac).

### 3.5.2.2 Impregnación por tipo de depósito

El análisis de la impregnación por tipo de depósito para el pozo Tibú-500 arroja los siguientes resultados de acuerdo a la **Figura 3.46**.



**Figura 3.46. Impregnación en los depósitos de los intervalos corazonados del Pozo Tibú-500 - Formación Barco.**

Los depósitos de barra proximal y de canal distributivo son los depósitos con las mejores impregnaciones para el pozo en cuestión. Estos depósitos tienen una buena continuidad, vertical en especial los depósitos de barras proximales dado a su espesor representado en los núcleos que alcanza alrededor de 25 pies.

Los depósitos interdistributarios, los paleosuelos y las albúferas son depósitos con impregnación visual nula debido a que se encuentran conformados por facies finas principalmente.

La **Tabla 3.12** presenta un resumen de los valores de impregnación del pozo Tibú 408-K respecto al pozo Tibú-500.

**Tabla 3.12. Comparación de los valores de Impregnación de los intervalos corazonados de los pozos Tibú 408-K y Tibú-500 (Formación Barco).**

<b>IMPREGNACIÓN (%)</b>	<b>Pozo Tibú 408-K</b>	<b>Pozo Tibú-500</b>
<b>Pobre</b>	18,4	15,03
<b>Moderada</b>	9,34	2,57
<b>Buena</b>	3,49	1,99
<b>Muy buena</b>	<b>11,88</b>	<b>7,01</b>
<b>Excelente</b>	<b>0,49</b>	N/A
<b>Total impregnado (%)</b>	<b>43,60</b>	<b>26,60</b>
<b>Total impregnado (pies)</b>	<b>186,00 de 427,67</b>	<b>37,91 de 147,50</b>

### 3.6 ESTRATIGRAFÍA DE SECUENCIAS

La estratigrafía de secuencias es utilizada con la bioestratigrafía y el análisis tectónico para correlacionar y analizar las rocas sedimentarias desde la perspectiva del tiempo geológico. Permite la reconstrucción de la paleogeografía y la generación de modelos que ayuden a predecir la distribución de facies sedimentarias, particularmente aquellas asociadas con yacimientos de hidrocarburos, sus rocas generadoras y sellos.

En el presente trabajo se utilizó la metodología de estratigrafía de secuencias desarrollada por el *Genetic Stratigraphy Research Group* (GSRG) de *Colorado School of Mines* en Cross et al. (1993) y los principios desarrollados por Mitchum y Vail (1977). En general, cada una de estas aproximaciones estratigráficas está basada en la ciclicidad dentro del registro litológico y en la determinación de un armazón estratigráfico en tiempo.

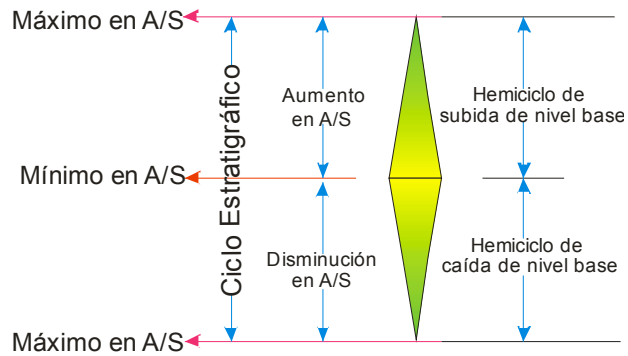
A escala regional de acuerdo con Mondragón et al. (2002) en cuanto se refiere a la Formación Barco, después del evento transgresivo del Turoniano donde se alcanza la máxima superficie de inundación (*Maximum flooding surface*) dentro de un ciclo transgresivo (*Transgressive System Tract*) correspondiente a shales y calizas de las

formaciones Capacho y La Luna comienza un período de somerización paulatina. Después de este punto de máxima inundación el nivel del mar desciende y da paso a un ciclo regresivo durante el Paleoceno que permite la acumulación de rocas en un ambiente de sedimentación de aguas marinas someras y de dominio de deltas con influencia marina local y desarrollo amplio de cuerpos agradacionales de bahías interdistributarias representado en depósitos progradantes que hacen parte de un ciclo regresivo (*Highstand System Tract*) que continúa hasta la depositación de la Formación Catatumbo y de la Formación Barco. A finales del Paleoceno y hasta finales del Eoceno medio, un marcado dominio de facies continentales caracterizado por sedimentos fluvio-deltáicos de las formaciones Los Cuervos y Mirador enmarca la finalización del ciclo regresivo.

### **3.6.1 Ciclos Estratigráficos – Formación Barco**

Cada uno de los ciclos estratigráficos asignados para la Formación Barco corresponde a ciclos estratigráficos 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. Son ciclos fundamentales que representan un hemicycle de caída y subida, por ello mismo, los ciclos de segundo y tercer están compuestos de más de un ciclo de tercer orden (Mitchum y Vail, 1977)

Cada ciclo estratigráfico se define entre dos superficies de máxima relación de espacio de acomodación versus suministro de sedimento (A/S). Se definió el ciclo estratigráfico de esta manera debido a que los límites cronoestratigráficos se localizan casi siempre en o cerca de máximos en A/S. Los máximos en A/S pueden coincidir con superficies de máxima inundación, los mínimos en A/S con superficies de inconformidad o también 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 hemicycle de caída de nivel base y las rocas depositadas durante el aumento en A/S corresponden a un hemicycle de subida de nivel base. (Ver **Figura 3.47**)

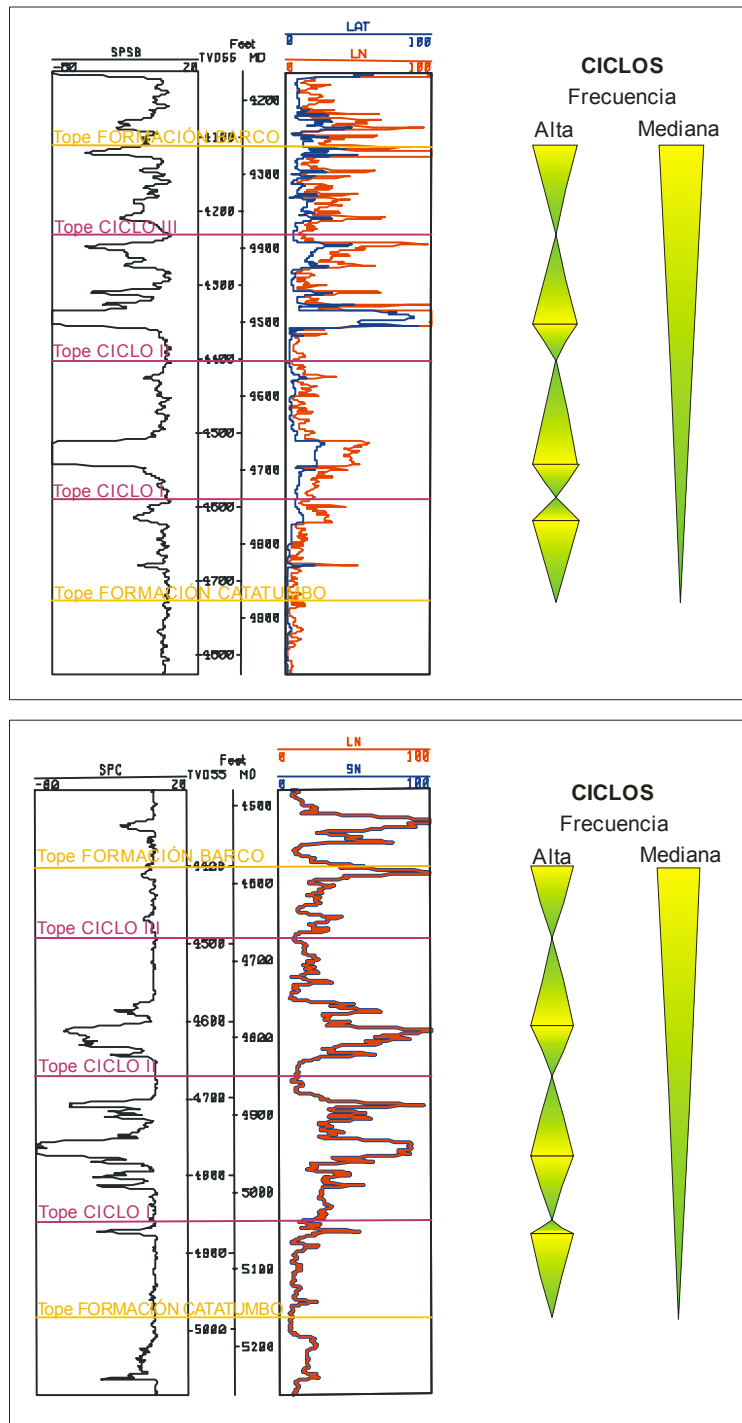


**Figura 3.47. Metodología utilizada de Estratigrafía de Secuencias en el presente estudio.**

Adaptado de Cross et al. (1993)

La caracterización de la Formación Barco fue definida basada en la respuesta a los registros de pozo, básicamente a partir del registro de potencial espontáneo (SP) o del registro de rayos Gamma (GAMMA RAY) con soporte de los registros resistivos normal corto (SN) y registro resistivo normal largo (LN); dentro de un marco de estratigrafía de secuencias.

Para la reconstrucción paleoambiental y estratigráfica de la Formación Barco en el Campo Tibú en el presente trabajo se identificaron en los registros de pozo cuatro ciclos estratigráficos asimétricos de alta frecuencia (cuarto orden) que pueden ser agrupados dentro de un ciclo de mediana frecuencia (tercer orden) de disminución de la relación A/S (**Figuras 3.48 y 3.49**). Los ciclos desde más antiguo a más joven (Ciclo I – Ciclo IV, **Figuras 3.48 y 3.49**) incluyen sedimentos depositados entre una marcada distinción de cambios faciales marinos a no marinos considerado como el límite inferior; y el límite superior un marcador litológico de niveles de carbón (Tope de la Formación Barco ó Tope del Ciclo IV), reflejo del abandono de una secuencia deltaica. Cada uno de estos ciclos representa secuencias de somerización hacia el tope del ambiente de depósito y fueron correlacionados a lo largo del campo (**Anexos 4, 5 y 7 - Correlaciones Estratigráficas**).



**Figura 3.48. Ciclos de la Formación Barco (1).** a) Pozo Tibú-332 (Norte del área de estudio- Área D). b) Pozo Tibú-25 (Parte central del área de estudio- Área B)

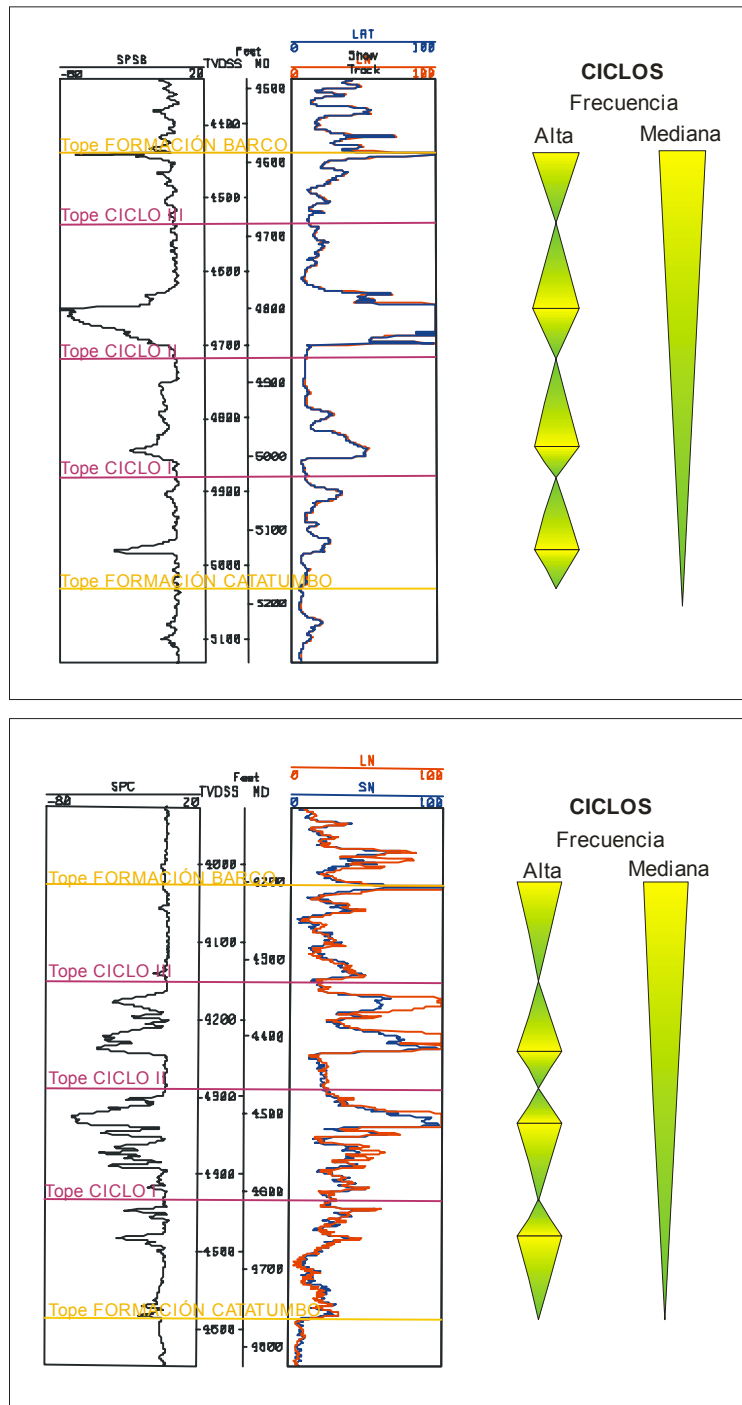
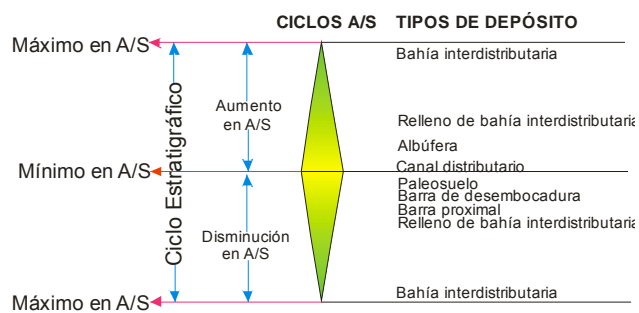


Figura 3.49. Ciclos de la Formación Barco (2). a) Pozo Tibú-358 (Parte central del área de estudio- Área B). b) Pozo Tibú-82 (Sur del área de estudio- Área A).

El tope de cada uno de los ciclos fue definido para la Formación Barco en los pozos que conforman las áreas del Campo Tibú-Socuavó (Áreas A, B y D) (**Anexo 13** -Topes de los ciclos para la Formación Barco en el área de estudio) destacando que para el Ciclo IV sólo se presenta el hem ciclo de disminución de A/S, con los mínimos de A/S hacia el tope del mismo, que ayudan a marcar el contacto entre la Formación Barco con la suprayacente Formación Los Cuervos en los registros de pozo.

Los diferentes tipos de depósito definidos dentro del ambiente sedimentario propuesto en este trabajo ocurren en una posición específica de los ciclos A/S establecidos en los cuatro ciclos estratigráficos empleados para la caracterización de la Formación Barco. La **Figura 3.50** presenta de manera generalizada la relación entre los ciclos de A/S y la ocurrencia de los diferentes depósitos definidos en estos ciclos para la Formación Barco.

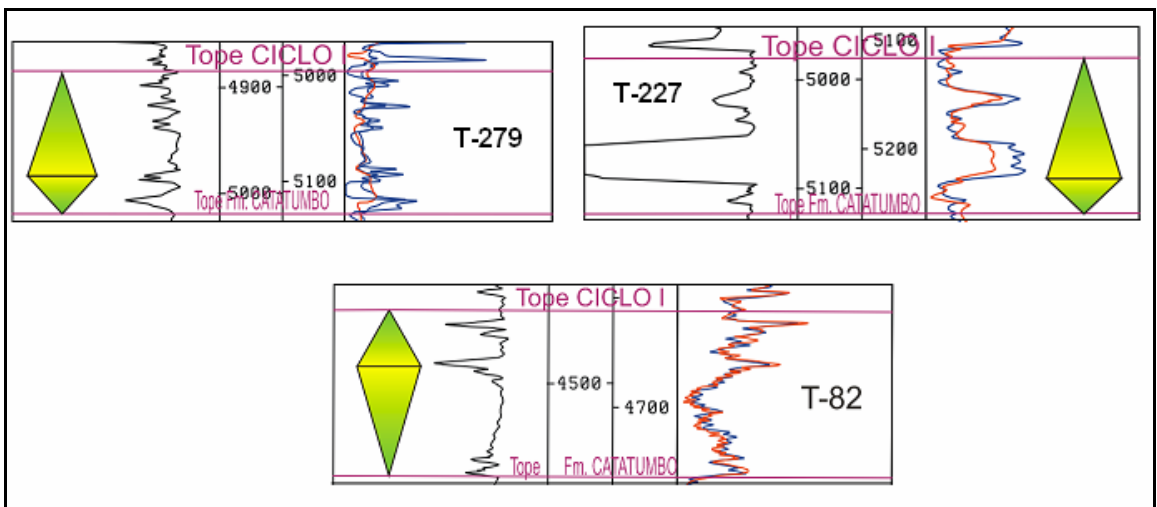


**Figura 3.50. Relación entre ciclos A/S y tipos de depósito para la Formación Barco.**

### 3.6.1.1 Ciclo I

El ciclo I se caracteriza por un desarrollo amplio y dominante de depósitos correspondientes a depósitos de bahía interdistributaria, rellenos de bahía interdistributaria y barras proximales dentro de la Planicie deltaica inferior a superior; está caracterizado por facies Fbrl, Fb, Fc, y Abrl principalmente (**Anexo 2**). Depósitos relacionados a canales abandonados también son frecuentes y pueden ser depósitos con buenas características como reservorio.

Este ciclo está representado por predominio facies finas y por poco desarrollo de facies arenosas (**Figura 3.51**). Estos sedimentos arcillosos constituyen barreras de permeabilidad a unidades de flujo tanto verticalmente como horizontalmente. Sedimentos lodosos son depositados en las bahías entre los distributarios y canales mareales (Scruton, 1960 en Reineck, 1980)



**Figura 3.51. Registros tipo característicos del CICLO I**

La morfología general de este ciclo consta de un hemicyclo de subida que predomina sobre el hemicyclo de caída (**Figura 3.51**), donde hacia la base del ciclo se encuentran los valores máximos de A/S representado por las lutitas oscuras a negras un tanto carbonosas de la Formación Catatumbo que marcan el contacto concordante y gradacional con la Formación Barco (Bouman y Gibson, 1964 en Mondragón *et al.*, 2002). Después de este máximo de A/S se presenta un hemicyclo de disminución de A/S que marca la depositación de paquetes arenosos y conforme continúa hacia arriba los valores de A/S aumentan hasta llegar al tope de este ciclo con el suprayacente CICLO II representado en paquetes arcillosos que pueden corresponder a una superficie de inundación local.

### 3.6.1.2 Ciclo II

Siguiendo la secuencia deltaica por encima del Ciclo I, este ciclo está caracterizado por depósitos asociados a una planicie deltaica inferior afectados por una influencia mareal y representan depósitos de canales distributarios, barras de desembocadura, barras proximales y rellenos de bahía interdistributaria principalmente. Está representado principalmente por facies Abre, Ab, Abri, Ac y Fbrl. En este ciclo se observa un predominio de secuencias granodecrecientes / secuencias granocrecientes de base a tope del ciclo. Presenta un buen desarrollo de facies arenosas y un bajo desarrollo de facies finas (**Figura 3.52**).

La morfología general de este ciclo consta de un hem ciclo de subida que predomina sobre el hem ciclo de caída, donde hacia la base encontramos los valores máximos de A/S (tope del Ciclo I); seguidamente se presenta un hem ciclo de disminución de A/S representado por paquetes arenosos de canales distributarios/barras de desembocadura principalmente; y conforme continúa hacia arriba los valores de A/S aumentan hasta llegar al tope con el suprayacente Ciclo III.

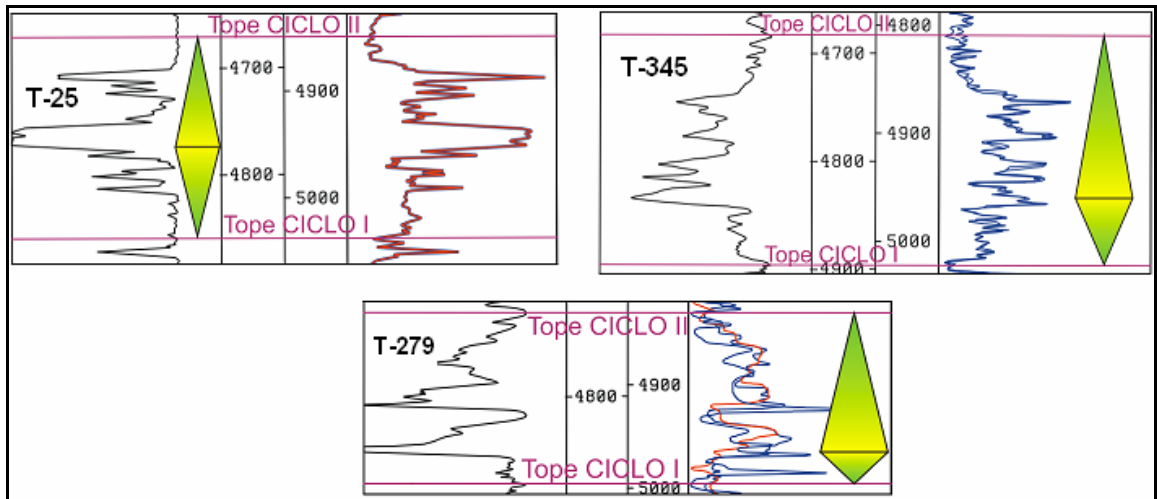


Figura 3.52. Registros tipo característicos del CICLO II

### 3.6.1.3 Ciclo III

El ciclo III fue depositado en una situación similar al Ciclo II pero con predominio de condiciones deltaicas inferiores. Los principales tipos de depósito asociados a este ciclo corresponden a barras de desembocadura, barras proximales y en menor proporción rellenos de bahía interdistributaria y canales distributarios abandonados. Está representado principalmente por facies Abre, Ab, Abri, Ac, Fbri y Fb. En este ciclo se observa un predominio de secuencias granocrecientes / secuencias granodecrescentes de base a tope del ciclo. Presenta un buen desarrollo de facies arenosas y de facies finas en proporciones un tanto similares (**Figura 3.53**).

La morfología general de este ciclo consta de un hemicyclo de subida que predomina sobre el hemicyclo de caída, donde hacia la base encontramos los valores máximos de A/S (tope del Ciclo II). Después de este máximo de A/S se presenta un hemicyclo de disminución de A/S representado por la progradación de depósitos asociados al Ciclo III hasta un mínimo de A/S que puede corresponder a un punto de máxima progradación. Seguido de este punto, se presenta un hemicyclo de subida en A/S y conforme continúa hacia arriba los valores de A/S vuelven a aumentar hasta llegar al tope con el suprayacente CICLO IV.

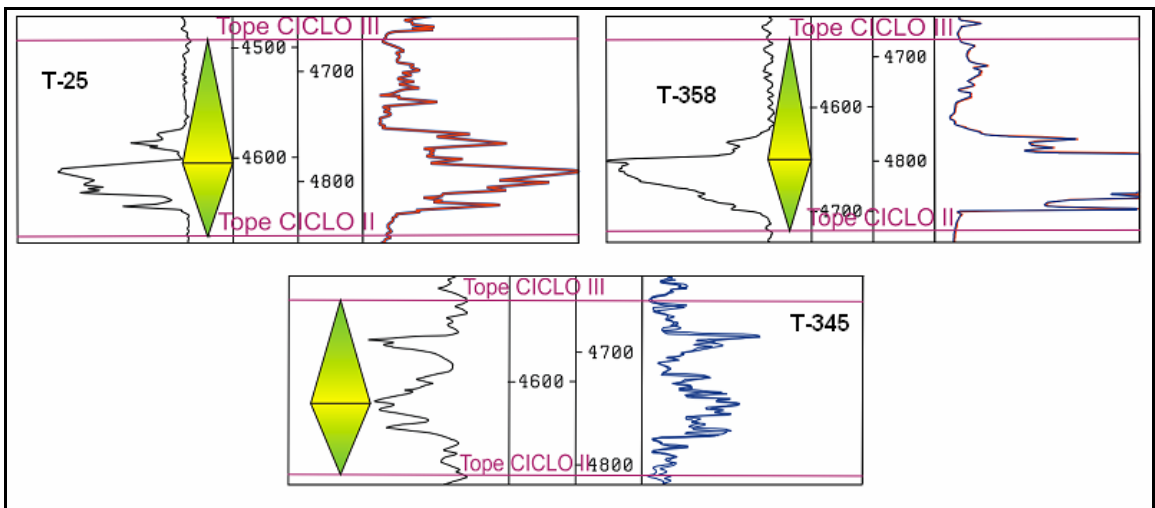
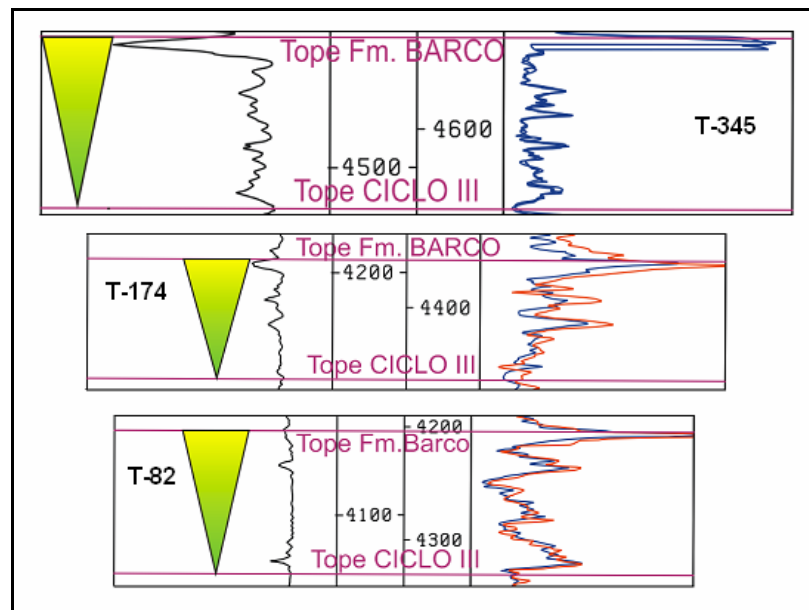


Figura 3.53. Registros tipo característicos del CICLO III

### 3.6.1.4 Ciclo IV

La secuencia deltaica se cierra en este ciclo por depósitos de planicie deltaica superior. Este ciclo está caracterizado por depósitos asociados a una planicie deltaica superior afectados por una influencia mareal representados por depósitos de relleno de bahía interdistributaria y bahía interdistributaria principalmente donde muy esporádicamente ocurren depósitos de barras proximales, paleosuelos y de albufera; este último depósito es relacionado con niveles de carbón (**Sección 3.4.1**) que ayuda en marcar el contacto entre la Formación Barco con la suprayacente Formación Los Cuervos. (Ver **Anexo 1**). Está representado principalmente por facies Fbrl, Fb, Fp, Fc y Abrl, Ac en menor grado. En este ciclo se observa un predominio de secuencias granodecrecientes / secuencias granocrecientes de base a tope del ciclo. Presenta un pobre desarrollo de facies de areniscas pero un buen desarrollo de facies finas principalmente lo que puede actuar como barreras de permeabilidad (**Figura 3.54**).

La morfología general de este ciclo consta de un hem ciclo de caída donde hacia la base encontramos los valores máximos de A/S (Tope del Ciclo III) y conforme continúa hacia arriba los valores de A/S disminuyen hasta llegar al tope de la Formación Barco.



**Figura 3.54. Registros tipo característicos del CICLO IV**

## 4. MODELO ESTRUCTURAL

Para establecer un modelo estructural en el Campo Tibú (Área A, B y D), se recopiló previamente la información disponible sobre algunos estudios estructurales realizados en la Cuenca del Catatumbo y en los campos que la componen. El objetivo de esta recopilación bibliográfica es el de identificar los estilos y elementos estructurales presentes en esta zona de la Cuenca del Catatumbo.

La revalidación del modelo estructural en la Formación Barco en el Campo Tibú (Área A, B y D), esta basada en la interpretación de líneas sísmicas de las campañas de 1978 y 2001 (CAT-78 y TC-2001) con el fin de observar a mayor detalle la geometría y el comportamiento de las estructuras que conforman el campo y en el análisis del fallamiento y plegamiento a partir de los mapas estructurales en tiempo y profundidad generados al tope de esta Formación (**Anexos 14 y 15**). Estos mapas fueron revisados y ajustados con la información de los pozos perforados en el campo. Para verificar los resultados obtenidos con los análisis anteriores se realizó la interpretación de registros de buzamiento (*Dipmeter*) disponibles en el área de estudio que se encuentran en el **Anexo 17**.

### 4.1 ANTECEDENTES

Exxon (1994) define que el estilo estructural dominante en la cuenca es el de fallamiento tipo *wrench* convergente, adicionando que este estilo presenta dos sistemas de *wrench* convergentes. Uno, al oeste de la cuenca representado por la flexión de Catatumbo, y el otro, al este de la cuenca, forma la secuencia de anticlinales Tibú, Sardinata, Petrólea y Río Zulía. Por último, la Exxon concluye que el campo Tibú es una estructura en flor localizada dentro de una zona de *wrench*.

Dentro de la cuenca del Catatumbo, mas específicamente en la zona oriental, puede

haber otras regiones que se vean influenciadas por un único tipo de esfuerzo. Por ejemplo Hernández (2000) menciona que el domo sur de Petrolea y el anticlinal de Aguardiente ubicados al sureste del anticlinal de Tibú, están más relacionados solamente a efectos compresivos de thrust.

Arias y Cardona (2001), mencionan que existe una secuencia estructural conformada por tres anticlinales independientes alineados con la tendencia regional y con geometría en echelon, los cuales son de norte a sur los anticlinales de Socuavó, Tibú y Sardinata. Ellos concluyen que el estilo estructural del área de estudio corresponde a bloques de fallas compresivos y basamento cabalgante, caracterizado por una geometría de plegamiento, cuya estructuración ha sido controlada principalmente por la mecánica estratigráfica.

Alfonso y Mondragón (2001), afirman que el sinclinal de Socuavó constituye una de las mayores estructuras en la parte central del este de la cuenca del Catatumbo. Adiciona que la estructura ha sido bien definida en la sísmica y es moderadamente afectada por estructuras de alto ángulo con buzamiento hacia el este, enraizadas en basamento, dando lugar a una convergencia estructural con la Falla de Las Mercedes.

#### **4.2 MODELOS ESTRUCTURALES PROPUESTOS PARA EL CAMPO TIBÚ**

De manera general los estudios anteriores concuerdan que el estilo estructural general al oriente de la cuenca está caracterizado por un fallamiento inverso de alto ángulo formado por un tectonismo *wrench* convergente.

Hay dos sub-estilos estructurales, dependiendo del tipo de esfuerzo predominante en determinada zona (Exxon, 1994). El primer sub-estilo es caracterizado por pliegues asociados a sistemas de thrust, por ejemplo los anticlinales de Socuavó, Tibú, y Sardinata (Exxon, 1994). El otro subestilo es dominado por fallas inversas que envuelven basamento (Exxon, 1994). Este fallamiento puede tener un desarrollo o no de estructuras en flor, dependiendo de cuánto estén relacionados los movimientos de *wrench* con los movimientos de convergencia (Lowell, 1985).

Por otro lado, Yurewicz et al. (1998) sugieren que las trampas de hidrocarburos ocurren en una serie de pliegues por propagación y flexión de falla los cuales se forman en el terciario tardío en asociación a fallas de *wrench*. Este es un punto de partida en el cual se identifican dos diferentes procesos por los cuales las estructuras anticlinales pueden ser formadas en el primer sub-estilo estructural de la cuenca del Catatumbo. Asociado a lo anterior, Hernández (2000), afirma que los anticlinales de Petrolea (Domo Sur) y Leoncito ubicados al sureste del anticlinal de Socuavó se formaron por procesos de propagación de falla.

Por otro lado, Arias y Cardona (2001), definen que la secuencia de anticlinales Socuavó, Tibú y Sardinata es producto de fallas compresivas que muestran una geometría de pliegues por flexión de fallas.

La validación del modelo estructural para la Formación Barco en el Campo Tibú-Socuavó, tiene como punto de partida, la aplicación de estos conceptos en el área de estudio. La caracterización de los elementos estructurales observados, como fallas y pliegues es la base de la comparación a realizar en el modelo propuesto.

### **4.3 CARACTERIZACIÓN SÍSMICA**

Los pozos Tibú-178K y Tibú-401K están ubicados en el anticlinal de Tibú y son los únicos en el campo que tienen registro *Checkshot* - tablas Tiempo-Profundidad, por lo cual se realizó una extrapolación hasta el anticlinal de Socuavó.

La **Figura 4.1** fue elaborada con el fin de analizar el comportamiento de ciertas variables (tiempo doble, profundidad y velocidad) en los topes de las formaciones Los Cuervos, Barco y Catatumbo y calibrar el amarre tiempo-profundidad del reflector de la Formación Barco en las líneas sísmicas analizadas.

#### **4.3.1 AMARRE TIEMPO-PROFUNDIDAD**

En el gráfico de profundidad versus tiempo (**Figura 4.1**), las parejas de puntos de arriba hacia abajo representan las Formaciones Cuervos, Barco y Catatumbo respectivamente.

En esta gráfica se puede observar que los pozos presentan velocidades medias similares debido a que las líneas son relativamente paralelas. La velocidad promedio no aumenta con la profundidad debido a que las pendientes de las líneas se conservan. Por otro lado los valores de profundidad y tiempo no presentan valores anómalos en la Formación Barco.

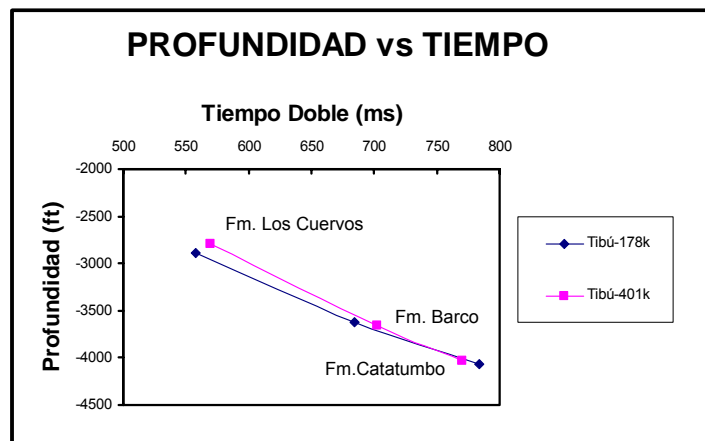


Figura 4.1. Gráfico de profundidad vs. Tiempo a partir de la tabla tiempo-profundidad de los pozos Tibú-178K y Tibú-401K. (Amarre tiempo-profundidad)

#### 4.3.2 Caracterización Sísmica de la Formación Barco

La Formación Barco se delimitó sobre un pico de de amplitud y frecuencia media. Generalmente, el espesor de la formación Barco se caracteriza en las líneas sísmicas W-E (paralelas a los buzamientos de la estructura), por 5 o 4 picos (+) y por 4 valles (-), con una amplitud alta y frecuencia media (**Tabla 4.1**).

Tabla 4.1. Caracterización sísmica de la Formación Barco

Unidad	Espesor	Tiempo doble	Polaridad	Amplitud	Frecuencia
Fm. Barco	500 pies	110 ms	5 o 4 picos (+) 4 valles (-)	Alta	Media

#### 4.4 INTERPRETACIÓN SÍSMICA

La información sísmica constituye otra herramienta en la interpretación de un área, porque permite tener una información regional de esta, desde el punto de vista tectónico y estratigráfico, además permite calibrar e integrar la información generada por otras herramientas tales como: registros de pozo, registros de buzamiento *Dipmeter*, geología de superficie y así obtener un mejor criterio para la reconstrucción de los eventos que formaron las estructuras presentes en el campo. De tal manera, esta información ayuda en la predicción del comportamiento de las rocas almacenadoras, rocas reservorio y sellos presentes en la cuenca con base en la historia geológica ocurrida en la región.

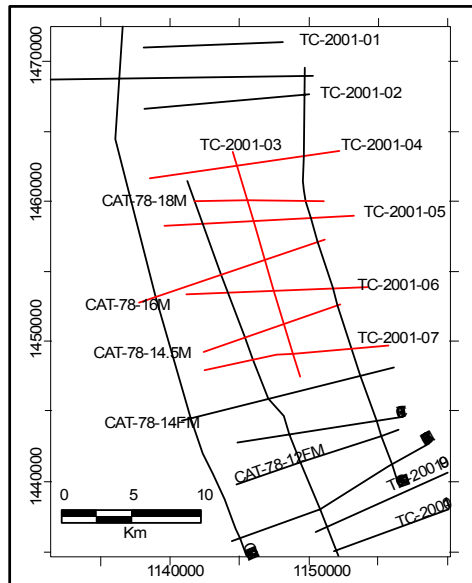
Las líneas sísmicas que están ubicadas sobre el campo Tibú-Socuavó (líneas de color rojo), pertenecen a las campañas sísmicas de los años 1978 y 2001 (**Figura 4.2, Tabla 4.2**).

**Tabla 4.2. Líneas sísmicas interpretadas en el presente estudio - Anticlinal de Socuavó**

Norte	Línea sísmica	Sentido	Longitud (Km)
	TC-2001-04	W-E	14
	CAT-78-18M	W-E	10
	TC-2001-05	W-E	14
	CAT-78-16M	W-E	14
	TC-2001-06	W-E	13.5
	CAT-78-14_5M	W-E	10.5
	TC-2001-07	W-E	13
	TC-2001-03	N-S	17

La interpretación y análisis de las líneas sísmicas se hizo con base a la definición de los horizontes de las formaciones Barco y Catatumbo, es por eso que el análisis realizado corresponde a las estructuras presentadas en este intervalo, ya que es el objetivo fundamental de este modelo.

En las líneas sísmicas interpretadas, el horizonte de la Formación Barco está referenciado con un color amarillo, y es el primer horizonte marcado de tope a base. Las Fallas se encuentran marcadas con un color rojo.



**Figura 4.2. Mapa base de líneas sísmicas Campo Tibú.** Las líneas sísmicas interpretadas del Campo Tibú Área A, B y D en el presente estudio se presentan en color rojo.

Los resultados de la interpretación sísmica realizada (ocho líneas sísmicas) en el presente estudio se encuentran cargados en el Proyecto Geológico **CATATUMBOREGIONAL**, Proyecto sísmico **tibu\_2d**, Intérprete **ICP**, en el software *Seisworks*, de la casa Landmark Graphics Corp., propiedad del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

#### 4.4.1 Identificación de elementos estructurales

La definición de los elementos estructurales como pliegues y fallas en la interpretación de las líneas sísmicas permite analizar y construir el modelo estructural que se adapte mas a las características encontradas.

##### 4.4.1.1 Pliegues

Las características mas comunes que se observan en el anticlinal de Socuavó son:

- Un flanco posterior (*backlimb*) largo, con buzamiento bajos, y un flanco anterior (*forelimb*) relativamente corto con buzamiento moderado (**Figura 4.3**).
- La estructura se forma principalmente por plegamiento y cabalgamiento a lo largo de la falla Socuavó, (**Figuras 4.4 y 4.5**).
- El rumbo del anticlinal tiene un sentido NNW-SSE, además de ser una estructura con doble cabeceo al tope de la Formación Barco (**Figura 4.6**).

Mitra y Mount (1998) proponen que los procesos por los cuales se pueden generar estos tipos de pliegues cuando las fallas que los originan envuelven basamento son de flexión y propagación de falla.

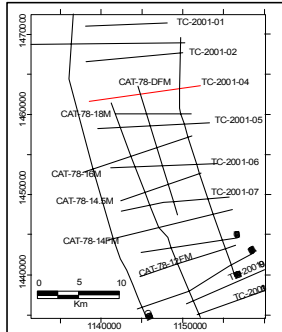
Arias y Cardona (2001) realizan una comparación de estos dos modelos de los cuales el pliegue por flexión de falla fue el escogido para explicar la formación del anticlinal de Socuavó debido a que su geometría concuerda con la visto en el campo Socuavó

El pliegue por flexión de falla es desarrollado por Mitra y Mount (1998) con los siguientes planteamientos:

- El desplazamiento de la falla en el basamento es acomodado, normalmente, por una zona triangular amplia hacia arriba en la zona de deformación del flanco anterior (*forelimb*) (**Figura 4.7**).
- Relacionan los flancos anterior y posterior (*forelimb* y *backlimb*) con buzamientos suaves, a movimientos del bloque superior (*hanging wall*) sobre curvas “anticlinales” y “sinclinales” en la falla principal. Muchas de estas fallas se caracterizan por presentar curvas “sinclinales” en el basamento, lo que resulta en flancos posteriores (*backlimbs*) largos y con buzamientos suaves, y curvas “anticlinales” que normalmente ocurren en la interface basamento – cobertura sedimentaria, a la cual relacionan los flancos anteriores (*forelimbs*).

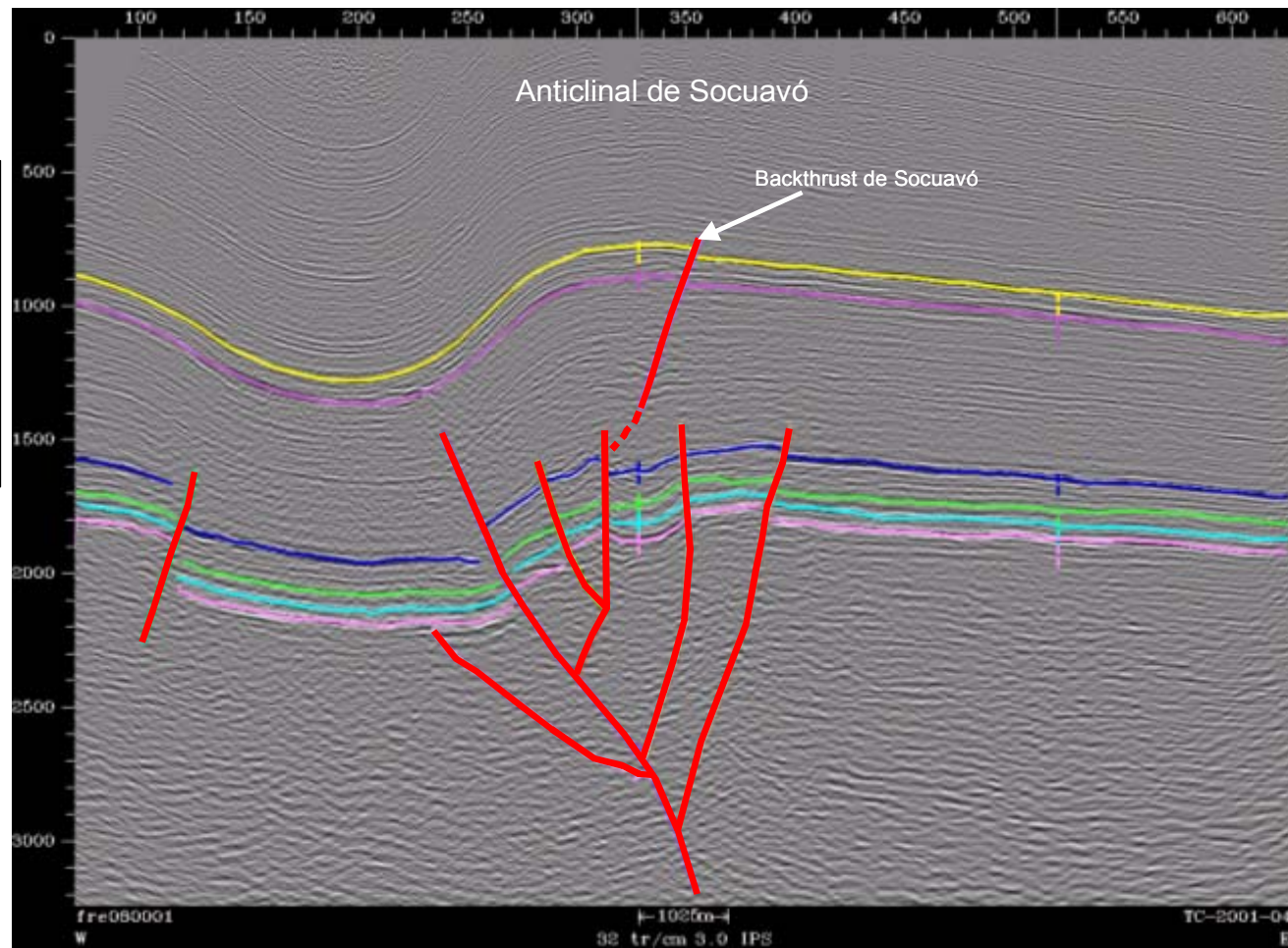
**TC-2001-04**

MAPA DE LOCALIZACIÓN



CONVENCIONES

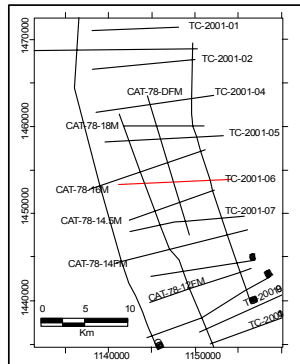
- Fm. Barco
- Fm. Catatumbo
- Fm. La Luna
- Fm. Aguardiente
- Fm. Mercedes
- Fm. Tibú
- Fallas



**Figura 4.3. Anticlinal de Socuavó.** El flanco Este del anticlinal es de mayor longitud y tiene bajos buzamientos. El flanco Oeste del anticlinal es relativamente corto y es dominado por buzamientos moderados. El *backthrust* de Socuavó es la única falla que corta la Formación Barco al norte del anticlinal de Socuavó y produce un salto de aproximadamente 90 pies. El *backthrust* de Socuavó tiene una vergencia este, contraria a la dirección general de transporte tectónico en la zona.

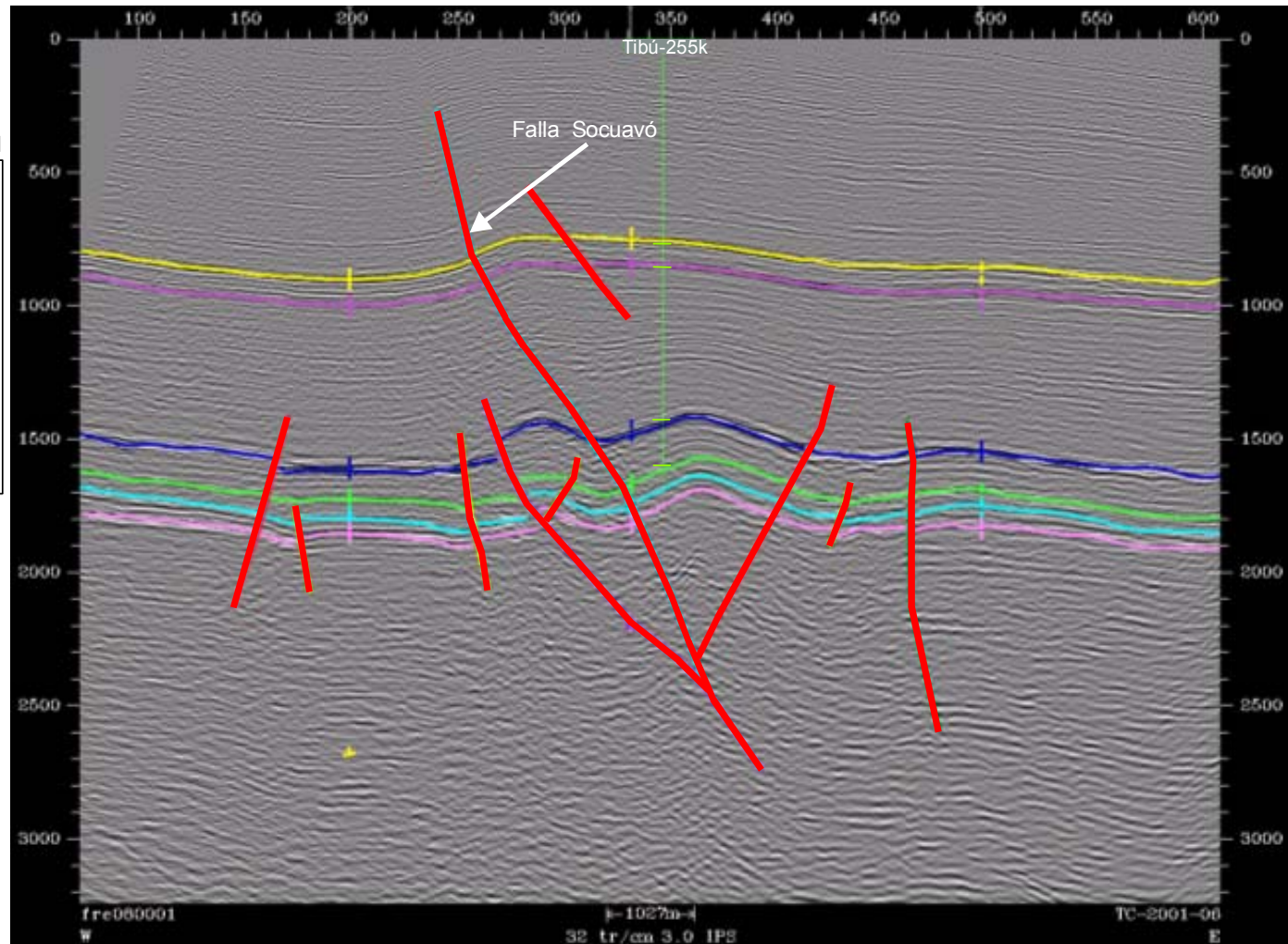
**TC-2001-06**

MAPA DE LOCALIZACIÓN

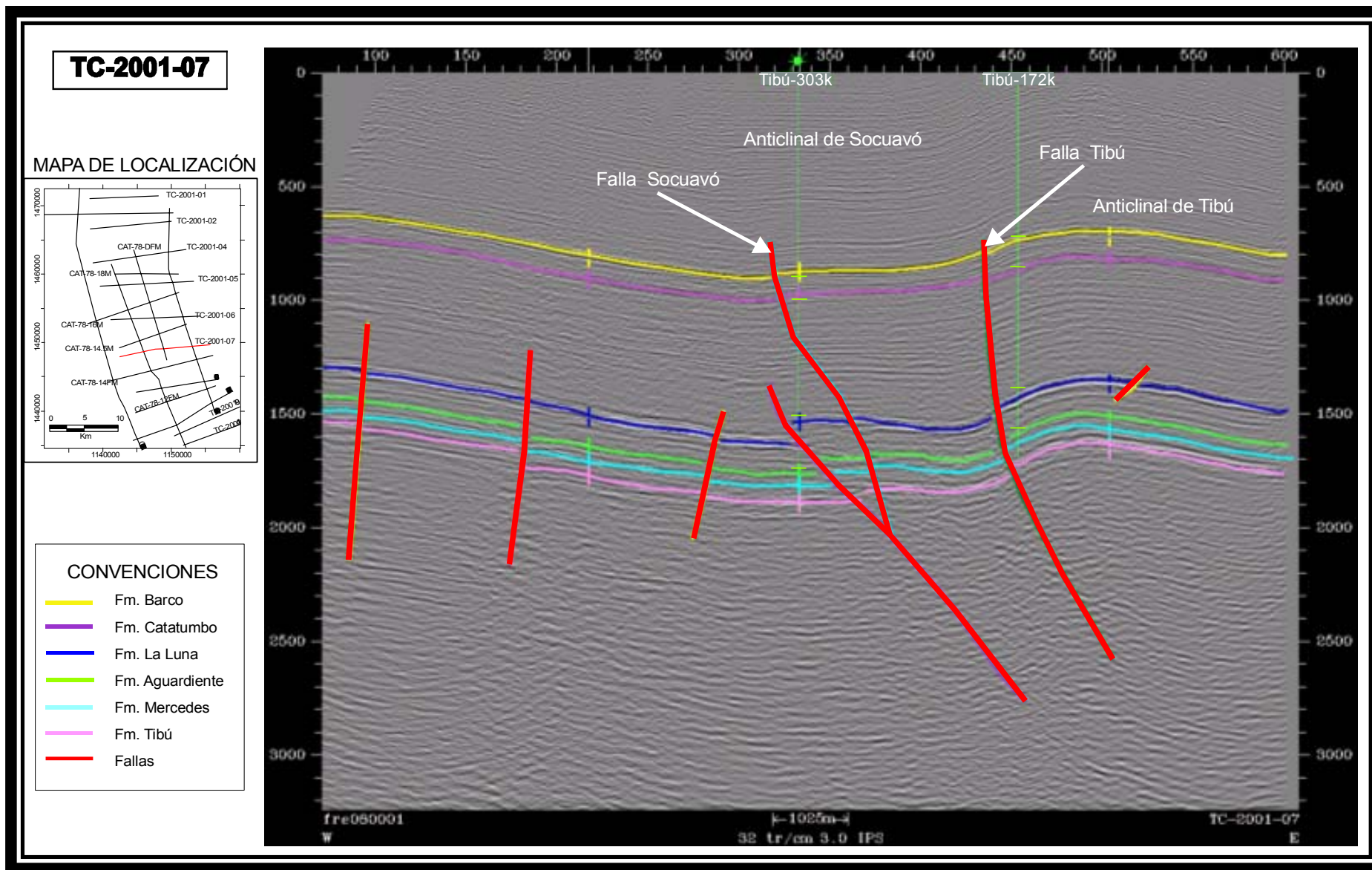


CONVENCIONES

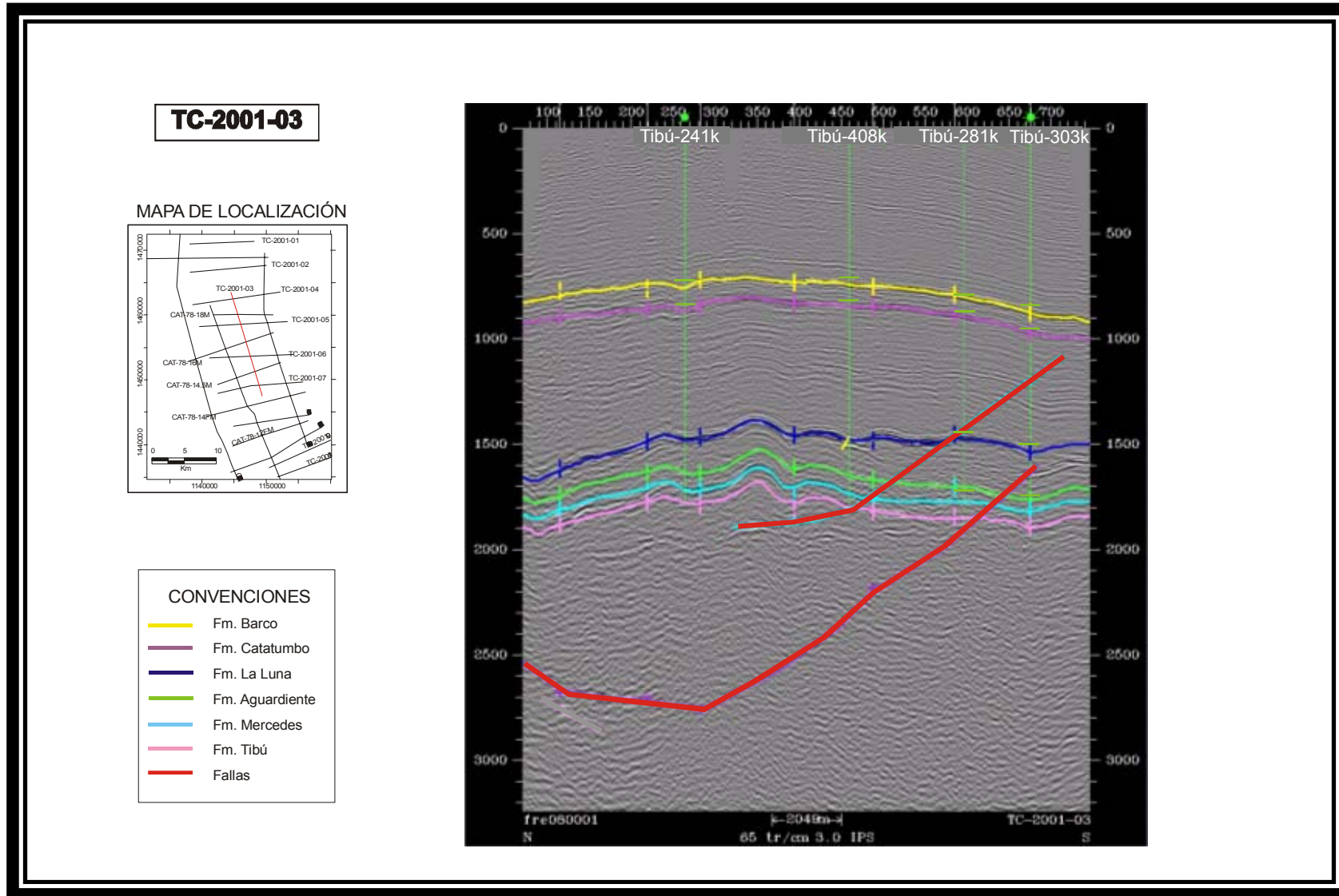
- Fm. Barco
- Fm. Catatumbo
- Fm. La Luna
- Fm. Aguardiente
- Fm. Mercedes
- Fm. Tibú
- Fallas



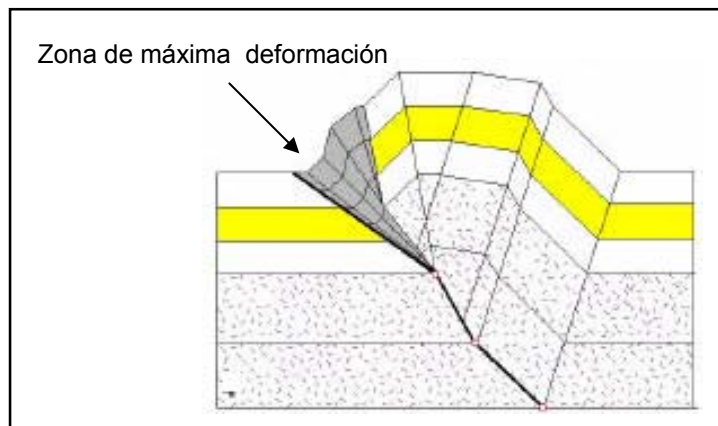
**Figura 4.4. Falla Socuavó.** Esta Falla atraviesa la Formación Barco en el flanco Oeste del anticlinal de Socuavó produciendo un salto en promedio de 80 pies. La falla de Socuavó tiene una vergencia hacia el oeste e intercepta la Formación Barco en la parte media y sur del anticlinal de Socuavó (**Anexo 14**). Una segunda Falla atraviesa la Formación Barco, pero esta es local debido a su no identificación en las otras líneas interpretadas.



**Figura 4.5. Falla Tibú.** La Falla Tibú tiene una vergencia oeste concordante con la dirección regional de los sistemas de thrust de la zona. La falla Tibú origina al sur el anticlinal de su mismo nombre. La aparición de esta Falla es la que marca la desaparición del anticlinal de Socuavó.



**Figura 4.6. Cabeceo del anticlinal de Socuavó.** Se observa un doble cabeceo N-S en la dirección paralela al rumbo del anticlinal de Socuavó. Los pozos Tibú-241K y Tibú-303K tienen registro dipmeter (**Anexo 17**). Los análisis del registro dipmeter de estos pozos en el intervalo de la Formación Barco indican bajos buzamientos y cabeceos ligeros del anticlinal de Socuavó, lo cual es ajustado con esta línea sísmica.



**Figura 4.7. Modelo de Pliegue por flexión de Falla (*Fault bend Fold*).** Las magnitudes de buzamiento de la falla y cambios de buzamiento en flexiones del plano de falla son exageradas. Se muestra la zona de deformación y la estructura general de un *fault bend Fold*. Modificado de Mitra y Mount (1998).

Por otro lado, Mitra y Mount (1998) afirman que los sistemas de *thrust* pueden dar origen a este tipo de plegamiento por medio de un cabalgamiento a lo largo de una o varias fallas.

En síntesis la geometría que mejor se ajusta a las características del anticlinal son los pliegues por flexión de falla (*fault-bend fold*). Además, la asociación de el origen de estos últimos a sistemas de *thrust*, concuerda con el tipo de fallamiento visto en la zona según los estudios regionales anteriores (Exxon, 1993).

#### 4.4.1.2 Fallas

Se identificaron tres fallas principales de tipo inverso, presentándose en dos de ellas envolvimiento del basamento y en la otra una vergencia en sentido contrario al transporte tectónico general de la zona que es de sentido oeste.

#### 4.4.1.2.1 Falla de Socuavó

Esta Falla fue identificada en las líneas TC-2001-06 y TC-2001-07 (Figuras 4.4 y 4.5), y representada en los Anexos 13 y 14 (Mapas en tiempo y profundidad al tope de la Formación Barco). La falla de Socuavó es inversa, con un buzamiento al este y una vergencia al oeste (**Figura 4.4**), concordante con la dirección general de transporte tectónico en la zona.

La Falla de Socuavó despega desde el basamento y atraviesa parte de la cobertura sedimentaria, manifestándose como un thrust de alto ángulo, lo cual concuerda con los estilos estructurales denominados para esta zona (Exxon, 1993).

Según Arias y Cardona (2001) la falla Socuavó afecta la secuencia Cretácica y el basamento; y se evidencia desde la línea sísmica CAT - 76 - 26 al norte, en donde se insinúa un leve plegamiento de los estratos.

En este estudio se propone que la Falla Socuavó es continua en un intervalo más profundo que el de la Formación Barco y solo intercepta esta formación en la sección media y sur del anticlinal de Socuavó (**Anexo 15**). En esta zona, esta falla fractura el flanco oeste de la estructura anticlinal de Socuavó produciendo un salto de aproximadamente 20 ms (**Figura 4.4**).

Al norte del anticlinal de Socuavó no se identifica la falla Socuavó al nivel del horizonte de la Formación Barco debido a que esta choca con el backthrust de Socuavó (**Figura 4.3**), transfiriendo su energía de deformación a esta última (Arias y Cardona, 2001).

El *backthrust* de Socuavó presenta un buzamiento al oeste y una vergencia al este (**Figura 4.3**), contraria a la dirección general de transporte tectónico en la zona de la cuenca del Catatumbo. En este estudio se identificó el backthrust en las líneas sísmicas TC-2001-04, CAT-78-18M y TC-2001-05.

Según Arias y Cardona (2001) este *backthrust* con despegue en la terminación de la falla

de Socuavó compensa la deformación producida por ésta y afecta casi todas las unidades del Terciario hasta aproximadamente la parte media de la Formación Carbonera, donde parece producirse una zona de deformación cuyo efecto debe estar siendo absorbido por el paquete relativamente dúctil de los shales de la Formación León. Por otro lado los mismos autores adicionan que el Anticlinal de Socuavó (el primero de la secuencia estructural Socuavó-Tibú-Sardinata), es el único que tiene el desarrollo de un *backthrust*, debido a que ha absorbido una mayor cantidad de esfuerzos evidenciados por su mayor tamaño en respuesta a los esfuerzos producidos por la Falla de Socuavó.

#### **4.4.1.2.2 Falla de Tibú**

Esta Falla fue identificada en la línea TC-2001-07 (**Figura 4.5** y representada en los **Anexos 14 y 15**). La Falla de Tibú al igual que la falla de socuavó es inversa y presenta un buzamiento al este y una vergencia al oeste (**Figura 4.5**), concordante con la dirección general de transporte tectónico en la zona.

Esta falla también despega desde el basamento y forma un thrust de alto ángulo que atraviesa toda la cobertura sedimentaria llegando hasta la Formación Barco. Esta falla confirma los estilos predominantes en esta zona de la cuenca del catatumbo.

Según Arias y Cardona (2001), la Falla Tibú corta la secuencia Cretácica hasta la Formación Colón y es producto de la transferencia del desplazamiento de la falla de Socuavó en la zona de transferencia (transición Anticlinal de Socuavó – Anticlinal de Tibú) (**Figura 4.5**).

Este fallamiento es de muy alto ángulo, con despegue desde el basamento y en su paso por Barco buza hacia el este sobre el flanco oeste del anticlinal de Tibú produciendo un salto de 10 a 15 ms (**Figura 4.5**).

Esta falla atraviesa Barco al sur del anticlinal de Socuavó (**Anexos 13 y 14**), y da origen al anticlinal de Tibú por otro proceso de flexión de falla (Arias y Cardona, 2001).

#### 4.4.2 Modelo Estructural del Anticlinal de Socuavó

La estructura de Socuavó consiste en un anticlinal elongado en vista de planta, con doble cabeceo y que presenta un rumbo general N-NW a S-SE (**Figura 4.6**). Esta estructura presenta su flanco anterior (*forelimb*) bastante corto relativamente, con buzamientos moderados y con una longitud que varía entre 1.5 y 2 km (**Figura 4.3**). Su flanco posterior (*backlimb*), presenta buzamientos muy suaves y su longitud varía entre 6 y 7 km (**Figura 4.3**).

El anticlinal de Socuavó tiene su origen asociado a un thrust llamado Falla de Socuavó (**Figura 56**), la cual por un proceso de flexión de falla construyó la geometría de la trampa existente en el campo.

Esta Falla de Socuavó transfiere su energía de deformación al denominado *backthrust* de Socuavó (Arias y Cardona, 2001), presentándose una zona de mayor deformación al norte de la estructura (**Figura 4.3, Anexo 14** - Mapa en tiempo al tope de la Formación Barco).

La Falla Tibú es producto del traspaso de energía de deformación a través de la zona de transferencia (Arias y Cardona, 2001). Esta falla corta a la Formación Barco en la parte transicional entre el anticlinal de Socuavó y el anticlinal de Tibú (**Anexo 14**), y es la estructura que marca al sur el desaparecimiento del anticlinal de Socuavó y la formación del anticlinal de Tibú (**Figura 4.5**).

En resumen, con base en lo analizado anteriormente, se puede afirmar que la tectónica predominante en el anticlinal de Socuavó (Formación Barco), es de tipo compresivo caracterizada por bloques cabalgantes en sistemas de thrust que dan origen al pliegue por un proceso de flexión de falla.

#### 4.5 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL DEL YACIMIENTO

La trampa estructural generadora del yacimiento al nivel de la Formación Barco es un anticlinal con doble cabeceo N-S (**Figura 4.6**). El anticlinal de Socuavó tiene un flanco este de mayor longitud, y es en esta zona donde se localiza la mayoría de pozos productores del yacimiento en la Formación Barco (**Anexo 15** - Mapa estructural en profundidad al tope de la Formación Barco). Sin embargo, el flanco oeste a pesar de su corta longitud con respecto al otro flanco, también produce en el yacimiento pero con un menor número de pozos (**Anexo 15**).

Por otro lado, la Formación Barco en el anticlinal de Socuavó está interceptada por dos fallas principales (Backthrust de Socuavó y Falla Socuavó). Estas dos fallas están caracterizadas por saltos pequeños que varían entre 70 y 100 pies (**Anexos 6 y 8** Correlaciones Estructurales C-C' y E-E'). La Formación Barco tiene un promedio de espesor de aproximadamente 450-600 pies (**Anexo 16** - Mapa Isocoro de la Formación Barco); por lo tanto, los saltos que producen las fallas no son lo suficientemente grandes como para fraccionar o compartimentalizar la Formación Barco en varios yacimientos (**Anexos 6 y 8**), y no permitir el paso de fluidos de un lado a otro a través de la Falla. Debido a lo anterior las fallas no actúan como sellos, y la Formación Barco produce en el bloque colgante y yacente del *backthrust* de Socuavó. (**Anexo 15**). Con respecto a la Falla Socuavó, la Formación Barco es productora en el bloque colgante pero en el bloque yacente la presencia de pozos es casi nula (**Anexo 15**).

En el informe de Evaluación Integrada De Yacimientos (Ecopetrol, 1994), el área A fue dividida en dos yacimientos, debido a que se definieron dos contactos agua –aceite; el primero, al oeste, se daba entre los 4500 y 4550 pies, y el segundo, al este, se encontró entre los 4800 y 4850 pies. El fallamiento, las presiones capilares, e inclusive un contacto inclinado de agua-aceite, son explicaciones que fueron descartadas en ese trabajo por controles estructurales y por análisis de presiones del yacimiento. Por lo tanto, en esta misma Evaluación se definió que la causa de la subdivisión del yacimiento, se debe a un control estratigráfico debido al carácter lenticular de los cuerpos arenosos de la Formación Barco.

La Falla Socuavó intercepta la Formación Barco a través de toda el área A, y es posible que la baja densidad de pozos en el bloque yacente de esta falla, sea debido a la posición en profundidad del contacto agua-aceite, aspecto mencionado en la evaluación de yacimientos (Ecopetrol, 1994).

## 5. MODELO PETROFÍSICO

### 5.1 METODOLOGÍA

Para el desarrollo del cálculo de los parámetros petrofísicos se debe tener en cuenta algunas consideraciones básicas tales como la información disponible de registros y los modelos de cálculo que más se acoplen a esta. Por tal motivo, la metodología propuesta se encuentra en función de la disponibilidad de registros que presenta cada uno de los pozos involucrados en el estudio.

En primer lugar para la evaluación petrofísica se tomó en cuenta lo siguiente:

1. El registro SP es la curva base para el cálculo en la mayoría de los pozos.
2. Los pozos del Campo Tibú cuentan con registros eléctricos “Viejos” (antes de 1960)
3. Muchos pozos fueron perforados con lodo base aceite.
4. Sólo de un pozo hay muestras de agua de formación, previo al proceso de inyección de agua.

Para la interpretación petrofísica de la Formación Barco en el área A (piloto de inyección del área), B y D del campo Tibú se tomó como punto de partida el amarre roca-registro realizado con los pozos corazonados descritos (Tibú 408-K y Tibú-500) con el fin de tener una primera aproximación de los valores más limpios de arenas productoras en los registros litológicos de pozo y que serán tenidos en cuenta en los cálculos petrofísicos a realizar. Seguidamente se contó con un set de curvas básicas y calculadas de un trabajo realizado por la empresa Halliburton en el año 2002, con el objeto de hacer un control de calidad y un inventario de las curvas disponibles por pozo, y con ellas calcular propiedades tales como porosidad, espesor neto, saturación de agua inicial (Área B) y permeabilidad.

En el área A, para el cálculo de la permeabilidad se tomó como referencia el trabajo realizado por Pérez y Saavedra (1994) en el área A del campo Tibú.

De todo el set de curvas disponibles de los pozos del piloto de inyección del área A del campo Tibú se tomaron las siguientes curvas:

- Curva del registro de potencial espontáneo (SP) corregida por línea base y registro de rayos Gamma (GR) para calcular arcillosidad y espesor de arena neta.
- Registro resistivo corto (SN), Densidad (RHOB) y Neutrón (NPHI) para el cálculo de la porosidad aparente para los pozos que poseen este tipo de registros.

Para el área B, en cuanto al cálculo de la permeabilidad se requiere correlacionar datos de corazones en los que se hayan medido porosidad efectiva y permeabilidad, para aplicar dicho factor de correlación a las curvas calculadas de porosidad y generar las curvas de permeabilidad. El ICP dispone únicamente de 6 pruebas de laboratorio con datos de corazones de la formación Barco, correspondientes a los pozos Tibú-25, 28K, 189, 192, 196 y 199 del área B del campo Tibú, los cuales no están corregidos por presión de sobrecarga dado que tales pruebas se realizaron antes de 1965 y en esa época no se hicieron tales correcciones. No obstante se hicieron gráficos en los que se correlacionan porosidad y permeabilidad, y se vio una tendencia buena de los datos.

En la Litoteca del ICP no se encontraron corazones de los pozos anteriormente mencionados para hacer de nuevo las pruebas y corregir los datos por presión, razón por la cual se escogieron los siguientes pozos: Tibú-008, 016, 017, 408K, 490, pertenecientes al área A, y Tibú- 500 perteneciente al área D.

De todo el set de curvas disponibles se tomaron las siguientes curvas:

- Potencial Espontáneo SP corregida por línea base, para calcular arcillosidad y espesor de arena neta.
- Registro resistivo corto SN, para el cálculo de la porosidad aparente.
- Registro resistivo largo LN, para el cálculo de la saturación de agua.

Por último para el área D, se utilizó un procedimiento similar que con el área B utilizando los datos de corazones del pozo Tibú-500; el set de curvas utilizado para el modelo de cálculo empleado es el mismo; un registro SP corregido por línea base, un registro resistivo corto SN y un registro resistivo largo LN.

### 5.1.1 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, que 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 Barco (Ver Sección 5.2). Este proceso tiene en cuenta un control estrictamente sedimentológico-estratigráfico basado en la calidad de la facies para almacenar hidrocarburo como se pudo observar en la impregnación estimada visualmente a partir de la descripción de núcleos de roca de los pozos Tibú 408-K y Tibú-500 (**Anexos 1 y 2**) y en la **Sección 3.5.2**.

La manera en la que se procedió para lograr el amarre de la respuesta de los registros de pozo presentes en los pozos corazonados analizados (pozos Tibú 408-K y Tibú-500) fue de la siguiente manera:

1. *Corrida del Registro Core Gamma Spectral*. Este registro fue adquirido por la Litoteca Nacional del ICP durante el proyecto para los *cores* 6, 7 y 9 del pozo Tibú 408-K debido a que estos *cores* presentaban valores nulos para estos intervalos del registro. Se adquirió también para los *cores* 1-6 del pozo Tibú-500, puesto que este pozo no contaba con este tipo de registro. La adquisición de estos registros a escala 1:100 se encuentra disponible en los **Anexos 11 y 12**. A través de este registro se logró realizar el amarre con el registro litológico Gamma Ray (GR) para los pozos anteriormente mencionados, destacando que el mejor amarre fue el logrado con el pozo Tibú 408-K como se puede observar en el Anexo

2. *Determinación del desfase con el Registro Litológico GR o SP / Litología*. El desfase

que se presenta cuando las profundidades del registro Core Gamma Espectral corrido a los núcleos no son iguales a la profundidad a la cual se corrieron los registros de pozo del programa de adquisición de registros inicial en los pozos Tibú 408-K y Tibú-500 se corrigió interpolando la curva patrón del registro GR con la profundidad para determinada litología a escala 1:100 de la columna estratigráfica de cada pozo (**Anexos 1 y 2**); con el fin de determinar que desfase se presenta por cada *core* en cuanto al registro.

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 y tipo de depósitos (**Anexos 9 y 10**).

4. *Realización de histogramas en Excel.* Se realizaron histogramas que muestran el rango de valores - número de datos por facies y depósitos para cada registro litológico (GR y SP) a partir de la tabla dinámica. En total se generaron cuatro histogramas para el pozo Tibú-408-K y para el pozo Tibú-500. (**Figuras 5.1 a 5.8**).

5. *Interpretación de histogramas.* A partir de los histogramas realizados se agrupan los valores más representativos integrados a las facies y al tipo de depósito. Con esta asociación se definen 4 tipos de roca según las facies constituyentes así (**Anexos 9 y 10**):

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

En cuanto a los depósitos se definen 3 ó 4 clases de depósitos. Este análisis por tipo de depósitos contribuye a concluir en primera instancia que tipo de depósito es más apto a conformar un depósito reservorio. La categorización es la siguiente:

- A. Depósito reservorio
- B. Depósito potencialmente reservorio
- C. Depósito potencialmente sello

- D. Depósito sello

Tanto para el pozo Tibú 408-K como para el pozo Tibú-500, cabe destacar que los resultados en este análisis son basados en el comportamiento estadístico de los datos y su interpretación a partir de los histogramas (**Figuras 5.1 a 5.8**).

#### 5.1.1.1 Resultado del Amarre Roca-Registro Pozo Tibú 408-K (Área A)

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. La definición de los tipos de roca se encuentra disponible también en el **Anexo 9**.

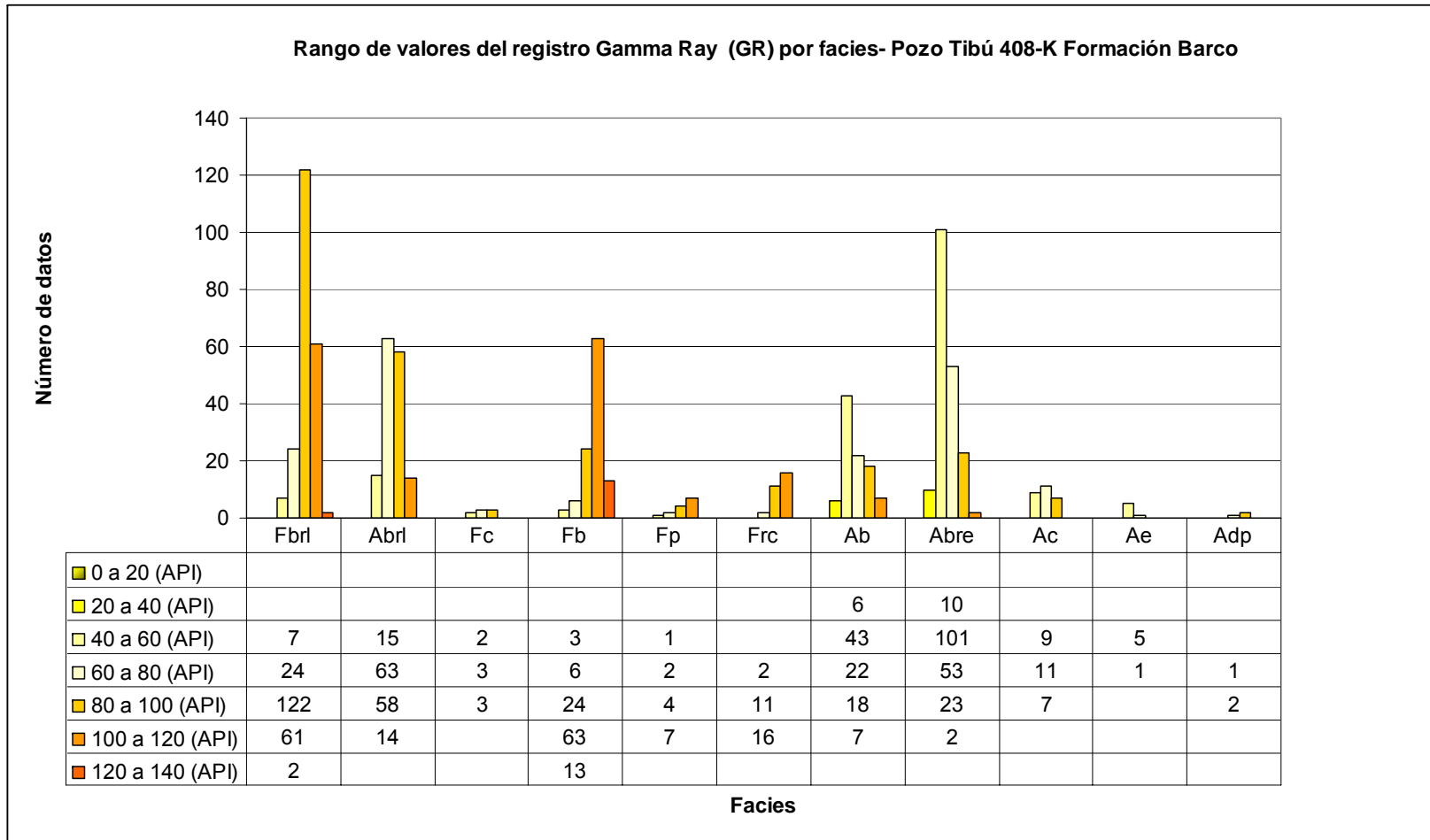
**Tabla 5.1 Resumen del Amarre Roca-Registro por facies a partir del Registro Gamma Ray (GR) Pozo Tibú 408-K, Formación Barco.**

Registro	Tipo de Roca	Facies	Valores registro (API)
Gamma Ray (GR)	1	Abre, Ab, Ae	20-80
	2	Ac, Abrl	40-100
	3	Fbri, Fp, Frc	80-120
	4	Fb	80-160

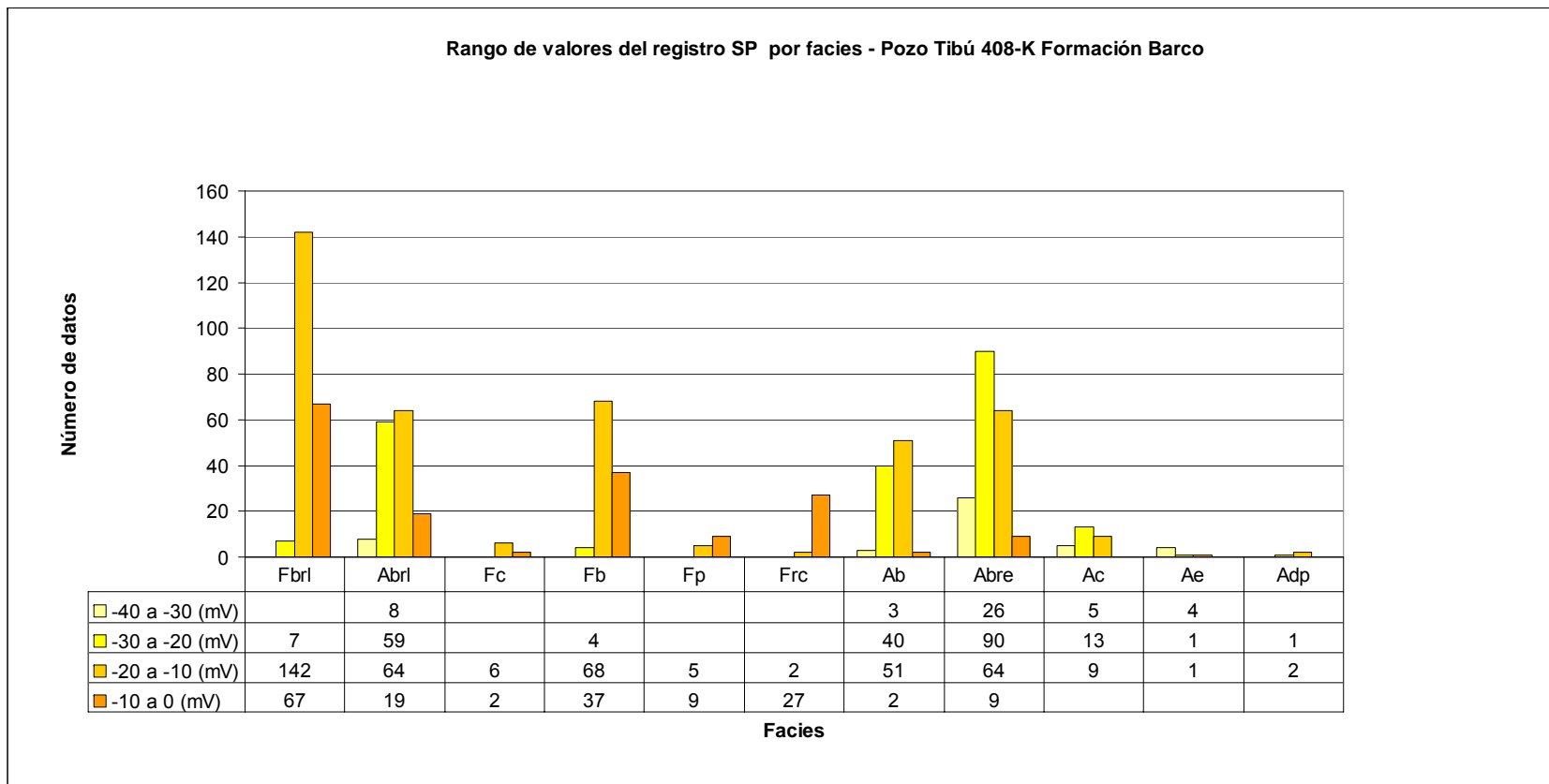
**Tabla 5.2 Resumen del Amarre Roca-Registro por facies a partir del Registro de Potencial Espontáneo (SP) Pozo Tibú 408-K, Formación Barco.**

Registro	Tipo de Roca	Facies	Valores registro (mV)
Potencial Espontáneo (SP)	1	Abre, Ab, Ae	-40 a -20
	2	Abri, Ac	-30 a -10
	3	Fbri, Fb	-20 a 0
	4	Fp, Frc, Fc	-20 a 0

De la misma manera, en las **Tablas 5.3** y **5.4** se muestra la “clasificación” de los tipos de depósito con base en el amarre realizado así como los depósitos que la componen, y los valores que toma el registro analizado con sus correspondientes unidades.



**Figura 5.1. Rango de valores del registro Gamma Ray (GR) por facies – Pozo Tibú 408-K Formación Barco.** Los tonos amarillos corresponden a intervalos arenosos “limpios” y los naranja a intervalos lodosos.



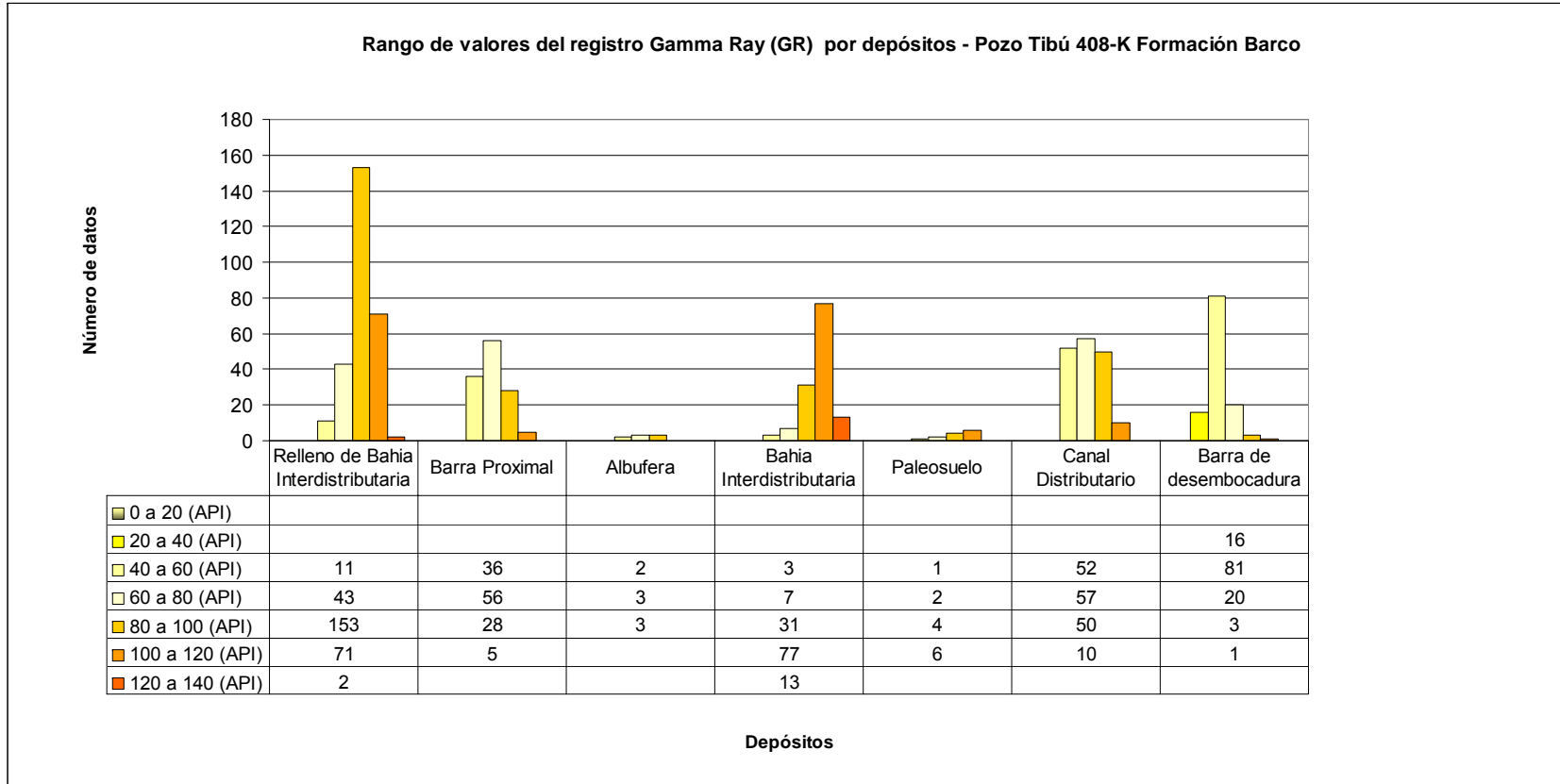
**Figura 5.2. Rango de valores del registro de Potencial Espontáneo (SP) por facies – Pozo Tibú 408-K Formación Barco. . Los tonos amarillos corresponden a intervalos arenosos “limpios” y los naranja a intervalos lodosos.**

**Tabla 5.3 Resumen del Amarre Roca-Registro por depósitos a partir del Registro Gamma Ray (GR) Pozo Tibú 408-K, Formación Barco.**

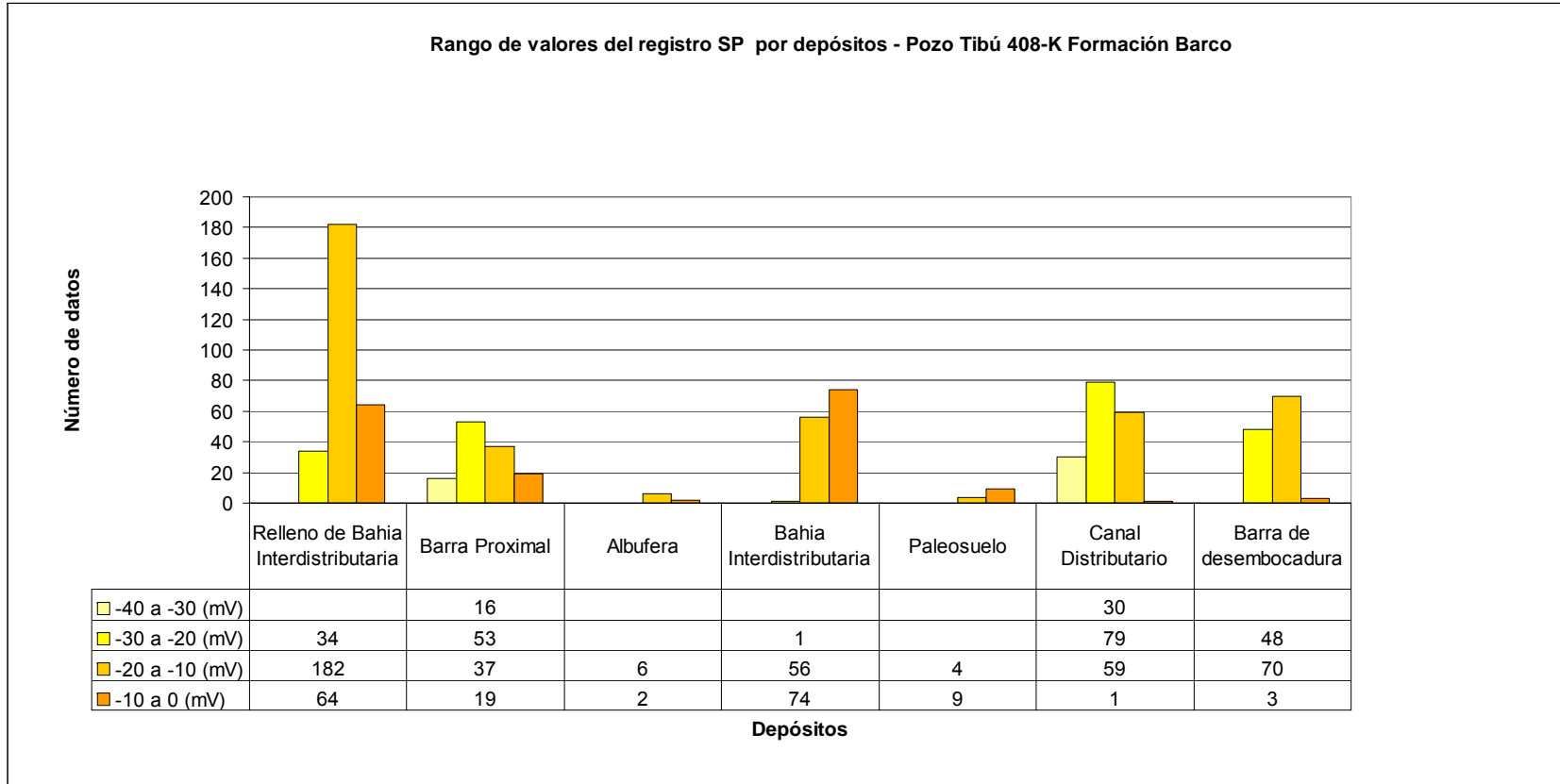
<b>Registro</b>	<b>Clase de depósito</b>	<b>Depósito</b>	<b>Valores registro (API)</b>
<b>Gamma Ray (GR)</b>	A	Barra de desembocadura	20-80
	B	Canal distributivo / Barra proximal	40-100
	C	Relleno de bahía interdistributaria, Albufera	60-120
	D	Bahía interdistributaria, Paleosuelo	80-160

**Tabla 5.4 Resumen del Amarre Roca-Registro por depósitos a partir del Registro de Potencial Espontáneo (SP) Pozo Tibú 408-K, Formación Barco.**

<b>Registro</b>	<b>Clase de depósito</b>	<b>Depósito</b>	<b>Valores registro (mV)</b>
<b>Potencial Espontáneo (SP)</b>	A	Barra de desembocadura / Canal distributivo	-40 a -10
	B	Barra proximal	-30 a -10
	C	Relleno de bahía interdistributaria	-20 a 0
	D	Albufera, Paleosuelo, Bahía interdistributaria.	-20 a 0



**Figura 5.3. Rango de valores del registro Gamma Ray (GR) por depósitos – Pozo Tibú 408-K Formación Barco.** Los tonos amarillos corresponden a intervalos arenosos “limpios” y los naranja a intervalos lodosos.



**Figura 5.4. Rango de valores del registro de Potencial Espontáneo (SP) por depósitos – Pozo Tibú 408-K Formación Barco. Los tonos amarillos corresponden a intervalos arenosos “limpios” y los naranja a intervalos lodosos.**

### 5.1.1.2 Resultado del Amarre Roca-Registro Pozo Tibú-500 (Área D)

Las **Tablas 5.5** y **5.6** 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. La definición de los tipos de roca se encuentra disponible también en el Anexo 9.

La facies Ac en el pozo Tibú 408-K es de *Tipo 2*. Puede pertenecer a un *Tipo de roca 1* en el pozo Tibú-500 dado a que esta facies generalmente se encuentra impregnada de hidrocarburo (Ver **Anexo 2** y **Sección 3.5.2.2**)

**Tabla 5.5 Resumen del Amarre Roca-Registro por facies a partir del Registro Gamma Ray (GR) Pozo Tibú-500, Formación Barco.**

Registro	Tipo de Roca	Facies	Valores registro (API)
Gamma Ray (GR)	1	Ac, Abre, Ab	40-80
	2	Abri	60-100
	3	Fbri	60-120
	4	Fb, Frc, Fc, Fp	80-140

**Tabla 5.6 Resumen del Amarre Roca-Registro por facies a partir del Registro de Potencial Espontáneo (SP) Pozo Tibú-500, Formación Barco.**

Registro	Tipo de Roca	Facies	Valores registro (mV)
Potencial Espontáneo (SP)*	1	Ac, Abre, Ab	-20-0
	2	Abri	-20-0
	3	Fbri	-20-0
	4	Fb, Frc, Fc, Fp	-20-10

\*La curva del SP es de muy baja calidad al parecer. Los valores no sobrepasan los -20 mV.

De la misma manera, en las **Tablas 5.7** y **5.8** se muestra la “clasificación de la calidad” de los tipos de depósito con base en el amarre realizado así como los depósitos que la componen, y los valores que toma el registro analizado con sus correspondientes unidades.

Rango de valores del registro Gamma Ray (GR) por Facies- Pozo Tibú-500 Formación Barco

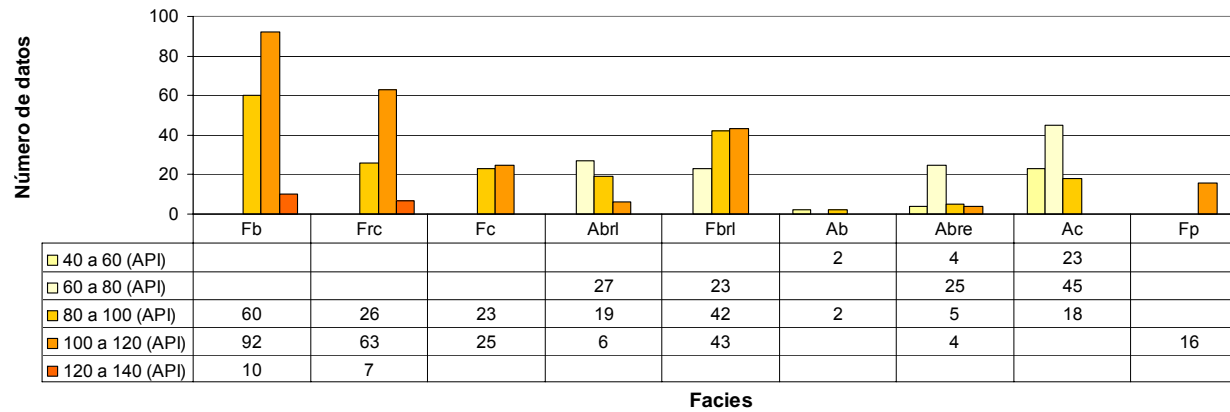
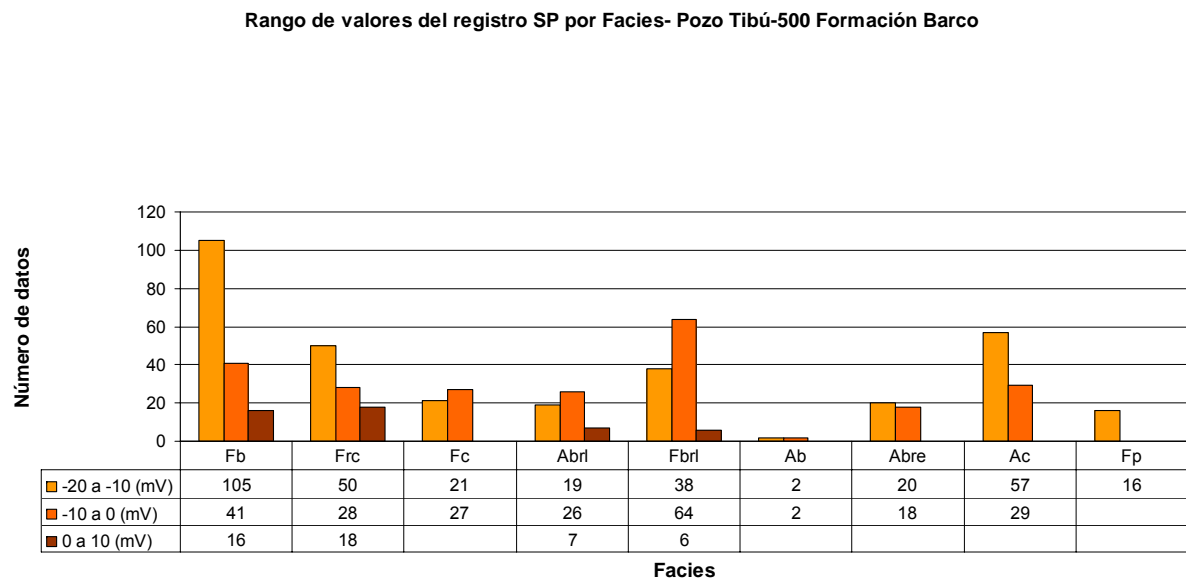


Figura 5.5. Rango de valores del registro Gamma Ray (GR) por facies – Pozo Tibú-500 Formación Barco. . Los tonos amarillos corresponden a intervalos arenosos “limpios” y los naranja a intervalos lodosos.



**Figura 5.6. Rango de valores del registro de Potencial Espontáneo (SP) por facies – Pozo Tibú-500 Formación Barco. Los tonos naranja-café corresponden a intervalos lodosos.**

**Tabla 5.7 Resumen del Amarre Roca-Registro por depósitos a partir del Registro Gamma Ray (GR) Pozo Tibú 408-K, Formación Barco.**

Registro	Clase de depósito	Depósito	Valores registro (API)
Gamma Ray (GR)	A	Barra proximal / Canal distributivo	40-80 ó 100?
	B	Relleno de bahía interdistributaria	60-120
	C	Bahía interdistributaria, Albúfera, Paleosuelo	80-140

**Tabla 5.8 Resumen del Amarre Roca-Registro por depósitos a partir del Registro de Potencial Espontáneo (SP) Pozo Tibú 408-K, Formación Barco.**

Registro	Clase de depósito	Depósito	Valores registro (mV)
Potencial Espontáneo (SP)*	A	Canal distributivo/ Barra proximal	-20 a -10*
	B	Relleno de bahía interdistributaria, Albúfera, Paleosuelo	-20 a -10*
	C	Bahía interdistributaria	-20 a -5*

\*La curva del SP es de muy baja calidad al parecer. Los valores no sobrepasan los -20 mV.

Rango de valores del registro Gamma Ray (GR) por Depósitos- Pozo Tibú-500 Formación Barco

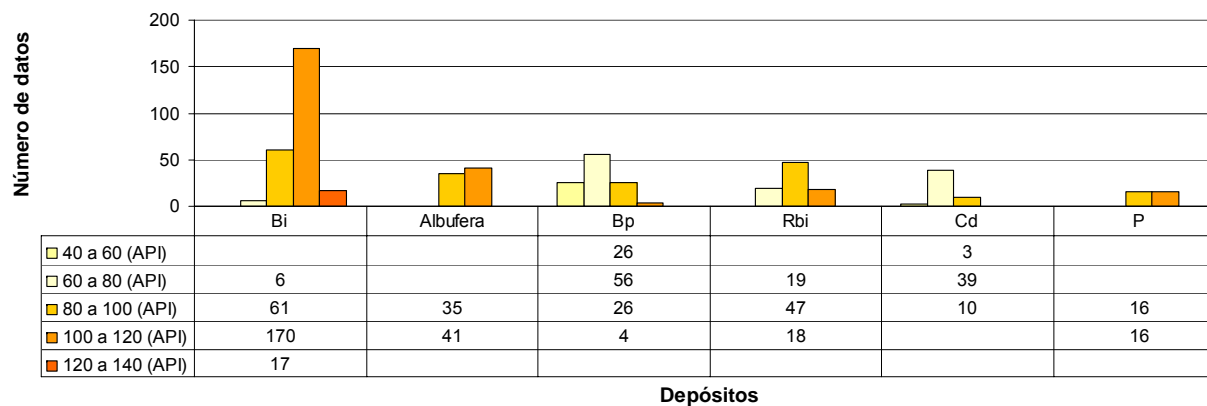
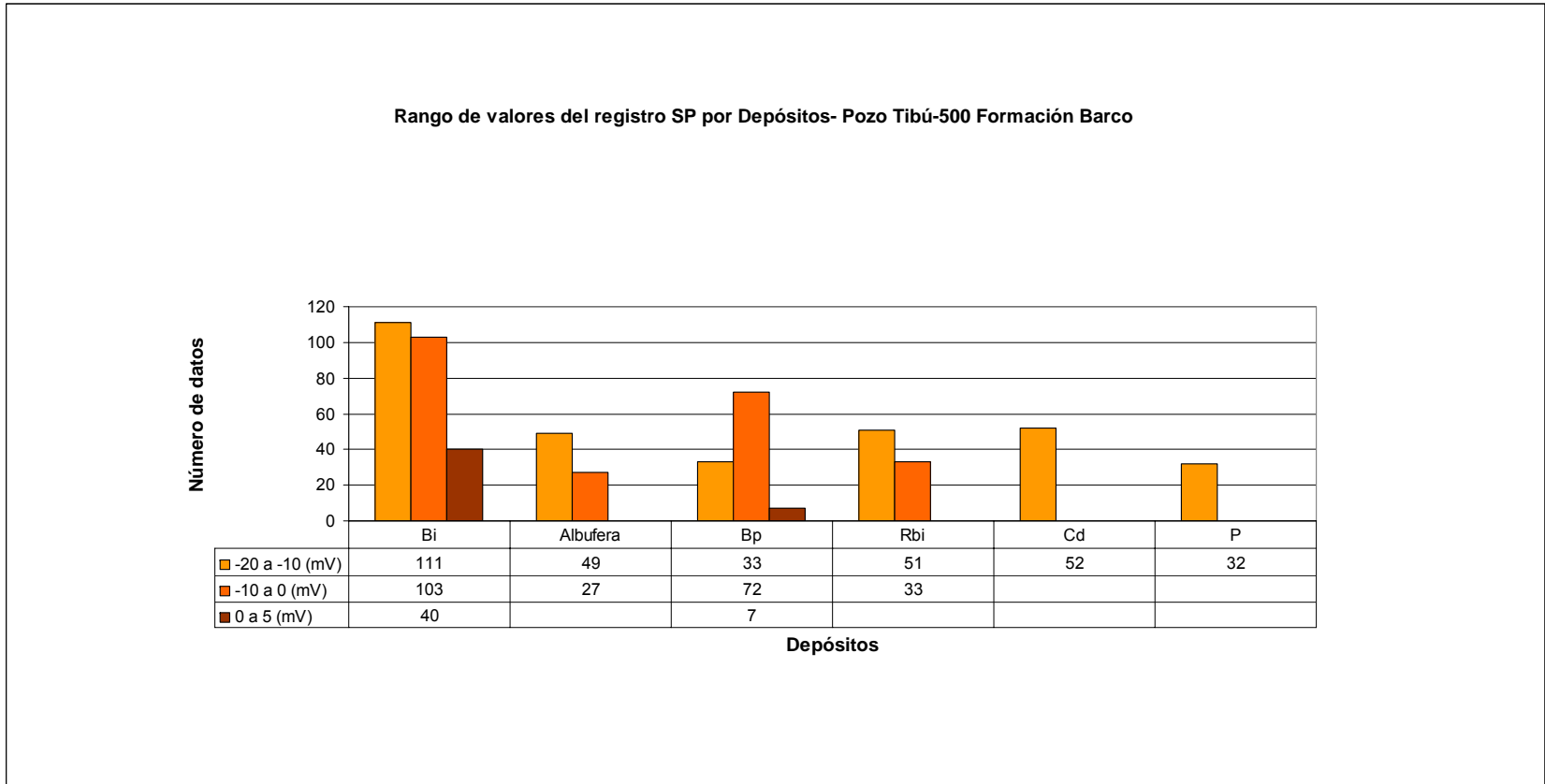


Figura 5.7. Rango de valores del registro Gamma Ray (GR) por depósitos – Pozo Tibú-500. Formación Barco. Los tonos amarillos corresponden a intervalos arenosos “limpios” y los naranja a intervalos lodosos



**Figura 5.8. Rango de valores del registro de Potencial Espontáneo (SP) por depósitos – Pozo Tibú-500 Formación Barco.** Los tonos naranja-café corresponden a intervalos lodosos.

## 5.1.2 Información disponible

### 5.1.2.1 Datos de Corazones

La información de corazones que se visualiza en las **Tablas 5.9 a 5.14** contiene datos de porosidad y permeabilidad que no están corregidos por presión de sobrecarga, sin embargo estos valores son un indicativo aproximado de los valores que toman las variables petrofísicas.

**Tabla 5.9 Datos de corazones para el pozo Tibú 025 (Área B)- Formación Barco.**

TIBU 25- Formación Barco						
Muestra	Profundidad	Permeabilidad, mD	Porosidad Efectiva (%)	SATURACION (% Espacio de Poro)		
				Agua	Aceite	Densidad (g/cc)
1	4814' 0" - 4815' 6"	13,8	12,18	41,97	12,87	2,33
2	4817' 0" - 4818' 0"	15,4	11,04	51,50	11,98	2,38
3	4818' 0" - 4819' 0"	8,5	11,27	48,08	12,50	2,37
4	4821' 0" - 4822' 6"	11,1	11,20	32,85	15,00	2,36
5	4822' 6" - 4823' 6"	52,8	17,84	28,28	18,23	2,20
6	4823' 6" - 4824' 6"	236,3	21,77	16,04	21,91	2,17
7	4824' 6" - 4825' 6"	38,2	17,30	26,11	17,01	2,24
8	4825' 6" - 4826' 3"	11,2	11,27	40,67	10,08	2,40
9	4916' 0" - 4917' 0"	14,1	13,05	53,14	0,00	2,35
10	4917' 0" - 4917' 6"	11,9	13,66	39,74	12,24	2,34
11	4934' 0" - 4935' 0"	202,3	18,47	6,86	48,00	2,30
12	4935' 0" - 4936' 0"	219,7	20,97	6,99	40,24	2,12
13	4936' 0" - 4937' 0"	297,3	20,25	14,70	40,00	2,13
14	4942' 0" - 4944' 0"	255,7	19,60	14,30	42,34	2,18
15	4944' 0" - 4946' 0"	355,5	22,01	11,18	37,65	2,14
16	4946' 0" - 4948' 0"	58,2	18,27	8,73	43,90	2,21
17	4948' 0" - 4950' 0"	84,1	18,93	12,90	39,04	2,24
18	4950' 0" - 4952' 0"	60,0	18,73	14,04	36,36	2,23
19	4952' 0" - 4954' 0"	248,1	20,41	20,42	44,15	2,17
20	4954' 0" - 4956' 0"	399,4	22,87	5,31	36,56	2,13
21	4956' 0" - 4958' 0"	172,2	15,88	31,76	29,05	2,21
22	4964' 0" - 4964' 6"	7,5	15,19	38,89	13,33	2,31
23	4965' 0" - 4966' 0"	24,6	17,31	31,74	14,12	2,18
24	4966' 0" - 4967' 6"	32,5	20,04	24,94	12,97	2,23
25	4978' 0" - 4978' 8"	59,5	17,81	21,75	21,23	2,34
26	4978' 8" - 4979' 6"	33,4	17,67	20,57	33,85	2,29
27	4979' 6" - 4981' 0"	13,2	15,80	27,63	26,16	2,30
28	4982' 0" - 4983' 0"	13,4	17,37	17,40	28,04	2,31
29	4983' 0" - 4984' 0"	18,0	18,73	10,72	29,41	2,31
30	4984' 0" - 4985' 0"	15,8	14,41	53,65	0,00	2,32
31	4991' 0" - 4992' 0"	46,1	17,84	7,45	34,00	2,24
32	4992' 0" - 4992' 6"	58,3	19,41	7,51	32,86	2,28

**Tabla 5.10 Datos de corazones para el pozo Tibú 028-K (Área B)- Formación Barco.**

TIBU 28K - Formación Barco											
PROFUNDIDAD		Densidad	Porosidad	Permeabilidad	SATURACIÓN			Relación	CONTENIDO TOTAL DE CLORUROS		
Desde	Hasta	g/cc	Vol %	mD	Aceite	Agua	Total	Agua-Aceite.	Mgm/mg	Mgm/ml	p.p.p
CORAZONADO 4743-4754. RECUPERADO = 8 pies											
4743	4744	2,17	21,3	89,5	7	24	31	0,29	0,014	0,09	640
4744	4745	2	19,2	133,5	4,5	16	20,5	0,28	0,03	0,32	2000
4745	4746	2,2	18,5	6,4	14	30	44	0,47	0,01	0,13	570
4746	4747	2,26	16	278	15,9	34,7	50,6	0,46	0,018	0,27	1300
4747	4748	2,2	17,7	88,3	46	16	62	2,9	0,017	0,22	1400
CORAZONADO 4883-4898. RECUPERADO= 14 pies 6 "											
4883	4884	2,58	8,6	Nil	Tx	65,8	65,8	-	0,028	0,88	1300
4885	4886	2,54	6,5	Nil	Tx	74	74	-	0,029	1,16	1500
4889	4890	2,56	7,9	Nil	Tx	66	66	-	0,01	0,33	500
4891	4892	2,47	6,1	Nil	Tx	71	71	-	0,47	1,94	1000
4893	4894	2,3	9	2,6	Tx	73	73	-	0,055	1,47	3000
4895	4896	2,3	14,6	2	5,3	36	41,3	0,14	0,062	1	3000
4896	4897	2,2	16	5,2	Tx	38	38	-	0,048	0,8	3000
4897	4898	2,2	19,7	4,5	7,3	20	27,3	0,36	0,048	0,56	3000

Convenciones  
Tx:trazas

**Tabla 5.11 Datos de corazones para el pozo Tibú 189 (Área B)- Formación Barco.**

TIBU 189 - Formación Barco									
Número de Muestra	Profundidad (ft)	Litología	Permeabilidad (Lateral), mD	Porosidad Efect., %	Saturación (% Espacio de Poro)			Relación Agua-Aceite	Observaciones
					Aceite	Agua	Total		
1	4698	Arenisca	0	9,74	0,00	58,92	58,92	0,00	Arenisca Arcillosa
2	4704	Arenisca	0	7,76	0,00	60,68	60,68	0,00	Arenisca Arcillosa
3	4778	Arenisca	456	19,57	68,67	0,72	69,39	95,38	Contaminada de residuo
4	4780	Arenisca	31	14,07	25,48	0,00	25,48		Contaminada de residuo
5	4931	Arenisca	0	9,78	12,94	46,93	59,87	0,28	Arenisca Arcillosa
6	4933	Arenisca	0	9,77	9,68	50,00	59,68	0,19	Arenisca Arcillosa
7	4976	Arenisca	59	15,19	51,72	25,86	77,58	2,00	Contaminada de residuo
8	4978	Arenisca	119	16,96	10,15	31,30	41,45	0,32	Contaminada de residuo
9	4980	Arenisca	165	18,10	49,92	21,06	70,98	2,37	Contaminada de residuo
10	4982	Arenisca	0	7,75	6,53	4,90	11,43	1,33	Arenisca Arcillosa
11	4984	Arenisca	158	18,75	27,95	28,73	56,68	0,97	Contaminada de residuo
12	4986	Arenisca	214	20,77	61,73	14,40	76,13	4,29	Contaminada de residuo
13	4988	Arenisca	209	20,94	50,73	10,01	60,74	5,07	Contaminada de residuo
14	4990	Arenisca	66	17,69	42,00	23,42	65,42	1,79	Contaminada de residuo
15	4992	Arenisca	76	17,97	47,47	21,36	68,83	2,22	Contaminada de residuo
16	4994	Arenisca	318	20,51	35,81	16,58	52,39	2,16	Contaminada de residuo
17	4996	Arenisca	60	17,14	56,86	20,90	77,76	2,72	Contaminada de residuo
18	4998	Arenisca	248	20,96	42,64	16,15	58,79	2,64	Contaminada de residuo
19	5000	Arenisca	195	19,94	56,26	18,99	75,25	2,96	Contaminada de residuo
20	5002	Arenisca	439	21,98	52,70	19,45	72,15	2,71	Contaminada de residuo
21	5004	Arenisca	195	20,34	24,79	25,48	50,27	0,97	Contaminada de residuo
22	5006	Arenisca	120	17,96	36,45	26,15	62,60	1,39	Contaminada de residuo
23	5008	Arenisca	70	1,75	21,28	20,46	41,74	1,04	Contaminada de residuo
24	5010	Arenisca	72	17,51	29,46	23,73	53,19	1,24	Contaminada de residuo
25	5012	Arenisca	71	17,37	61,22	16,16	77,38	3,79	Contaminada de residuo
26	5016	Arenisca	152	19,14	48,34	17,37	65,71	2,78	Contaminada de residuo
27	5018	Arenisca	109	17,78	47,54	22,13	69,67	2,15	Contaminada de residuo
28	5020	Arenisca	80	17,98	57,28	15,55	72,83	3,68	Contaminada de residuo
29	5022	Arenisca	141	19,14	49,25	17,16	66,41	2,87	Contaminada de residuo
30	5024	Arenisca	198	19,64	52,40	16,74	69,14	3,13	Contaminada de residuo
31	5026	Arenisca	195	19,96	53,42	17,80	71,22	3,00	Contaminada de residuo
32	5028	Arenisca	216	19,42	51,28	20,66	71,94	2,48	Contaminada de residuo

**Tabla 5.12 Datos de corazones para el pozo Tibú 192 (Área B)- Formación Barco.**

TIBU 192 - Formación Barco									
Número de muestra	Profundidad (ft)	Litología	Permeabilidad (mD)	Porosidad Efect.%	SATURACIÓN (% Espacio de Poro)			Relación Agua-Aceite.	Observaciones
					Aceite	Agua	Total		
1	4868	Arenisca	0	15,64	3,99	24,95	28,94	0,16	
2	4874	Arenisca	62,4	17,6	8,39	29,36	37,75	0,28	
3	4876	Arenisca	104,2	19,6	8,83	21,35	30,18	0,41	
4	4878	Arenisca	4,5	16,37	27,93	23,27	51,2	1,2	Contaminada de residuo
5	4880	Arenisca	0	11,59	5,34	41,44	46,78	0,13	
6	4882	Arenisca	69,8	18,62	43,54	16,33	59,87	2,66	Contaminada de residuo
7	4884	Arenisca	69,8	18,69	49,46	11,59	61,05	4,26	Contaminada de residuo
8	4888	Arenisca	0	6,25	52,91	44,97	97,88	1,17	Contaminada de residuo
9	4890	Arenisca	0	8,6	14,6	45,62	60,22	0,32	
10	4897	Arenisca	584	24,49	51,51	12,87	64,38	4	Contaminada de residuo
11	4899	Arenisca	842,8	25,33	59,13	10,03	69,16	5,89	Contaminada de residuo
12	4901	Arenisca	603,8	24,42	56,6	11,65	68,25	4,86	Contaminada de residuo
13	4903	Arenisca	507,6	22,68	54,74	12,77	67,51	4,28	Contaminada de residuo
14	4905	Arenisca	398,5	22,13	56,65	11,7	68,35	4,84	Contaminada de residuo
15	4907	Arenisca	349	21,83	55,48	14,5	69,98	3,82	Contaminada de residuo
16	4909	Arenisca	287,9	19,77	55,55	18,75	74,3	2,96	Contaminada de residuo
17	4911	Arenisca	206,2	21,68	0	10,89	10,89	0	Arenisca altamente calcárea
18	4913	Arenisca	104,8	18,86	44,11	19,85	63,96	2,22	Contaminada de residuo
19	4915	Arenisca	147,9	19,64	51,43	15	66,43	3,43	Contaminada de residuo
20	4917	Arenisca	125,2	17,82	9,66	24,96	34,62	0,38	
21	4919	Arenisca	200,5	20,2	48,21	19,97	68,18	2,41	Contaminada de residuo
22	4921	Arenisca	269,5	20,29	45,94	31,75	77,69	1,44	Contaminada de residuo
23	4923	Arenisca	118,1	18,64	38,63	31,94	70,57	1,21	Contaminada de residuo
24	4925	Arenisca	87,5	17,82	52,38	16,66	69,04	3,14	Contaminada de residuo

**Tabla 5.13 Datos de corazones para el pozo Tibú 196 (Área B)- Formación Barco.**

TIBU 196- Formación Barco									
Número de muestra	Litología	Profundidad (ft)	Permeability(mD)	Densidad (gr/cc)	Porosidad Efect. (%)	Saturación (% Espacio de poro)			Relación Agua-Aceite
						Aceite	Agua	Total	
1	Arenisca	4507	10,7	2,37	10,29	18,81	32,91	51,72	0,57
2	Arenisca	4510	5,7	2,35	10,48	9,06	19,63	28,69	0,46
3	Arenisca muy arcillosa	4513	Ligera indicación a 60" Hg	2,39	9,96	16,28	40,71	56,99	0,40
4	Arenisca	4516	40,3	2,23	15,64	43,3	18,70	62,00	2,31
5	Arenisca	4519	59,0	2,15	17,61	53,57	17,00	70,57	3,15
6	Arenisca	4522	16,0	2,24	15,12	40,8	13,24	54,04	3,38
7	Arenisca	4524	30,9	2,23	14,91	36,73	11,22	47,95	3,27
8	Arenisca	4528	31,8	2,19	16,06	47,35	17,99	65,34	2,63
9	Arenisca	4535	21,5	2,21	14,76	51,44	11,31	62,75	4,55
10	Arenisca	4539	33,3	2,22	15,62	31,37	26,47	57,84	1,18
11	Arenisca	4542	18,5	2,25	14,63	14,73	30,52	45,25	0,48
12	Arenisca	4545	Ligera indicación a 60" Hg	2,32	12,01	21,11	32,98	54,09	0,64
13	Arenisca	4548	48,0	2,22	15,50	58,88	17,96	76,84	3,28
14	Arenisca	4551	28,0	2,25	15,18	49,38	21,60	70,98	2,28
15	Arenisca arcillosa	4554	102,4	2,16	17,19	8,54	23,07	31,61	0,37
16	Arenisca	4557	53,4	2,19	16,35	48,15	15,74	63,89	3,06
17	Arenisca	4560	5,0	2,26	14,29	32,53	22,77	55,30	1,43
18	Arenisca arcillosa	4564	11,2	2,26	13,41	18,43	28,80	47,23	0,64
19	Arenisca	4566	40,7	2,20	16,00	22,51	17,82	40,33	1,26
20	Arenisca arcillosa	4567	Ligera indicación a 60" Hg	2,35	10,62	11,97	34,43	46,40	0,34
21	Arenisca	4568	15,8	2,22	14,71	18,55	23,71	42,26	0,78

Las muestras Nos. 3, 12 y 20 mostraron una ligera indicación de permeabilidad a 60" Hg.

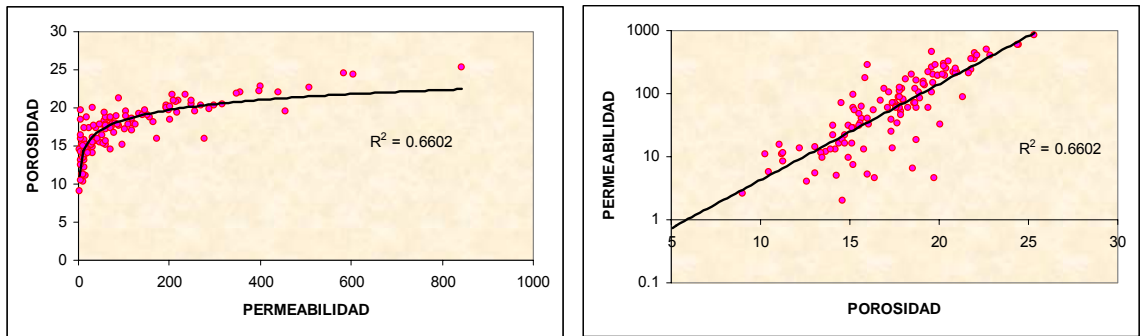
**Tabla 5.14 Datos de corazones para el pozo Tibú 199 (Área B)- Formación Barco.**

TIBU 199 - Formación Barco									
Número de muestra	Profundidad (ft)	Litología	Permeabilidad ( mD)	Porosidad Efect.(%)	SATURACION (% Espacio de poro)			Relación Agua-Aceite	Observaciones
					Aceite	Agua	Total		
1	4335	Arenisca	5,36	13,06	16,31	19,81	36,12	0,82	
2	4339	Arenisca	13,17	14,22	16,73	21,96	38,69	0,76	
3	4347	Arenisca	0	10,59	20,71	22,19	42,9	0,93	Arenisca Arcillosa
4	4359	Arenisca	69,62	14,52	30,8	13,34	44,14,	2,31	Contaminada de residuo
5	4382	Arenisca	0	5,04	10	33,78	43,78	0,29	Arenisca muy arcillosa
6	4404	Arenisca	0	10,54	11,94	19,4	31,34	0,61	Arenisca Arcillosa
7	4482	Arenisca	4,07 a 36" Hg	12,57	22,06	28,18	50,24	0,78	Arenisca ligeramente arcillosa
8	4484	Arenisca	0	10,08	9,43	45,59	55,02	0,2	Arenisca Arcillosa
9	4492	Arenisca	54,09	15,26	50,68	14,62	65,3	3,46	Contaminada de residuo
10	4496	Arenisca	9,47	14,94	18,32	23,42	41,74	0,78	
11	4498	Arenisca	9,76	13,49	26,96	25,84	52,8	1,04	
12	4500	Arenisca	13,14	13,96	19,52	22,77	42,29	0,85	
13	4502	Arenisca	27,78	15,15	31,25	18,55	49,8	1,68	Contaminada de residuo
14	4504	Arenisca	77,65	16,74	45,06	25,13	70,19	1,79	Contaminada de residuo
15	4506	Arenisca	30,79	15,5	43,64	21,82	65,46	2	Contaminada de residuo
16	4508	Arenisca	21,65	14,05	55,2	32,91	88,11	1,67	Contaminada de residuo
17	4510	Arenisca	60,96	15,68	58,27	10,34	68,61	5,63	Contaminada de residuo
18	4513	Arenisca	96,66	15,2	53,04	16,7	69,74	3,17	Contaminada de residuo

Las muestras Nos. 3, 5, 6, 8 mostraron una ligera indicación de permeabilidad a 60" Hg

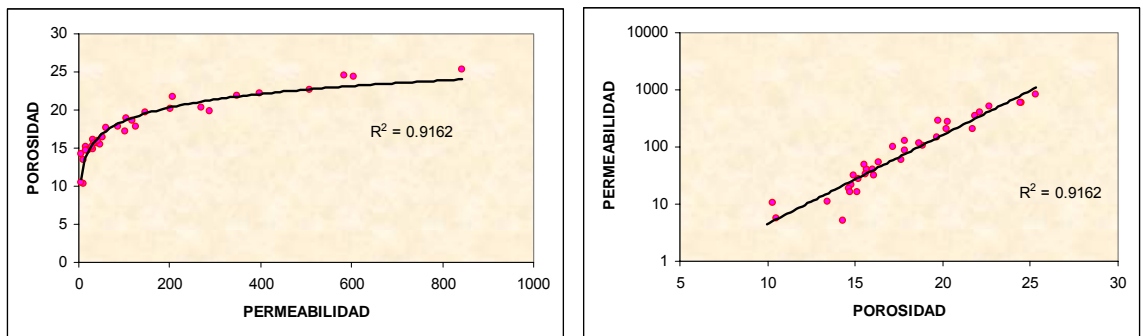
Tomando como base los datos de corazones de los pozos Tibú-25, 28K, 189, 192, 196 y 199 se realizó una correlación de porosidad y permeabilidad por ciclos en la Formación Barco. Aunque estos datos no están corregidos por presión de sobrecarga sí muestran una tendencia más o menos buena, específicamente en el Ciclo I, teniendo en cuenta aquellos pares de datos en los que la porosidad era mayor al 5%, pues por debajo de este valor la correlación desmejora. La siguiente figura muestra la correlación de porosidad con permeabilidad mezclando los datos de tres ciclos de la Formación Barco (Ciclo I, II y III). No se incluyeron los datos del Ciclo IV puesto que no contenían valores de permeabilidad.

En la **Figura 5.9** se puede notar que la correlación es aceptable si se mezclan los datos de los ciclos I, II y III. Esto se ve reflejado en el valor  $R^2$ , que 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.



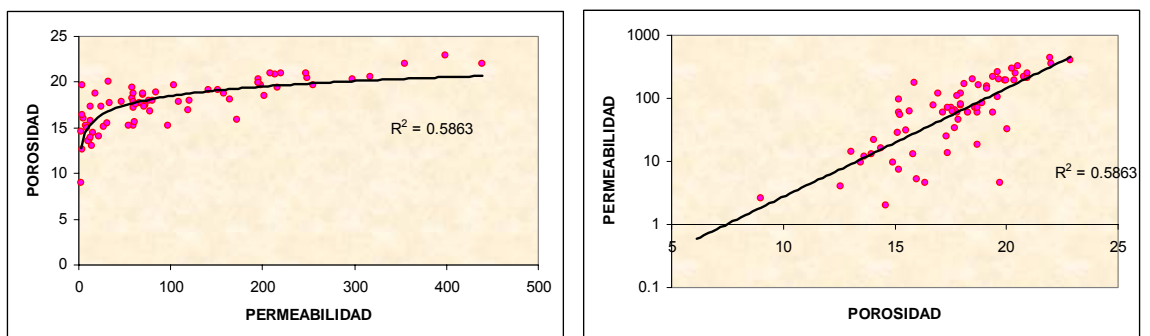
**Figura 5.9. Correlación de datos de corazones Formación Barco (Campo Tibú- Área B).**

La **Figura 5.10** muestra la correlación de los valores de porosidad y permeabilidad para el Ciclo I de la Formación Barco. La correlación para el ciclo 1 es buena ( $R^2 > 0.9$ ).



**Figura 5.10. Correlación de datos de corazones, Ciclo I, Formación Barco (Campo Tibú- Área B).**

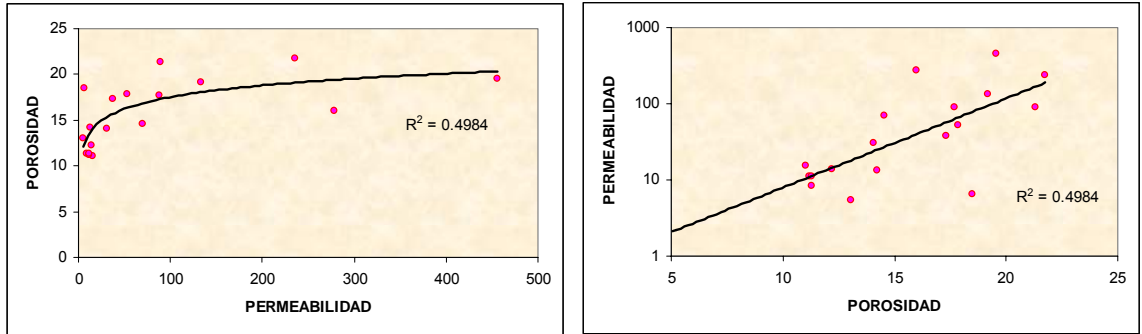
En la siguiente figura se puede apreciar la correlación de los valores de porosidad y permeabilidad para el Ciclo II de la Formación Barco (**Figura 5.11**).



**Figura 5.11. Correlación de datos de corazones, Ciclo II, Formación Barco (Área B).**

La correlación para el Ciclo II es aceptable ( $0.5 < R^2 < 0.9$ )

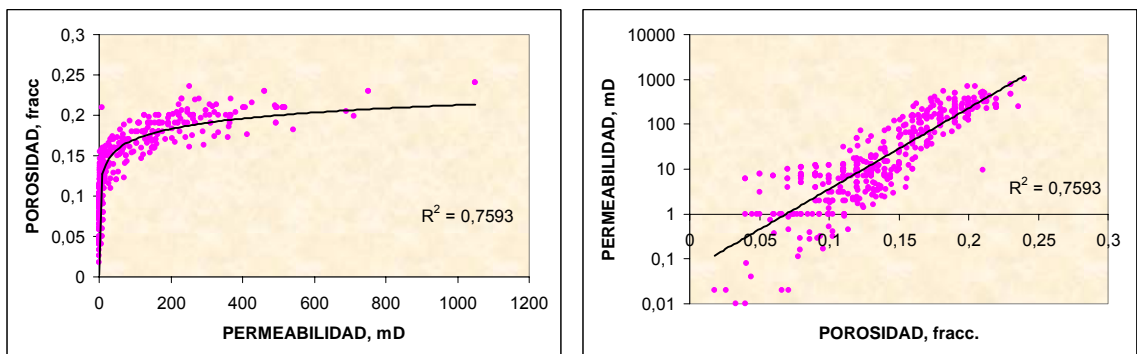
La **Figura 5.12** muestra la correlación de los valores de porosidad y permeabilidad para el Ciclo III de la Formación Barco. La correlación para el Ciclo III es aceptable ( $R^2$  muy cercana a 0.5).



**Figura 5.12. Correlación de datos de corazones, Ciclo III, Formación Barco (Area B).**

Como conclusión se tiene que los datos de porosidad y permeabilidad de corazones correlacionan mejor cuando éstos se agrupan por ciclos.

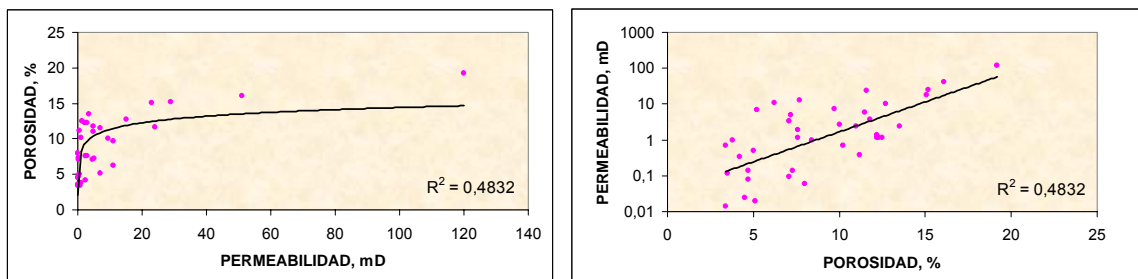
Para el Área A, 20 pozos cuentan con datos de corazones (Tibú-008, 009, 015, 016, 017, 018, 019, 023, 031, 034, 036, 169-K, 200, 205, 206, 207, 214, 218, 408-K y 490) de los cuales se tomó como base los datos de corazones de los pozos Tibú-018, 214, 408-K, y 490 puesto que contaban con una densidad de datos mayor para los ciclos estratigráficos de la Formación Barco. La **Figura 5.13** muestra la correlación de porosidad con permeabilidad mezclando los datos de los cuatro ciclos de la Formación Barco (Ciclo I, II, III y IV).



**Figura 5.13. Correlación de datos de corazones Formación Barco (Campo Tibú- Área A).**

En la **Figura 5.13** se puede notar que la correlación para los cuatro ciclos es aceptable, ( $0.5 < R^2 < 0.9$ ) e incluso correlacionan mejor que con los datos de corazones del Área B.

En cuanto al Área D se contó únicamente con los datos de corazones del pozo Tibú-500, puesto que es el único pozo que presenta datos de propiedades petrofísicas. En la **Figura 5.14** se puede observar que la correlación para los datos de corazones es aceptable ( $R^2$  muy cercana a 0.5). La baja calidad de la correlación se vé influenciada principalmente por la baja densidad de datos.



**Figura 5.14. Correlación de datos de corazones Formación Barco (Campo Tibú- Área D).**

### 5.1.2.2 Localización de pozos modelados en la interpretación petrofísica

Para el presente estudio petrofísico se tiene la información de 113 pozos, de los cuales 26 son productores activos, 15 son inyectores activos, 65 son inactivos y 7 son secos (Datos a Abril de 2005 del Departamento de Operaciones Tibú- ECOPETROL S.A). La utilización de estos pozos radica en la disponibilidad de los registros de pozo litológicos/resistivos existentes para cada pozo principalmente. Las coordenadas Gauss-Bogotá de los pozos modelados del Área A (Piloto de inyección), B y D (Formación Barco) se muestran en la **Tablas 5.15 a 5.17** respectivamente.

**Tabla 5.15. Coordenadas de los pozos modelados en la interpretación petrofísica para la Formación Barco, Campo Tibú- Área A (Piloto de inyección).**

Pozo	Norte	Este
TIBU0018	1.454.168	1.148.858
TIBU0019	1.453.176	1.149.691
TIBU0035	1.453.577	1.148.638
TIBU0037	1.454.053	1.148.208
TIBU0061	1.454.393	1.150.134
TIBU0065	1.454.890	1.149.718
TIBU0069	1.454.276	1.149.484
TIBU0070	1.453.672	1.149.275
TIBU0072	1.454.753	1.149.058
TIBU0073	1.454.665	1.148.441
TIBU0089	1.455.386	1.149.301
TIBU0116	1.453.785	1.149.913
TIBU0132	1.453.292	1.150.310
TIBU0145	1.454.512	1.148.805
TIBU0148	1.453.927	1.148.571
TIBU0164	1.454.038	1.149.201
TIBU0205	1.455.147	1.149.015
TIBU0207	1.454.650	1.149.431
TIBU0256	1.455.500	1.149.940
TIBU0269	1.454.408	1.149.175
TIBU0277	1.455.003	1.150.358
TIBU0286	1.455.611	1.150.578
TIBU0288	1.456.109	1.150.110
TIBU0301	1.454.236	1.148.517
TIBU0352	1.455.115	1.150.994
TIBU0359	1.455.724	1.151.216
TIBU0364	1.456.222	1.150.797
TIBU0366	1.456.719	1.150.384
TIBU0369	1.455.229	1.151.639
TIBU0378	1.453.885	1.150.552
TIBU0379	1.452.682	1.150.109
TIBU0380	1.456.599	1.149.731
TIBU0382	1.454.633	1.151.407
TIBU0386	1.455.848	1.151.831
TIBU0393	1.454.985	1.151.845
TIBU0400	1.455.020	1.149.390
TIBU0403	1.455.690	1.149.580
TIBU0405	1.453.890	1.149.570
TIBU0406	1.453.310	1.149.330
TIBU0411	1.454.895	1.148.715
TIBU0485	1.455.260	1.149.650
TIBU0487	1.455.125	1.150.010
TIBU0489	1.454.518	1.149.754

**Tabla 5.16. Coordenadas de los pozos modelados en la interpretación petrofísica para la Formación Barco, Campo Tibú- Área B.**

Pozo	Norte	Este
TIBU0025	1458590	1148078
TIBU0026	1457597	1148912
TIBU0027	1459808	1148522
TIBU0028K	1459619	1147217
TIBU0050	1459072	1147642
TIBU0053K	1457060	1145456
TIBU0063	1458702	1148717
TIBU0067	1458477	1147440
TIBU0074	1458796	1149350
TIBU0076	1458365	1146803
TIBU0080	1458141	1148518
TIBU0081	1457756	1146580
TIBU0085	1457103	1146479
TIBU0086	1459199	1148300
TIBU0092	1457846	1147211
TIBU0094	1457985	1147855
TIBU0097	1458859	1146385
TIBU0100	1457484	1148273
TIBU0102	1457259	1146997
TIBU0107	1458183	1149144
TIBU0109	1458974	1147024
TIBU0115	1458252	1146164
TIBU0125	1458159	1145550
TIBU0130	1457662	1145939
TIBU0139	1458020	1144889
TIBU0149	1458348	1147792
TIBU0153	1457591	1145359
TIBU0155	1458629	1145124
TIBU0166	1458523	1144470
TIBU0181	1456904	1145087
TIBU0184	1456763	1147414
TIBU0194	1457418	1144666
TIBU0209	1457905	1145267
TIBU0210	1457965	1148846
TIBU0232	1458871	1149675
TIBU0241K	1458743	1145738
TIBU0264	1459283	1149290
TIBU0267	1458103	1147545
TIBU0272	1458334	1148813
TIBU0291	1459921	1149159
TIBU0319	1456529	1146128
TIBU0323	1456400	1145481
TIBU0375	1459250	1145414

**Tabla 5.17. Coordenadas de los pozos modelados en la interpretación petrofísica para la Formación Barco, Campo Tibú- Área D.**

Pozo	Norte	Este
TIBU-45	1.463.510	1.146.145
TIBU-68	1.462.981	1.144.920
TIBU-119	1.462.064	1.145.163
TIBU-162	1.463.666	1.144.551
TIBU-168	1.462.448	1.144.108
TIBU-170	1.460.688	1.147.050
TIBU-177	1.464.236	1.145.767
TIBU-180	1.464.162	1.144.135
TIBU-186	1.459.626	1.144.279
TIBU-202	1.464.275	1.144.773
TIBU-227	1.461.958	1.147.296
TIBU-245	1.461.931	1.146.607
TIBU-263	1.460.615	1.146.579
TIBU-266	1.463.830	1.145.186
TIBU-279	1.461.681	1.146.216
TIBU-283	1.462.290	1.146.439
TIBU-284	1.460.030	1.146.137
TIBU-337	1.460.365	1.144.148
TIBU-342	1.463.554	1.143.913
TIBU-344	1.462.100	1.144.569
TIBU-345	1.461.946	1.143.835
TIBU-350	1.461.043	1.144.858
TIBU-351	1.461.090	1.145.985
TIBU-357	1.462.668	1.145.381
TIBU-383	1.459.731	1.144.924
TIBU-388	1.466.102	1.145.438

### 5.1.2.3 Encabezados de registros y pruebas iniciales

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).

La **Tabla 5.18** contiene un ejemplo de los datos tomados de los encabezados y pruebas

iniciales a partir de los registros gráficos compuestos de algunos pozos del área B. Los archivos anexos en la carpeta “Anexo 19” del CD-ROM “Pruebas Iniciales\_Tibu\_Piloto\_AreaA.xls, Pruebas Iniciales\_Tibu\_AreaB.xls y Pruebas Iniciales\_Tibu\_AreaD.xls,” contienen los mismos datos para los demás pozos modelados de las correspondientes áreas en la Formación Barco.

**Tabla 5.18 Ejemplo de los datos tomados de pruebas iniciales de los registros gráficos compuestos de algunos pozos del Campo Tibú, Área B, Formación Barco.**

Pozo	Prueba Nº	Fecha mm/dd/aa	Intervalo (ft)		Tiros por pie	Aceite Bbls/d	Agua Bbls/d	BSW %	GOR	°API
			Tope	Base						
T-025	1	08/21/1945	4.926	4.856	125				200	33,1
T-025	2	08/23/1945	4.926	4.856	125				179	33,1
T-025	3	08/23/1945	4.926	4.856	125				191	33
T-026	1	11/11/1945	4.752	4.763	44	18,3		6		31,3
			4.788	4.802	56					
T-026	2	11/11/1945	4.900	4.916	128	104	0		128	31,7
			4.923	4.980	384					
			4.752	4.763	44					
			4.788	4.802	56					
T-026	3	11/12/1945	4.900	4.916	128	57	0		216	32,1
			4.923	4.980	384					
			4.752	4.763	44					
			4.788	4.802	56					
T-026	4	11/13/1945	4.900	4.916	128	43	0		302	32,4
			4.923	4.980	384					
			4.752	4.763	44					
			4.788	4.802	56					
T-027	1	12/06/1945	4.846	4.985	Hueco abierto	134	1,3(%)		228	30,7
T-027	2	12/07/1945	4.846	4.985	Hueco abierto	127	0		228	30,8
T-027	3	12/08/1945	4.846	4.985	Hueco abierto	119	0,2(%)		232	30,9
T-028K	1		4.716	4.754	156 + 70	180	0,3		656	31,5
T-050	1	4/26/1947	4.700	4.770	282	342	0		328	30,6
			4.840	4.960	Hueco abierto					
T-050	2	4/29/1947	4.700	4.770	282	492	0		318	31,3
			4.840	4.960	Hueco abierto					
T-050	3	05/03/1947	4.700	4.770	282	626	0		341	32,3
			4.840	4.960	Hueco abierto					
T-053K	1	1/26/1948	3.995	4.070	303	222	0,1		2368	31,2
			4.225	4.250	100					
			4.318	4.360	164					
T-053K	2	1/26/1948	3.995	4.070	303	223	0,7		2335	31,8
			4.225	4.250	100					
			4.318	4.360	164					
T-053K	3	1/26/1948	3.995	4.070	303	267	1,3		2186	31,5
			4.225	4.250	100					
			4.318	4.360	164					
T-053K	4	1/26/1948	3.995	4.070	303	251	0,8		2289	31,7
			4.225	4.250	100					
			4.318	4.360	164					
T-053K	5	1/26/1948	3.995	4.070	303	264	0,5		2410	31,9
			4.225	4.250	100					
			4.318	4.360	164					
T-053K	6	1/26/1948	3.995	4.070	303	264	0,5		2410	31,9
			4.225	4.250	100					
			4.318	4.360	164					

### 5.1.3 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 (Rmf\_75°F), con el fin de obtener un dato de entrada para el cálculo de la porosidad aparente. Las **Tablas 5.19, 5.20 y 5.21** contienen un resumen de los datos de encabezados y los datos de Rmf calculados.

**Tabla 5.19 Características de lodo y filtrado de lodo para el cálculo de la porosidad aparente en los pozos modelados del Área A, Campo Tibú, Formación Barco.**

Pozo	DATOS DE ENCABEZADO DE REGISTROS				DATOS CALCULADOS PARA POROSIDAD			
	Rm_Tref	Tref, °F	DIodo, lb/ft3	DIodo, lb/gal	DIodo, lb/gal	Rm_75°F	Rmf_75°F	Rmf Registro
T-017	4,7	No hay datos	82		10,96			No hay datos
T-035	4,3	No hay datos	83		11,1			No hay datos
T-037	3,9	No hay datos	80		10,69			No hay datos
T-043	6,4	100	83		11,1	8,36	6,671609688	6,40
T-061	2,3	85	79		10,56	2,58	2,109826087	2,11
T-065	No hay datos	No hay datos	84		11,23			No hay datos
T-069	3,8	No hay datos	87		11,63			No hay datos
T-070	3,7	No hay datos	87		11,63			No hay datos
T-072	3,8	No hay datos	86		11,5			No hay datos
T-073	3,6	No hay datos	84		11,23			No hay datos
T-89	4,7	100	84		11,23	6,14	4,677109248	4,68
T-116	9	88	86		11,5	10,43	7,842842235	7,84
T-132	4,2	82	82		10,96	4,56	3,58460807	3,58
T-145	5	108	80		10,69	7,02	5,995379804	5,00
T-148	5,2	103	83		11,1	6,98	5,503240178	5,20
T-164	2	102	80		10,69	2,66	2,123583247	2,00
T-205	5,9	86	82		10,96	6,69	5,405773192	5,41
T-207	4,6	94	85		11,36	5,67	4,19223364	4,19
T-256	5,6	75	74		9,89	5,60	5,533572036	5,53
T-269	13	83	80		10,69	14,27	12,81363136	12,81
T-277	7,5	94	80		10,69	9,24	8,049750619	7,50
T-286	7	85	82		10,96	7,86	6,416006096	6,42
T-288	3,3	134	83		11,1	5,68	4,414617726	3,30
T-301	9,7	94	80		10,69	11,95	10,60016511	9,70
T-352	1,5	95	81,5		10,89	1,87	1,662695441	1,50
T-359	5,7	103	59		7,89	7,65	11,68992347	5,70
T-364	4,7	83	66		8,82	5,16	6,325001998	4,70
T-366	4,5	103	82		10,96	6,04	4,843674971	4,50
T-369	4,2	98	81,5		10,89	5,38	4,338785281	4,20
T-378	4,06	83	82		10,96	4,46	3,498592405	3,50
T-380	2,8	85	80,5		10,76	3,14	2,502957515	2,50
T-382	2,6	90	78		10,43	3,08	2,613112198	2,60
T-386	2,18	96			0	2,74	16,0955714	2,18
T-393	3,33	94	80,5		10,76	4,10	3,330307826	3,33

Tabla 5.20 Características de lodo y filtrado de lodo para el cálculo de la porosidad aparente en los pozos modelados del Área B, Campo Tibú, Formación Barco.

Pozo	DATOS DE ENCABEZADO DE REGISTROS				DATOS CALCULADOS PARA POROSIDAD		
	Rm_Tref	Tref, °F	Dlodo, lb/ft3	Dlodo, lb/gal	Dlodo, lb/gal	Rm_75°F	Rmf_75°F
T-025	9,19	93	84		11,23	11,21	8,91
T-026	6,42	90		11,8	11,8	7,60	5,29
T-027	14,5	97	86		11,5	18,40	14,40
T-028K	5,1	90	89		11,9	6,04	4,06
T-050	6	96	84,5		11,3	7,54	5,75
T-053K	3,3	110	79,2		10,59	4,71	3,99
T-063	2	80	89		11,9	2,12	1,33
T-067	4,2	85	90		12,03	4,71	3,05
T-074	6,4	85	83		11,1	7,18	5,67
T-076	5,8	84	84		11,23	6,44	4,92
T-080	4,3	81	85		11,36	4,62	3,36
T-081	3,8	75	85		11,36	3,80	2,73
T-085	1,3	105	85		11,36	1,78	1,55
T-086	3,8	90	79		10,56	4,50	3,82
T-092	4,9	85	85		11,36	5,50	4,06
T-094	3,7	94	87		11,63	4,56	3,16
T-097	4,3	100	88		11,76	5,61	3,86
T-100	3	98	85		11,36	3,84	2,77
T-102	3,8	98	84		11,23	4,87	3,65
T-107	4,5	102	81		10,83	5,99	4,92
T-109	3,6	100	86		11,5	4,70	3,34
T-115	4,6	86	90		12,03	5,22	3,40
T-125	2,9	100	89		11,9	3,79	2,47
T-130	6	75	84		11,23	6,00	4,57
T-139	3,2	93	84		11,23	3,90	2,88
T-149	7,5	84	85		11,36	8,33	6,32
T-153	7,9	85	83		11,1	8,87	7,11
T-155	7,6	86	82		10,96	8,62	7,09
T-166	3,2	84	85		11,36	3,55	2,54
T-181	6,2	101	76		10,16	8,17	7,85
T-184	8,5	83	76		10,16	9,33	9,04
T-189	5,5	81	83		11,1	5,90	4,60
T-192	5,9	86	84		11,23	6,69	5,13
T-194	4,8	91	76		10,16	5,74	5,38
T-209	4,2	89	87,5		11,7	4,92	3,38
T-210	5,9	91	78		10,43	7,05	6,35
T-232	5,5	88	81		10,83	6,37	5,26
T-241K	1,25	102			0	1,66	2,47
T-264	3,5	100	85		11,36	4,57	3,33
T-267	6	84	86		11,5	6,66	4,85
T-272	7	106	77,5		10,36	9,65	9,01
T-319	1,97	85	83		11,1	2,21	1,61
T-323	2,2	97	85		11,36	2,79	1,96
T-375	2,6	100	83		11,1	3,39	2,54

**Tabla 5.21 Características de lodo y filtrado de lodo para el cálculo de la porosidad aparente en los pozos modelados del Área D, Campo Tibú, Formación Barco.**

Pozo	DATOS DE ENCABEZADO DE REGISTROS				DATOS CALCULADOS PARA POROSIDAD			
	Rm_Tref	Tref, °F	Diolo, lb/ft3	Diolo, lb/gal	Diolo, lb/gal	Rm_75°F	Rmf_75°F	Rmf Registro
T-029	5,1	109	83,5		11,16	7,22	5,64	5,10
T-045	12,5	94	85		11,36	15,40	12,22	12,22
T-119	5,8	81	87		11,63	6,23	4,41	4,41
T-162	1,6	85	85		11,36	1,80	1,56	1,56
T-168	7,8	98	82		10,96	9,99	8,30	7,80
T-170	5,4	92	85		11,36	6,52	4,87	4,87
T-177	4,8	84	77		10,29	5,33	4,84	4,80
T-180	6	109	72		9,62	8,49	9,14	6,00
T-186	8	98	77		10,29	10,25	9,74	8,00
T-202	4,2	85	80		10,69	4,71	3,92	3,92
T-227	4	95	86		11,5	4,98	3,55	3,55
T-245	9,5	82	75		10,03	10,31	10,34	9,50
T-263	5,4	93	81,5		10,89	6,59	5,39	5,39
T-266	6,4	92	82		10,96	7,73	6,31	6,31
T-279	5	92	80		10,69	6,04	5,11	5,00
T-283	5,4	85	83		11,1	6,06	4,73	4,73
T-284	4,5	94	81		10,83	5,55	4,53	4,50
T-337	1,8	85	83		11,1	2,02	1,46	1,46
T-342	2,5	85	81		10,83	2,81	2,19	2,19
T-344	2,4	90	81		10,83	2,84	2,22	2,22
T-345	2,4	90	81		10,83	2,84	2,22	2,22
T-350	2,2	99	50		6,68	2,85	5,19	2,20
T-351	1,5	97	77,5		10,36	1,90	1,74	1,50
T-357	1,5	112	79		10,56	2,18	1,76	1,50
T-383	2,55	85	82		10,96	2,86	2,18	2,18
T-388	1,08	104	77		10,29	1,46	1,34	1,08

## 5.2 MONTAJE DEL PROYECTO EN EL SOFTWARE DE INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA

Toda la información suministrada por ECOPETROL fue revisada, editada y procesada dentro del software *GEOGRAPHIX* de la casa Landmark Graphics Corp, propiedad del ICP. La plataforma de *GEOGRAPHIX* es un sistema integrado de interpretación geológica sísmica y de yacimiento que opera en un ambiente PC y mantiene una relación directa con el software de Landmark que corre en estaciones de trabajo UNIX. Los módulos que fueron trabajados en este programa fueron *Wellbase* y *PRIZM*.

*Wellbase* es la base de datos donde se carga toda la información de localización de pozos, información de completamiento, desviación, núcleos, producción inicial, DST y topes formacionales. En esta base de datos fueron cargados los datos de los topes de los

ciclos estratigráficos definidos para la Formación Barco; alrededor de 570 topes de los pozos que se les realizó el modelo petrofísico fueron cargados. *PRIZM* es el módulo que incluye la carga, edición e interpretación petrofísica de los registros eléctricos. También incluye la información de topes formacionales y perforaciones para cada uno de los pozos. Un total de 113 pozos fueron cargados y se encuentran ubicados en los proyectos AREA A, AREA B y AREA D dentro del Proyecto Maestro TIBU de la base de datos de GEOGRAPHIX presentado por la empresa ANSALL Ltda. para ECOPETROL-ICP a finales del año 2005.

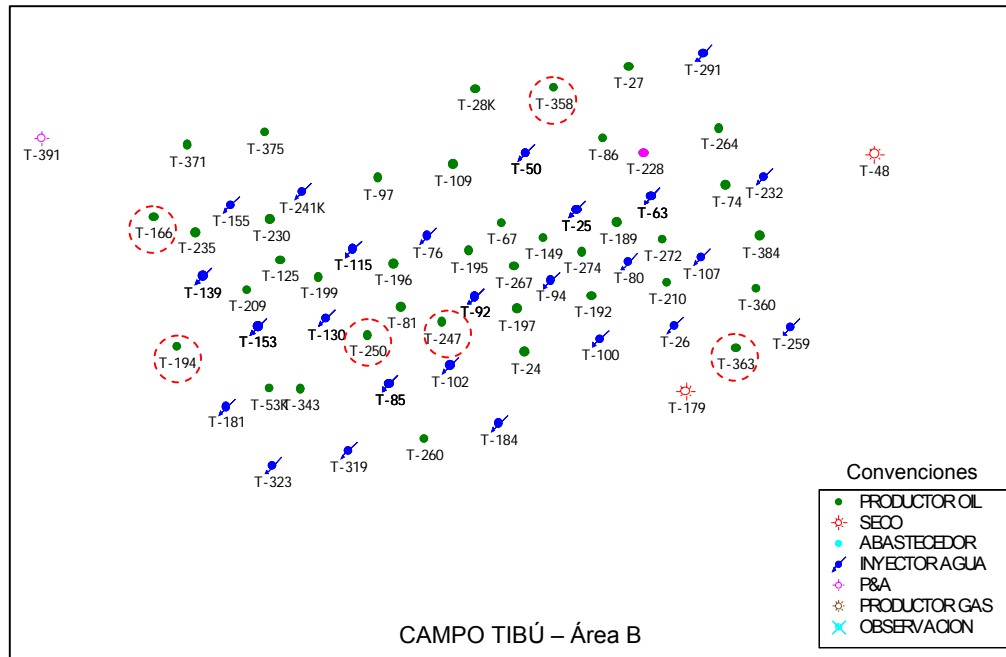
### **5.2.1 Carga de Curvas**

Se cargaron a la base de datos del *PRIZM* los archivos \*LCB del campo Tibú del *Geographix\_Backup* realizado por Halliburton en años anteriores para ECOPETROL que contiene los registros de pozo digitalizados. Al proyecto se cargaron las curvas de los pozos del piloto de inyección del Área A, del Área B y del Área D correspondientes a los pozos con sus respectivos topes y elevación sobre el nivel del mar. El Anexo 12 contiene los datos de los topes intraformacionales de la Formación Barco que se cargaron al proyecto en el programa *PRIZM*.

### **5.2.2 Determinación del Gradiente Geotérmico para las áreas**

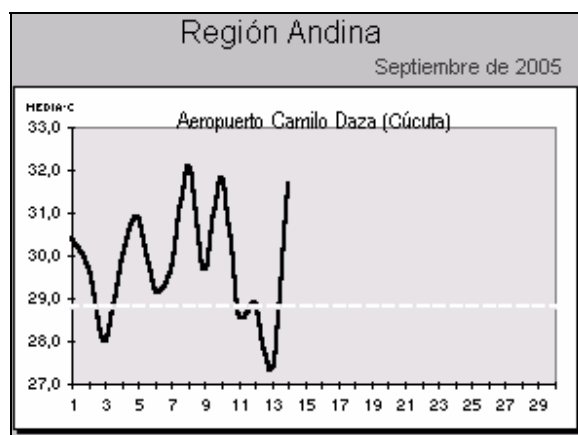
Este parámetro es un dato de entrada en el método de cálculo utilizado en la interpretación petrofísica. Por ejemplo, para estimar este parámetro en el área B del Campo Tibú se escogieron seis pozos localizados de tal forma que se pudiera cubrir el área B, tomando como datos de entrada la temperatura ambiente promedio de una zona cercana al campo Tibú y los datos de temperatura de fondo a una profundidad medida para cada pozo, y así obtener un dato representativo del gradiente geotérmico. Análogamente se realizó el mismo procedimiento para el piloto de inyección del Área A y para el Area D del campo Tibú.

La **Figura 5.15** muestra los pozos seleccionados para realizar este cálculo en el área B del Campo Tibú.



**Figura 5.15. Pozos seleccionados para determinar el gradiente Geotérmico en el Área B del Campo Tibú**

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 **Figura 5.16** muestra que aproximadamente la temperatura ambiente promedio es de 30°C o 86°F, dato importante para determinar el gradiente geotérmico de la zona.



**Figura 5.16. Gráfico de temperatura ambiente promedio por días. Tomado de [www.ideam.gov.co](http://www.ideam.gov.co)**

La expresión 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

*T<sub>s</sub>* es la temperatura medida en superficie, 86°F

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

En el procedimiento realizado para el Área B del Campo Tibú, la **Tabla 5.22** presenta los resultados de *GGT* calculados para cada pozo y el valor promedio que será empleado para corregir los valores de resistividad del filtrado de lodo en el análisis petrofísico de la Formación Barco.

**Tabla 5.22 Resultados del cálculo de *GGT* para los pozos seleccionados en el Área B del Campo Tibú.**

POZO	G.LEVEL, ft	TVD, ft	BHT, °F	GGT, °F/ft
Tibu-166	195	4745	140	0.011
Tibu-194	174	4728	135	0.010
Tibu-363	150	5198	148	0.012
Tibu-250	132	4500	140	0.012
Tibu-358	148	5584	168	0.015
Tibu-247	153	4290	140	0.013
<b>Gradiente Geotérmico promedio</b>				<b>0.012</b>

### 5.2.3 Procedimiento de cálculo de parámetros petrofísicos en el software de interpretación

La presencia de minerales arcillosos causa en los registros comportamientos que se deben tener en cuenta al momento de ser usados en la interpretación petrofísica. En los registros eléctricos causa una disminución en la lectura de resistividad y en los registros de porosidad ocasionan una sobreestimación de esta. Para los pozos Tibú 408-K y Tibú-

500 adicionalmente se realizó una identificación mineralógica del tipo de arcillas presente en la Formación Barco con base en los conceptos de Schlumberger (1998) disponible en los Registros Core Gamma Espectral por pozo (**Anexos 11 y 12**).

Según la disponibilidad de herramientas se hace el análisis para determinar el uso de aquella que reúna las mejores condiciones para el cálculo de la arcillosidad. En principio, la herramienta para la determinación litológica es el registro de Potencial espontáneo (SP), registro litológico que predomina en los pozos interpretados.

Los valores promedio de porosidad efectiva, saturación de agua (Área B) y el espesor de arena neta fueron calculados a partir de tres registros de pozo: Potencial espontáneo (SP), resistivo corto (SN) y resistivo largo (LN). Con el registro SP se determina el porcentaje de arcillas ( $V_{clay}$ ) que hay en una formación y se aplica como factor de corrección de la porosidad aparente a los intervalos de arenas limpias ( $30\% < V_{clay} < 40\%$ ), obteniendo los valores de porosidad efectiva.

En *PRIZM* se encontraron curvas de porosidad calculadas a partir del registro SP, observándose valores pequeños de porosidad en intervalos que tienen alto contenido de arcillas. Por lo cual para el cálculo de porosidad en un intervalo, se castiga fuertemente el valor promedio de porosidad efectiva. En esta metodología la porosidad se calcula según el registro resistivo corto (SN), y solamente se tiene en cuenta los intervalos arenas limpias ( $30\% < V_{cl} < 45\%$ ), esto permite obtener valores mas acertados de porosidad.

#### **5.2.4 Método de Cálculo “RATHIO METHOD”**

La selección de este método de cálculo (Rathio Method) en la interpretación petrofísica de los pozos del piloto de inyección del Área A, pozos seleccionados en las Áreas B y D del Campo Tibú obedece a las siguientes premisas que fueron expuestas en la **Sección 5.1** y que caben ser recordadas:

- El registro SP es la curva base para el cálculo en la mayoría de los pozos.
- Los pozos del Campo Tibú cuentan con registros eléctricos “Viejos” (antes de

1958)

- Muchos pozos fueron perforados con lodo base aceite.
- Sólo de un pozo hay muestras de agua de formación, previo al proceso de inyección de agua.

El método de cálculo de parámetros petrofísicos utilizado es el “**Rathio Method**” tomado de Schlumberger (1989) principalmente, este método se ajusta al tipo de registros que predominan para los pozos seleccionados en la interpretación petrofísica de las áreas A, B y D del Campo Tibú (un registro SP, un registro resistivo corto SN y un registro resistivo largo LN). Los parámetros utilizados en el método se presentan a continuación:

1. *Cálculo de temperatura a cualquier profundidad,  $T_z$*

$$T_z = T_s + GGT * Z$$

Donde:

$T_s$  : Temperatura de Superficie

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

$Z$  : Profundidad TVDSS (True vertical depth subsea)

2. *Cálculo de la resistividad del filtrado a cualquier profundidad ,  $Rmf_z$*

$$Rmf_z = Rmf * \frac{TRmf + 6.77}{T_z + 6.77}$$

Donde:

$Rmf$  : Resistividad del filtrado (Ohm m)

$TRmf$  : Temperatura del filtrado (°F)

$T_z$  : Temperatura de la formación a la profundidad  $z$ .

3. Cálculo de la resistividad del filtrado a 75 °F,  $Rmf_{75}$ .

$$Rmf_{75} = Rmf_z * \frac{75 + 6.77}{T_z + 6.77}$$

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

$$K = 61 + 0.133 * T_z$$

Donde:

$T_z$  : Temperatura de la formación a la profundidad  $z$ .

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

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

$RR$  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 (acuífero).

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,  $Rw_e$

$$Rw_e = \frac{Rmf_e}{RR}$$

8. Cálculo de  $Rw_z$  a 75 °F,  $Rw_{75}$

Si  $Rw_e > 0.12$  entonces

$$Rw_{75} = 0.58 - 10^{0.69 * Rw_e - 0.24}$$

de lo contrario

$$Rw_{75} = \frac{77 * Rw_e + 5}{146 - 337 * Rw_e}$$

9. Cálculo de corrección de  $Rw_{75}$  a temperatura de formación (Igual al  $Rw_z$ )

$$Rw_z = Rw_{75} * \frac{75 + 6.77}{T_z + 6.77}$$

10. Corrección de  $Rmf_z$  en la zona invadida,  $R_z$  (Walsh, et al. 1993)

$$R_z = \frac{1}{\frac{z}{Rw_z} + \frac{1-z}{Rmf_z}}$$

Donde:

$z = 0.075$  para zonas de permeabilidad media (asumido para la Formación Barco).

11. Cálculo de Volumen de arcillas a partir de la curva SP corregida,  $V_{clay}$

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

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.

A partir del Registro SP la determinación de arcillosidad es buena si existen arenas de arcilla laminadas y mojadas por agua. No es eficiente si la relación  $Rmf/R_w$  es igual a 1, si  $R_t$  es demasiado grande y donde los efectos de invasión y electrocinéticos son significativos (Bueno y Páez, 1992).

#### 12. Cálculo de la resistividad del agua en zonas de arenas, $R_w$

Si  $V_{clay} < V_{claycutoff}$  y  $R_{wz} < 1$

$$R_w = R_{wz}$$

de lo contrario

$$R_w = -999.2500$$

donde

$V_{claycutoff}$  es el corte del volumen de arcillas.

**-999.2500** es un valor nulo.

#### 13. Cálculo de la porosidad en zonas de arenas (porosidad efectiva)

Primero se calcula la porosidad aparente ( $PHI_{app}$ ) a partir del registro resistivo corto (SN) y de la resistividad calculada del filtrado de lodo  $Rmf_z$ .

$$PHI_{app} = \left( \frac{Rmf_z}{RXO \times SXO^2} \right)^{\left( \frac{1}{m} \right)}$$

Donde:

$RXO$  es el valor tomado del registro resistivo corto (SN), en Ohm m

$SXO$  es la Saturación de agua de la zona lavada. Se asume igual a 0.79

$m$  es el factor de cementación . Se asume igual a 2

Se establece un cutoff de porcentaje de arcillas ( $V_{claycutoff} \sim 30\%$ ), y en aquellas zonas donde hay arenas con un contenido de arcillas inferior a este valor, se calcula la porosidad efectiva ( $PHI_{eff}$ ) a partir de la siguiente ecuación:

$$PHI_{eff} = PHIA_{pp} * (1 - V_{clay})$$

de lo contrario

$$PHI_{eff} = -999.2500$$

donde -999.2500 es un valor nulo

#### 14. Corrección del registro de resistividad verdadera (RT) en paquetes de arenas de espesor pequeño (para el cálculo de $S_w$ )

En registros viejos en donde se tienen lecturas de resistividad corta (curva SN) y larga (curva LN) es común que el cálculo de saturación de agua este por encima de los valores esperados de saturación, debido a que la resistividad verdadera en este tipo de paquete de arena tiene una pequeña deflexión. Según Hilchie (1982), se determina que la invasión afecta ambas curvas de resistividad, haciéndolas inútiles para calcular la resistividad verdadera; sin embargo puede hacerse una aproximación rápida de resistividad verdadera mediante la siguiente relación empírica:

$$RT = \frac{LN * LN}{SN}$$

Barret (1992) empleó este método en el pozo Brinkley 18 del campo Flowers en el estado de Texas (USA), y comparando la curva calculada RT con una curva RT moderna, se obtuvo una precisión del 10%.

15. Cálculo de la saturación de agua por Archie (1942) en zonas de arenas

$$S_w = \sqrt{\frac{a \times R_w}{PHI_{eff}^2 \times RT}}$$

Donde:

$a$  es la constante de Archie

$RT$  es la resistividad verdadera (Ohm m)

16. Cálculo del espesor de arena neta (Net Gross), HNETO.

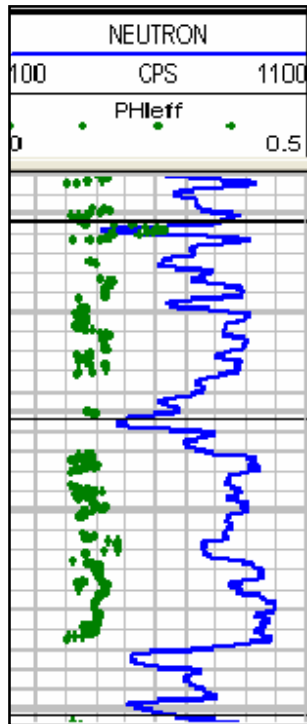
Se determina el espesor de arena neta, para aquellos intervalos en los cuales se calculó porosidad efectiva, teniendo en cuenta la siguiente condicional

$$HNET[] = V_{clay}[] < V_{claycutoff}$$

Las anteriores ecuaciones del método de cálculo expuesto aplican para pozos que poseen estos tres registros (Potencial Espontáneo (SP), Normal corto (SN) y Normal largo (LN)) pero cuando no se cuenta con los registros resistivos y se poseen registros de Neutrón (NPHI) ó Densidad (RHOB) el modelamiento para el cálculo de la porosidad se podría trabajar de la siguiente manera explicada a continuación.

La mayoría de registros Neutrón presentes son antiguos y se encuentran registrados en cuentas por segundo o en otras unidades arbitrarias. De acuerdo con el procedimiento expuesto por Crain (2000), la aproximación usual es coger un punto bajo en la escala del registro y nombrarlo como 0.25 o 0.20 en unidades de porosidad. Luego tomar un punto alto de la escala y nombrarlo como 0.01 o 0.02 en unidades de porosidad y realizar el escalado logarítmicamente entre estos dos puntos.

Por ejemplo, si se tiene un registro Neutrón (**Figura 5.17**) se lee en la grafica de la izquierda y se colocan los valores máximos y mínimos de esta forma:



Escala	PHI, fracc	PHIN, API	Registro Neutron
1	0.01		
2	0.02		
3	0.03		
4	0.04		
5	0.05		
6	0.06		
7	0.07		
8	0.08		
9	0.09		
10	0.10		
11	0.11		
12	0.12	1000	Lectura máxima
13	0.13		
14	0.14		
15	0.15		
16	0.16		
17	0.17		
18	0.18		
19	0.19		
20	0.20		
21	0.21		
22	0.22		
23	0.23		
24	0.24		
25	0.25	500	Lectura mínima

Figura 5.17. Procedimiento para estimar la porosidad a partir del Registro Neutrón en los pozos modelados del Campo Tibú.

Para el ejemplo anterior se genera una gráfica a partir de la ecuación exponencial en un gráfico semi-log obteniéndose una recta de la forma  $y = m * e^{(bx)}$  (Figura 5.18) la cual posee los valores de m y b, que son introducidos al modelo.

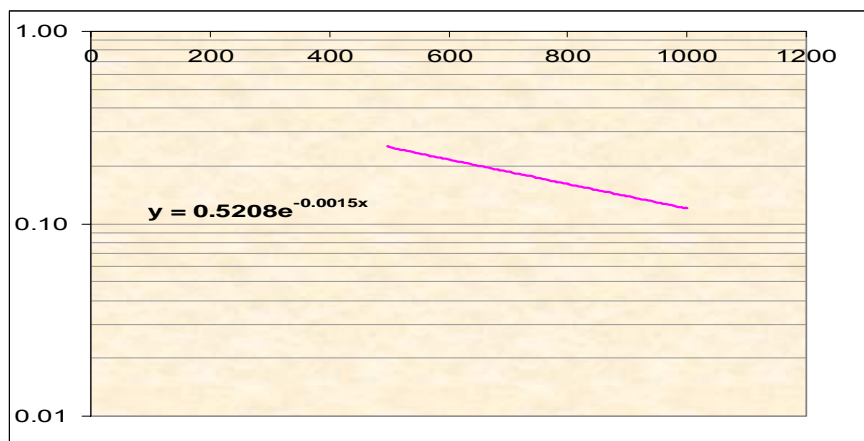


Figura 5.18. Gráfico de correlación de valores tomados a partir del Registro Neutrón de un pozo del Campo Tibú para modelar la porosidad aparente.

Por lo tanto, la ecuación utilizada para el cálculo de porosidad aparente es la siguiente:

$$PHIA_{pp} = m * e^{(b * NEUTRON[z])}$$

Donde m= 0,5208, b= -0.0016 y NEUTRON [z] es la lectura del registro neutrón para la profundidad deseada.

Cuando no se cuenta con un registro de potencial espontáneo (SP) y en su defecto se tiene un registro Gamma Ray (GR) solo se debe cambiar la ecuación para el cálculo de volumen de arcilla ( $V_{clay}$ ) de la siguiente forma:

- *Cálculo de  $V_{clay}$  a partir de la curva GR,  $V_{clayGR}$*

$$V_{clayGR} = \frac{GR_{log} - GR_{clean}}{GR_{clay} - GR_{clean}}$$

$GR_{log}$  es el valor tomado del registro GR a una profundidad z.

$GR_{clean}$  es el valor de GR definido para arenas limpias.

$GR_{clay}$  es el valor de GR definido para arcillas.

### 5.3 CORRIDA Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

Para la corrida del modelo en cada uno de los pozos se utiliza el programa PRIZM de la suite *GEOGRAPHIX* (marca registrada de Landmark Graphics Corporation). Los parámetros generales de corrida se muestran en la **Tabla 5.23**.

La presentación de los resultados se hace en forma gráfica, ya que se considera que es más representativa que en forma columnar numérica. (**Anexo 18**)

El formato de presentación consiste en un registro en escala 1:1500 que en el track uno registra la curva de potencial espontáneo (SP, SPC ó SPSB), en el track dos las curvas de resistividad (SN y LN), en el track tres los datos de porosidad de corazón (Core\_por) / Porosidad efectiva (Phi\_eff) y el Registro Neutrón (NEUTRON) o Densidad (RHOB) si el

pozo lo presenta, en el track cuatro las fracciones de arena y arcilla, en el track cinco el espesor de arena neta y finalmente en el track seis la saturación de agua y aceite para cada intervalo de interés (este último solo aplica para el área B y D).

**Tabla 5.23. Parámetros generales para la corrida del modelo petrofísico.**

CONSTANTE	VALOR
Temperatura de Superficie	86 °F
Gradiente Geotérmico Promedio	0,012 °F/ft
$\Phi_{appcutoff}$ (Cutoff de porosidad aparente)	0,5
$V_{claycutoff}$ (corte volumen de arcillas)	$30 < V_{clay} < 45$ %
$z$ (Constante utilizada para calcular $R_z$ en la zona lavada). Tomada de Walsh et al. (1993)	0,075
$a$ (Constante de Archie)	0,81
$m$ (Factor de cementación - Archie)	2
$n$ (índice de saturación - Archie)	2

Los datos de porosidad de corazón correlacionados con los datos de porosidad de registros se utilizan con tranquilidad ya que los pozos del Campo Tibú perforados en la Formación Barco no presentan un gran efecto de hueco y no influye negativamente sobre los registros de porosidad.

Los resultados de la interpretación petrofísica por cada pozo analizado se presentan en el **Anexo 18** en el cual además de presentarse los resultados de forma gráfica se incluye una tabla por pozo donde se presentan los valores promedios de las propiedades petrofísicas calculadas por cada ciclo estratigráfico de la Formación Barco.

Para el Área A (Piloto de inyección) del Campo Tibú se presentan los resultados de la interpretación petrofísica así como los valores promedio de propiedades como la porosidad ( $\Phi_{eff}$ , fracc), permeabilidad (K, mD), espesor neto (Hnet, ft); realizados por cada pozo en la Formación Barco para los pozos modelados.

Para el Área B y D del Campo Tibú se presentan los resultados de la interpretación

petrofísica así como los valores promedio de propiedades como la porosidad ( $\Phi_{eff}$ , fracc), permeabilidad (K, mD), espesor neto (Hnet, ft) y saturación de agua inicial por ciclo (Sw, fracc); realizados por cada pozo en la Formación Barco para los pozos modelados.

## 5.4 MAPEO DE PROPIEDADES

Las propiedades a mapear son el espesor neto, la porosidad, la permeabilidad (Distribución de la propiedad promedio). Esto se hace para los 4 ciclos estratigráficos definidos en la Formación Barco – Campo Tibú-Socuavó.

Para el mapeo se tomaron los 44 pozos modelados en la interpretación petrofísica del Área B. Para el área A se tomaron los 43 pozos modelados del piloto de inyección debido a que era prioridad conocer el comportamiento de las propiedades petrofísicas determinadas del piloto de inyección de esta área. En el área D no se realizó el mapeo.

### 5.4.1 Análisis de Resultados

El **Anexo 19** muestra los valores promedio de las propiedades petrofísicas para los diferentes ciclos estratigráficos definidos para la Formación Barco en el área A (Piloto de inyección), B y D del Campo Tibú, obtenidas a partir de la interpretación de los registros litológicos (SP y GR), resistivos (SN y LN) y de porosidad (Densidad o Neutrón) según sea el caso por medio de las ecuaciones del Rathio Method.

Para el análisis de los datos, se elaboran mapas de isopropiedades a escala 1:3870 que se presentan a continuación. Estos mapas se realizan a partir de los parámetros petrofísicos calculados de cada uno de los pozos modelados para la Formación Barco en las respectivas áreas Campo Tibú. Agrupando estos parámetros en *Datasets*, se grafican en mapas de isopropiedades utilizando el software *Oilfield Manager (OFM)* (marca registrada de Schlumberger), mostrando la distribución promedio de la propiedad analizada. Cada mapa es planteado por ciclos estratigráficos (ciclos I, II, III, y IV) puesto que son los que tienen la información más completa junto con la respectiva propiedad (porosidad, permeabilidad total espesor neto). Los mapas son presentados a continuación.

#### **5.4.1.1 Mapeo de propiedades para el Área A (Piloto de inyección)**

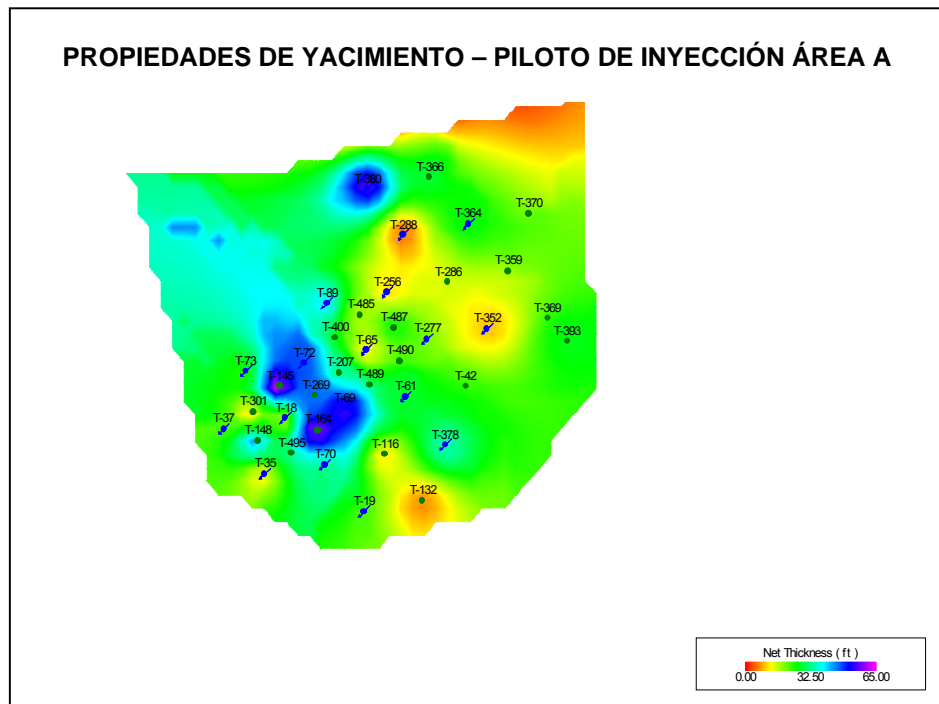
##### **5.4.1.1.1 Espesor Neto.**

Dentro de las arenas del Ciclo I, II, III y IV en el piloto de inyección (**Figuras 5.19 a 5.22**) las que presentan menor espesor neto son las arenas Ciclo IV. Generalmente las de mayor espesor promedio en orden descendente son las Arenas del Ciclo II, III y I.

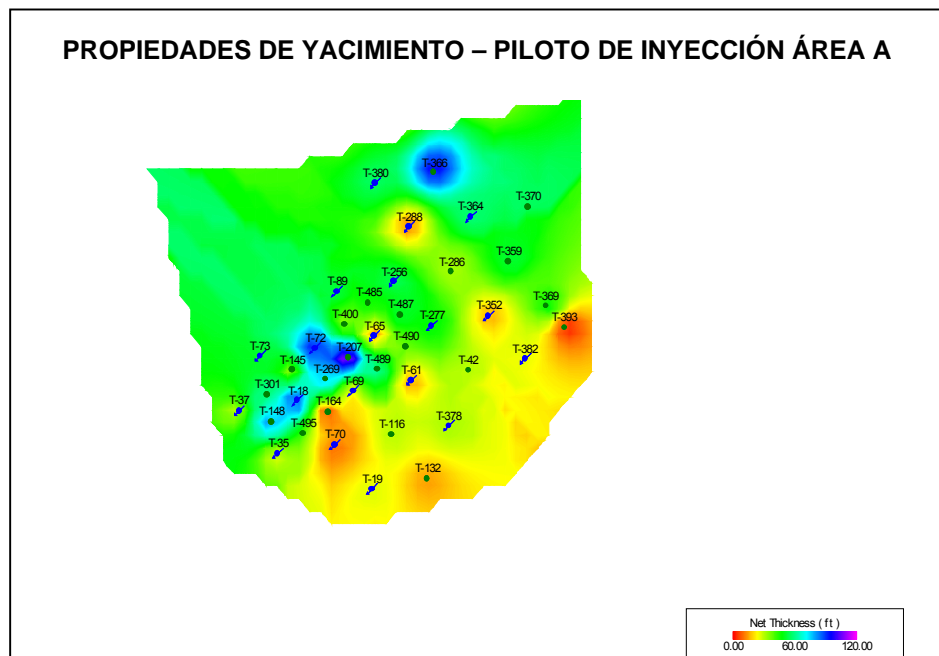
En el piloto de inyección, las arenas del Ciclo I presentan una tendencia bien definida para su espesor neto presentándose valores del orden de 30-35 pies; el máximo espesor se alcanza específicamente en los pozos Tibú-145, 72, 269, 164, 380 de manera local con valores alrededor de 60 pies. Los valores más bajos de espesor neto se presentan en los pozos Tibú- 301, 35, 132, 116, 65, 256, 288 y 352 del orden de 15 pies.

Las arenas del Ciclo II muestran una tendencia Sur-Norte para su espesor neto, los máximos espesores se presentan hacia la parte Norte del piloto de inyección del área A, los valores promedio son de 60 pies alcanzándose máximos locales del orden de 95 pies en los pozos Tibú-148, 18, 72, 207 y 269. El espesor disminuye principalmente hacia la parte Sur del piloto donde se encuentran los menores espesores del orden de los 25-30 pies.

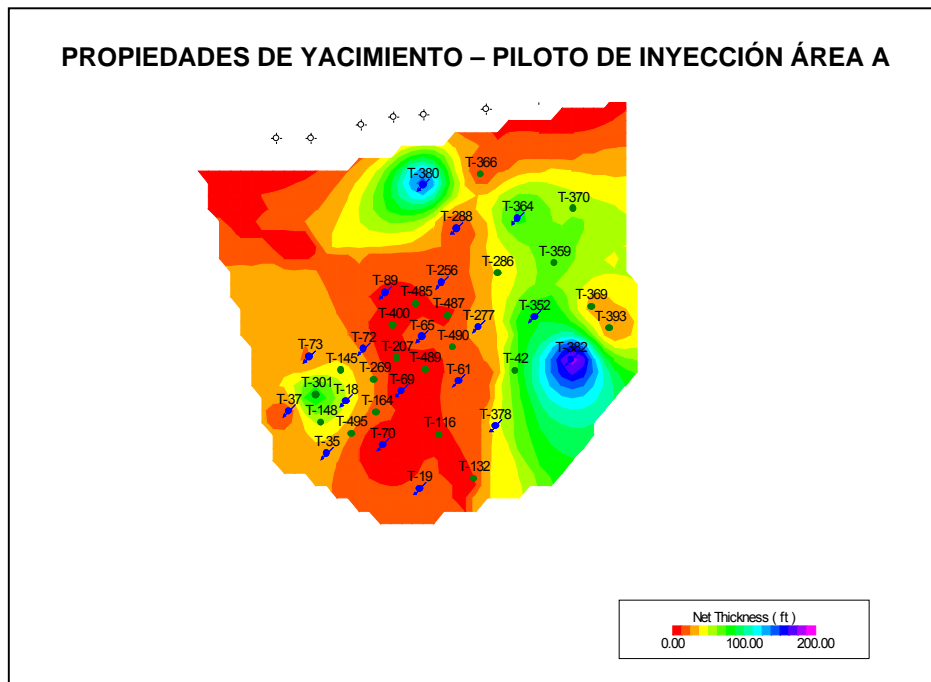
Las arenas del Ciclo III muestran una tendencia Oeste -Este generalmente definida para su espesor neto, siguiendo esta dirección preferencial en el piloto. Se puede apreciar que generalmente las arenas de menores espesores para este ciclo se concentran en la parte central del piloto con valores del orden de los 25-30 pies de espesor neto concentrando la mayoría de los pozos del piloto de inyección en estos valores. Hacia el Este se presenta un aumento gradual de los espesores con valores promedio de 100 pies y se alcanzan valores máximos de tipo local en los pozos Tibú- 382 y 380 del orden de 150 pies en espesor. Finalmente, las arenas del Ciclo IV muestran una tendencia Sur-Norte para su espesor neto y predominan bajos espesores en general para los pozos del piloto con valores del orden de 3-10 pies. Únicamente en la parte Norte se presentan valores del orden de los 50 pies en espesor neto representados en los pozos Tibú-288, 256, 286 y 364, alcanzando el máximo valor de alrededor de 100 pies en el pozo Tibú 380.



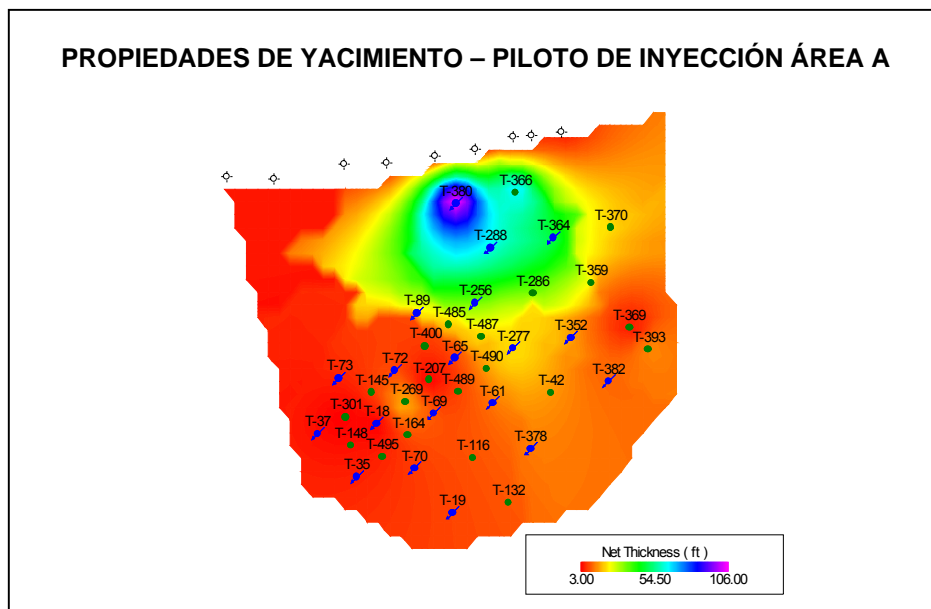
**Figura 5.19. Mapa de Espesor neto para el Ciclo I. Formación Barco. Campo Tibú- Área A (Piloto de inyección)**



**Figura 5.20. Mapa de Espesor neto para el Ciclo II. Formación Barco. Campo Tibú- Área A (Piloto de inyección)**



**Figura 5.21. Mapa de Espesor neto para el Ciclo III. Formación Barco. Campo Tibú- Area A  
(Piloto de inyección)**



**Figura 5.22. Mapa de Espesor neto para el Ciclo IV. Formación Barco. Campo Tibú- Area A  
(Piloto de inyección)**

#### 5.4.1.1.2 Porosidad.

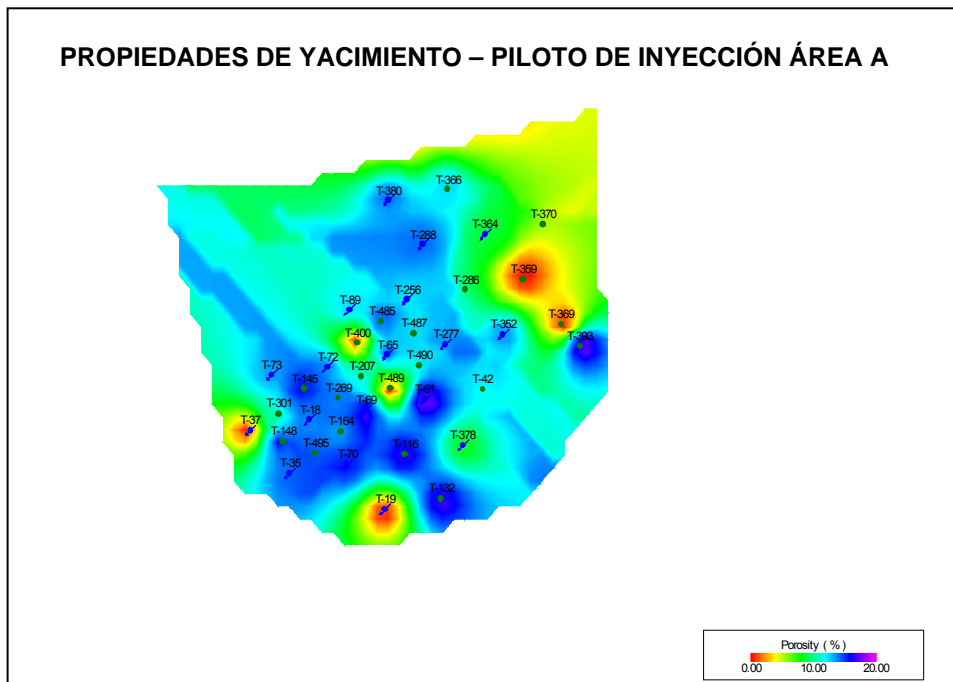
Como es de esperarse, la tendencia que presenta la porosidad (**Figuras 5.23 a 5.26**) con respecto al espesor neto es similar entre estas dos propiedades generalmente.

En el piloto de inyección, las arenas del Ciclo I presentan hacia la parte central principalmente valores de porosidad del orden del 15% en promedio, los valores en porosidad se presentan localmente en los pozos Tibú- 400, 489, 19, 37, 359 y 369 y son del orden del 3-4%.

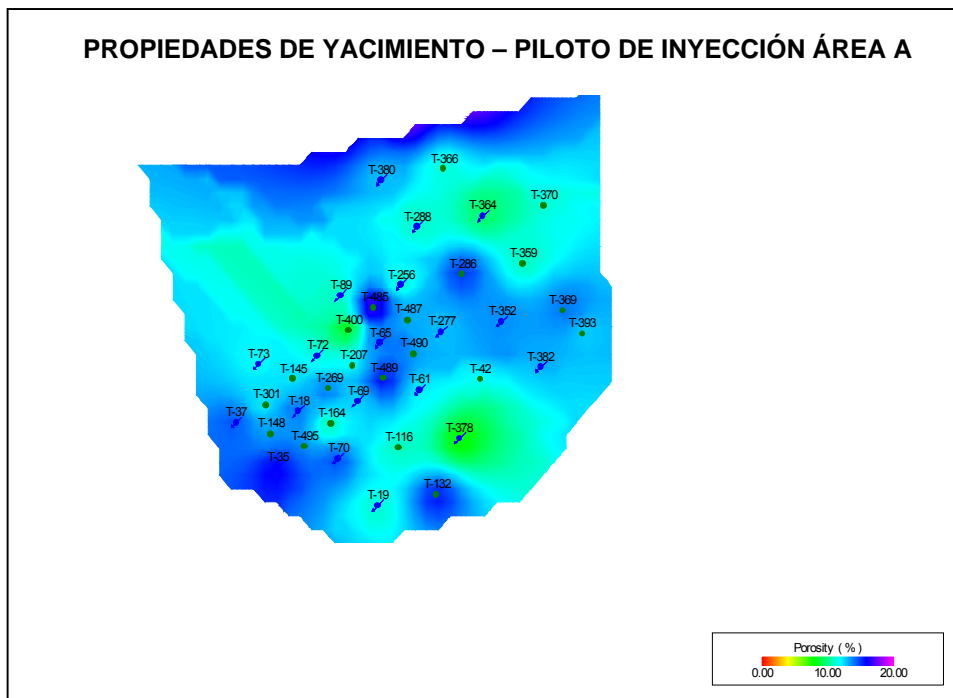
Para las arenas del Ciclo II la tendencia de la franja de porosidades es relativamente homogénea con un rango de porosidades que varía del 10-15%, presentándose los valores máximos en la parte central del piloto de inyección que puede corresponder con un control de tipo estratigráfico representado en depósitos de *canal distributivo* o de *barra de desembocadura* principalmente, de acuerdo con la caracterización realizada para la Formación Barco en el modelo estratigráfico del presente trabajo (Ver **Anexo 1, Sección 3.6.1.2.**)

En las arenas del Ciclo III se puede apreciar que generalmente las arenas con mejores porosidades para este ciclo se concentran en la parte Este del piloto, presentando una tendencia Oeste-Este para la porosidad. Los mínimos valores de porosidad (3-4%) se concentran en la parte Oeste, hacia la parte media se presenta un aumento gradual de la porosidad con valores promedio alrededor del 10-12% y se alcanzan los máximos hacia el este donde se alcanzan valores del orden de 15-18%. Las arenas del ciclo II en el piloto presentan las mejores porosidades promedio respecto a los demás ciclos.

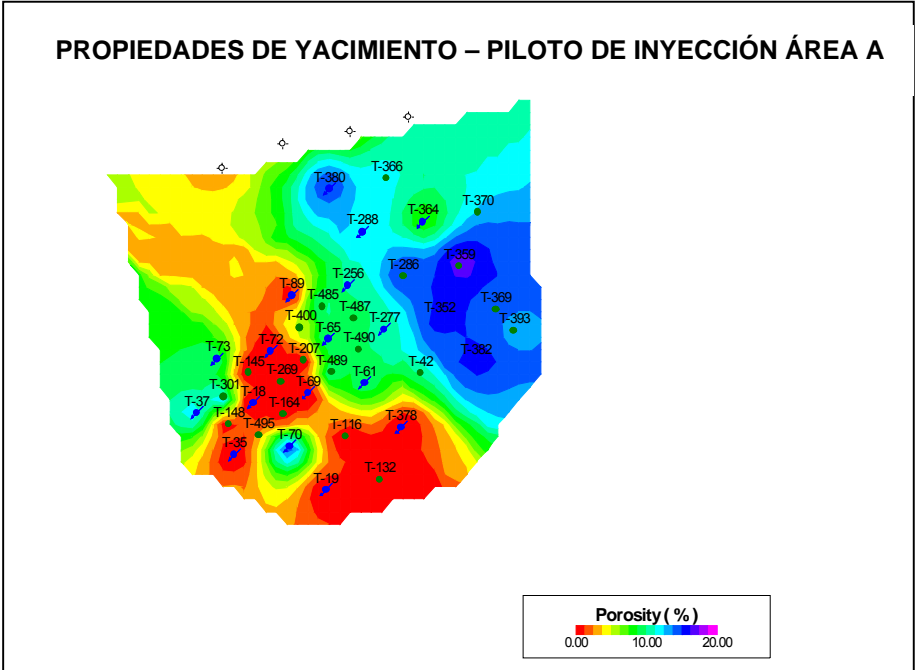
Finalmente, para las arenas del Ciclo IV, la porosidad presenta un comportamiento de relativa homogeneidad con porosidades bajas del orden de 4% (principalmente debido a depósitos de tipo interdistributivo). Localmente se presentan valores promedio que oscilan entre un 6-8% representados en los pozos Tibú-301, 18, 269, 207, y 277. Los máximos valores promedio de porosidad son del orden de los 12-16% distribuidos hacia el Norte del piloto de inyección en los pozos Tibú-380 y 366; y hacia el Sureste en los pozos Tibú-369 y 393.



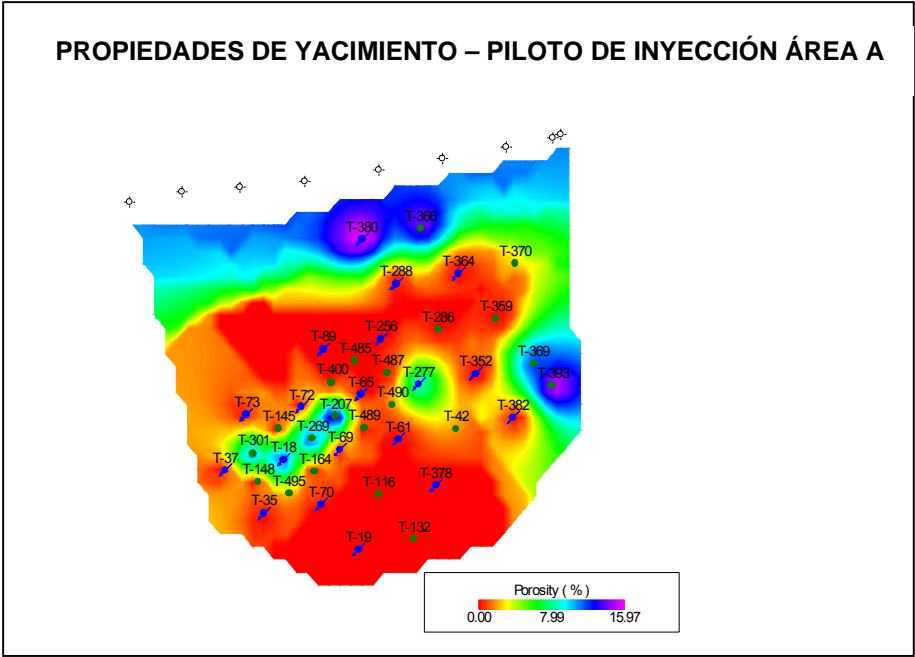
**Figura 5.23. Mapa de Porosidad para el Ciclo I. Formación Barco. Campo Tibú- Area A (Piloto de inyección)**



**Figura 5.24. Mapa de Porosidad para el Ciclo II. Formación Barco. Campo Tibú- Area A (Piloto de inyección)**



**Figura 5.25. Mapa de Porosidad para el Ciclo III. Formación Barco. Campo Tibú- Area A  
(Piloto de inyección)**



**Figura 5.26. Mapa de Porosidad para el Ciclo IV. Formación Barco. Campo Tibú- Area A  
(Piloto de inyección)**

#### 5.4.1.1.3 Permeabilidad

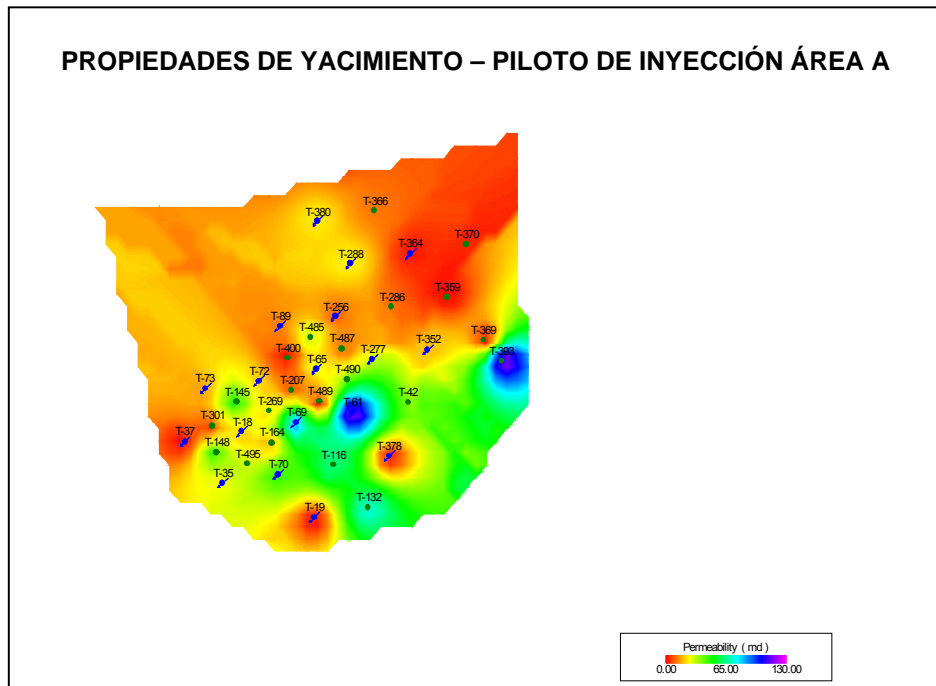
En los mapas de permeabilidad (**Figuras 5.27 a 5.30**), la tendencia no es muy marcada como en el espesor neto y la porosidad.

En primera instancia, las arenas del Ciclo I para el piloto de inyección, presentan una tendencia generalmente Norte-Sur en cuanto a esta propiedad; las arenas se caracterizan por presentar valores bajos de permeabilidad del orden de los 10 milidarcys (mD) desde la parte media y hacia el Norte. Hacia el sur se presentan valores promedio del orden de los 65 mD y valores máximos locales de 100-110 mD en los pozos Tibú-61 y 293.

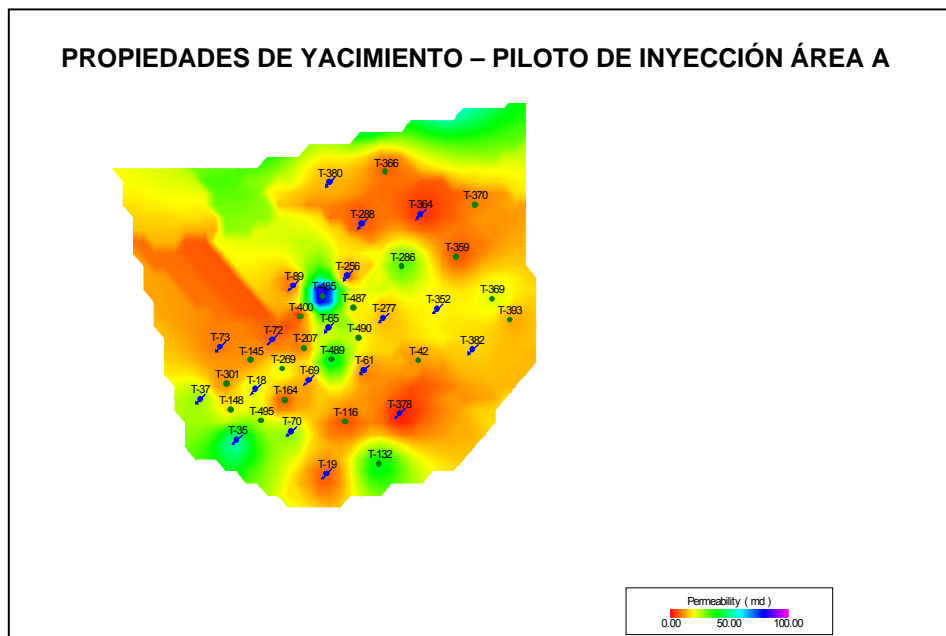
Para el Ciclo II no se presenta una dirección preferencial en cuanto a la permeabilidad, los valores promedio que predominan son bajos (de 15-20 mD). Se presentan valores locales del orden de los 50 mD en los pozos Tibú-37, 35, 70, 132, 489 y 286. El valor máximo de permeabilidad se presenta en el pozo Tibú-485, aproximadamente de 90 mD.

En general para el Ciclo III en el piloto de inyección, predominan valores bajos de permeabilidad del orden de los 10 mD; sólo hacia el Este se presentan valores de alrededor de 40 mD cubriendo a los pozos Tibú-286, 370, 352, 369, 382 y 393. Estos últimos valores se presentan localmente en los pozos Tibú-380 y 70. El valor máximo se presenta en el pozo Tibú-359 y es del orden de los 70 mD.

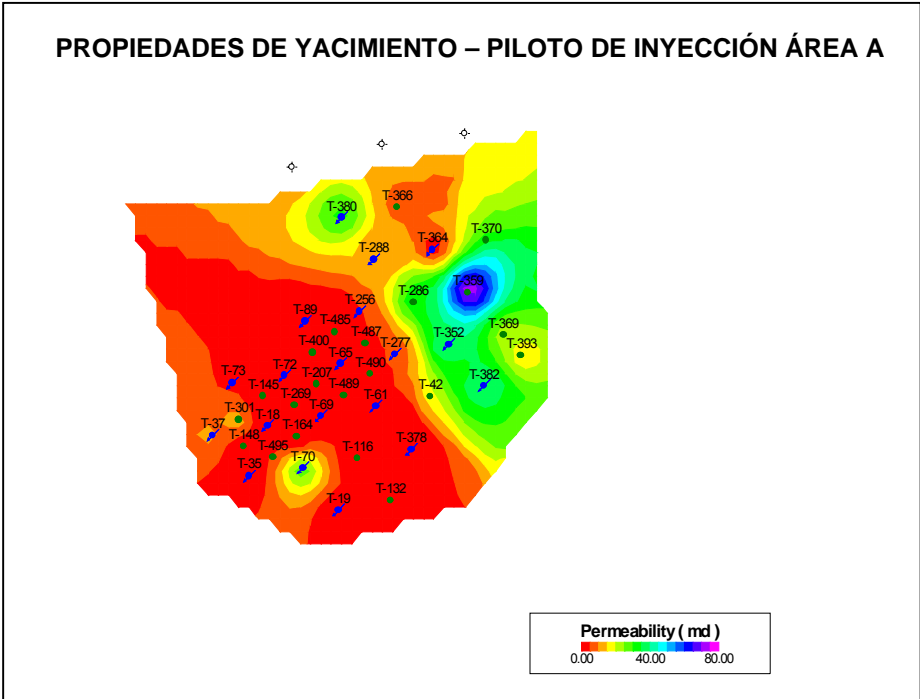
Por último, las arenas del Ciclo IV presentan un comportamiento generalmente homogéneo en los valores de permeabilidad presentándose valores bajos del orden de los 5 mD, esto destaca el comportamiento impermeable de este Ciclo. Esto se debe a un control de tipo estratigráfico representado principalmente en depósitos de *relleno de bahía interdistributaria* y de *bahía interdistributaria* como se pudo observar en los núcleos de roca del pozo Tibú 408-K, Formación Barco (Ver **Anexo 1**). Localmente se presentan valores máximos de tipo local del orden de los 50 mD en los pozos Tibú- 380 y 393.



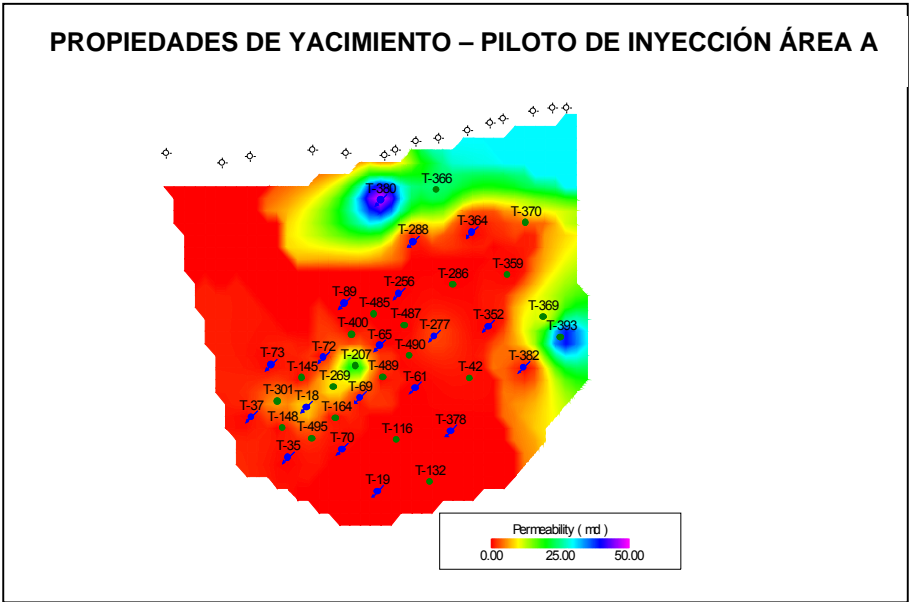
**Figura 5.27. Mapa de Permeabilidad para el Ciclo I. Formación Barco. Campo Tibú- Area A (Piloto de inyección)**



**Figura 5.28. Mapa de Permeabilidad para el Ciclo II. Formación Barco. Campo Tibú- Area A (Piloto de inyección)**



**Figura 5.29. Mapa de Permeabilidad para el Ciclo III. Formación Barco. Campo Tibú- Area A (Piloto de inyección)**



**Figura 5.30. Mapa de Permeabilidad para el Ciclo IV. Formación Barco. Campo Tibú- Area A (Piloto de inyección)**

#### 5.4.1.2 Mapeo de Propiedades para el Área B

##### 5.4.1.2.1 Espesor Neto.

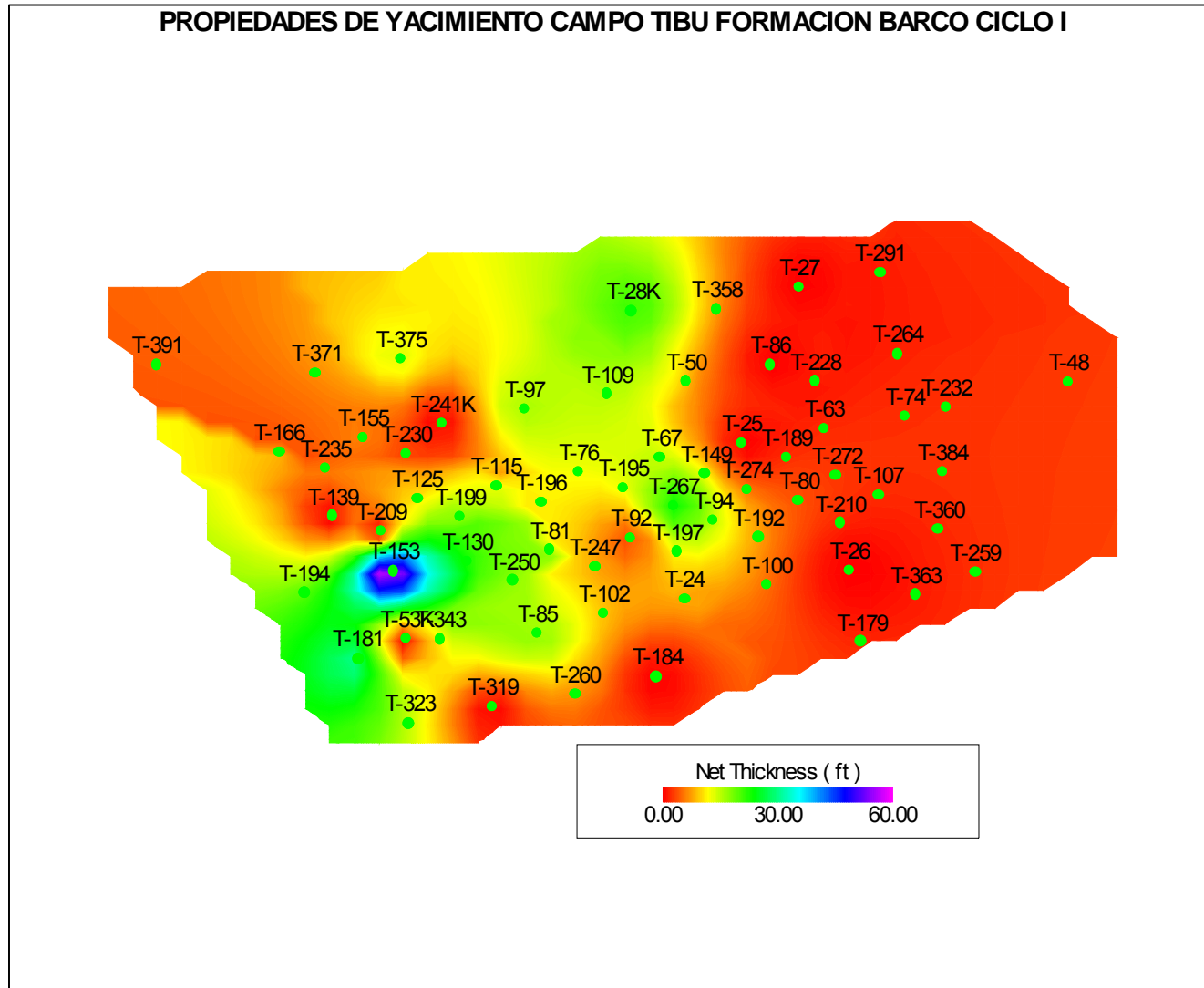
Dentro de las arenas del ciclo I, II, III y IV (**Figuras 5.31 a 5.34**) las que presentan menor espesor neto son las arenas del Ciclo I y Ciclo IV. Generalmente las de mayor espesor son las Arenas del Ciclo II.

Las arenas del Ciclo I presentan una tendencia Este-Oeste para su espesor neto presentándose el máximo espesor específicamente para el pozo Tibú-153. La parte este del área se caracteriza por presentar espesores muy bajos para las arenas de este ciclo, coincidiendo esta propiedad con un control de tipo estratigráfico relacionada a depósitos de tipo interdistributivo principalmente (bahía interdistributaria, relleno de bahía interdistributaria, etc) característicos del Ciclo I (Ver **Anexo 2** y **Sección 3.6.1.1**).

Las arenas del Ciclo II muestran una tendencia Oeste-Este bien definida para su espesor neto, los máximos espesores se presentan en la parte media del Área B que corresponde a un control de tipo estratigráfico representado en depósitos de *canal distributivo* principalmente que son característicos del Ciclo II (Ver **Anexo 1** y **Sección 3.6.1.2**). El espesor disminuye principalmente hacia la parte inferior y superior del área donde se encuentran los menores espesores del orden de los 10 pies.

Análogamente, las arenas del Ciclo III muestran una tendencia Oeste -Este bien definida para su espesor neto, siguiendo esta dirección preferencial para el área. Se puede apreciar que generalmente las arenas de menores espesores para este ciclo se concentran en la parte oeste del área (depósitos interdistributivos en el ciclo). Hacia la parte media se presenta un aumento gradual de los espesores y alcanzan los máximos hacia el oeste, donde se encuentran los mayores espesores.

Por otra parte, las arenas del Ciclo IV no muestran una tendencia definida para su espesor neto y predominan bajos espesores en general para toda el área. Únicamente desde la parte media del área hacia el oeste se puede apreciar un aumento de los espesores que no se presentan de forma continua sino a manera de zonas aisladas.



**Figura 5.31. Mapa de Espesor neto para el Ciclo I. Formación Barco. Campo Tibú- Area B.**

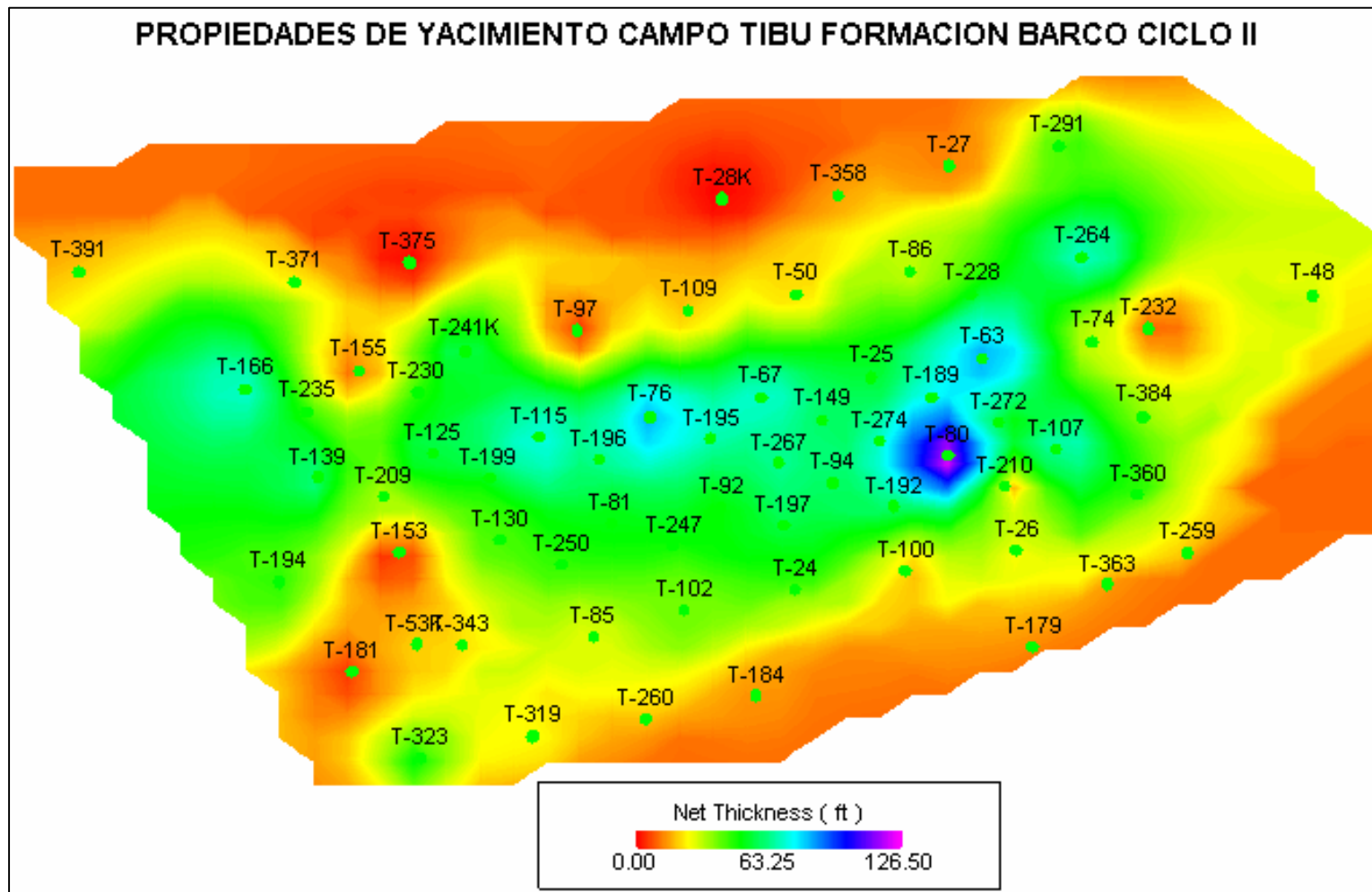


Figura 5.32. Mapa de Espesor neto para el Ciclo II. Formación Barco. Campo Tibú- Area B.

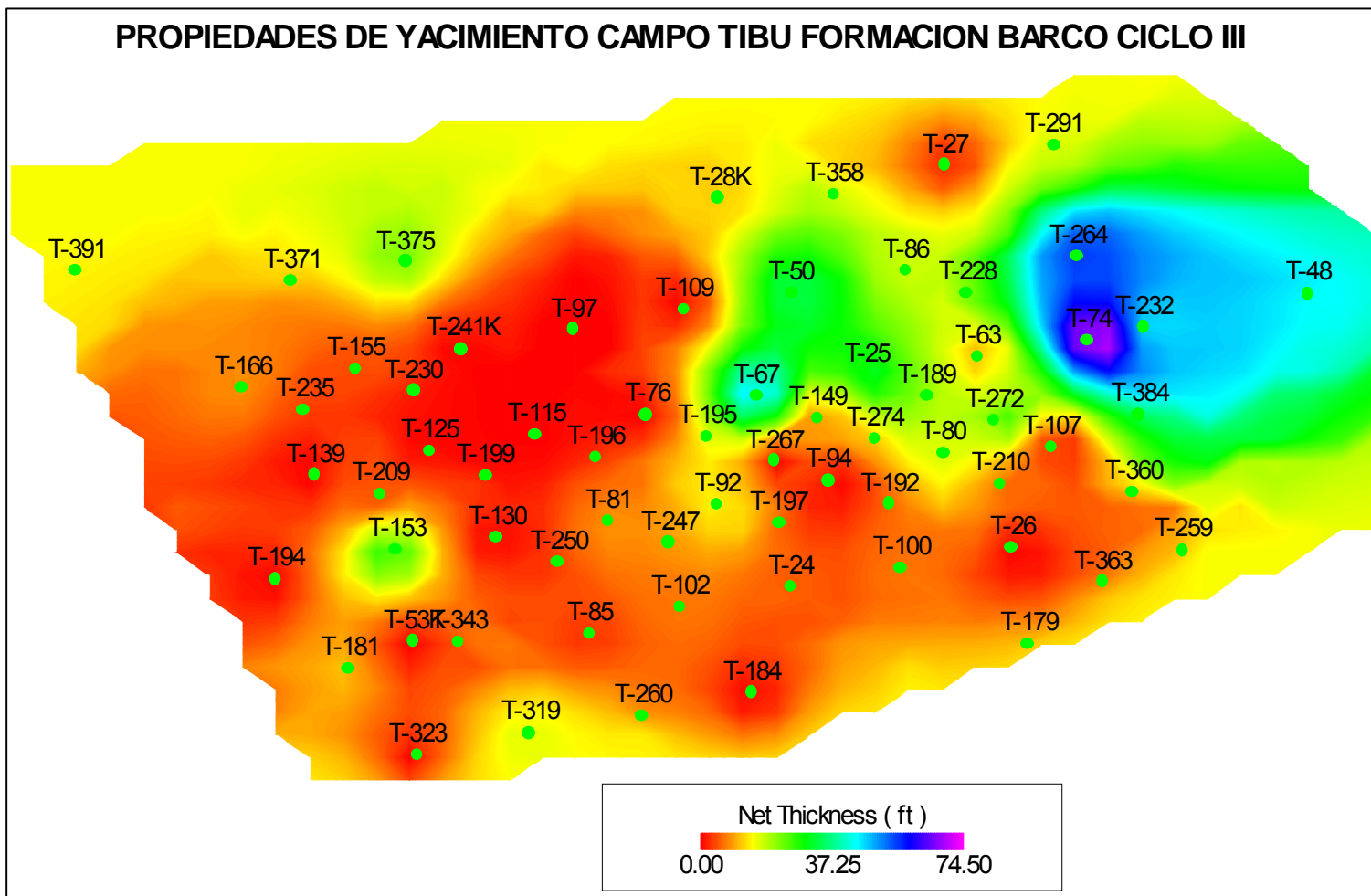


Figura 5.33. Mapa de Espesor neto para el Ciclo III. Formación Barco. Campo Tibú- Area B.

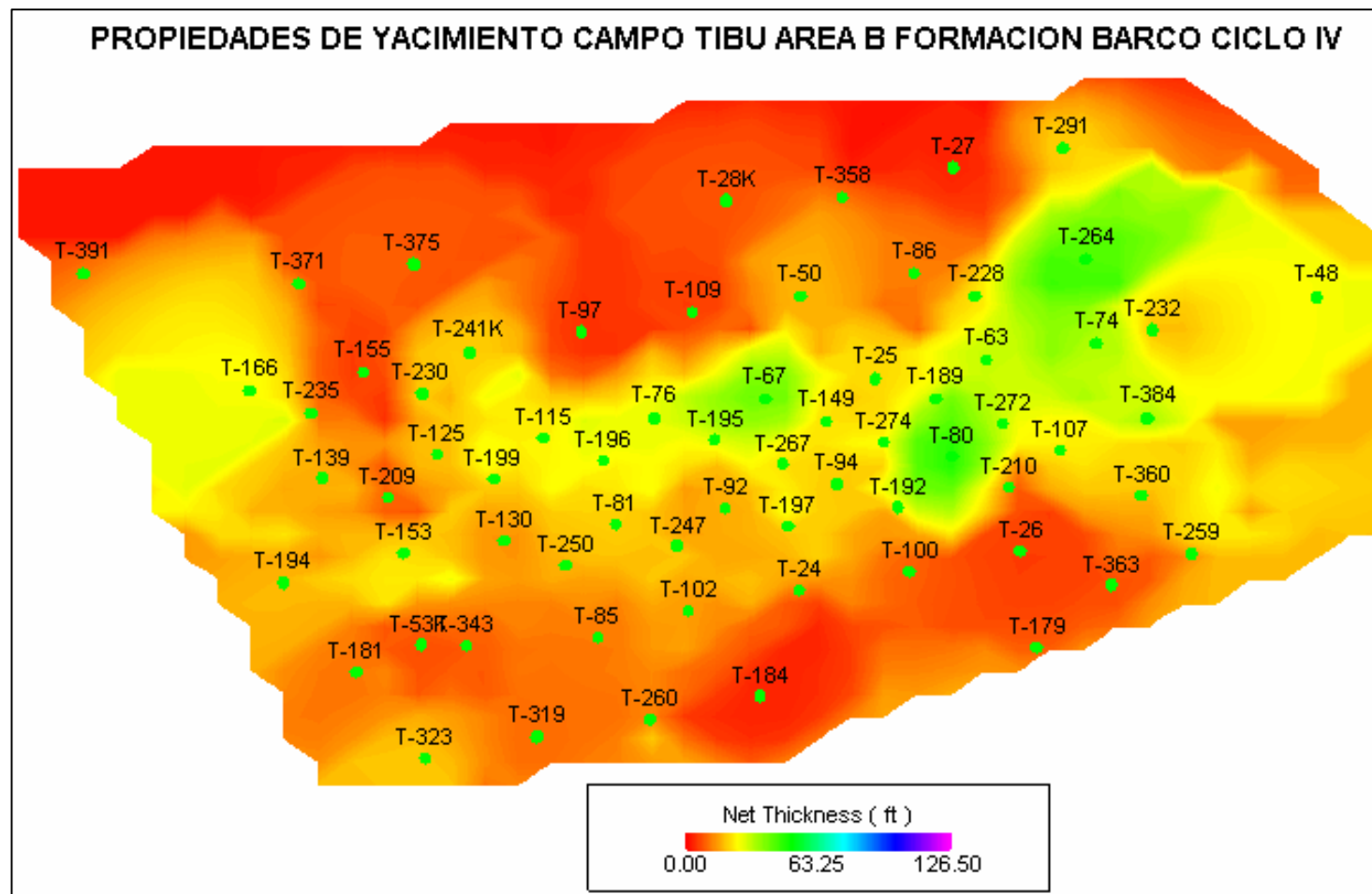


Figura 5.34. Mapa de Espesor neto para el Ciclo IV Formación Barco. Campo Tibú- Area B.

#### **5.4.1.2.2 Porosidad.**

La tendencia que presenta la porosidad (**Figuras 5.35 a 5.38**) con respecto al espesor neto es similar entre estas dos propiedades, como es de esperarse.

Las arenas del Ciclo I son las de mayor heterogeneidad en la porosidad, la tendencia más marcada se encuentra en la zona E del área B, presentándose los valores más bajos en la porosidad.

Para las arenas del Ciclo II la tendencia de la franja de porosidades es relativamente homogénea con un rango de porosidades que varía 16-22% (lo que destaca la calidad de los tipos de depósito que componen este ciclo), con zonas de pequeñas heterogeneidades con porosidad menor que oscila entre 5-10%. Las arenas del Ciclo II presentan las mejores y más homogéneas porosidades del área.

En las arenas del Ciclo III se puede apreciar que generalmente las arenas con mejores porosidades para este ciclo se concentran en la parte Este del área. Hacia la parte media se presenta un aumento gradual de la porosidad y se alcanzan los máximos hacia el este, donde se alcanzan valores del orden del 18%. Estos máximos se presentan esporádicamente desde la parte media hacia el oeste del área. Un comportamiento inverso se presenta hacia el Noroeste del área B donde se presentan porosidades del orden de 4-9%.

Finalmente, para las arenas del Ciclo IV, la porosidad presenta un comportamiento de relativa homogeneidad con porosidades del orden de 14%. Los valores de más baja porosidad, con valores alrededor del 4-8%, se presentan esporádicamente. Únicamente se presenta un máximo de porosidad de alrededor de 18% para el pozo Tibú-272 en este ciclo.

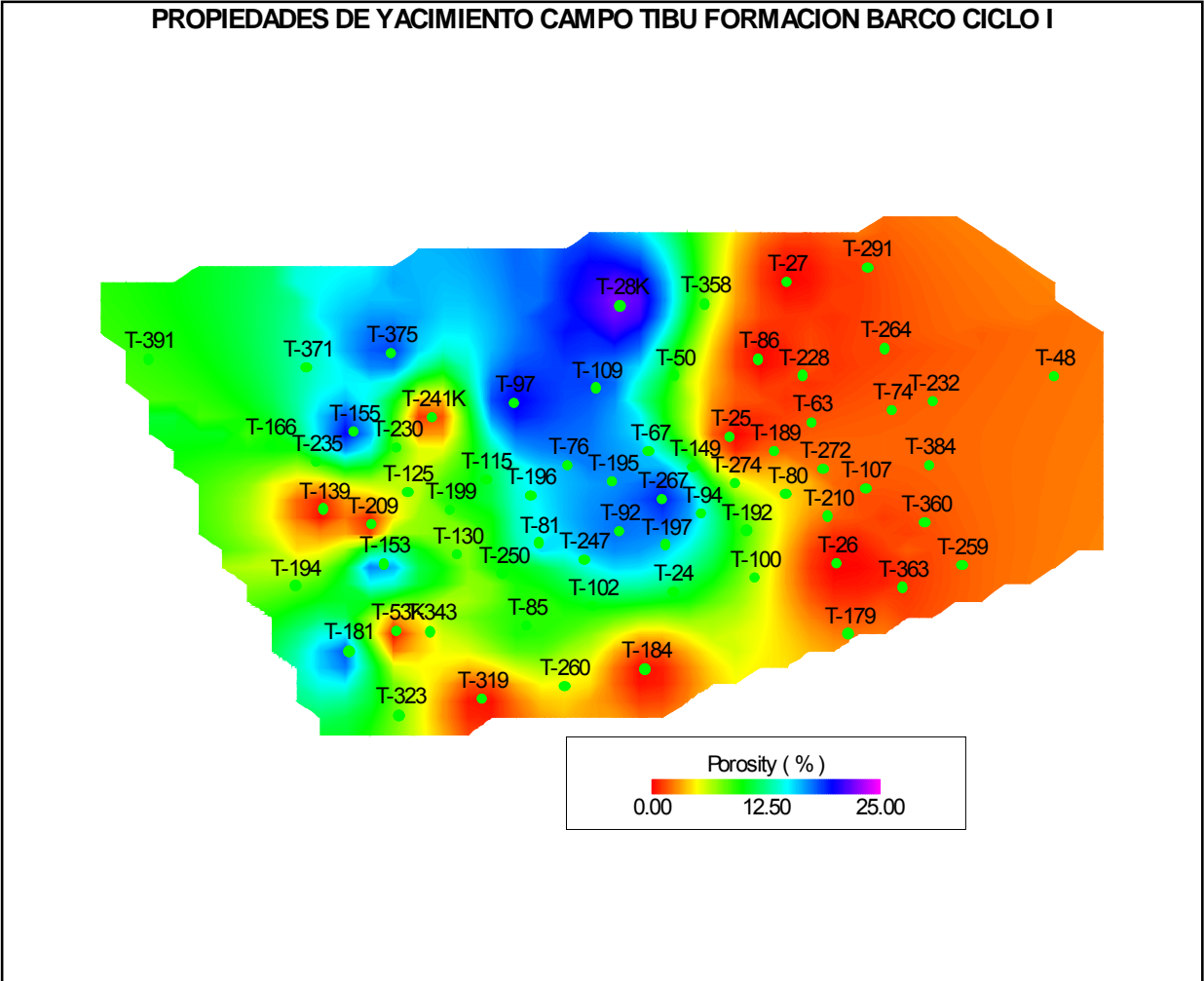


Figura 5.35. Mapa de Porosidad para el Ciclo I. Formación Barco. Campo Tibú- Area B.

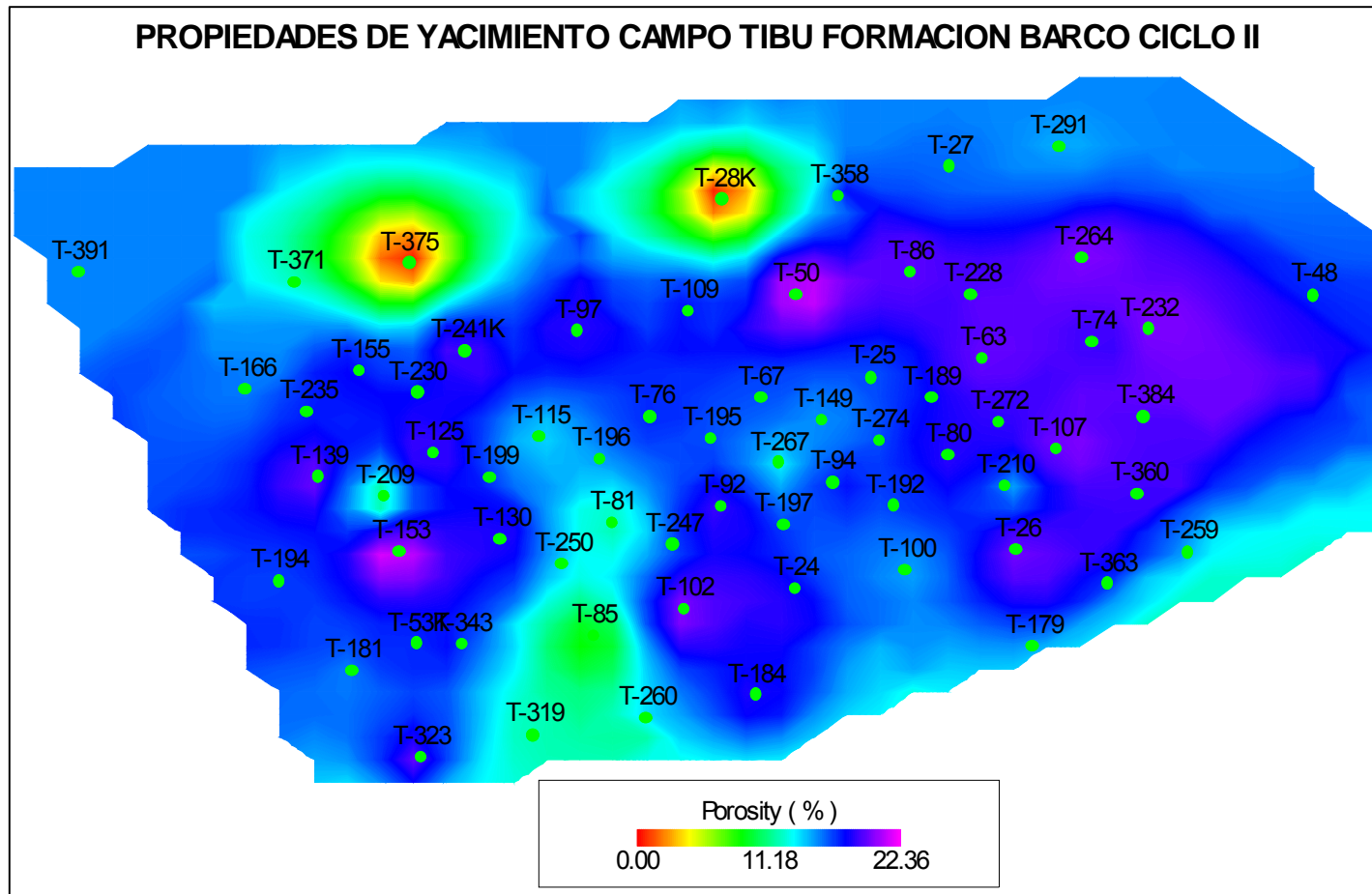


Figura 5.36. Mapa de Porosidad para el Ciclo II. Formación Barco. Campo Tibú- Area B.

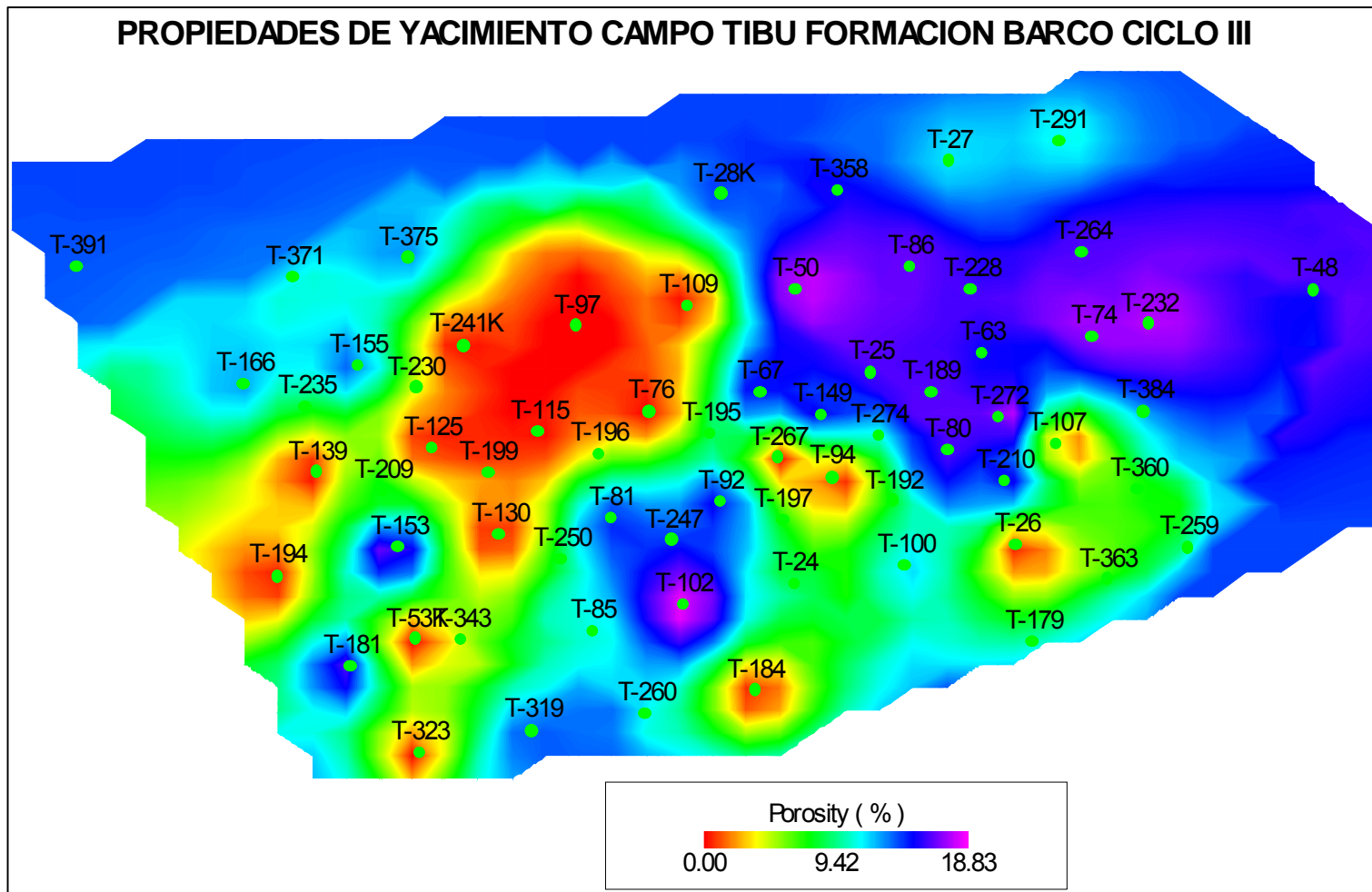


Figura 5.37. Mapa de Porosidad para el Ciclo III. Formación Barco. Campo Tibú- Area B.



#### **5.4.1.2.3 Permeabilidad.**

En los mapas de permeabilidad (**Figuras 5.39 a 5.42**), la tendencia no es muy marcada como en el espesor neto y la porosidad.

En primera instancia, las arenas del Ciclo I para el área B se caracterizan por presentar los valores más bajos de permeabilidad del orden de los 50 mD (similar con el Ciclo IV), presentándose valores locales del orden de los 125-150 md en la parte central del área hacia el norte y alcanzando el máximo valor de permeabilidad alrededor de 250 mD para el pozo Tibú- 28K y alrededores.

Las arenas del Ciclo II presentan una tendencia homogénea hacia la parte Este del área con permeabilidades del orden de los 100 mD y alcanzando su máximo con un valor alrededor de 180 md en el pozo Tibú-50. En la parte superior e inferior del área también se presenta una tendencia homogénea donde el rango de esta propiedad varía entre 20-30 mD. Hacia la parte media y oeste del área se presentan las mayores heterogeneidades en los valores de permeabilidad, presentándose valores locales del orden de los 20 mD, 100 mD y hasta del orden de los 190 mD en el pozo Tibú-153. Las arenas del ciclo II presentan los mayores valores de permeabilidad en el área.

Las arenas del Ciclo III presentan un comportamiento similar a las arenas del ciclo II en cuanto a las tendencias en la dirección de los valores de permeabilidad con la diferencia en que los valores de permeabilidad son bastante inferiores. Hacia la parte este del área los valores de permeabilidad son del orden de los 28 md alcanzando valores locales alrededor de 50 md en los pozos Tibú 50, 232 y 272. En la parte superior e inferior del área también se presenta una tendencia homogénea donde el rango de esta propiedad varía entre 5-10 mD. Hacia la parte media y oeste del área se presenta cierta heterogeneidad en los valores de permeabilidad, con predominancia de zonas de baja permeabilidad del orden de los 5-10 mD y zonas que presentan valores locales alrededor de los 28 mD alcanzando el valor máximo en el pozo Tibú-102 con valores de permeabilidad cerca de los 55 mD.

Por último, las arenas del Ciclo IV presentan un comportamiento generalmente homogéneo para el área en los valores de permeabilidad del orden de los 25-30 mD con aumento de los valores de permeabilidad cerca de 50 mD hacia el este del área. Se presentan valores locales del orden de los 110 mD hacia el norte del área en los pozos Tibú 28-K y 50 y hacia el oeste en el pozo Tibú-153.

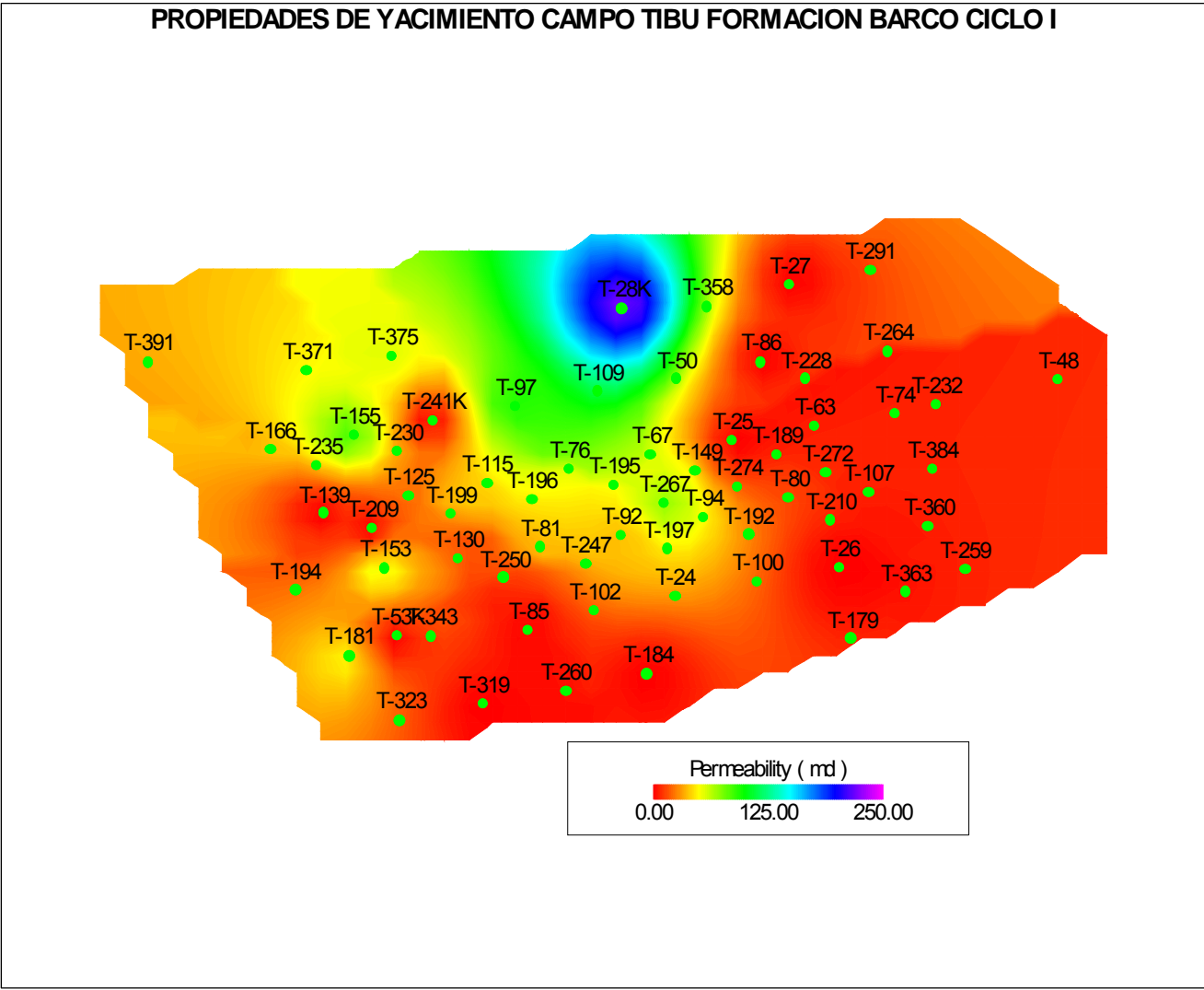


Figura 5.39. Mapa de Permeabilidad para el Ciclo I. Formación Barco. Campo Tibú- Area B.

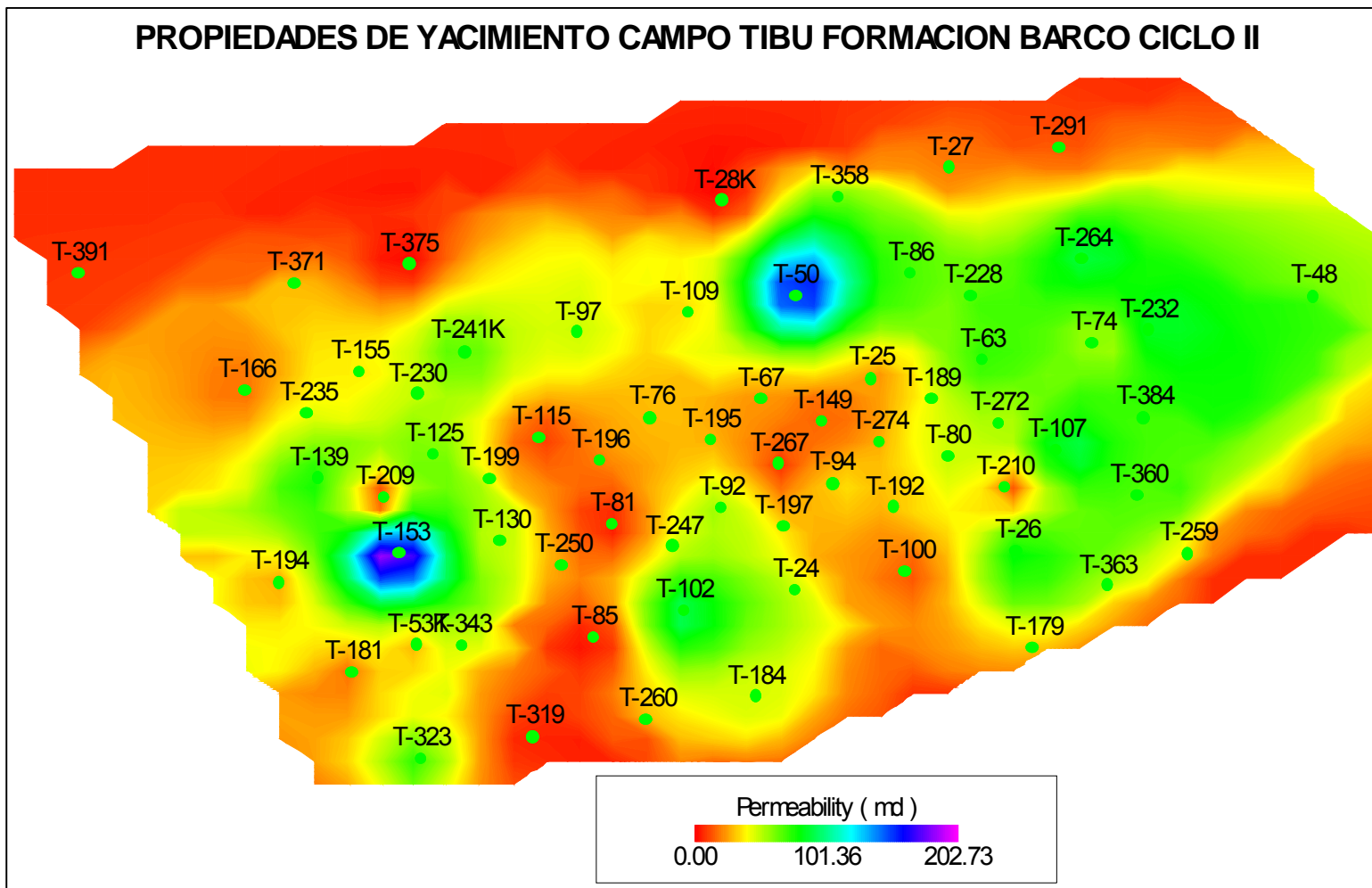


Figura 5.40. Mapa de Permeabilidad para el Ciclo II. Formación Barco. Campo Tibú- Area B.

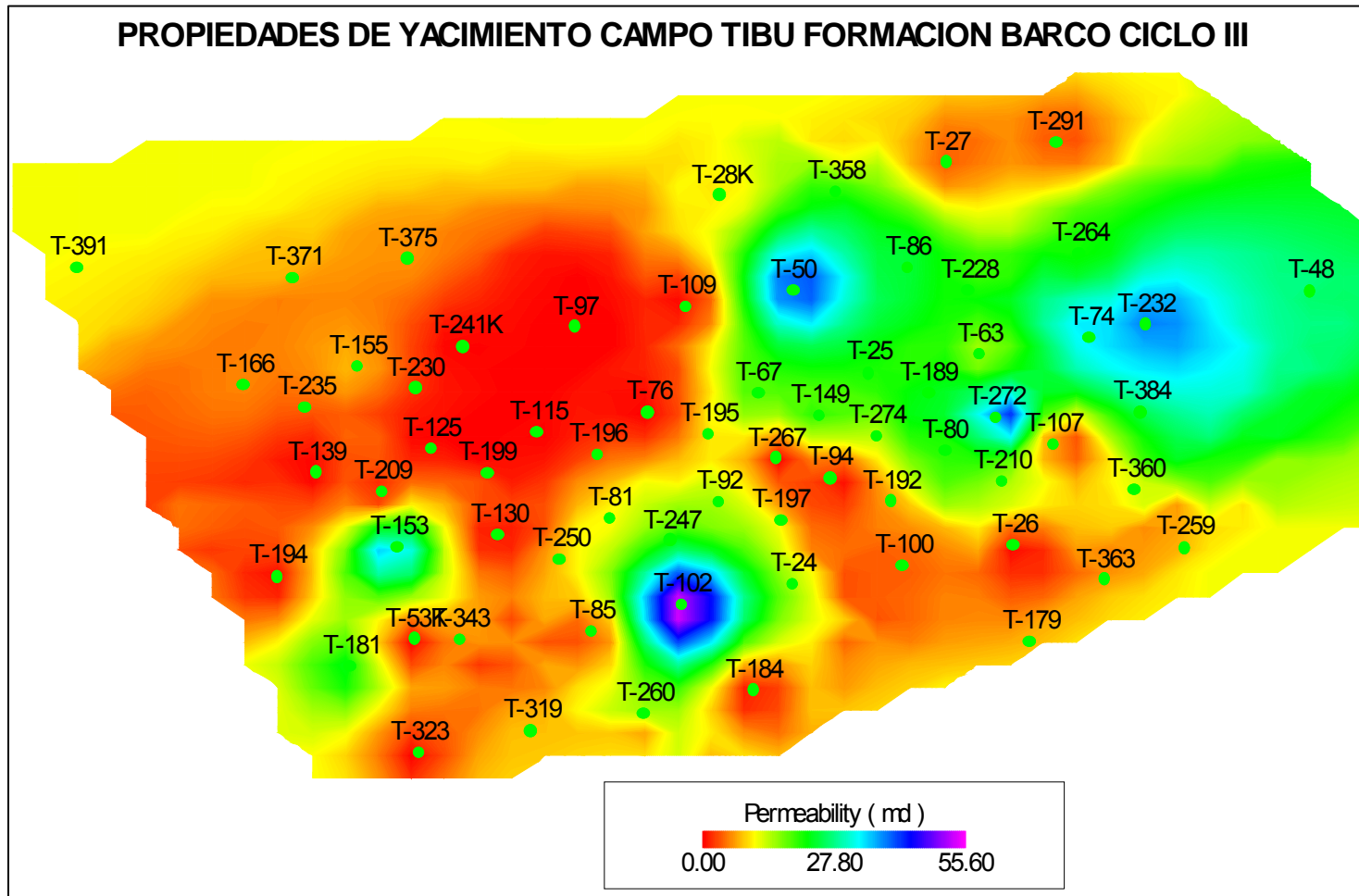


Figura 5.41. Mapa de Permeabilidad para el Ciclo III. Formación Barco. Campo Tibú- Area B.



#### 5.4.1.2.4 Saturación de Agua

Para el mapeo de esta propiedad (**Figuras 5.43 a 5.45**) solo se mapeó la saturación para el período previo al proceso de inyección de agua (antes de Octubre de 1960 para el Área B del Campo Tibú).

La franja de saturaciones de agua inicial en el Ciclo I tiene una tendencia general Oeste-Este de menores a mayores valores de esta propiedad donde los valores fluctúan entre un 25% para el oeste del área y del 38% generalmente hacia el este. En la parte central del área se presentan los máximos valores de tipo local del orden del 50%. Hay que destacar que en la parte NW del área los valores de saturación de agua inicial son del orden del 30%.

La saturación de agua inicial en el Ciclo II presenta un comportamiento homogéneo hacia la parte media y oeste del área con valores promedio del 25-30% y localmente valores del 40-50% hacia la parte suroeste del área en los pozos Tibú 153, 194, 181 y 323. Hacia la parte este del área los valores de esta propiedad aumentan gradualmente respecto a la parte media previamente analizada, encontrándose valores del orden del 35% y alcanzando valores máximos locales alrededor del 40-50% en los pozos T-86, 291, 264, 228, 272 y 232.

El comportamiento del Ciclo III frente a esta propiedad es muy similar con el Ciclo II, destacando que hacia el noroeste del área se presentan valores locales del orden del 35% en los pozos Tibú 371 y 375.

En primera instancia se puede concluir que los ciclos II y III son ciclos con saturación de agua más baja, y por lo tanto son ciclos que presentan mayor saturación de aceite a partir del análisis realizado. Esto concuerda con el análisis de impregnación a nivel de núcleos de roca, donde los depósitos que conformaban el Ciclo II y III (Pozo Tibú 408-K) presentaban las mejores impregnaciones de hidrocarburo (estimadas visualmente).

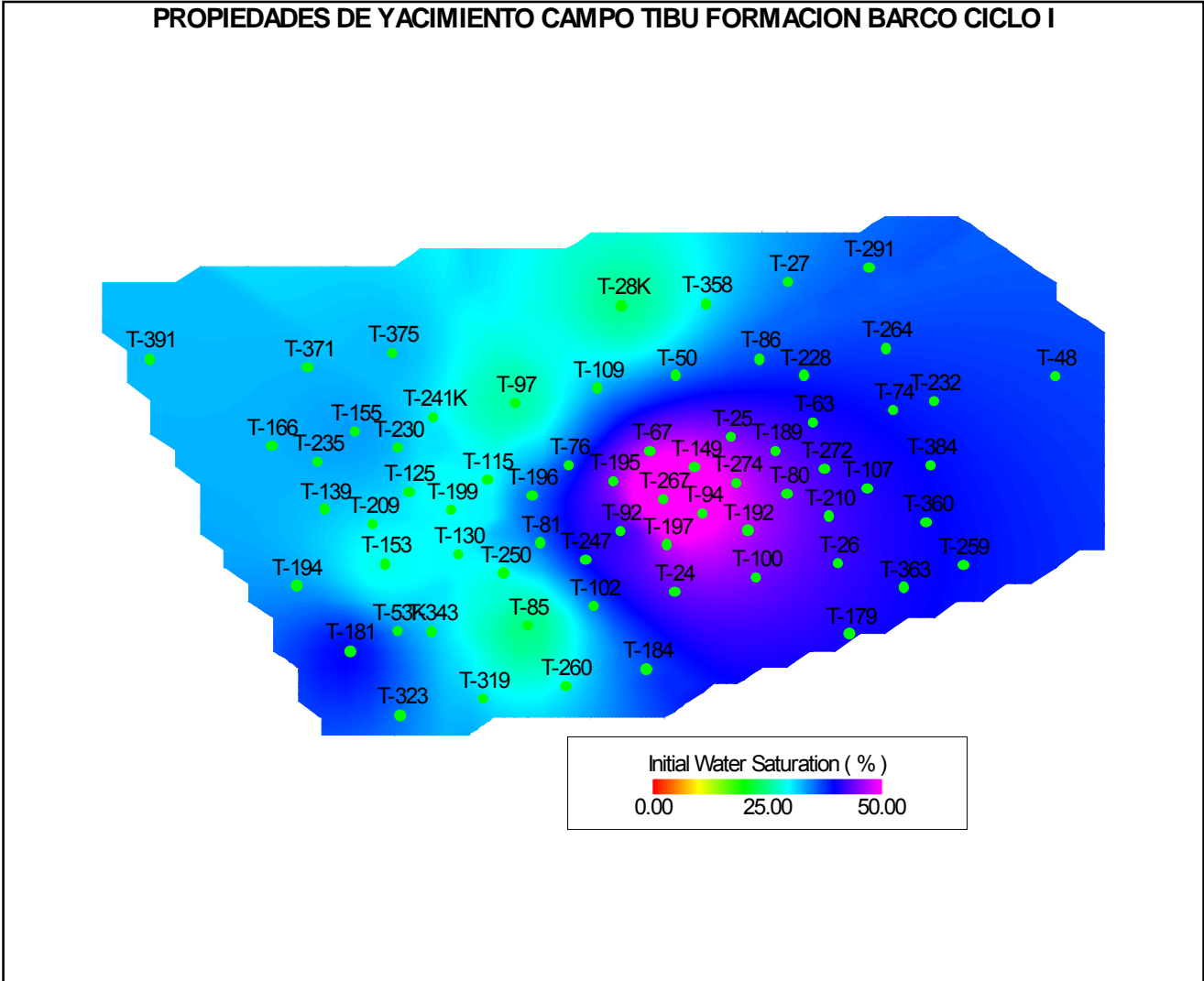


Figura 5.43. Mapa de Saturación de agua inicial para el Ciclo I. Formación Barco. Campo Tibú- Area B.

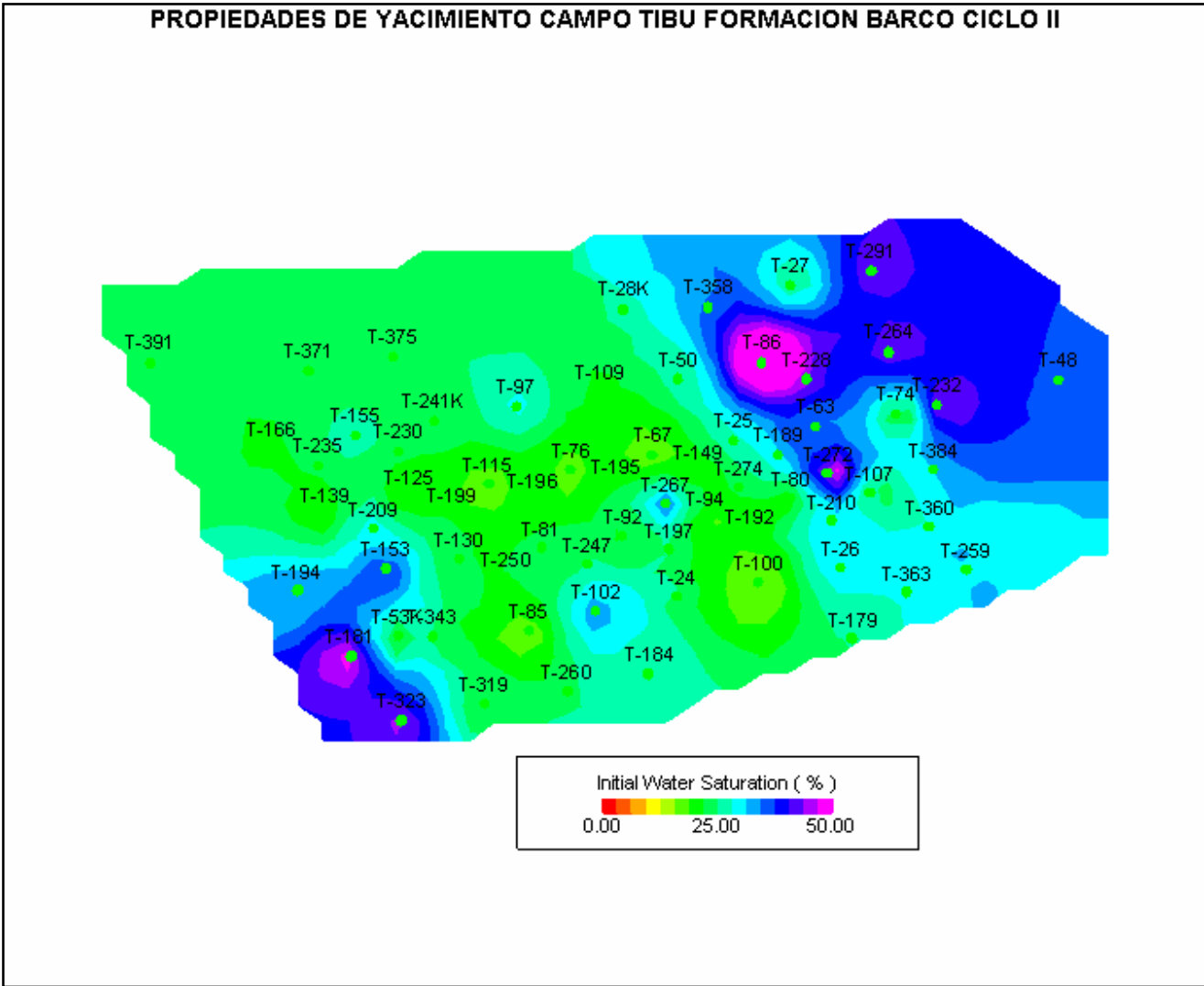
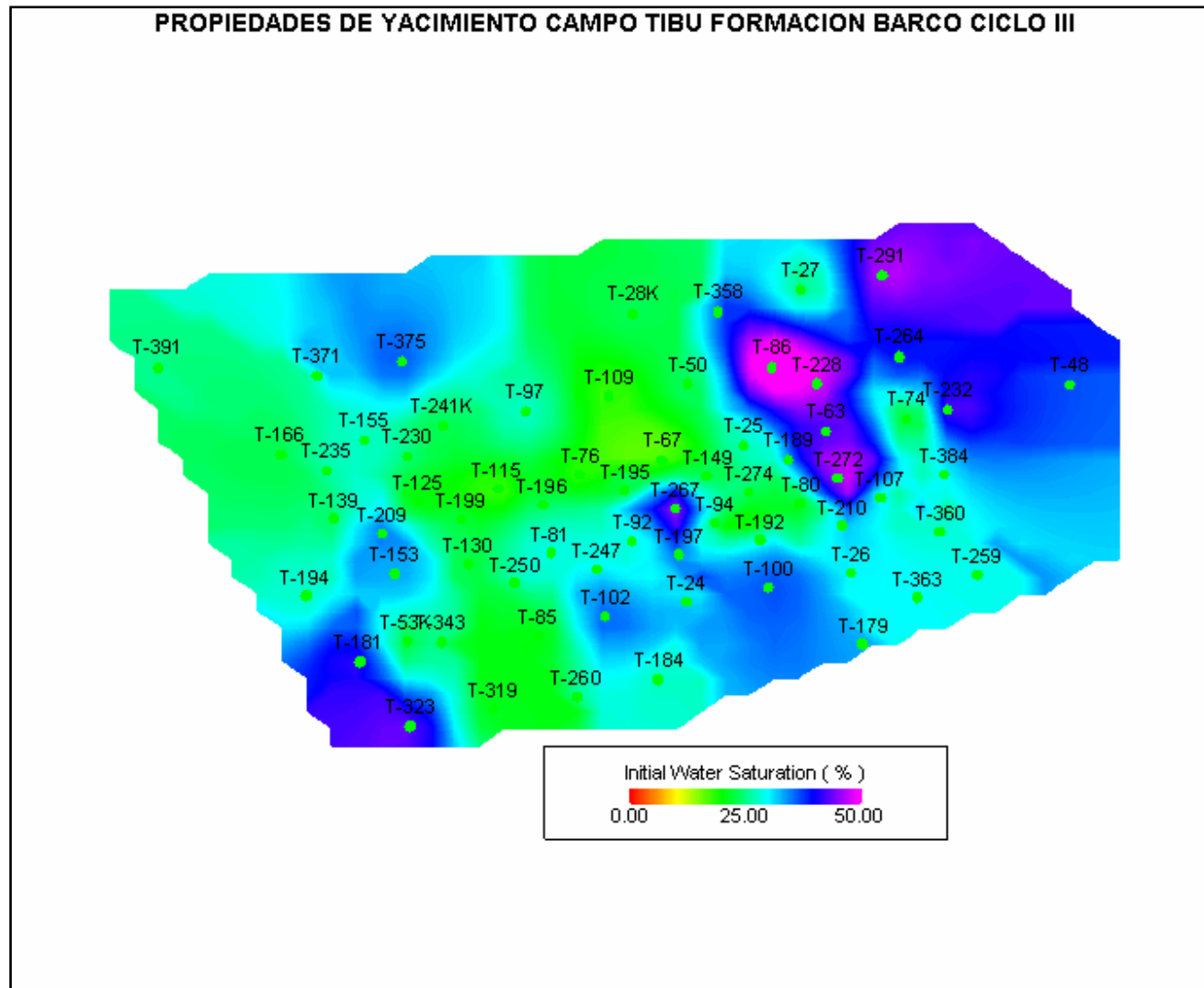


Figura 5.44. Mapa de Saturación de agua inicial para el Ciclo II. Formación Barco. Campo Tibú- Area B.



**Figura 5.45. Mapa de Saturación de agua inicial para el Ciclo III. Formación Barco. Campo Tibú- Area B.**

## 6. CONCLUSIONES

1. De acuerdo con trabajos anteriores, se comprueba en este estudio que la Formación Barco se acumuló como producto del depósito de un medio transicional. Se interpreta como el producto de un ambiente transicional de tipo deltaico dominado por ríos **con influencia de mareas**, con facies correspondientes a depósitos de canales distributarios, barras de desembocadura, barras proximales, bahías interdistributarias, rellenos de bahía interdistributaria, paleosuelos y albúferas. Esta Formación presenta facies predominantemente arenosas. De estas la más representada es la facies de areniscas de grano fino a medio de Arenita bioturbada con relictos de estratificación (Abre) y presenta las mejores características como reservorio.

2. La evaluación como roca reservorio de las facies que en conjunto conforman algunos elementos geomorfológicos previamente mencionados (canales distributarios, barras de desembocadura, barras proximales), determinaron que en las facies arenosas de la Formación Barco las resistencias son altas de acuerdo a la escala de Compton (1985) de consolidación de roca; esto tiene un impacto positivo en lo que tiene que ver con aspectos geomecánicos. En cuanto a la impregnación (estimada visualmente) de estas facies arenosas, alrededor del 80% de los intervalos arenosos corazonados descritos para la Formación Barco presentan algún grado de impregnación de hidrocarburo, de este 80%, 22% corresponde a impregnación Muy buena y 1% a Excelente.

3. El análisis de facies arrojó que desde el punto de vista de roca reservorio las facies con mejores condiciones para el pozo Tibú 408-K son Arenita bioturbada con relictos de estratificación (Abre), Arenita bioturbada (Ab) y Arenita con Estratificación Cruzada (Ae), estas facies representan en conjunto el 61,04% del intervalo potencialmente reservorio. Análogamente, para el pozo Tibú 500 las facies con mejores condiciones son Arenita con clastos (Ac), Arenita bioturbada con relictos de estratificación (Abre) y Arenita bioturbada (Ab); que representan en conjunto el 76,5% del intervalo potencialmente reservorio.

4. Cuatro ciclos estratigráficos fueron definidos para la Formación Barco en el área de estudio a partir de registros eléctricos de pozo. De estos ciclos los que presentan mejores calidades de impregnación de hidrocarburo (estimada visualmente) corresponden al Ciclo II y Ciclo III donde se presentan un mayor desarrollo de depósitos tipo canal distributivo, barra de desembocadura y barra proximal principalmente.

5. A partir de la interpretación de registros de pozo, los cuerpos arenosos de la Formación Barco presentan acuíferos y cambios laterales de facies, delimitando canales con una orientación predominante SW-NE, lo cual indica una progradación del delta en sentido NE, sugiriendo una fuente de aporte ubicada hacia el SW.

6. La reevaluación estructural, con la ayuda de las herramientas sísmicas y de registros de pozos (Registro de *Dipmeter*), permitió definir que el yacimiento del Campo Tibú, en el Área A, B y D, a nivel de la Formación Barco, esta conformado por un anticlinal asimétrico con doble cabeceo en dirección NNW – SSE. El Anticlinal tiene un flanco este de mayor longitud y de bajos buzamientos que contrasta con el flanco oeste de menor longitud y con mayores buzamientos.

7. La trampa estructural que da origen al yacimiento de la Formación Barco en el anticlinal de Socuavó (Área A, B y D del Campo Tibú), es producto de un regimen compresivo, caracterizado por un *Thrust* de alto ángulo (Falla Socuavó), que se encuentra asociado a un pliegue por flexión de falla (*Fault Bend Fold*).

8. El anticlinal de Socuavó, está interceptado por dos Fallas principales: La primera, al sur, es la Falla Socuavó. La segunda, al norte del anticlinal, es el *backthrust* de Socuavó. Estas dos Fallas no producen grandes saltos en la Formación Barco, por lo que es posible que no compartimentalicen el yacimiento; aunque lo anterior no descarta que estas Fallas puedan afectar procesos de ingeniería como la inyección de agua.

9. El amarre roca registro realizado a la Formación Barco permitió obtener valores aproximados de arenas “limpias” del registro de potencial espontáneo (SP) y del registro Gamma Ray (GR), de los cuales los más representativos pertenecen a este último registro y son del orden de 20-60 unidades API. Dichos valores operan como dato de entrada en

el cálculo de parámetros petrofísicos de yacimiento y también para definir como una primera aproximación tres tipos de roca; obteniendo una medida cuantitativa de la respuesta de los registros a las diferentes facies definidas en este trabajo.

10. Los valores promedio de las propiedades petrofísicas determinadas en el piloto de inyección del área A para la Formación Barco del Campo Tibú arrojaron los siguientes resultados: En cuanto a la porosidad se tiene que los mejores ciclos son el Ciclo II y III con valores del orden del 14%, la permeabilidad es mejor en los ciclos III y I con valores alrededor de los 50 mD y finalmente el espesor neto es mejor en los ciclos III y II con valores que oscilan entre los 30-50 pies.

11. Las propiedades petrofísicas para la Formación Barco en el área B del Campo Tibú muestran que el mejor ciclo es el Ciclo II con valores promedio de porosidad del orden del 16%, permeabilidades alrededor de 45 mD, espesores netos promedio de 40 pies y Saturación de agua inicial del 26%. El ciclo III presenta valores ligeramente inferiores respecto a los anteriores

12. En cuanto al área D del Campo Tibú, Formación Barco, se tiene que las mejores propiedades petrofísicas se presentan en el Ciclo III y II, con valores promedio de porosidad del orden del 10 -12%, permeabilidad de alrededor de 10-50 mD, espesores netos de 12-17 pies y saturación de agua inicial del 20- 27%. Se tienen dudas con respecto a la confiabilidad de la información obtenida en el cálculo de Sw en esta área.

13. En los mapas de isopropiedades realizados se observa que las propiedades petrofísicas están cercanamente asociadas a variaciones faciales marcando tendencias en la orientación de una determinada propiedad petrofísica según sea el caso, confirmando que las propiedades de yacimiento en la Formación Barco son estratigráficamente sensibles.

14. Este trabajo es de interés básico tanto para el personal de Ingeniería de Yacimientos como para el de Geología de Producción.

## 7. RECOMENDACIONES

- ✓ El conocimiento de la configuración de la trampa en el Campo Tibú a nivel de la Formación Barco es un paso fundamental en el proceso de optimización de producción que se lleva a cabo en este yacimiento. El mapeo de las principales Fallas en este yacimiento es un punto de partida para la reevaluación de procesos de ingeniería de yacimientos.
- ✓ Realizar correlaciones estratigráficas por tipos de depósito establecidos en este trabajo para conocer lateralmente el comportamiento detallado de los cuerpos arenosos del yacimiento para el Campo Tibú-Socuavó. Este trabajo permite conocer acuíferos en la geometría del yacimiento convirtiendo estos potenciales niveles en reservorios.
- ✓ Solicitar los resultados de corazones corregidos por presión de sobrecarga para el modelamiento más aproximado de la permeabilidad en la Formación Barco con el fin de correlacionar por ciclos los valores de porosidad y permeabilidad; y luego determinar la curva de permeabilidad basada en la curva de porosidad efectiva calculada a partir de registros de pozo.
- ✓ Utilizar además del cutoff de  $S_w$  del 79% para el espesor neto de arenas un cutoff de porosidad-permeabilidad y comparar los resultados.
- ✓ Extrapolar el modelo petrofísico a las demás áreas del Campo Tibú para optimizar la evaluación de yacimiento.
- ✓ Se recomienda determinar con los nuevos valores obtenidos en el modelamiento petrofísico realizado para la Formación Barco el volumen original y las reservas originales de hidrocarburos del área estudiada.

- ✓ Utilizar los mapas de isopropiedades como primera aproximación para determinar intervalos que presentan problemas de producción (alta producción de agua) y problemas de inyección (alta inyección de agua) en las arenas de la Formación Barco.
  
- ✓ Incentivar el trabajo interdisciplinario el cual permite aplicar un análisis más efectivo desde el punto de vista de Ingeniería de Petróleos y Geología.

## BIBLIOGRAFÍA

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.

ALFONSO, C.A. y MONDRAGÓN, J.C. (2001). Evaluación Regional del Catatumbo Fase 1. Gerencia de Prospección de Hidrocarburos. Reporte Interno ECOPETROL.

BARRET, D.G. (1992) Use of computers to perform Old Log Analysis. SPE paper 24451.

BOUMAN, Q.C. y GIBSON G. B. (1964) A Geological Review of the Barco Area. Reporte Interno Colpet. ISN 426.

BERG, C.R. (1998). “Synthetic Deviation: A New Dipmeter Interpretation Method”. AAPG Bulletin, Vol 82, No. 6, pp. 1133-1139.

BERNAL, J. *et al.* (1987). Geología del Sector Río Catatumbo – Río de Oro. *Inf. Geol.* 1440; ECOPETROL, Bogotá. 41 p.

BENGTSON, C.A. (1981). Statistical Curvature Analysis Techniques for structural interpretation of Dipmeter data. AAPG Bulletin, Vol 65, pp. 312-332.

-----, (1982). Structural and Stratigraphic Uses of Dip Profiles in Petroleum Exploration. AAPG Memoir 32, pp. 31-45.

BDP, BASE DE DATOS PETROLERA, Banco de Datos de ECOPETROL, Julio 10 de 2000, Campos Tibú y Sardinata.

BLASER, R. & WHITE, C. (1984) Source rock and carbonization study, Maracaibo Basin, Venezuela. *Petroleum Geochemistry and Basin Evaluation AAPG Memoir 35*. Ps. 229-252.

BERNER, R.A. (1981). Sedimentary Environments. *Journal of Sedimentary Petrology*. Vol 51, 2. **pp. 359-365**

BUENO, R. y PÁEZ, J.D. (1992) Caracterización y mapeo de las propiedades petrofísicas de las Arenas Superiores del Campo Casabe Bloque VIII, mediante Registros Eléctricos. Tesis de Grado. UIS – ECOPETROL-ICP. 181 pp.

CASTILLO, J. O. y CEBALLOS, C.P. (1990). Evaluación Estructural del Grupo Uribante en los Campos Tibú, Socuavo y Sardinata de la Cuenca del Catatumbo. Trabajo de Grado (Geólogos); Universidad de Caldas. Manizales, 195 p.

CASTRO, E. (1981). Revisión Geológica Campo Río de oro. Inf. Geol. 877; ECOPETROL, Bogotá. Reporte interno. 15 p.

COLEMAN, J.M y GAGLIANO, S.M (1965). Sedimentary Structures – Mississippi Delta Plain. Society of Economic Paleontologists and Mineralogists. Special Publication 12. **pp. 133-148**

COLEMAN, J.M y PRIOR, D.B. (1980). Deltaic sand bodies: AAPG Short Course Note Series 15, 171p.

COLOMBIAN SOCIETY OF PETROLEUM GEOLOGISTS AND GEOPHYSICISTS. (1959). Barco Concession Field Conference. Inf. Geol. 172; ECOPETROL, Bogotá. 36 p.

CORE Laboratories (1998). Geochemical evaluation of source rocks, crude oils, oil seeps, and gas samples from the Catatumbo Basin, Colombia. Final report, 100p.

COMPTON, R. (1985) Geology in the field: Ed. John Wiley & Sons, New York. **p. 1-398.**

CRAIN, E.R. (2000). Crain's Petrophysical Handbook. En: [www.spec2000.net/lcmain.htm](http://www.spec2000.net/lcmain.htm) (Diciembre de 2005)

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 7<sup>th</sup> Exploration and Production Research Conference; Paris, Teichnip, p. 11-33.

DE PORTA, J. (1974). Lexique Stratigraphique International. Ameique Latine. Colombia. Volume V. Fascicule 4b. Centre Nat. Rech. Scie; París. 692 p.

ECOPETROL (1994). Evaluación integrada de Yacimientos. Campo Tibú Area A. Formación Barco. Reporte interno. Vicepresidencia de Exploración y Producción. División de Yacimientos. Bogotá. 106 p.

ECOPETROL-ICP (1998) Patronamiento Bioestratigráfico de un área en el sur de la Cuenca del Catatumbo. Ecopetrol-ICP. Reporte interno División de Exploración y Producción. 6 Volúmenes.

ECOPETROL-VPR (2005). Proyecto Desarrollo Adicional Campo Tibú. Gerencia Regional Norte – Vicepresidencia de Producción. Junio de 2005. Presentación en *Flash*. En : <http://www.ecopetrol.com.co> (Mayo de 2005).

ESCALANTE, C.E y ROJAS, L.E (1991). Ambientes de Depósito de las Formaciones Catatumbo y Barco con Base en Núcleos de Perforación y Registros Eléctricos. Tesis de Grado. UIS – ECOPETROL ICP. pp 7-117

EXXON (1994). Regional Petroleum Geology of the Catatumbo Basin, Colombia. Vol 1. p. 42, 46-48, 127. Informe Interno. ECOPETROL

FAJARDO, A.A. et al. (1989). Pozo Tibú 500B. Informe de descripción macropetrográfica. ECOPETROL – ICP. Reporte interno.

FISK, H.N. (1955). Sand facies of Recent Mississippi delta deposits: 4th World Petroleum Congreso Proceedings, section I/C, paper 3, p.377-398.

FOLK, R.L. (1974). Petrology of Sedimentary Rocks. Hemphill Publishing Co. Texas. 182 p.

GALVIS, J. (1989). Breve Análisis del Proyecto de Inyección de Vapor de Carbonera. Centro de Información Técnica, ICP, Bucaramanga. 23p.

GÓMEZ, P.D. y RUBIANO, J.L. (1999) Programa SCAT Versión 1.2 (Hoja de cálculo de Microsoft Excel).

GONZÁLEZ, J.O. (1994). Petrología de seis muestras del Pozo Tibú-500 del Campo Tibú en la Cuenca del Catatumbo. ECOPETROL – ICP. Reporte interno.

HERNANDEZ, R. (2000). Geometry and kinematics of Thrust – Related Deformation between the Petrolea and Aguardiente Structures, in the Catatumbo Subbasin, Colombia. Tesis de Maestría. Universidad de Illinois. Urbana. p 6-7, 37, 61-62, 74.

HILCHIE, D.W. (1982) Old electrical log interpretation. Department of Petroleum Engineering . Colorado School of Mines. Golden, Colorado. 163pp.

JULIVERT, M. (1968) Lexique Stratigraphique International. Amerique latine. Colombie. Volumen V. Fascicule 4a. Centre Nat. Rech. Scie ; Paris. 651 p.

LLERENA, J. y MARCANO, F. (1997) El sistema petrolífero en la subcuenca de Catatumbo, Cuenca de Maracaibo, Venezuela. VI Simposio Bolivariano, Caracas, pp. 540-551.

LOWELL, J.D., (1985). Structural Styles in Petroleum Exploration. Tulsa, Oklahoma: OGCI Publications. p. 7-8, 45-124.

LUGO, J. y MANN, P. (1995). Jurassic – Eocene Tectonic Evolution of Maracaibo Basin, Venezuela. *En: TANKARD, A.J.; SUAREZ, R. and WELSINE, H. J. Petroleum Basins of South America. AAPG Memoir 62*, p. 699 – 725.

MESA, A. *et al* (1993). Análisis petrológico convencional y especial pozos Tibú 408, 490, 34 y 36, Area A, Formación Barco. ECOPETROL-ICP. Reporte interno.

MITCHUM, R.M. y VAIL, P.R. (1977). Seismic Stratigraphy and global changes of sea level. Stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences. *AAPG Memoir 26* p. **117-135**

MITRA, S. y MOUNT, V.S. (1998). Foreland Basement-Involved Structures. *En: AAPG Bulletin*. Vol. 82, No. 1, p. 70-109.

MONDRAGÓN, J.C. *et al.* (2002) Proyecto de Evaluación Regional de la Cuenca del Catatumbo. ECOPETROL- AEX. Reporte interno. pp. 19-49

NAVARRETE, R.E. (1991) Informe Palinológico y Análisis del Kerógeno de los Pozos Río de Oro 14, Sardinata N-2, Veta1 y Tibú 408. *En: Evaluación de la Cuenca del Catatumbo, Anexo 3: Micropetrografía y Bioestratigrafía. ECOPETROL-ICP Informe Interno.* pp 160-162

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.

PARNAUD, F. *et al.* (1995). Stratigraphic Synthesis of Western Venezuela. *En: AAPG Memoir 62*. P.681-698.

PINDELL, J. L. (1998). 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.

PEMBERTON, S.G (1992) Applications of Ichnology to Petroleum Exploration. A Core Workshop. SEPM Core Workshop No. 17. Calgary. 423 pp.

PEREZ, H.H y SAAVEDRA N.F. (1994). Informe petrofísico del Campo Tibú Area A. ECOPETROL-ICP Informe Interno.

PONCE, A. (1978). Geología de la Región de Cúcuta. *Inf. 1743; Ingeominas, Bogotá.* 31 p.

REINECK, H.E y SINGH, I.B. (1980). Depositional Sedimentary Environments, with reference to Terrigenous Clastics. Springer-Verlag. 549 pp.

RAMÓN, J.C. y CROSS, T.A.. (1997). Characterization and prediction of reservoir architecture and petrophysical properties in fluvial channel sandstones, Middle

- Magdalena Basin, Colombia. Ciencia Tecnología y Futuro, Vol 1, No. 3. ECOPETROL.
- REYES, A. (1990). Estratigrafía e interpretación de ambientes de la Formación Barco-Campo Tibú – Área B. Informe interno ECOPETROL-ICP.
- RICHARDS, H.G. (1968). Cretaceous Section in the Barco Area of Northeastern Colombia. AAPG Bulletin. Vol 52, No. 12. pp. 2324-2336
- RUGE, P. (1979). Evaluación geológica del Miembro Tibú, área Tibú-Socuavó. División de Exploración. ECOPETROL. Reporte interno. 50p.
- 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.
- SCHLUMBERGER (1998) Log interpretation Charts. Schlumberger Educational Services. New York. p 4-28 a 4-30.
- SERRA, O. (1986). Análisis de ambientes sedimentarios mediante perfiles de pozo. Schlumberger. p.151-176.
- SUTTON, F.A. (1946). Geology of Maracaibo Basin, Venezuela. AAPG Bulletin; Vol 30, No.10, pp 1621-1741.
- TALUKDAR, S. et al. (1986) Generation and migration of hydrocarbons in the Maracaibo Basin, Venezuela: An integrated basin study. Organic Geochemistry 10: 261-279.
- TOCCO, R. et al. (1997) Geochemical Modelling of the principal Source Rocks of the Barinas and Maracaibo Basins, Western Venezuela. Bol. Soc.Venezolana de Geología 22(2): 17-28
- TYE, R.S y HICKEY J.J. (2001) Permeability characterization of distributary mouth bar sandstones in Prudhoe Bay field, Alaska: How horizontal cores reduce risk in developing deltaic reservoirs. AAPG Bulletin, Vol 85, No. 3. pp. 459-475.
- VAN DER HAMMEN, T. (1958). Estratigrafía del Terciario y Maastrichtiano Continentales y Tectogénesis de los Andes Colombianos. Boletín Geológico, Vol. 6, Nos 1-3, INGEOMINAS, Bogotá.
- VAN HEERDEN, I.L. (1983). Deltaic sedimentation in eastern Atchafalaya bay, Louisiana: Ph.D. dissertation, Louisiana State University, Baton Rouge, Louisiana, 161 p.
- VAN HEERDEN, I.L. y ROBERTS, H.H. (1988). Facies development of Atchafalaya delta,

Louisiana: a modern bayhead delta: AAPG Bulletin, v.72, no. 4, p. 439-453.

VAN HOUTEN, F.B. & JAMES, H.E. (1984). Late Cenozoic Guayabo Delta Complex in Southwestern Maracaibo Basin, Northeastern Colombia. In: Caribbean South America Plate Boundary and Regional Tectonics. Memoir 162. G.S.A. pag.325.

VARGAS, H.M y DURÁN, E. (2002). Incremental production project Tibú Field- Pilot Area 1. Geological and reservoir engineering evaluation. Tertiary Barco Formation. Halliburton Latin America S.A. 641 p.

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.

WALSH, J.W *et al.* (1993) Analyzing old electric logs in shaly sand formations. SPE paper 25508.

WRIGHT, L.D. (1977). Sediment transport at river mouths: a synthesis: Geological Society of America Bulletin, v.88, p.857-868.

YUREWICZ, D.A. *et al.* (1998). Source rocks and oil families, Southwest Maracaibo Basin (Catatumbo Subbasin), Colombia. AAPG Bulletin Vol. 82 No. 7. pp. 1329-1352.

Fotografía del Delta del Río Mississippi. En: <http://www.jpl.nasa.gov> (Octubre de 2005)

Fotografía del Delta del Río Ganges. En: <http://earth.google.com> (Octubre de 2005)

Temperatura ambiente promedio de Cúcuta y alrededores En: <http://www.ideam.gov.co> (Septiembre de 2005)